



Gaz de France

Société anonyme au capital de 983 871 988 €
Siège social : 23 rue Philibert Delorme – 75017 Paris
R.C.S. Paris 542 107 651



Conformément à l'article 212-13 de son règlement général, l'Autorité des marchés financiers a enregistré le présent document de référence le 27 avril 2007 sous le numéro R. 07-046. Il ne peut être utilisé à l'appui d'une opération financière que s'il est complété par une note d'opération visée par l'Autorité des marchés financiers. Ce document de référence a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires. Cet enregistrement, effectué après examen de la pertinence et de la cohérence de l'information donnée sur la situation de la société, n'implique pas l'authentification des éléments comptables et financiers présentés.

Conformément à l'article 28 du règlement européen n°809/2004 du 29 avril 2004, le présent document de référence incorpore par référence les informations suivantes :

- les comptes consolidés du Groupe établis selon les normes IFRS pour l'exercice clos le 31 décembre 2005 ainsi que le rapport des commissaires aux comptes y afférent figurant aux pages 182 à 301 du document de référence 2005 de la Société enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 5 mai 2006 sous le numéro R.06-050 ;
- les comptes consolidés du Groupe établis selon les normes françaises pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 ainsi que le rapport des commissaires aux comptes y afférent figurant aux pages 217 à 265 du document de base de la Société enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 1er avril 2005 sous le numéro I.05-037.

Des exemplaires du présent document de référence sont disponibles sans frais auprès de Gaz de France, 23 rue Philibert Delorme – 75017 Paris, sur le site internet de la Société (<http://www.gazdefrance.com>) ainsi que sur le site internet de l'Autorité des marchés financiers (<http://www.amf-france.org>).

Note

*Dans le présent document de référence, les termes « **Gaz de France** » ou la « **Société** » ou l'« **Emetteur** » désignent la société Gaz de France, telle qu'identifiée au paragraphe 5.1 – « Histoire et évolution de la Société ». Le terme « **Groupe** » désigne Gaz de France et ses filiales, dont un organigramme simplifié figure au chapitre 7 – « Organigramme ».*

Un tableau des unités de mesure du gaz naturel et des autres produits énergétiques ainsi qu'un glossaire des termes techniques les plus utilisés figurent respectivement en Annexe A et en Annexe B au présent document de référence.

Sommaire

1	PERSONNE RESPONSABLE	P.1	9	EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIERE ET DU RESULTAT	P.105
1.1	Responsable du document de référence	p.1	9.1	Principaux facteurs ayant un impact sur l'activité et les performances du Groupe	p.107
1.2	Attestation du responsable du document de référence	p.1	9.2	Analyse de l'évolution de l'activité du Groupe	p.110
2	RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES	P.3	9.3	Analyse des performances opérationnelles du Groupe	p.114
2.1	Commissaires aux comptes	p.3	10	TRESORERIE ET CAPITAUX	P.119
2.2	Démission ou départ de commissaires aux comptes	p.3	10.1	Capitaux propres de l'émetteur	p.120
3	INFORMATIONS FINANCIERES SELECTIONNEES	P.5	10.2	Description, source et montant des flux de trésorerie	p.120
3.1	Activité	p.5	10.3	Conditions d'emprunt et structure de financement	p.122
3.2	Performances opérationnelles	p.7	10.4	Restriction à l'utilisation des capitaux	p.124
3.3	Structure financière	p.9	10.5	Sources de financement attendues pour honorer les engagements	p.124
4	FACTEURS DE RISQUES	P.11	11	RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT, PROPRIETE INTELLECTUELLE	P.125
4.1	Principaux risques	p.11	11.1	Recherche et Développement	p.125
4.2	Gestion des risques	p.18	11.2	Propriété intellectuelle	p.126
5	INFORMATIONS CONCERNANT L'EMETTEUR	P.23	12	TENDANCES SUSCEPTIBLES D'INFLUER SUR LES PERSPECTIVES DE LA SOCIETE	P.129
5.1	Histoire et évolution de la Société	p.23	12.1	Objectifs	p.129
5.2	Investissements	p.24	12.2	Événements récents	p.129
6	APERCU DES ACTIVITES	P.27	12.3	Perspectives	p.130
6.1	Principales activités	p.27	13	PREVISIONS OU ESTIMATIONS DU BENEFICE	P.131
6.2	Principaux marchés	p.95	14	ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE ET DIRECTION GENERALE	P.133
6.3	Événements exceptionnels	p.96	14.1	Composition des organes d'administration et de direction	p.133
6.4	Degré de dépendance	p.96	14.2	Conflits d'intérêt au niveau des organes d'administration et de la direction générale	p.145
6.5	Éléments relatifs à la position concurrentielle	p.96	15	REMUNERATIONS ET AVANTAGES	P.147
7	ORGANIGRAMME	P.99	15.1	Intérêts et rémunérations des membres du Conseil d'administration, du Président Directeur Général et des Directeurs Généraux Délégués	p.147
8	PROPRIETES IMMOBILIERES, USINES ET EQUIPEMENTS	P.103	15.2	Montant total des sommes provisionnées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	p.148
8.1	Propriétés immobilières	p.103			
8.2	Aspects environnementaux liés à la détention des actifs immobiliers par la Société	p.103			

<p>16</p> <p>FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION</p> <p>P.149</p> <p>16.1 Mandats des membres des organes d'administration p.149</p> <p>16.2 Informations sur les contrats de prestation de services liant les membres du conseil d'administration et de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales p.149</p> <p>16.3 Fonctionnement du conseil d'administration p.149</p> <p>16.4 Charte de l'administrateur p.151</p> <p>16.5 Comités du conseil d'administration p.151</p> <p>16.6 Limitations apportées aux pouvoirs de la direction p.154</p> <p>16.7 Le contrôle interne p.155</p> <p>16.8 Déclaration relative au gouvernement d'entreprise p.155</p>	<p>21</p> <p>INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES</p> <p>P.297</p> <p>21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital p.297</p> <p>21.2 Acte constitutif et statuts p.308</p>
<p>17</p> <p>SALARIES</p> <p>P.157</p> <p>17.1 Ressources humaines-Effectifs p.157</p> <p>17.2 Participations et stock options des administrateurs et directeurs généraux délégués p.160</p> <p>17.3 Intéressement, participation et actionnariat salarié p.161</p> <p>17.4 Organisation sociale du Groupe p.162</p>	<p>22</p> <p>CONTRATS IMPORTANTS</p> <p>P.311</p> <p>22.1 Contrats conclus en 2006 p.311</p> <p>22.2 Contrats conclus en 2005 p.312</p>
<p>18</p> <p>PRINCIPAUX ACTIONNAIRES</p> <p>P.173</p> <p>18.1 Principaux actionnaires p.173</p> <p>18.2 Droits de vote p.173</p> <p>18.3 Déclaration relative au contrôle de la Société par l'actionnaire majoritaire p.173</p> <p>18.4 Accord portant sur le contrôle de la Société p.173</p>	<p>23</p> <p>INFORMATIONS PROVENANT DE TIERS, DECLARATIONS D'EXPERTS ET DECLARATIONS D'INTERET</p> <p>P.313</p> <p>23.1 Déclarations ou rapports p.313</p> <p>23.2 Informations provenant de tiers p.313</p>
<p>19</p> <p>OPERATIONS AVEC DES APPARENTES</p> <p>P.175</p> <p>19.1 Relations avec l'Etat p.175</p> <p>19.2 Relations avec le groupe EDF p.175</p> <p>19.3 Relations avec les sociétés du Groupe p.176</p>	<p>24</p> <p>DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC</p> <p>P.313</p>
<p>20</p> <p>INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR</p> <p>P.181</p> <p>20.1 Informations financières historiques p.182</p> <p>20.2 Politique de distribution des dividendes p.295</p> <p>20.3 Procédures judiciaires et d'arbitrages p.295</p> <p>20.4 Absence de changement significatif de la situation financière ou commerciale p.296</p>	<p>25</p> <p>INFORMATIONS SUR LES PARTICIPATIONS</p> <p>P.313</p>
	<p>A</p> <p>ANNEXE A</p> <p>P.315</p> <p>Tableau des unités de mesure de gaz et des autres produits énergétiques</p>
	<p>B</p> <p>ANNEXE B</p> <p>P.317</p> <p>Glossaire</p>
	<p>C</p> <p>ANNEXE C</p> <p>P.321</p> <p>Rapport du président du conseil d'administration sur les procédures de contrôle interne</p>
	<p>D</p> <p>ANNEXE D</p> <p>P.333</p> <p>Rapport des commissaires aux comptes sur le rapport du président sur les procédures de contrôle interne</p>
	<p>E</p> <p>ANNEXE E</p> <p>P.335</p> <p>Tableau d'honoraires des commissaires aux comptes</p>
	<p>F</p> <p>ANNEXE F</p> <p>P.337</p> <p>Document d'information annuel</p>

1.1 Responsable du document de référence

Monsieur Jean-François Cirelli, Président-directeur général.

1.2 Attestation du responsable du document de référence

J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent document de référence sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes donnés dans le présent document de référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du présent document de référence. Cette lettre ne contient pas d'observations.

Les informations financières historiques présentées dans le présent document de référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant au paragraphe 20.1.1.2, qui ne contient pas d'observation.

Les comptes consolidés des exercices clos les 31 décembre 2005 et 2004, respectivement préparés selon les normes IFRS et selon les normes comptables françaises, ont fait l'objet de rapports des commissaires aux comptes figurant respectivement au chapitre 20.1.1.2 du document de référence 2005 de la Société enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 5 mai 2006 sous le numéro R.06-050 et au chapitre 5.6.3 du document de base de la Société enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 1^{er} avril 2005 sous le numéro I.05-037 qui contiennent :

- au titre de l'exercice 2005, une observation relative au traitement comptable retenu pour les concessions en l'absence de dispositions spécifiques du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne sur ce sujet, et notamment au fait que l'application du modèle incorporel tel que déterminé par le projet d'interprétation D14 de l'IFRIC aurait pu amener Gaz de France au 31 décembre 2005 à diminuer les actifs en concession et les passifs à hauteur du montant du poste « Droits des concédants dans les actifs » ;
- au titre de l'exercice 2004, des observations relatives :
 - à la description de la réforme du financement du régime de retraite des entreprises des industries électriques et gazières et aux conséquences financières et comptables de cette réforme pour Gaz de France ;
 - à l'absence d'évaluation fiable de l'engagement qui existait au 31 décembre 2004 dans le cadre du régime de couverture maladie et aux conséquences financières et comptables pour Gaz de France de la réforme du financement du régime intervenue en février 2005 ;
 - aux modifications apportées à l'évaluation de la provision pour démantèlement du réseau de distribution de Gaz de France.

Jean-François Cirelli
Président-directeur général

2

RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES

2.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES

2.1.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES

2.1.2 COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS

P.3

p.3

p.3

2.2 DÉMISSION OU DÉPART DE COMMISSAIRES AUX COMPTES

P.3

2.1 Commissaires aux comptes

2.1.1 Commissaires aux comptes titulaires

Mazars & Guérard
Tour Exaltis
61 rue Henri Regnault
92075 Paris La Défense Cedex
Représenté par Messieurs Michel Barbet-Massin et Xavier Charton.

Ernst & Young Audit
Faubourg de l'Arche
11 allée de l'Arche
92037 Paris-La Défense Cedex
Représenté par Messieurs Patrick Gounelle et Philippe Hontarrède.

Les sociétés Mazars & Guérard et Ernst & Young Audit sont commissaires aux comptes titulaires de Gaz de France depuis le 1^{er} janvier 2002. Les mandats des commissaires aux comptes titulaires expireront à l'issue de l'assemblée générale annuelle statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

2.1.2 Commissaires aux comptes suppléants

Auditex
81 rue de Miromesnil
75008 Paris
Représenté par Monsieur Alain Bitton.

Cailliau Dedouit et Associés
19 rue Clément-Marot
75008 Paris
Représenté par Monsieur Jean-Jacques Dedouit.

Les sociétés Auditex et Cailliau Dedouit et Associés sont commissaires aux comptes suppléants de Gaz de France depuis le 1^{er} janvier 2002. Les mandats des commissaires aux comptes suppléants expireront à l'issue de l'assemblée générale annuelle statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

2.2 Démission ou départ de commissaires aux comptes

Néant

3.1 ACTIVITÉ

P.5

3.3 STRUCTURE FINANCIÈRE

P.9

3.2 PERFORMANCES OPÉRATIONNELLES

P.7

Le Groupe a retenu, pour l'arrêté 2006, l'application de l'interprétation IFRIC 12 sur les contrats de concession. Ses implications sont détaillées dans le préambule du chapitre 9.

L'Excédent Brut Opérationnel a été supprimé du compte de résultat, mais il est maintenu en tant qu'indicateur de performance opérationnelle. Une réconciliation avec les états financiers est intégrée dans

le chapitre 20 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 30.2 ».

Les informations financières ci-après ont pour objectif de présenter et analyser succinctement l'évolution entre 2005 et 2006 de l'activité, de la performance opérationnelle et de la structure financière du groupe Gaz de France.

En millions d'euros	2006	2005 retraité ⁽²⁾	Variation	2004 retraité ⁽³⁾
Chiffre d'affaires	27 642	22 872	+ 21 %	18 001
Excédent Brut Opérationnel	5 149	4 248	+ 21 %	4 163
Résultat Opérationnel	3 608	2 821	+ 28 %	2 255
Résultat net – part du groupe	2 298	1 782	+ 29 %	1 307
Cash flow opérationnel	5 118	4 254	+ 20 %	4 199
Bénéfice net par action ⁽¹⁾	2,34	1,89	+ 24 %	1,45

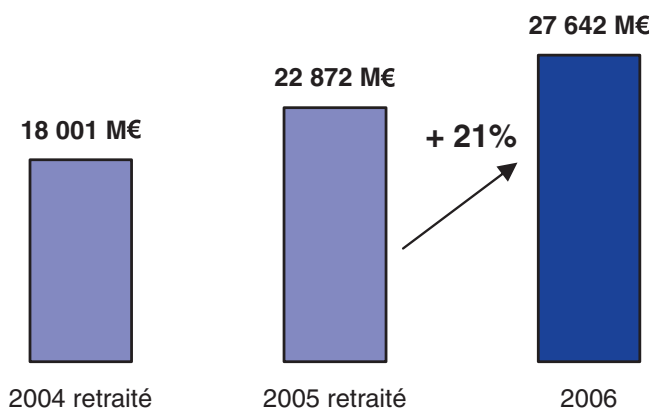
(1) Nombre moyen d'actions en circulation en 2006 : 983 718 801 contre 942 438 942 en 2005. Le nombre de titres a été doublé au 1^{er} semestre 2005 par division du nominal par deux (voir chapitre 20 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS/Annexes/Note 7 »). Sur la base du nominal effectif, le résultat par action 2004 est de 2,89 euros.

(2) Retraité, conformément à la norme IAS 8, des impacts de l'application des normes IFRIC12 et IFRIC 4.

(3) Pro-forma post-réforme du régime des retraites non audité retraité, conformément à la norme IAS 8, des impacts de l'application des normes IFRIC12 et IFRIC 4. Les données publiées relatives à 2004 figurent dans le chapitre 20 du document de référence de 2005.

3.1 Activité

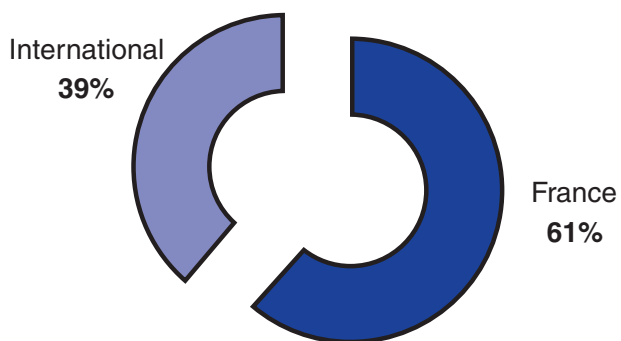
Chiffre d'affaires en progression de 21 %



Répartition du chiffre d'affaires 2006 par pôle / segment

<i>En millions d'euros</i>	2006	<i>Variation vs 2005</i>
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services		
Exploration-Production	1 659	46 %
Achat-Vente d'Énergie	20 481	19 %
Services	2 181	13 %
Pôle Infrastructures		
Transport-Stockage France	2 227	5 %
Distribution France	3 289	- 4 %
Transport-Distribution International	3 570	57 %
Eliminations, autres et non alloué	-5 765	
TOTAL GROUPE	27 642	+ 21 %

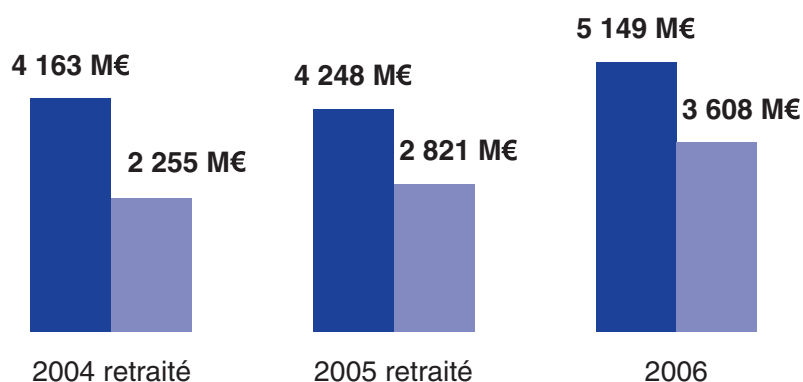
Répartition du chiffre d'affaires 2006 par destination



3.2 Performances opérationnelles

Progression de l'Excédent Brut Opérationnel (EBO) de 21 % et du Résultat Opérationnel (RO) de 28 %

■ Excédent Brut Opérationnel (EBO) ■ Résultat Opérationnel (RO)



Répartition de l'Excédent Brut Opérationnel (EBO) au 31 décembre 2006 par pôle / segment

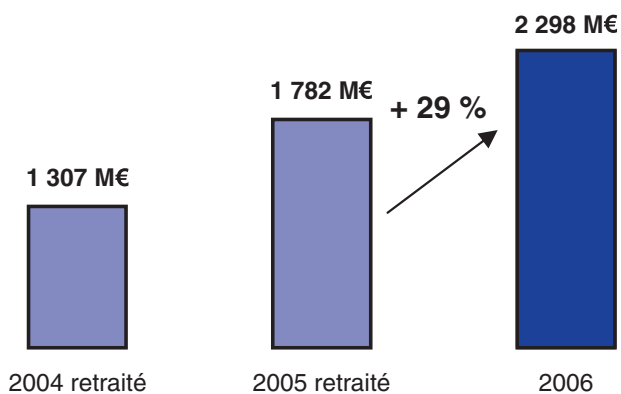
La réconciliation de cet indicateur avec les états financiers est décrite dans la note 30-2 de l'annexe aux comptes consolidés

En millions d'euros	2006	%
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services		
Exploration-Production	1 270	25 %
Achat-Vente d'Énergie	441	9 %
Services	189	4 %
Pôle Infrastructures		
Transport-Stockage France	1 285	25 %
Distribution France	1 412	27 %
Transport Distribution International	562	11 %
Autres et non alloué	-10	0 %
TOTAL GROUPE	5 149	100 %

Répartition du Résultat Opérationnel (RO) au 31 décembre 2006 par pôle / segment

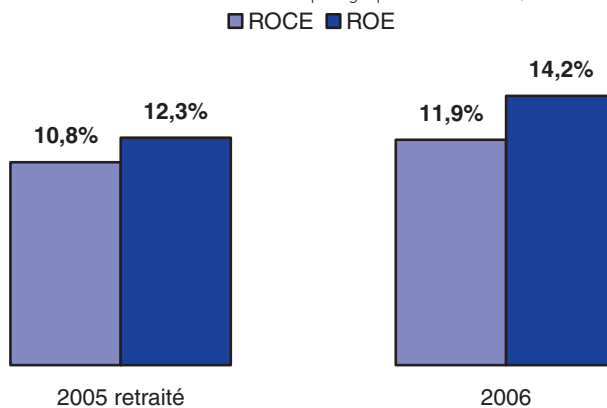
<i>En millions d'euros</i>	2006	%
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services		
Exploration-Production	935	26 %
Achat-Vente d'Énergie	391	11 %
Services	111	3 %
Pôle Infrastructures		
Transport-Stockage France	953	26 %
Distribution France	726	20 %
Transport Distribution International	402	11 %
Autres et non alloué	90	2 %
TOTAL GROUPE	3 608	100 %

Progression du Résultat net part du Groupe de 29 %



Evolution du ROCE et du ROE sur 2 ans

Le détail de leur calcul est donné au paragraphe 9.3.3 - « ROE, ROCE »



3.3 Structure financière

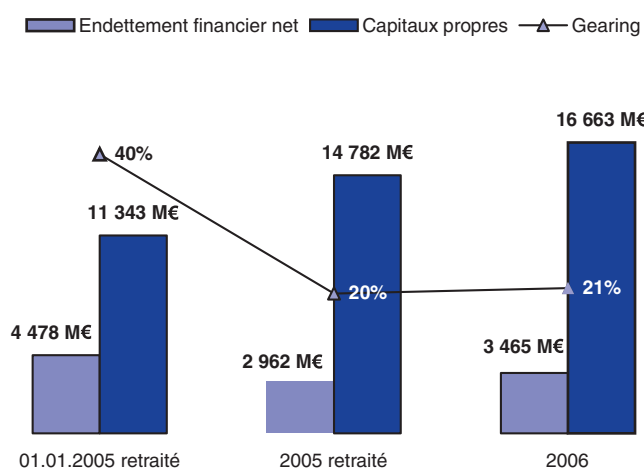
Actif du bilan (principales rubriques)

En millions d'euros	31.12.2006	31.12.2005 retraité
Actifs non courants	27 376	25 405
Stocks et en cours	1 935	1 452
Créances clients et autres	8 286	8 259
Autres actifs courants	2 756	2 678
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 556	2 142
Total actif	42 909	39 936

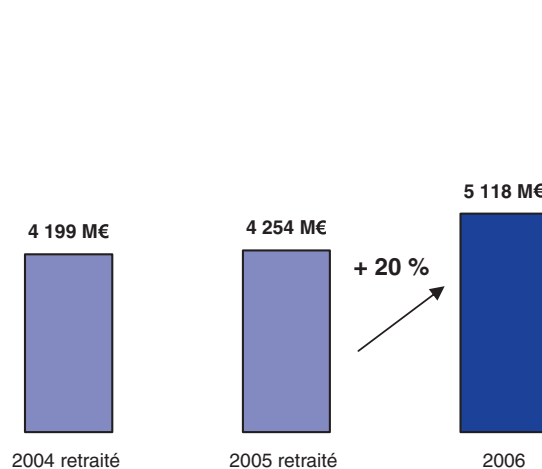
Passif du bilan (principales rubriques)

En millions d'euros	31.12.2006	31.12.2005 retraité
Capitaux propres	16 663	14 782
Provisions non courantes	6 892	6 627
Autres passifs non courants	2 852	2 943
Dettes financières	6 028	5 112
Dettes fournisseurs	3 623	3 202
Autres passifs courants	6 851	7 270
Total passif	42 909	39 936

Stabilité du gearing entre 2005 et 2006



Progression du cash flow opérationnel de 20 %

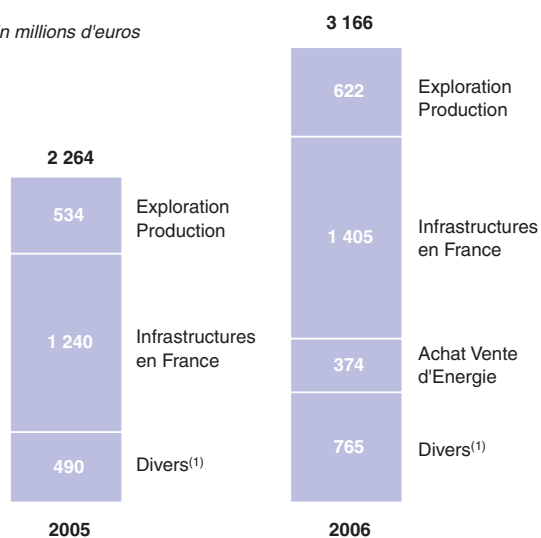


Evolution des investissements

Voir paragraphe 10.2.2 – « Flux issus des activités d'investissement »

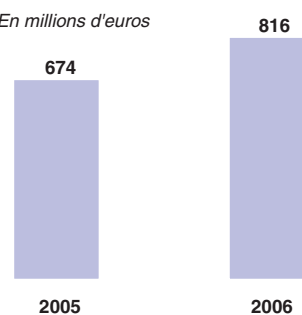
Investissements hors croissance externe

En millions d'euros



Croissance externe

En millions d'euros



(1) Investissements d'équipement hors Exploration-Production et infrastructures en France, et autres investissements.

4.1 PRINCIPAUX RISQUES

4.1.1 RISQUES LIÉS AUX SECTEURS D'ACTIVE DU GROUPE	P.11
4.1.2 RISQUES RÉGLEMENTAIRES	p.11
4.1.3 RISQUES LIÉS AU DÉVELOPPEMENT DU GROUPE	p.13
4.1.4 RISQUES LIÉS À L'ADAPTATION AUX NOUVELLES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE	p.13
4.1.5 RISQUES INDUSTRIELS	p.15
4.1.6 RISQUES LIÉS À LA MAÎTRISE DE L'INFORMATION	p.15
4.1.7 RISQUES LIÉS AUX RESSOURCES HUMAINES	p.16
4.1.8 RISQUES LIÉS À L'ENVIRONNEMENT, LA SANTÉ, L'HYGIÈNE ET LA SÉCURITÉ	p.17

4.2 GESTION DES RISQUES

4.2.1 GESTION DES RISQUES ASSURABLES	P.18
4.2.2 GESTION DES RISQUES FINANCIERS	p.19

La Société exerce son activité dans un environnement qui connaît une évolution rapide et fait naître de nombreux risques, dont elle ne maîtrise pas tous les facteurs de matérialisation. Ces risques incluent notamment les incertitudes liées à la vitesse d'évolution du marché européen de l'énergie. Les risques et incertitudes présentés ci-dessous ne sont pas

les seuls auxquels la Société doit faire face. D'autres dont elle n'a pas actuellement connaissance ou qu'elle ne considère pas comme majeurs, pourraient également avoir une incidence négative sur son activité, ses résultats ou son bilan.

4.1 Principaux risques

4.1.1 Risques liés aux secteurs d'activité du Groupe

Risques commerciaux liés aux activités achat-vente de gaz naturel et d'électricité

Le risque principal de l'activité achat-vente de gaz naturel et d'électricité réside en une inadéquation du portefeuille des approvisionnements au portefeuille des ventes, en termes de quantités, de localisation géographique, de prix (niveau et indexation) ou de maturité (court, moyen et long terme). Tout événement ayant des impacts sur les approvisionnements ou les ventes d'énergie, est susceptible si ces impacts ont été mal anticipés, de perturber l'équilibre achats-ventes choisi par Gaz de France, et donc de créer un aléa sur ses résultats attendus.

Les principaux facteurs de risques commerciaux de l'activité achat-vente sont décrits dans ce paragraphe, à l'exception des risques pesant sur les tarifs administrés de ventes, des risques de contreparties et des risques liés à la variation des cours des produits pétroliers et des taux de change, traités séparément :

L'attente d'un fournisseur unique

De nombreux clients éligibles souhaitent confier leur fourniture de gaz et d'électricité à un seul fournisseur. Des études montrent que cette tendance est encore plus marquée sur le segment des particuliers qui sera ouvert à la concurrence en France au 1^{er} juillet 2007. Ainsi, pour le Groupe, toute difficulté à satisfaire la demande d'électricité de ses clients pourrait avoir de fortes conséquences sur ses ventes de gaz et ses parts de marché.

Les engagements au titre des contrats « take-or-pay »

Le développement du gaz en Europe s'opère en grande partie grâce à des contrats « take-or-pay » long terme. Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures de production et de

transport coûteuses. Selon ces contrats, le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier à payer des quantités minimales qu'il en prenne livraison ou non. Ces engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité.

Afin d'avoir la garantie de disposer dans les années à venir des quantités de gaz nécessaires à l'approvisionnement de ses clients, Gaz de France a recours dans une forte proportion (de l'ordre de 80% de son portefeuille d'approvisionnements) à ce type de contrats. En cas de baisse de ses ventes, Gaz de France pourrait être obligé d'acheter du gaz qu'il ne pourrait revendre qu'en appliquant une décote substantielle.

Les aléas sur la demande

La stratégie du Groupe est fondée sur l'hypothèse que les consommations de gaz et d'électricité augmenteront en France et en Europe. La rentabilité des investissements du Groupe (actifs de production, infrastructures, ressources de commercialisation) pourrait être affectée si cette hypothèse s'avérait inexacte. Gaz de France a mis en place une veille sur les tendances du marché et réalise des activités de recherche et développement sur les nouveaux usages du gaz naturel.

De nombreux facteurs sont susceptibles d'agir sur la demande d'énergie : évolution de la croissance économique, attractivité économique relative du gaz naturel par rapport aux autres énergies, politique énergétique de chaque pays (maîtrise de la demande d'énergie, émissions de gaz à effet de serre, relance ou abandon du nucléaire, développement des énergies renouvelables), évolution technologiques susceptibles de créer de nouvelles utilisations des énergies, accident pouvant dégrader l'image de certaines filières, ...

Des variations climatiques importantes (essentiellement en termes de températures) d'une année sur l'autre peuvent provoquer des variations substantielles de la demande énergétique, avec une demande plus élevée lors des années les plus froides, et inférieure les années les plus chaudes. Ce facteur est susceptible d'impacter les résultats du Groupe.

La saisonnalité de la demande entre hiver et été engendre des variations importantes des résultats du Groupe au cours de l'année.

L'intensification de la concurrence à la vente

L'ouverture complète des marchés électrique et gazier européens permet aux énergéticiens en place de se diversifier en termes de produit et de zone de chalandise, mais également à de nouveaux acteurs de pénétrer ces marchés. Gaz de France fonde sa stratégie et ses anticipations de gains et de pertes de part de marché sur des hypothèses d'intensité concurrentielle. La capacité de Gaz de France à faire face à une pression concurrentielle plus importante que prévue, comme la capacité de Gaz de France à conquérir de nouveaux marchés hors de France, constituent un aléa sur les résultats du Groupe.

En France en particulier, ce risque est plus prégnant dans la mesure où Gaz de France a longtemps été associé à EDF pour la commercialisation de son gaz. Un certain nombre de clients de Gaz de France, notamment sur le marché des particuliers, ne l'identifie pas clairement en tant qu'entreprise distincte parce que ses ventes, sa facturation, son service client et ses activités de réseau ont traditionnellement été effectués dans un cadre commun. Cette confusion pourrait entraîner une perte de clients et de parts de marché. Gaz de France s'attache à poursuivre sa politique de communication destinée à renforcer son identification. En particulier en 2006, la facturation des clients particuliers a été dissociée.

Les tensions sur les approvisionnements

L'Europe sera de plus en plus dépendante en gaz naturel de pays extra-européens du fait de la diminution progressive de sa production intérieure et de la prévision de croissance de ses besoins. Gaz de France n'envisage pas à court et moyen termes de baisse majeure d'approvisionnement de gaz naturel de l'Europe. Cependant toute difficulté d'approvisionnement potentiellement liée aux politiques des pays producteurs, à des contraintes techniques ou financières sur les infrastructures existantes ou à développer, seraient de nature à entraver la compétitivité des achats de gaz du Groupe (contrats nouveaux ou renouvellement d'anciens contrats).

De même que pour la vente, la concurrence à l'achat de gaz naturel pourrait s'avérer plus active que prévue (dynamisme des marchés américains ou extrême-orientaux, multiplicité des acteurs en Europe, ...). Gaz de France s'attache à diversifier ses approvisionnements, tant sur le plan géographique que sur le mode d'acheminement des quantités (gazoduc, méthanier). (Voir paragraphes 6.1.3.2.2.1.1.2 - « Diversification des approvisionnements » et 6.4 - « Degré de dépendance »).

Pour satisfaire ses clients, Gaz de France recourt à des approvisionnements en gaz naturel à partir de ses installations de production, de contrats long terme et d'appel aux marchés pour le court terme. Sur ces marchés, les prix peuvent être très volatiles et rendre délicat l'équilibre du portefeuille achat-vente. Ainsi le Groupe intervient de façon significative sur les marchés des produits énergétiques et des opérations de produits dérivés liées aux prix des produits énergétiques, notamment au travers de sa filiale de trading Gaselys (voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.1.1.5 - « Marchés de court terme : Gaselys »).

En électricité, Gaz de France s'approvisionne à partir de ses centrales de production d'électricité et sur le marché de gros. La volatilité des prix est accentuée par les aléas climatiques (température des rivières, pluviométrie, vent, ...).

Bien que le Groupe mette en place des limites strictes sur ses expositions, les opérations de marché qu'il réalise, l'exposent aux risques liés aux variations de la valeur de ses positions.

Par ailleurs les contrats long terme de gaz naturel font l'objet de renégociations de prix régulières. Une certaine incertitude peut peser sur les résultats de ces renégociations.

Risques liés à la variation du cours des produits pétroliers et des taux de change

Les résultats de certaines activités du Groupe, notamment l'Exploration-Production et l'Achat-Vente d'Énergie, sont influencés par les cours du pétrole et les taux de change, principalement entre l'euro et le dollar américain. L'activité Exploration-Production est structurellement sensible aux variations du prix du pétrole et du dollar américain, une part prédominante des ventes d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel étant libellée en dollars américains et/ou indexée sur les prix des produits pétroliers. En outre, le Groupe achète la majorité du gaz qu'il vend par le biais de contrats « take-or-pay » qui indexent le prix du gaz du mois sur le cours (en dollars) des produits pétroliers de mois antérieurs. Le cours des produits pétroliers et les taux de change euro contre dollar dépendent de facteurs que le Groupe ne peut maîtriser.

De telles variations des cours du pétrole et des taux de change pourraient avoir un impact négatif sur le résultat opérationnel du Groupe. Gaz de France s'efforce de réduire son exposition à ce risque en mettant en place des couvertures financières adéquates et en adaptant ses prix de ventes à ses coûts d'approvisionnement.

Risques liés à la qualité des contreparties

Le Groupe est amené à effectuer des transactions (ventes ou achats) d'un montant conséquent avec de nombreuses contreparties, clients et fournisseurs, particulièrement de gaz et d'électricité et notamment au travers de sa filiale de trading Gaselys. La gestion de ce risque par Gaselys est présentée au paragraphe 6.1.3.1.2.2.1.1.5 - « Marchés de court terme : Gaselys ». Le Groupe est exposé au risque de défaillance de ses contreparties.

4.1.2 Risques réglementaires

Risques liés à la régulation des tarifs administrés et régulés

Une partie des ventes d'énergie et de services de Gaz de France est réalisée dans le cadre de tarifs administrés qui font l'objet d'une réglementation. Les lois et règlements français et la réglementation européenne, ainsi que les décisions des instances de régulation (en particulier la Commission de Régulation de l'Énergie « CRE » pour les tarifs d'accès à certaines infrastructures), pourraient affecter le chiffre d'affaires, les bénéfices ou la rentabilité de Gaz de France du fait de :

La répercussion partielle des coûts d'approvisionnement dans les tarifs de vente de gaz naturel

En France, dans le cadre du contrat de service public 2005-2007, Gaz de France s'est engagé à faire bénéficier les clients relevant du tarif de distribution publique de ses efforts de productivité répercutés par une diminution forfaitaire de 1,4 % par an en moyenne, en termes réels, des charges hors coûts d'approvisionnement.

Pour la période 2005-2007, les principes de fixation des tarifs ont été précisés par l'arrêté du Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie du 16 juin 2005 précisant les principes d'évolution des tarifs, ainsi que les modalités de rattrapage de la hausse partielle de novembre 2004. Cet arrêté a été appliqué à l'occasion des révisions tarifaires des 1^{er} juillet, 1^{er} septembre et 1^{er} novembre 2005. Par la suite, l'arrêté du 29 décembre 2005 a supprimé la révision tarifaire au 1^{er} janvier 2006. Enfin, l'arrêté du 28 avril 2006 a fixé à 5,8% la hausse du 1^{er} mai 2006. Le gouvernement a en outre indiqué par communiqué du 22 mars 2006 que la prochaine révision tarifaire (i.e., au-delà du 1^{er} mai 2006) sera appliquée au 1^{er} juillet 2007. (Voir également paragraphe 6.1.3.1.2.2.2.3-« Prix de vente du gaz naturel »).

Le non-respect des principes prévus lors des révisions tarifaires expose au moins sur cette période le Groupe au risque que ne soit pas, ou partiellement, répercuté le coût de ses approvisionnements en gaz en cas d'évolution du cours des produits pétroliers ainsi que du taux de change euro contre dollar.

Des problématiques similaires peuvent exister dans d'autres pays où Gaz de France détient des participations, lorsque la réglementation locale permet aux clients (notamment aux clients particuliers) de bénéficier de tarifs administrés.

La protection de certains consommateurs

Des lois ou règlements protégeant certains consommateurs exposent le Groupe au risque de ne pouvoir recouvrer que partiellement des impayés ou de ne pouvoir interrompre la fourniture des clients mauvais payeurs.

La loi du 7 décembre 2006 institue en matière de gaz un tarif spécial de solidarité à tous les fournisseurs, constituant une obligation de service public. Un décret en conseil d'Etat précisera les conditions du tarif spécial de solidarité, en particulier pour les clients domestiques résidant dans un immeuble d'habitation chauffé collectivement.

La répercussion partielle des coûts dans les tarifs d'accès aux infrastructures gazières

Les tarifs qu'applique Gaz de France pour l'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi qu'aux terminaux méthaniers, sont également fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE. Ces tarifs sont fondés notamment sur des taux de rémunération appliqués à une base d'actifs régulés. Les pouvoirs publics peuvent décider de réduire le taux de rémunération ou de modifier le calcul de la base d'actifs régulés, ce qui pourrait affecter la rentabilité de ces activités régulées. Les pouvoirs publics peuvent également refuser de prendre en compte certaines charges d'exploitation de Gaz de France dans le calcul de ces tarifs. Les tarifs d'accès aux ouvrages continueront d'être déterminés par voie réglementaire sur le marché libéralisé du gaz naturel.

La mise en oeuvre d'un tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché

La loi du 7 décembre 2006 permet à certains consommateurs finals d'électricité de bénéficier d'un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché en en faisant la demande avant le 1^{er} juillet 2007. Les éventuels déficits en résultant pour les fournisseurs sont compensés par un fonds géré par la caisse des dépôts. Ce nouveau dispositif est susceptible d'avoir un impact sur le Groupe en sa qualité de fournisseur et de producteur d'électricité.

4.1.3 Risques liés au développement du Groupe

La stratégie de développement de Gaz de France peut être contrecarrée par divers facteurs, et en particulier :

Des risques sur la rentabilité des acquisitions

Sa stratégie consistant à croître de manière significative, notamment au moyen d'acquisitions, Gaz de France pourrait être amené à procéder à l'émission de titres de capital à effet dilutif, à avoir recours à

l'endettement ou à enregistrer des provisions pour dépréciation d'actifs incorporels. Les acquisitions présentent également des risques liés aux difficultés d'intégration, à la non-réalisation des gains et synergies escomptés, à l'implication de la direction et au départ de salariés clefs. Dans le cadre des entreprises communes auxquelles il participe, Gaz de France pourrait par ailleurs se retrouver en conflit d'intérêts ou de stratégie avec ses associés qui, dans certains cas, détiennent la majorité

du capital de ces entreprises. Ces associés pourraient également ne pas être en mesure de remplir leurs obligations ou éprouver des difficultés financières.

Des facteurs économiques et politiques

Une part croissante des approvisionnements en gaz naturel du Groupe provient ou pourrait provenir de pays en transition ou en voie de développement, notamment la Russie, l'Algérie, l'Égypte, la Libye, le Nigeria, ou l'Iran. Le Groupe participe également à des projets d'exploration-production et de construction d'usines de liquéfaction dans ces pays et possède des activités de transport et de distribution de gaz naturel au Mexique.

Les opérations du Groupe dans ces pays sont exposées à des risques politiques et économiques, notamment le risque qu'une crise internationale ou qu'un embargo interrompe les approvisionnements en gaz et le risque de perturbations de l'activité en raison d'actions politiques ou insurrectionnelles, de corruption ou de fraude. De plus, le Groupe pourrait ne pas parvenir à faire valoir ses droits de manière appropriée devant les juridictions de ces pays, notamment dans le cadre de litiges contre l'État ou des entités publiques.

La contrainte réglementaire de certains pays européens

La capacité du Groupe à poursuivre et à mener à bien des acquisitions est sujette à des contraintes et incertitudes réglementaires et politiques dont il n'a pas la maîtrise. C'est par exemple le cas en Italie et en Espagne.

Italie – S'appuyant sur le décalage entre l'ouverture du marché italien de la vente de gaz et la libéralisation d'autres marchés européens, la loi italienne (décret-loi n° 164/2000 dit « Letta ») ne permet pas aux entreprises issues d'un État membre de l'Union Européenne de vendre du gaz à des clients italiens, directement ou par le biais de sociétés contrôlées, si ces clients italiens appartiennent à une catégorie qui n'est pas, dans l'État membre dont l'entreprise est issue, éligible (condition dite de réciprocité). Cette législation interdit à Gaz de France de vendre du gaz naturel en Italie pour autant que les clients concernés ne seraient pas éligibles en France.

La loi italienne a également pour effet, à compter du 31 décembre 2007 au plus tôt, d'interdire aux sociétés contrôlées directement ou indirectement par une société telle que Gaz de France la participation aux procédures d'appels d'offres pour l'octroi de concessions de distribution de gaz, dès lors que le Groupe possède en France ou dans un autre pays de l'Union Européenne des concessions octroyées autrement que par le biais d'une procédure d'appel d'offres.

En outre, le gouvernement italien s'est vu reconnaître par la loi en septembre 2004 (loi n° 239 dite « Marzano »), dans le cadre d'opérations de concentration soumises à l'autorité de concurrence italienne, le pouvoir d'imposer des engagements aux sociétés étrangères investissant en Italie ressortissantes d'États qui ne remplissent pas les critères de réciprocité, afin de sauvegarder les besoins nationaux de sécurité des approvisionnements énergétiques ou la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz. Dans ces conditions, Gaz de France pourrait être affecté par cette législation.

Espagne – La législation espagnole prévoit une suspension des droits politiques attachés aux actions détenues par toute entité dans laquelle un

État détient la majorité des actions ou contrôlée par quelque moyen que ce soit par l'État, lorsque cette participation directe ou indirecte confère à l'entité publique le contrôle ou une participation d'au moins 3 % du capital ou des droits de vote dans une société exerçant au niveau national ses activités sur le marché espagnol de l'énergie (électricité, gaz, pétrole). Cette législation peut concerner Gaz de France et l'empêcher notamment d'exercer ses droits de vote en cas d'acquisition du contrôle ou d'une participation dans une société opérant au niveau de l'ensemble du marché espagnol.

Risques liés aux lois et réglementations encadrant l'exercice de l'activité du Groupe

Remise en cause du modèle économique : ouverture du marché et activités intégrées

La CRE ou les instances européennes pourraient imposer des contraintes spécifiques à Gaz de France si elles estiment que le rythme d'ouverture réelle du marché n'est pas satisfaisant, afin d'améliorer la position des concurrents sur le marché français à son détriment, ou sur les marchés où Gaz de France est présent.

La réglementation applicable, concernant notamment le régime des concessions de distribution, est susceptible d'être modifiée ou remise en cause. Une telle évolution pourrait avoir un impact négatif significatif sur le Groupe.

Par ailleurs, la Commission Européenne a réalisé en 2006 deux enquêtes sur le marché européen du gaz, l'une diligentée par la Direction Générale Concurrence, et l'autre par la Direction Générale Energie. La Commission européenne n'exclut pas, si elle estime au vu des résultats de ces enquêtes que les directives européennes ne sont pas suffisantes pour garantir un fonctionnement satisfaisant du marché du gaz, et en particulier un niveau suffisant de concurrence, de prendre de nouvelles initiatives réglementaires susceptibles d'avoir un impact sur l'organisation intégrée de Gaz de France. La Commission Européenne a ainsi proposé, dans une communication intitulée « Perspectives pour le marché intérieur du gaz et de l'électricité » publiée le 10 janvier 2007, de nouvelles dispositions visant à assurer une indépendance effective des opérateurs de transport. Si ces dispositions étaient retenues par le Conseil Européen, de nouvelles réglementations européennes pourraient à moyen terme être susceptibles de modifier substantiellement l'organisation intégrée de Groupe. Gaz de France s'attache à prévenir ce risque en mettant en œuvre scrupuleusement les mesures garantissant l'application fidèle des textes en vigueur notamment celles liées à la séparation juridique des activités de transport et de distribution (voir chapitre 12 – « Tendances susceptibles d'influer les perspectives de la société »).

Renouvellement d'autorisations, mise en conformité

Gaz de France a besoin d'autorisations pour l'exercice de plusieurs de ses activités principales : concessions, sites Seveso, La non-obtention de ces autorisations ou leur non-renouvellement pourrait l'empêcher de poursuivre certaines de ses activités actuelles ou prévues. De plus, des contentieux sur les conditions d'octroi ou d'exercice de ces autorisations pourraient avoir pour conséquence leur suspension temporaire ou leur révocation.

La réglementation applicable aux caractéristiques techniques de mise en œuvre des réseaux est susceptible d'être modifiée, et d'engendrer des coûts de mise en conformité. Ces mesures peuvent affecter significativement la rentabilité de l'activité et sa mise en œuvre industrielle.

Risques liés aux évolutions des exigences en matière de développement durable

Gaz de France fonde en partie sa réputation sur son image d'entreprise socialement responsable. Une perception inadéquate des évolutions des exigences des parties prenantes dans le domaine du développement durable peut entraîner à terme un décalage de la politique en la matière

par rapport aux attentes. Ce décalage pourrait être sanctionné par une dégradation du rating Développement Durable et altérer l'image du Groupe, qui pourrait se traduire par une baisse du niveau de confiance des actionnaires et des clients, et des pertes de parts de marché.

Par ailleurs, l'évolution de la politique environnementale mondiale, européenne et française notamment en matière de « certificats d'économie d'énergie » et de « permis d'émission de CO2 », pourrait impacter les résultats du Groupe. Ainsi la rentabilité des actifs de production d'électricité dépend de la réglementation sur les contraintes d'émissions de CO2 qui est peu lisible au-delà de 2012 en Europe.

4.1.4 Risques liés à l'adaptation aux nouvelles caractéristiques du marché de l'énergie

Adaptation au changement

La libéralisation du marché européen du gaz naturel entraîne des changements tant dans le cadre réglementaire que dans les relations entre acteurs du marché ou dans les zones de chalandise. Gaz de France a étendu ses activités en Europe et dans le monde où est réalisée une part significative de ses activités et de ses résultats. Les performances financières futures de Gaz de France dépendent en partie de sa capacité à s'adapter à ces changements.

Evolution du distributeur en France dont une partie est commune avec EDF

L'ouverture du marché a notamment pour conséquence une réorganisation majeure des structures mixtes au travers desquelles Gaz de France et EDF gèrent leurs services clientèle et leurs réseaux de distribution. En conséquence de cette réorganisation, le système d'information de Gaz de France devra traiter de nouvelles tâches complexes, pouvant potentiellement le perturber. De telles perturbations pourraient avoir des conséquences négatives sur la qualité du service

rendu aux clients (et donc sur l'image du Groupe) et générer des coûts importants pour Gaz de France.

Au-delà des conséquences informatiques, la réorganisation implique de la part de Gaz de France la mise en place de nouvelles structures de gestion de clientèle et de distribution qui pourraient engendrer des coûts significatifs.

L'effectif Gaz de France de la direction EDF Gaz de France Distribution, service commun à Gaz de France et à EDF, est d'environ 13 200. Cet effectif est géré avec les autres salariés communs qui sont pris en charge par EDF. Un certain nombre de décisions, d'ordre individuel ou collectif, prises par ce service commun peuvent en conséquence avoir un impact sur Gaz de France, en particulier sur ses coûts salariaux et sur la structure de ses coûts. Par ailleurs, les perspectives d'EDF, essentiellement centrées sur l'électricité, pourraient conduire à des divergences d'intérêts entre les membres de ces entités communes. De telles contraintes pourraient réduire les possibilités de gains de productivité de Gaz de France.

4.1.5 Risques industriels

Risques liés à l'activité opérationnelle

Les risques opérationnels auxquels Gaz de France pourrait devoir faire face sont de diverses natures, selon les activités opérées par les Entités du Groupe :

Risques spécifiques aux activités d'exploration-production

Les activités d'exploration-production, que Gaz de France en soit l'opérateur ou que ce rôle soit assumé par un autre opérateur reconnu du secteur pétro-gazier, sont dans le cas des actifs de taille significative menées dans le cadre de consortium permettant de réduire le risque unitaire de chaque partenaire.

Ces activités qui exigent des niveaux élevés d'investissements, exposent le Groupe notamment à :

- un risque que les activités d'exploration ne débouchent pas sur la découverte de réserves ;
- une incertitude sur l'évaluation des réserves qui pourrait avoir un impact sur les résultats du Groupe. Cette évaluation est basée sur des hypothèses telles que la qualité des informations géologiques, techniques et économiques, les conditions contractuelles et fiscales dans les pays où les activités d'exploration-production sont implantées, la capacité de production des gisements. La révision de ces hypothèses pourrait entraîner une éventuelle réévaluation à la baisse des réserves qui serait accompagnée de dépréciations ;

- un risque de retard dans les forages, notamment en raison de conditions météorologiques difficiles ;
- une dépendance envers des partenaires tiers (notamment lorsque le Groupe n'est pas l'opérateur du site d'exploration ou de production) ;
- un risque réglementaire propre aux activités d'exploration-production (imposition d'obligations spécifiques en matière de forage et d'exploitation, protection de l'environnement, cas exceptionnels de nationalisation, d'expropriation ou d'annulation de droits contractuels et changement de réglementation afférente aux obligations de démantèlement ou de dépollution des sites) ;
- un risque inhérent à la poursuite des activités dans des pays où le secteur pétrolier est souvent affecté par la corruption et un risque de fraude ;
- un risque fiscal, notamment au titre des modifications concernant les redevances ou les droits de douane dus sur la production d'hydrocarbures.

Les accidents industriels

Gaz de France opère ses activités industrielles dans le cadre de réglementations qui donnent lieu à des règles de sécurité mises en œuvre pour l'exploitation des infrastructures. La vigilance apportée dans l'exploitation de ses ouvrages ne peut garantir contre tout accident industriel qui pourrait perturber l'activité du Groupe ou engendrer des pertes financières ou des responsabilités significatives.

Il existe des risques liés à l'exploitation de vastes systèmes de transport, de distribution, de stockage de gaz, d'installations d'exploration-production, de méthaniers, d'installations de regazéification et de centrales de production d'électricité, tels que des incidents d'exploitation ou des événements extérieurs que le Groupe ne maîtrise pas (glissements de terrain, tremblements de terre, etc.). Ces incidents sont susceptibles de provoquer des blessures, des pertes humaines, des dommages significatifs aux biens ou à l'environnement ainsi que des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation. Voir notamment paragraphe 20.3 – « Procédures judiciaires et d'arbitrage ». Les polices d'assurance du Groupe pourraient être insuffisantes pour couvrir toutes les responsabilités encourues, les pertes de chiffre d'affaires ou l'augmentation des dépenses. C'est notamment le cas pour l'activité de transport maritime de Gaz Naturel Liquéfié.

Une mauvaise qualité du gaz (présence de condensats – eau, huile, poussières – ou une pression supérieure à la « Pression Maximale de Service ») peut conduire à un incident et donc à des dommages aux biens et aux personnes.

La rupture de la continuité de service

La conception et le dimensionnement des réseaux et des infrastructures prennent en compte certaines défaillances possibles dans l'acheminement du gaz des zones de production vers les clients.

L'indisponibilité d'un ouvrage important type terminal méthanier ou stockage, une crise politique durable entre pays de production et de transit, la perte de maîtrise de l'outil industriel ou un effet de goulot dû aux modifications des schémas de mouvement de gaz ou des phénomènes de catastrophe naturelle (tremblement de terre, activité volcanique, inondation) aurait pour conséquences un arrêt de livraison de gaz sur un territoire étendu avec les pertes de recettes et les obligations d'indemnisation correspondantes, ainsi qu'une altération de l'image du Groupe et/ou des manquements à une obligation de service public.

Par ailleurs, au-delà des risques liés aux approvisionnements, l'ensemble de la chaîne technique gazière (terminaux méthaniers, transport, stockage) doit être ajusté pour adapter les réservations de capacité dans les infrastructures aux volumes des contrats d'achat et de vente. En cas d'insuffisance des infrastructures ou de la capacité de transport nécessaire, Gaz de France pourrait ne pas être en mesure de prendre livraison du gaz qu'il achète ou d'honorer ses contrats d'acheminement.

Les manquements à l'impartialité

Ce risque fait référence au non respect par les employés du « Code de bonne conduite » fixant les règles d'impartialité à l'égard de tous les commercialisateurs de gaz, des valeurs et engagements éthiques du Groupe, aboutissant à la survenance d'actes de fraude, de malveillance, de corruption ou de non-respect de la déontologie commerciale, en particulier des Informations Commercialement Sensibles (ICS) dont la gestion est strictement encadrée par des obligations légales. Le respect des règles et procédures relatives à la passation des marchés est également inclus dans ce risque.

4.1.6 Risques liés à la maîtrise de l'information

Ce type de risque porte essentiellement sur deux thèmes :

La perte ou la divulgation d'informations

Des règles de protection des informations sensibles et du patrimoine immatériel du Groupe sont édictées au sein de Gaz de France.

Ce risque pourrait être dû à l'absence de moyens de protections, l'insuffisance de la protection des données sensibles face au vol, à la

malveillance, la corruption, l'espionnage industriel ou le piratage. Ce risque serait aggravé en cas d'impossibilité de restaurer des données après un vol, un accident ou un sinistre.

La perte ou le vol d'informations confidentielles pourrait aboutir à une perte d'avantages concurrentiels, des pertes financières, des fraudes, et des sanctions civiles et/ou pénales, une dégradation de l'image en cas de

publication ou de diffusion de certaines informations ou une perte d'opportunités de certaines acquisitions.

L'indisponibilité des systèmes d'information

Gaz de France et EDF ont de longue date mis en commun leurs moyens informatiques, que Gaz de France sépare et modernise pour la plupart notamment dans la perspective d'ouverture des marchés au 1^{er} juillet

2007. Le Groupe pourrait avoir un système d'information (SI) non adapté ou non fiable du fait du processus de séparation en cours.

Gaz de France opère ses SI dans le cadre de procédures très rigoureuses. Néanmoins, ce risque pourrait également provenir de dysfonctionnements techniques ou des logiciels dont il a acquis les licences d'exploitation, et dont il n'a pas la maîtrise. Ces causes pourraient pénaliser le fonctionnement des activités du Groupe.

4.1.7 Risques liés aux ressources humaines

Face aux adaptations du Groupe à son environnement, celui-ci a renforcé le dialogue social notamment par la négociation collective et a adapté sa politique de ressources humaines. Cependant, le Groupe ne peut exclure des perturbations sociales sous la forme de grèves notamment, qui pourraient perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux.

Avec l'émergence de nouveaux acteurs du marché du gaz, Gaz de France pourrait ne pas être suffisamment attractif pour les compétences clés dont le Groupe va avoir besoin pour mener à bien sa stratégie de changement.

Les différences de culture ou de statut au sein du Groupe pourraient ralentir la construction de son identité. Il pourrait en résulter à terme une absence de dynamisme et de mobilité au sein du Groupe ou une difficulté à intégrer et fidéliser les salariés.

4.1.8 Risques liés à l'environnement, la santé, l'hygiène et la sécurité

Une réglementation industrielle plus contraignante

Les activités du Groupe présentent des risques industriels et environnementaux liés à la nature des produits manipulés, qui peuvent être inflammables et explosifs. Il est de ce fait soumis à de nombreuses réglementations relatives à l'environnement, la santé publique et la sécurité de ses activités, qui ont été traduites en instructions internes et en bonnes pratiques professionnelles au sein du Groupe.

En France, le Groupe dépense des montants importants chaque année pour se conformer à ces réglementations et pour faire évoluer ses installations en fonction du retour d'expérience. Dans ce cadre, des programmes importants de modernisation de l'outil industriel sont mis en œuvre tels que, par exemple en France, la rénovation des stockages souterrains, l'inspection / réhabilitation du réseau de transport, la suppression des réseaux en fonte grise, et des campagnes d'information auprès des entreprises de travaux publics afin d'éviter les dommages causés par des tiers aux ouvrages.

Gaz de France possède 318 sites sur lesquels ses anciennes usines à gaz étaient implantées. La responsabilité de Gaz de France est susceptible d'être recherchée en dépit des efforts conséquents de dépollution mis en œuvre par le Groupe.

Le Groupe dispose également d'installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), dont certaines dites « Seveso » doivent disposer d'outils spécifiques de gestion de la sécurité. Les sites Seveso, à savoir les terminaux méthaniers, les stockages souterrains et les stations

GPL de Corse, sont soumis au décret 2005-1130 relatif aux Plans de Prévention des Risques Technologiques (PPRT). Ces PPRT doivent être mis en œuvre d'ici mi-2008 et leur financement doit être assuré par des conventions tripartites entre l'État, les collectivités locales et l'exploitant selon une répartition non définie par les textes réglementaires.

Son activité pourrait également être affectée par les directives européennes et les lois françaises imposant des limites sur l'émission des gaz à effet de serre. Dans l'hypothèse où les réglementations en matière d'environnement, de santé et de sécurité deviendraient plus strictes, les investissements et charges de mise en conformité pourraient augmenter à l'avenir. Ainsi, l'évolution en cours du règlement de sécurité du transport par canalisations contraindra Gaz de France à réaliser des travaux supplémentaires de mise en conformité sur ses réseaux de transport dont l'ampleur dépend principalement de guides professionnels qui restent à élaborer et qui seront soumis à l'accord de l'administration. De plus, l'impact potentiel de cette réglementation sur certains réseaux de distribution exploités à une pression supérieure ou égale à 16 bars n'est pas connu avec précision.

En cas d'accident grave, le Groupe pourrait être contraint de fermer temporairement certains sites afin de réaliser des investissements et mises en conformité, ce qui pourrait engendrer des difficultés d'exploitation. De plus, il pourrait être exposé à des sanctions civiles (en particulier des dommages et intérêts significatifs) ou pénales ou à des ordonnances de fermeture en cas de non-respect de ces réglementations.

Enfin, des règles de plus en plus contraignantes sont imposées aux industriels afin de prévenir les risques sur l'environnement, la santé de tiers en particulier ceux liés à la Legionella, et les risques sur la santé des salariés notamment pour l'utilisation de produits chimiques et toxiques. Elles prévoient le cas échéant de dédommager les victimes (voir paragraphes 6.1.5 – « Environnement/Développement durable » et 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS/Annexes »).

Ces problématiques peuvent aussi exister dans les autres pays où Gaz de France détient des participations.

Accidents du travail et maladies professionnelles

Dans l'exercice de leur fonction et dans le cadre de consignes de sécurité très strictes, certains membres du personnel peuvent utiliser des produits nocifs pour la santé comme certains produits Cancérigènes, Mutagènes ou toxiques pour la Reproduction (CMR) ou être infectés accidentellement par un micro-organisme (Légionellose...). Dans le passé, certaines activités ont pu occasionner l'exposition de salariés à des particules d'amiante. Gaz de France a mis en place des dispositions pour

prévenir ces risques en contrôlant l'utilisation des produits concernés et en imposant des modalités de protection.

Du fait de l'évolution des normes juridiques et de la jurisprudence vers une plus grande protection des victimes, les causes de ces accidents du travail ou maladies professionnelles sont généralement reconnues devant les juridictions compétentes, comme des faits générateurs de responsabilité de l'employeur caractérisant une « faute inexcusable », débouchant ainsi sur une indemnisation plus fréquente et plus importante des victimes au civil et/ou un risque de condamnation de l'employeur au pénal.

Ces carences en matière de prévention et de réduction des accidents de travail peuvent entraîner l'octroi de dommages et intérêts aux victimes en réparation du préjudice physique subi (maladie, blessure, décès), une condamnation du Groupe devant la juridiction pénale, une démotivation du personnel, une altération de l'image du Groupe du fait du retentissement médiatique des condamnations, et des pertes financières. En effet, les dommages et intérêts versés aux victimes à la suite d'une condamnation de l'employeur pour faute inexcusable qui s'ajoutent aux frais de justice peuvent constituer des pertes financières non négligeables en particulier pour les litiges liés à l'amiante.

4.2 Gestion des risques

À l'instar d'autres entreprises, la Direction Générale de Gaz de France, en accord avec le conseil d'administration (et son comité d'audit), a souhaité renforcer la maîtrise globale de ses risques pour notamment anticiper les évolutions rendues nécessaires par l'ouverture des marchés. Le Groupe s'engage dans une démarche volontariste pour maîtriser ses risques dans un souci d'amélioration continue.

Créée en mars 2004 la Délégation à la Maîtrise des Risques, structure rattachée au Directeur de l'Audit et des Risques a pour mission de proposer et mettre en oeuvre un dispositif de maîtrise globale des risques. Elle doit en particulier fournir une vision globale, centralisée et synthétique des risques de l'entreprise.

La Délégation à la Maîtrise des Risques s'appuie sur un réseau de correspondants désignés par leur direction pour déployer et animer la démarche et les méthodes dans leur entité. Ce réseau est constitué en filières transverses au Groupe réunissant près d'une trentaine de Délégués Risques Entités.

La Politique de Risques, précisée en 2005 par Gaz de France, s'applique à l'ensemble des entités du Groupe qui sont ensuite chargées de la décliner dans leurs domaines d'activité.

Cette politique établit les principes de fonctionnement, les rôles et responsabilités ainsi que l'évaluation et le contrôle du dispositif. Le Groupe s'appuie sur une gestion décentralisée de ses risques dont la maîtrise est confiée aux différents niveaux de management.

Utilisation de la cartographie des risques Groupe

La Délégation à la Maîtrise des Risques élabore annuellement une cartographie des risques du Groupe. Cette cartographie permet une optimisation de leur maîtrise en donnant au management un moyen de comparer les risques du Groupe entre eux, quelle que soit leur nature, pour décider des actions de couverture. Elle est aussi utilisée par la direction de l'audit pour définir et hiérarchiser les sujets d'audits, de façon à orienter les actions sur les risques résiduels les plus élevés.

Le processus de cartographie des risques Groupe

La démarche pour élaborer la cartographie des risques Groupe est principalement ascendante. Elle se fonde sur l'agrégation des risques cartographiés par les différents métiers et les fonctions d'appui. En 2004, le Groupe s'est doté d'une méthodologie commune spécifique pour identifier, évaluer et hiérarchiser les risques. Ces travaux se sont inspirés des meilleures pratiques existantes dans le Groupe et dans d'autres entreprises. Au titre de cette méthodologie, le Groupe définit les risques comme les événements susceptibles de porter atteinte à ses objectifs stratégiques. Il a également élaboré un modèle de risques qui est l'outil de classement des risques commun à l'ensemble du Groupe. Ce modèle de risques, qui lui est spécifique, s'inspire dans sa structure des modèles proposés sur le marché. Les risques sont classés en trois catégories :

- les risques stratégiques : risques mettant en danger la capacité de l'entreprise à définir, orienter et mettre en oeuvre sa stratégie ;

- les risques opérationnels : risques susceptibles de modifier la capacité de l'entreprise à gérer au quotidien sa force commerciale, son outil industriel et ses autres actifs pour générer des profits récurrents d'exploitation ;
- les risques liés à l'environnement de l'entreprise, c'est-à-dire générés par des causes externes. L'entreprise est exposée à des changements structurants de son environnement qui ont une influence significative sur ses résultats et son activité.

Cette méthodologie a ainsi permis l'élaboration de cartographies pour chaque entité opérationnelle ou fonctionnelle. La délégation à la maîtrise des risques agrège ces cartographies pour déterminer les risques Groupe. Ces derniers sont par la suite évalués, et hiérarchisés pour identifier les risques majeurs du Groupe. Les résultats sont complétés par une série d'entretiens avec des dirigeants de Groupe. La cartographie des risques est présentée au comité exécutif de Gaz de France et au comité d'audit du conseil d'administration.

Le management est responsable de la maîtrise de ses risques et la gestion des risques est décentralisée.

La démarche de gestion des risques est gouvernée par le principe de la subsidiarité : la Délégation à la Maîtrise des Risques fixe le cadre de cohérence, accompagne le déploiement au sein du Groupe et s'assure de

l'amélioration continue du processus ; les fonctions de direction du Groupe restent chargées de leurs risques et les gèrent dans les limites fixées par le cadre de cohérence. Ainsi, chaque métier du Groupe traite et suit ses risques avec, selon les cas, la mise en place de structures *ad hoc* destinées à la gestion de risques particuliers.

D'autre part, certains risques sont transverses au Groupe et les responsabilités de gestion de ces risques se trouvent réparties parmi les métiers concernés. Dans un souci d'optimisation et de cohérence, des organes transverses en assurent le traitement et le suivi. Peuvent ainsi être cités :

- le département assurance : il a la charge de la couverture des risques assurables ;
- la direction financière: elle gère l'exposition du Groupe aux risques de change et de taux ;
- la mission permanente de sécurité : elle assure une gestion homogène des risques de sécurité industrielle et des personnes ; le Groupe dispose d'une politique globale de sécurité industrielle qui s'applique à l'ensemble de ses entités et actifs contrôlés ;
- la politique qualité: elle constitue également un des modes de traitement des risques.

4.2.1 Gestion des risques assurables

Politique d'achat d'assurances

La politique d'assurance pour l'ensemble du Groupe est définie par le pôle Assurances de Gaz de France. Elle repose sur un transfert systématique au marché de l'assurance de tous les risques assurables dont la survenance pourrait avoir des répercussions significatives sur les métiers et filiales du Groupe. Cette politique a été validée par le Comité Exécutif et par le comité d'audit du Conseil d'Administration. Ainsi, l'ensemble des activités du Groupe est couvert par des contrats d'assurance souscrits sur le marché auprès d'assureurs de réputation et de solidité financière internationalement reconnues. Le Groupe n'utilise pas actuellement de captive d'assurance qui supporterait une partie de ses risques.

La politique est toutefois susceptible d'être modifiée à tout moment en fonction des conditions du marché, d'opportunités ponctuelles et de l'appréciation de la direction générale sur les risques et sur l'adéquation de leur couverture.

Les montants assurés dépendent des risques financiers décrits par les scénarios de sinistres envisagés et des conditions de couverture proposées par le marché (combinaison des capacités disponibles et des conditions tarifaires).

Pour l'ensemble de ces contrats, les franchises sont adaptées afin d'optimiser le coût global pour le Groupe en fonction de la probabilité de survenance des sinistres et de ce que peut supporter chaque entité sans mettre en danger la continuité de son activité. Le niveau des franchises est généralement déterminé de manière à absorber la sinistralité moyenne. Le

montant total des primes des assurances de Gaz de France et de ses filiales contrôlées est de l'ordre de 50 millions d'euros en 2006.

Le pôle Assurances est responsable pour l'ensemble du Groupe du respect des principes de la politique d'assurance qu'il a définie. Ce contrôle est facilité par une gestion des assurances centralisée en ce qui concerne la maison mère et les principales filiales. Cette centralisation permet une maîtrise des risques assurables homogène et coordonnée au niveau du Groupe, de même qu'une globalisation de l'achat d'assurance. Certaines filiales disposent de leur propre police d'assurance ; l'assurance souscrite au niveau du Groupe complète leur couverture en matière de responsabilité civile.

Sous réserve des exclusions communément pratiquées sur le marché de l'assurance et des sous-limites appliquées à certains événements dénommés, le Groupe estime bénéficier à ce jour des couvertures d'assurances adéquates, tant dans leur étendue qu'en montant garanti.

Principaux contrats

Les contrats décrits ci-après bénéficient à une grande majorité de filiales.

Responsabilité civile

Gaz de France et ses filiales bénéficient d'une assurance responsabilité civile générale qui couvre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité pour les dommages causés aux tiers. Cette assurance est composée de plusieurs lignes de garantie, les lignes supérieures

bénéficiaire à l'ensemble des filiales. Pour Gaz de France uniquement, cette assurance intervient après un niveau d'auto-assurance plafonné annuellement à 8 millions d'euros.

Dommages aux biens et frais supplémentaires/pertes d'exploitation

Cette assurance couvre les risques d'incendie, d'explosion, de bris de machine et d'événements naturels qui peuvent endommager les biens détenus en propriété, loués ou confiés. Les canalisations des réseaux de transport et/ou de distribution sont exclues de cette garantie.

Les plafonds de garantie sont généralement égaux à la valeur des biens assurés. Toutefois, sur les importantes concentrations de valeurs, ils sont fixés sur la base de scénarios catastrophes estimés selon les règles du marché des assurances. A titre d'illustration, la police dommages aux biens industriels de Gaz de France prévoit une garantie de 350 millions d'euros sur les terminaux méthaniers.

Cette assurance est en général complétée par une couverture des frais supplémentaires d'exploitation et, dans les cas où les dommages pourraient conduire à des interruptions d'activités, une garantie est souscrite pour couvrir les pertes d'exploitation qui en découlent. Le montant de cette garantie est déterminé en tenant compte de la durée d'indisponibilité du site endommagé et des plans de secours existants (selon les cas entre 12 et 24 mois).

Enfin, certaines activités spécifiques comme l'exploration-production bénéficient de couvertures adaptées à leurs risques comme la garantie des coûts de contrôle des puits et de reforage.

Autres assurances

Outre les assurances responsabilité civile et dommages aux biens et frais supplémentaires/pertes d'exploitation précitées, le Groupe est titulaire des polices suivantes:

- un programme d'assurance couvrant la responsabilité des mandataires sociaux et dirigeants de Gaz de France et de ses filiales ;
- une assurance multirisques bureaux (dont le montant maximal d'indemnisation en cas de sinistre est fixé à 100 millions d'euros) et une assurance pour les logements couvrant les dommages accidentels et les responsabilités de propriétaire, locataire ou occupant ;
- une assurance du parc automobile couvrant la responsabilité civile et, selon les sociétés, les dommages aux véhicules ;
- une assurance couvrant le transport de GNL par méthanier avec une limite de 30 millions d'euros par expédition ;
- des assurances maritimes couvrant la responsabilité en tant qu'armateur (garantie illimitée sauf en risque de guerre plafonnée à 500 millions de dollars) ou affrèteur (garantie de 500 millions de dollars), la responsabilité en cas de pollution (garantie de 1 milliard de dollars) et les dommages aux navires, à concurrence de leur valeur agréée ;
- une assurance construction pour les chantiers importants comprenant la garantie des dommages à l'ouvrage ainsi que la couverture des pertes d'exploitation en cas de retard du chantier à la suite d'un dommage (exemple : construction du terminal méthanier de Fos Cavaou).

4.2.2 Gestion des risques financiers

La gestion des risques financiers – risques de taux, de change, de liquidité et de contrepartie – est placée sous la responsabilité de la Direction Financière. Le positionnement de cette activité en tête de Groupe permet une mise en œuvre efficace de la politique de risque grâce à une agrégation des risques, une maîtrise des positions et un lieu unique d'intervention sur les marchés.

La gestion consolidée du risque de contrepartie et la cohérence des décisions de gestion sont assurées notamment par des comités transverses : le Comité Taux et Change et le Comité Crédit.

Risque de taux

Afin d'optimiser le coût de sa dette et de réduire son exposition au risque de taux, le groupe utilise plusieurs types d'instruments financiers (swaps et options de taux d'intérêts) en fonction des conditions de marché. La gestion du risque de taux est concentrée au niveau de la maison mère. Elle centralise les besoins ou excédents de trésorerie des filiales contrôlées et couvre la position résiduelle.

Au 31 décembre 2006, la part à taux fixe de la dette brute de Gaz de France est en hausse de 6% par rapport à l'exercice précédent et s'établit à 3 988 millions d'euros après couverture. A cette date, la part à taux variable (2 033 millions d'euros) était inférieure aux disponibilités et autres équivalents de trésorerie (2 556 millions d'euros). Le groupe Gaz de France est donc, de ce fait, faiblement exposé à une variation des taux d'intérêts à court terme.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Notes 11 et 25 a ».

Gaz de France est globalement peu exposé au risque de taux, grâce notamment à la mise en place d'une couverture de la rémunération des titres participatifs (voir paragraphe 20.1.1.1 - « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 9). Une variation de 1% des taux d'intérêt à court-terme sur la dette nette à taux variable entraînerait une variation limitée du coût de l'endettement financier net, de l'ordre de 5 millions d'euros.

Risque de change

Afin de gérer son exposition aux variations des cours de devises, le Groupe utilise des contrats fermes ou optionnels pour couvrir ses achats et ventes d'énergie, ses investissements corporels et ses activités de financement.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Notes 12 et 25 a »

S'agissant de la sensibilité de la variation des cours de change sur la dette, les dettes libellées en devises étrangères représentent 7% du total de la dette, soit 417 millions d'euros. L'impact d'une variation uniforme et défavorable de 10% de ces devises contre l'euro représenterait un montant de 42 millions d'euros.

S'agissant des autres devises fonctionnelles dans lesquelles opèrent les entités consolidées en dehors de la zone Euro, il n'y a pas de risque de change associé, matériel à l'échelle du Groupe, dans la mesure où il existe également des mécanismes d'ajustements tarifaires liés à l'évolution des coûts d'approvisionnement.

S'agissant de la sensibilité de la variation des cours de change sur les opérations commerciales réalisées par le segment Achats - Ventes d'énergie, le risque de change euro/dollar sur la performance du segment Achat - Ventes d'énergie résulte des modes d'indexation des différents contrats d'achat ou de vente de gaz sur les prix des produits pétroliers qui eux-mêmes sont pour la plupart cotés en dollars.

Dans le cadre de la mise en œuvre du concept de net-back dans l'élaboration des formules de prix d'achat, le mécanisme de fixation du prix des contrats d'achat de gaz long terme repose sur une logique de valorisation par rapport aux énergies concurrentes du gaz naturel. Les formules de prix des contrats d'achat de gaz long terme sont exprimées sous la forme d'une constante à laquelle s'ajoutent un ou plusieurs termes d'indexation mensuels, dont la plupart sont des produits pétroliers. Ces termes d'indexation « pétrole » sont lissés par des mécanismes de moyennes mobiles sur des périodes allant de 6 à 12 mois.

L'exposition au risque de change sur opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de pass-through lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ; et
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes par des swaps financiers.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du dollar sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Risque de liquidité

Gaz de France dispose de liquidités mobilisables à très court terme, lui permettant de faire face à ses besoins de trésorerie courants ou de servir

de relais en cas d'opérations de croissance externe. L'exposition de Gaz de France au risque de liquidité est très faible ; en effet la maison mère dispose d'une ligne de crédit syndiquée de 3 000 millions d'euros à échéance février 2012 non tirée au 31 décembre 2006. Cette ligne de crédit ne comporte pas de clauses imposant le respect de certains ratios. Gaz de France a également accès au marché des dettes à court terme au moyen d'un programme d'EURO et US Commercial Paper d'un montant de 1 000 millions de dollars inutilisé en fin d'exercice 2006, et d'un programme de Billets de Trésorerie d'un montant de 1 250 millions d'euros, utilisé à hauteur de 410 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Certains emprunts bancaires ou financements de projets de filiales du Groupe peuvent comporter des clauses imposant le respect de ratios financiers. Toutes ces clauses étaient respectées au 31 décembre 2006.

Par ailleurs, les réserves de liquidité immédiatement disponibles au niveau du Groupe :

- disponibilités et placements de trésorerie pour un total de 2,6 milliards d'euros,
- crédit syndiqué de Gaz de France SA pour un montant de 3 milliards d'euros, sans clause de respect de ratios financiers,

ainsi que les programmes d'émission de dette de marché à court-terme :

- 1,25 milliards d'euros de billets de trésorerie, tiré à hauteur de 410 millions d'euros au 31 décembre 2006,
- 1 milliard de dollars de papier commercial, entièrement disponible au 31 décembre 2006,

permettraient de faire face à tout besoin de liquidité éventuel d'une filiale du Groupe.

Voir paragraphes 10.4. « Restrictions à l'utilisation des capitaux » et 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Notes 10b and 25 b »

Risque sur actions et autres actifs financiers

Les titres Technip ont été intégralement cédés au 31 décembre 2006. Gaz de France détenait au 31 décembre 2006 un total de 8,05 millions d'actions Suez, représentant un encours global de 256,1 millions d'euros. Ce portefeuille ne fait l'objet d'aucune opération de couverture.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 3c ».

Risque de contrepartie

Le Groupe mène une politique de gestion des risques de contrepartie fondée d'une part, sur une diversification systématique de ses contreparties, et d'autre part, sur l'évaluation de leur situation financière.

Ainsi, tous les instruments financiers utilisés pour gérer les risques de taux d'intérêt et de change sont contractés avec des contreparties disposant d'une notation « Long terme » attribuée par Standard & Poors (« S&P ») ou Moody's au moins égal à, respectivement, A- / A3, sauf cas particulier dûment autorisé par le directeur financier. Une limite est attribuée à chaque institution financière, en fonction de ses fonds propres

et de son rating. La consommation des limites, déterminée sur la base des montants notionnels des opérations, pondérées par la durée résiduelle et la nature de l'engagement, fait l'objet d'un suivi régulier.

Les contreparties énergie de la filiale de trading Gaselys sont quant à elles évaluées et notées après une analyse financière s'appuyant notamment, lorsqu'elle est disponible, sur la notation S&P ou Moody's de la contrepartie. Un comité Crédit mensuel, présidé par le directeur financier, habilite les contreparties de Gaselys, statue sur l'octroi des lignes de crédit et fixe le cadre juridique à mettre en place. Gaz de France cherche en effet à sécuriser ces transactions en ayant recours à des instruments juridiques tels que des accords standardisés de « netting » (prévoyant la compensation des expositions positives et négatives vis-à-vis d'une même contrepartie), d'« appels de marge » (mécanismes permettant de lisser les à-coups des prix de marché) ou de « garanties » au sens large (lettre de confort, garantie de la maison mère, garantie bancaire, etc.).

L'exposition du risque de contrepartie est mesurée par des indicateurs de VaR à 99% et fait l'objet d'un reporting quotidien.

Le portefeuille de contreparties de Gaselys affiche une notation moyenne très satisfaisante avec plus de 80% du risque de contrepartie présentant un profil financier assimilable à un « rating » long terme au moins égal à A-/A3 chez S&P/Moody's.

Enfin, le risque client lié à la fourniture de gaz est principalement localisé à la direction Négoces. Le Comité Crédit est chargé d'élaborer un cadre de gouvernance pour la gestion du risque crédit de Négoces, fondé sur le suivi régulier de la situation financière de l'ensemble des clients.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 25 c ».

5.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ	P.23	5.2 INVESTISSEMENTS	P.24
5.1.1 DÉNOMINATION SOCIALE	p.23	5.2.1 INVESTISSEMENTS RÉALISÉS	p.24
5.1.2 REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIÉTÉS	p.23	5.2.2 INVESTISSEMENTS EN COURS ET EN PROJET	p.26
5.1.3 DATE DE CONSTITUTION ET DURÉE DE LA SOCIÉTÉ	p.23	5.2.3 INVESTISSEMENTS SIGNIFICATIFS QUE COMPTE RÉALISER LA SOCIÉTÉ À L'AVENIR ET POUR LESQUELS SES ORGANES DE DIRECTION ONT DÉJÀ PRIS DES ENGAGEMENTS	p.26
5.1.4 SIÈGE SOCIAL, EXERCICE SOCIAL, FORME JURIDIQUE ET LÉGISLATION APPLICABLE	p.23		
5.1.5 ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS DANS LE DÉVELOPPEMENT DES ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ	p.24		

5.1 Histoire et évolution de la Société

5.1.1 Dénomination sociale

La Société a pour dénomination sociale « Gaz de France ».

5.1.2 Registre du commerce et des sociétés

La Société est immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 542 107 651. Son code APE est le 402A.

5.1.3 Date de constitution et durée de la Société

Gaz de France a été constitué sous forme d'établissement public de caractère industriel et commercial (« EPIC ») le 8 avril 1946 et immatriculé au registre du commerce et des sociétés le 24 décembre 1954. Il est une société anonyme depuis le 20 novembre 2004.

La Société a une durée de 99 ans à compter du 20 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

5.1.4 Siège social, exercice social, forme juridique et législation applicable

Gaz de France a son siège social au 23 rue Philibert Delorme – 75017 Paris. Son numéro de téléphone est le 01 47 54 20 20.

Gaz de France est une société anonyme à conseil d'administration. Il est régi par les dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés anonymes, sous réserve des lois spécifiques, et par ses statuts tels que fixés par le décret n° 2004-1223 du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Gaz de France et modifiés ultérieurement.

Les lois spécifiques régissant la Société sont notamment la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, la loi

n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, ainsi que la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

L'exercice social a une durée de 12 mois qui débute le 1er janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

5.1.5 Événements importants dans le développement des activités de la Société

Gaz de France a été créé par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz sous la forme d'un EPIC administré conformément aux dispositions de cette loi, telle que modifiée, et aux autres dispositions applicables aux EPIC.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, et qui porte modification de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, a organisé l'évolution du statut de Gaz de France en le transformant en société anonyme, à compter du 20 novembre 2004.

Le 7 juillet 2005, Gaz de France a ouvert son capital par voie d'introduction en bourse. La première cotation de l'action Gaz de France a eu lieu le 7 juillet 2005 et les négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris ont débuté

⁽¹⁾ L'article 24 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, impose désormais que l'Etat détienne plus du tiers du capital de la Société. La décision n° 2006-543 DC du 30 novembre 2006 du Conseil Constitutionnel précise que le transfert effectif au secteur privé de Gaz de France ne pourra prendre effet qu'à compter du 1^{er} juillet 2007.

le 8 juillet 2005. Conformément à l'article 24 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 imposant à l'Etat de détenir au moins 70% du capital de Gaz de France⁽¹⁾, l'Etat, anciennement actionnaire unique de Gaz de France, détenait 80,2% dudit capital à l'issue de cette opération.

Gaz de France a intégré l'indice CAC 40 le 1er septembre 2005 et l'indice Dow Jones Stoxx 600 le 19 septembre 2005.

Pour des informations plus détaillées sur l'historique de la Société, voir paragraphe 6.1.1 – « Présentation générale / Bref historique ».

5.2 Investissements

5.2.1 Investissements réalisés

Au regard du tableau de flux, les investissements totaux (y compris dépenses de renouvellement) s'élevaient à 3 510 millions d'euros en 2006, en hausse de 19,5% par rapport à 2005 (2 938 millions d'euros).

D'un point de vue économique, les investissements totaux en 2006 s'élevaient à 3 982 millions d'euros se décomposant de la façon suivante :

- les investissements hors croissance externe pour 3 166 millions d'euros (investissements d'équipement pour 2 647 millions d'euros et autres investissements pour 519 millions d'euros),
- les investissements de croissance externe pour 816 millions d'euros dont 671 millions d'euros liés à la consolidation d'AES suite à la mise

en service de la centrale et l'entrée en vigueur du contrat *Energy Agreement* et 145 millions d'autres investissements (prise de participation dans la société Maia Eolis et investissements nets liés à la réorganisation des participations dans le pôle italien pour l'essentiel).

Investissements d'équipement (y compris dépenses de renouvellement, investissements financés en crédit bail et dépenses d'exploration)

Les investissements d'équipement (y compris les investissements financés en crédit-bail pour 143 millions d'euros) représentent 2 647 millions d'euros en 2006, soit une hausse de 609 millions d'euros par rapport à 2005.

Investissements d'équipement du Groupe en 2006 et en 2005

En millions d'euros	2006	2005
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services		
Exploration-Production	622	534
Achat-Vente d'Énergie	374	46
Services	43	62
Pôle Infrastructures		
Transport-Stockage France	618	447
Distribution France	787	793
Transport Distribution International	179	126
Eliminations, autres et non alloué	24	31
Total Groupe	2647	2038

- En Exploration-Production, les investissements d'équipement s'élèvent à 622 millions d'euros en 2006 contre 534 millions d'euros en 2005. Les investissements techniques (hors dépenses d'exploration) s'élèvent à 479 millions d'euros en 2006 contre 420 millions d'euros en 2005.

La hausse des investissements est liée au développement de nouveaux champs essentiellement au Royaume-Uni et en Norvège. Les investissements ont été réalisés pour 50% en Norvège, 16% aux Pays Bas, 16% au Royaume Uni, 8% en Allemagne, 5% pour la Mauritanie ainsi que pour l'Algérie.

Les dépenses d'exploration (y compris exploration constatée en charges) s'établissent à 143 millions d'euros contre 114 millions d'euros en 2005, soit une progression de 25%.

L'année 2006 a été marquée par huit succès sur quinze puits forés. Les découvertes ont été réalisées au Royaume-Uni (3), en Norvège (3), en Allemagne (1) et en Mauritanie (1). En 2005, treize puits avaient été forés durant l'année dont onze avec succès.

- Les investissements d'équipement du segment Achat-Vente d'Energie s'élèvent à 374 millions d'euros en 2006 contre 46 millions d'euros en 2005.

Cette augmentation s'explique principalement par les dépenses engagées au titre de la construction du méthanier Gaz de France

EnergyY, la construction de centrales à cycle combiné à Fos-sur-Mer (Cycofos) et la mise en place de nouveaux systèmes d'information liés à la préparation de l'ouverture des marchés au 1^{er} juillet 2007.

- Les investissements d'équipement du segment Services au titre de l'année 2006 s'élèvent à 43 millions d'euros y compris les dépenses de renouvellement, contre 62 millions d'euros en 2005. Hors effet de la centrale DK6 sur le premier semestre 2005, les investissements du segment Services sont stables par rapport à 2005. Les principaux investissements réalisés en 2006 ont porté sur des nouveaux contrats de gestion d'utilités sur sites industriels et sur le développement du réseau de froid à Paris.
- Les investissements d'équipement du segment Transport Stockage France en 2006 s'élèvent à 618 millions d'euros contre 447 millions d'euros en 2005. Cette hausse s'explique par le programme d'investissements de fluidification mis en œuvre par GRTgaz en vue de la fusion des zones d'équilibrage Nord, Est, et Ouest, prévue en 2009, et par la poursuite de la construction du terminal méthanier de Fos Cavaou.

En 2006, 40% des investissements d'équipement ont été consacrés au Transport, 25% aux Stockages et 35% aux Terminaux méthaniers, essentiellement pour la construction du terminal de Fos Cavaou.

Ventilation des investissements d'équipement du segment Transport-Stockage France

En millions d'euros	2006	2005
Réseau de transport	234	179
Stockage	153	132
Terminaux méthaniers	217	115
Autres investissements d'équipement non spécifiques aux activités	14	21
Total	618	447

- Les investissements d'équipement du segment Distribution France s'élèvent à 787 millions d'euros en 2006 contre 793 millions d'euros en 2005. Ils ont principalement concerné le développement du réseau, la résorption des fontes grises et l'adaptation du système d'information, notamment dans le cadre de la préparation de l'ouverture du marché au 1^{er} juillet 2007.

En 2006, 24% des investissements ont été dédiés à la résorption des fontes grises. 966 kilomètres de canalisations

en fontes grises ont ainsi été résorbés sur l'année 2006, pour un objectif de 800 kilomètres. Au 31 décembre 2006, il ne reste que 153 kilomètres de fontes grises. Conformément aux engagements pris, la résorption totale des fontes grises sera achevée d'ici fin 2007.

Près de la moitié des investissements 2006 a été consacrée au développement du réseau en lien avec le programme «un million de nouveaux clients chauffage» : 1 230 kilomètres

d'extensions de réseau ont été mis en gaz et près de 210 000 nouveaux clients ayant accès au gaz pour le chauffage de leur habitation ont été

acquis par Gaz de France, portant ainsi à 816 135 le nombre total de nouveaux clients acquis depuis le début du programme.

Ventilation des investissements d'équipement du segment Distribution France

En millions d'euros	2006	2005
Raccordement ZDG	298	385
Raccordement CNG	48	48
Renouvellement	365	322
Autres investissements d'équipement non spécifiques aux activités	76	38
Total	787	793

Les raccordements ZDG (Zones desservies en gaz) correspondent à des travaux de développement des réseaux sur les zones déjà desservies en gaz (création de réseaux et branchements) et des réalisations de nouveaux branchements sur les réseaux existants.

Les raccordements CNG (Concessions nouvelles gaz) correspondent à des travaux (réalisés au cours des trois premières années d'une nouvelle distribution publique – au-delà, cette distribution publique passe en ZDG) de création de réseaux et de branchements nouveaux sur les communes

nouvellement raccordées (134 nouvelles communes raccordées en 2006 contre 97 en 2005).

Le renouvellement consiste en des travaux de remplacement d'ouvrages existants, y compris au titre du plan de résorption des fontes grises.

Ainsi les investissements corporels spécifiques réalisés en distribution analysés entre investissements d'extension (ZDG + CNG) et investissements de renouvellement représentent :

	Extension	Renouvellement
2006	49 %	51 %
2005	57 %	43 %

- Les investissements d'équipement du segment Transport Distribution International s'élèvent à 179 millions d'euros d'équipements en 2006, contre 126 millions d'euros en 2005, en hausse de 42 %. Cette progression reflète la modernisation des

réseaux, notamment chez la filiale roumaine Distrigaz Sud, qui représente à elle seule plus de 40 % de l'effort d'investissement sur la période.

Autres investissements

Les autres investissements s'élèvent à 519 millions d'euros en 2006. Ils sont principalement liés à l'acquisition des titres de participation de la société Suez ainsi qu'à des investissements effectués par certaines filiales du Groupe et par la maison mère dans le cadre du contrat de liquidité sur ses actions propres.

Investissements de croissance externe

Les investissements de croissance externe 2006 s'élèvent à 816 millions d'euros dont 671 millions d'euros liés à la consolidation d'AES suite à la mise en service de la centrale et la mise en place du contrat de tolling et 145 millions d'autres investissements (prise de participation dans la société Maïa Eolis et investissements nets liés à la réorganisation des participations dans le pôle italien pour l'essentiel).

5.2.2 Investissements en cours et en projet

Pour 2007 et 2008, le Groupe formule un objectif d'investissements annuel d'un montant de 3 milliards d'euros hors croissance externe.

tenu des réalisations de 2005 et de 2006, le Groupe a investi 6,9 milliards d'euros.

Lors de l'introduction en bourse, le Groupe a présenté un plan d'investissement 2005-2008 de 17,5 milliards d'euros. A fin 2006, compte

Pour les modalités de financement des investissements en cours, voir paragraphe 10.2 – « Structure financière ».

5.2.3 Investissements significatifs que compte réaliser la Société à l'avenir et pour lesquels ses organes de direction ont déjà pris des engagements

Non applicable.

6

APERCU DES ACTIVITES

6.1. PRINCIPALES ACTIVITÉS	P.27	6.3 EVÉNEMENTS EXCEPTIONNELS	P.96
6.1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE	p.27	6.4 DEGRÉ DE DÉPENDANCE	P.96
6.1.2 STRATÉGIE	p.38	6.5 ELÉMENTS RELATIFS À LA POSITION CONCURRENTIELLE	P.96
6.1.3 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS	p.41	6.5.1 EXPLORATION-PRODUCTION	p.97
6.1.4 ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE EN FRANCE	p.81	6.5.2 ACHAT-VENTE D'ÉNERGIE	p.97
6.1.5 ENVIRONNEMENT / DÉVELOPPEMENT DURABLE	p.90	6.5.3 SERVICES	p.97
6.1.6 NOUVEAUX PRODUITS OU ACTIVITÉS	p.95	6.5.4 TRANSPORT-STOCKAGE FRANCE	p.98
6.2 PRINCIPAUX MARCHÉS	P.95	6.5.5 DISTRIBUTION FRANCE	p.98
6.2.1 PRÉSENTATION	p.95	6.5.6 TRANSPORT-DISTRIBUTION INTERNATIONAL	p.98
6.2.2 VENTILATION DES RÉSULTATS	p.96		

6.1. Principales activités

Gaz de France conduit ses activités directement et au travers de ses filiales et participations, dont certaines sont consolidées dans les comptes du Groupe par intégration globale et d'autres par intégration proportionnelle ou mise en équivalence. Sauf indication contraire, les chiffres présentés dans ce chapitre, notamment sur le nombre de clients du Groupe et ses ventes de gaz naturel, incluent la quote-part de Gaz de France dans les sociétés consolidées par intégration proportionnelle.

Sauf indication contraire, la source pour les données de marché et pour les données rapportées au marché qui figurent dans le présent document de référence correspond à une estimation de Gaz de France sur la base des informations, notamment en termes de chiffres d'affaires et de capacités, publiées par ses concurrents et par les analystes.

Un tableau des unités de mesure de gaz naturel et des autres produits énergétiques se trouve en Annexe A au présent document. Un glossaire des termes techniques figure en Annexe B au présent document.

6.1.1 Présentation générale

Gaz de France est un acteur majeur du marché du gaz naturel. Il bénéficie d'une position de premier fournisseur de gaz naturel en France. Il se situe également parmi les premiers fournisseurs de gaz naturel en Europe, position qu'il a construite à partir d'un portefeuille diversifié d'approvisionnements. Gaz de France opère également le plus long réseau européen de transport à haute pression ainsi que le plus long réseau européen de distribution. En 2006, le Groupe a vendu 762

terawattheures (« TWh ») de gaz naturel et a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 27 642 millions d'euros (près de 40% du chiffre d'affaires du Groupe est réalisé à l'international), un excédent brut opérationnel de 5 149 millions d'euros et un bénéfice net, part du groupe, de 2 298 millions d'euros. Le Groupe a accès à un portefeuille de 11,1 millions de clients en France et d'environ 2,8 millions de clients (quote-part Gaz de France) à l'étranger, principalement en Europe.

Les activités du Groupe s'organisent de manière complémentaire autour de deux pôles et de six segments.

Gaz de France						
Fourniture d'Énergie et de Services			Infrastructures			Autres*
Exploration- Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Transport- Stockage France	Distribution France	Transport- Distribution International	

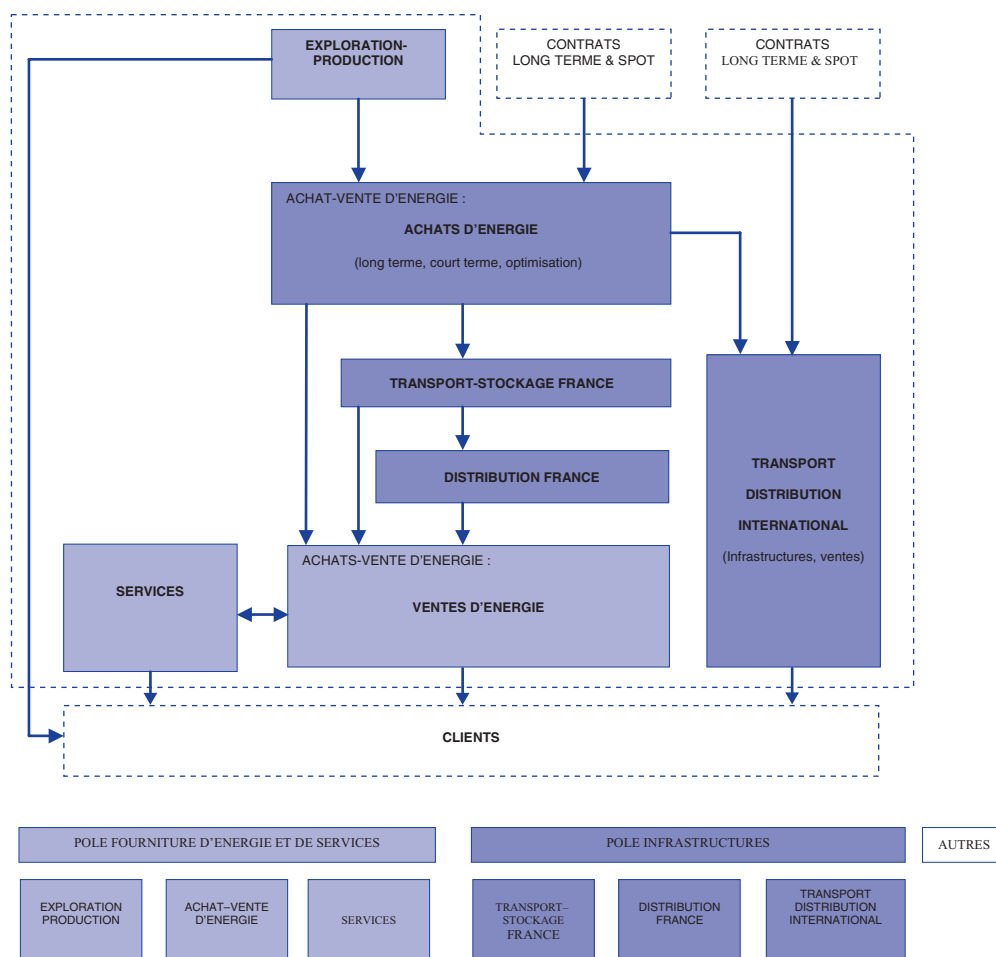
* Cette partie intègre notamment les holdings financières et les éliminations de consolidation.

Les ventes de gaz naturel effectuées par les segments du Groupe ont été les suivantes :

Ventes de gaz consolidées par les segments du Groupe * (en TWh)	2005	2006
Achat-Vente d'Energie	649	641
Transport-Distribution International	82	102
Exploration-Production	42	53
Eliminations des ventes inter-segments et autres	-24	-34
Total Groupe	749	762

* y compris la quote-part du Groupe des ventes d'énergie par les sociétés consolidées par intégration proportionnelles

Graphique des flux physiques et économiques entre les segments du Groupe



Historique

Création

Gaz de France a été créé par la loi de nationalisation de l'industrie du gaz n° 46-628 du 8 avril 1946 sous forme d'EPIC. Cet établissement avait initialement pour mission de gérer l'ensemble des sociétés de l'industrie du gaz ainsi nationalisées.

Au lendemain de la seconde guerre mondiale, la nationalisation de l'industrie du gaz était en effet apparue comme une nécessité dans un contexte où bon nombre d'installations étaient obsolètes ou endommagées et pâtissaient d'une grande dispersion territoriale. Le gaz commercialisé à l'époque était essentiellement du gaz manufacturé, produit localement dans des usines situées à proximité des zones de consommation, induisant une absence complète d'artère de transport sur de longues distances.

Diversification des sources d'approvisionnement

Une véritable mutation s'est opérée avec la découverte en 1951 du gisement de Lacq et la mise sur le marché en 1957 du gaz en provenant.

Cette introduction du gaz naturel dans le paysage énergétique français a entraîné l'abandon progressif par Gaz de France du métier de producteur-distributeur de gaz manufacturé au profit de celui de négociant, transporteur et distributeur de gaz naturel. Elle a également nécessité la mise en œuvre, en complément de la production gazière nationale, d'une politique d'approvisionnements à l'étranger afin de satisfaire une demande toujours croissante. Ainsi, Gaz de France a conclu en 1964 un premier contrat d'achat de GNL avec l'Algérie. Dès lors, le Groupe s'est engagé dans une politique d'approvisionnements géographiquement diversifiés en contractant avec des producteurs aux Pays-Bas, en Russie, en Norvège, au Nigeria, en Libye et en Egypte.

Cette politique de diversification des achats de gaz est complétée depuis 1994 par l'entrée du Groupe dans le secteur de l'exploration-production dans le but de maîtriser directement une partie de ses approvisionnements et de diversifier son exposition aux risques de marché, en particulier au risque de prix.

Avec l'ouverture des marchés de l'énergie en Europe, Gaz de France s'est lancé dans une nouvelle activité afin d'assurer sa position d'énergéticien : la production et commercialisation d'électricité. Ceci s'est, en particulier, concrétisé par la mise en service de la première centrale cycle combiné au gaz en France : DK6. Gaz de France assure son approvisionnement en électricité via des actifs propres, des contrats de fourniture et des achats sur les marchés organisés.

Développement des infrastructures de transport et de stockage

Avec l'introduction du gaz naturel sur le territoire français, Gaz de France a été progressivement conduit à développer un réseau interconnecté de transport ainsi que des infrastructures de réception de GNL.

Ce réseau de transport était exploité par Gaz de France sur l'ensemble du territoire français, dont une partie dans le sud-ouest en partenariat avec le groupe Total au travers de différents contrats et de structures communes. Il a été mis fin à ce partenariat le 1^{er} janvier 2005. Désormais, Gaz de France exploite le réseau de transport dont il est seul propriétaire, Total assurant seul la gestion du réseau de transport dans le sud-ouest de la France.

Pour accompagner sa stratégie de diversification des approvisionnements, Gaz de France a également participé à de grands projets de gazoducs de transit permettant le transport de gaz naturel vers l'Europe occidentale (notamment MEGAL en Allemagne et SEGEO en Belgique) ainsi qu'au développement de chaînes de GNL, avec en particulier l'implantation des terminaux de regazéification de Fos Tonkin et de Montoir-de-Bretagne, mais également de Dahej en Inde. Gaz de France continue à investir dans des infrastructures importantes en partenariat avec ses fournisseurs : il développe actuellement le terminal de regazéification de Fos Cavaou et détient une participation minoritaire dans une usine de liquéfaction en Egypte ainsi que dans la société Medgaz qui développe le gazoduc Medgaz reliant l'Algérie à l'Espagne.

Par ailleurs, afin d'assurer la continuité des livraisons et de faire face notamment à la saisonnalité de la demande, Gaz de France a développé des capacités de stockage de gaz naturel, ces dernières atteignant plus de 9 milliards de mètres cubes utiles au 31 décembre 2006.

Développement du réseau de distribution en France

En France, le développement des infrastructures de transport a été accompagné par la construction d'un réseau de distribution assurant l'acheminement du gaz naturel jusqu'aux petits clients finaux. En 1960, le réseau de distribution de Gaz de France desservait près de 350 communes françaises avec 5,8 millions de clients raccordés ; il dessert aujourd'hui 9 099 communes françaises avec environ 11,1 millions de clients raccordés.

Dès ses premières années d'existence, Gaz de France a mis en place avec EDF des directions communes, notamment pour la gestion des réseaux de distribution de gaz et d'électricité et pour la prise en charge du service clientèle. Ces relations ont été révisées le 1^{er} juillet 2004, les deux opérateurs restant associés dans un service commun qui assure des services techniques pour leurs réseaux respectifs de distribution (voir paragraphe 6.1.3.2.2.3 – « Organisation du distributeur »).

En vertu des dispositions de la directive européenne 2003/55 transposée en droit français par la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006, les activités de distribution en France doivent être filialisées au plus tard le 1^{er} juillet 2007.

Développement international

Très tôt Gaz de France a eu pour volonté de valoriser ses savoir-faire à l'international et de développer la coopération avec ses fournisseurs de gaz. Au début des années 90, ce positionnement à l'international s'est intensifié car il est apparu comme indissociable du développement global



du Groupe dans un contexte de marchés en voie d'ouverture. Le Groupe a ainsi pris des positions importantes, essentiellement dans des activités de distribution et de commercialisation de gaz dans des pays tels que l'Allemagne, l'Italie, le Royaume-Uni et la Belgique.

Les évolutions politiques en Europe de l'Est, les privatisations et l'ouverture des marchés qui s'en sont suivies lui ont également permis de prendre position dans cette région.

Par ailleurs, c'est également à partir des années 90, que Gaz de France a décidé de s'impliquer dans l'exploration-production, initiant ainsi un nouveau stade de développement à l'international.

Le Groupe s'est, depuis la fin des années 90, introduit dans le domaine des Services en Europe, notamment en Italie.

L'activité du Groupe à l'international comprend également aujourd'hui la production et la fourniture d'électricité. Le Groupe détient des participations dans la société SPE en Belgique acquises en 2005 (2ème producteur belge avec environ 1 600 MWe en propre), dans la centrale de Shotton (215 MWe) au Royaume-Uni, dans la centrale de AES Energia Cartagena (1 200 MWe) en Espagne ainsi qu'un portefeuille de clients au travers de sa filiale GDF ESS au Royaume-Uni.

Activités

Fourniture d'Énergie et de Services

Fournisseur de référence de gaz naturel en France, Gaz de France se développe sur d'autres marchés avec l'ambition d'être un commercialisateur de référence en Europe. Les composantes de cette activité sont les suivantes :

Exploration-Production

Afin de maîtriser directement une partie de son approvisionnement, de bénéficier d'une plus grande part de la valeur ajoutée de la chaîne gazière et de réduire son exposition au prix des produits pétroliers (auquel le prix du gaz est souvent lié), le Groupe dispose de réserves propres, principalement en Mer du Nord, en Allemagne et en Afrique du Nord, dont certaines proviennent de gisements qu'il opère pour son compte et celui de partenaires. Le Groupe détenait, au 31 décembre 2006, des réserves prouvées et probables de 685,3 millions de barils équivalent pétrole (« Mbep »), dont 75,6% de gaz naturel et 24,4% d'hydrocarbures. Sa production annuelle de gaz naturel et d'hydrocarbures liquides a atteint 45,5 Mbep en 2006.

Le Groupe dispose également d'un portefeuille de licences d'exploration, qui s'est élargi en 2006 notamment en Mauritanie.

Production d'électricité

Pour répondre à l'attente de ses clients, Gaz de France commercialise de l'électricité. Pour les mêmes raisons que pour le gaz, le Groupe est également devenu producteur d'électricité en Europe. Il possède

actuellement la centrale de Shotton (215 MWe) au Royaume-Uni, DK6 (788 MWe) en France et des participations dans SPE (environ 1 600 MWe en propre) en Belgique et AES Cartagena (1 200 MWe) en Espagne.

Achat-Vente d'Énergie

Le Groupe est l'un des premiers fournisseurs de gaz naturel en Europe, l'un des plus grands acheteurs mondiaux de gaz naturel et l'un des premiers importateurs de GNL en Europe. En 2006, 641 TWh ont été vendus par le segment Achat Vente d'Énergie : 440 TWh l'ont été en France, 129 TWh en Europe et 72 TWh sur les marchés de court terme. Le segment Achat-Vente d'Énergie comptait à fin 2006 environ 10,5 millions de clients particuliers, plus de 607 600 sites-clients affaires (principalement professionnels, PME-PMI, résidences collectives, certains clients tertiaires privés et publics et collectivités territoriales), plus de 700 grands clients industriels et commerciaux répartis sur plus de 4 700 sites, dont plus de 500 clients en Europe hors France.

En France, Gaz de France continuera de détenir un monopole de la fourniture à ses clients particuliers (représentant environ 95% du marché des clients particuliers, les 5% restants étant approvisionnés par les distributeurs non nationalisés en 1946 et les nouveaux distributeurs agréés) jusqu'au 1^{er} juillet 2007. Les autres clients de Gaz de France ont déjà la faculté de choisir leur fournisseur d'énergie en application des directives européennes sur l'ouverture du marché du gaz naturel, telles que transposées notamment dans le droit français et décrites ci-après (voir paragraphe 6.1.4 – « Environnement législatif et réglementaire en France »).

Pour faire face à l'ouverture du marché français, le Groupe a entrepris une démarche destinée à fidéliser sa clientèle, avec la promotion de ses marques et de nouvelles offres. Gaz de France propose ainsi à ses plus grands clients des solutions d'ingénierie financière et des services de gestion d'énergie. En outre, il développe une offre duale gaz-électricité, déjà en place pour les clients industriels et professionnels, qui sera proposée à ceux de ses clients particuliers qui préféreront s'adresser à un fournisseur unique pour le gaz et l'électricité lorsque l'opportunité leur en sera donnée à partir du 1^{er} juillet 2007.

Par ailleurs, le Groupe s'est engagé dans une politique de développement en Europe en s'appuyant sur son savoir-faire pour tirer profit de l'ouverture du marché européen. Il vend du gaz aux clients industriels, notamment au Royaume-Uni, en Belgique, aux Pays-Bas, en Italie, en Espagne, en Allemagne et en Hongrie, et détient des participations dans des sociétés disposant d'un accès au marché en Allemagne, Slovaquie, Italie, Hongrie, Roumanie, Belgique et Pays-Bas. A ce jour, la croissance du Groupe en Europe a largement compensé, en volume, l'impact de l'ouverture du marché français sur ses ventes.

Gaz de France organise ses approvisionnements en s'appuyant principalement sur un portefeuille diversifié de contrats à long terme avec des producteurs situés en Norvège, en Algérie, en Russie, aux Pays-Bas, au Royaume-Uni, au Nigeria, et plus récemment en Libye et en Egypte (pays à partir duquel les approvisionnements ont débuté courant 2005).

Gaz de France complète ses approvisionnements par une production pour compte propre dans le cadre de son activité Exploration-Production et par des transactions sur les marchés de court terme. Grâce à ses activités d'approvisionnement, Gaz de France est un acteur européen de premier plan dans l'achat du gaz naturel et dans l'importation de GNL notamment grâce aux 12 méthaniers dont le Groupe dispose en 2006. Dans ce cadre, Gaz de France a renouvelé le 19 décembre 2006 les contrats russes existants et conclu l'achat de quantités additionnelles auprès de Gazprom. Par ailleurs, en novembre 2006, le Groupe a signé avec la Sonatrach des accords portant sur l'achat de gaz à l'entrée du gazoduc Medgaz.

Services

Le Groupe exerce son activité Services dans tous les pays où il vend de l'énergie, principalement en France, en Italie et au Royaume-Uni. Cette activité lui permet d'être en mesure de proposer une offre globale de services complémentaires à la fourniture d'énergie, notamment des services énergétiques pour les clients industriels et tertiaires (gestion des installations de cogénération, conduite et maintenance d'installations de production de chaleur ou de froid, maintenance industrielle diverse, développement et gestion industrielle d'unités de production électrique), pour les clients particuliers (maintenance de chaudières individuelles) et pour les collectivités locales.

Infrastructures

Le pôle Infrastructures regroupe un ensemble d'actifs industriels contribuant de façon significative à la solidité financière de Gaz de France. L'expérience du Groupe en matière de gestion d'infrastructures gazières représente en outre un vecteur de développement de sa stratégie en Europe.

Transport-Stockage France

Gaz de France bénéficie en France d'une position privilégiée au cœur des échanges européens et possède le plus long réseau de transport européen de gaz naturel à haute pression, pour acheminer le gaz tant pour le compte de tiers que pour son propre compte. Au 31 décembre 2006, son réseau français comprenait 31 610 kilomètres de gazoducs, dont 6 757 kilomètres de réseau principal complétés par 24 853 kilomètres de réseaux régionaux.

Le Groupe dispose par ailleurs, au travers de ses deux terminaux méthaniers, de la deuxième capacité de réception de GNL en Europe, avec en particulier une capacité de regazéification portée à environ 17 milliards de mètres cubes par an.

De plus, ses capacités de stockage en France (12 sites de stockage souterrain dont 11 détenus en pleine propriété, offrant une capacité utile de stockage de l'ordre de 9 milliards de mètres cubes) figurent parmi les plus importantes en Europe.

Distribution France

Au 31 décembre 2006, les réseaux de distribution français de Gaz de France constituaient le premier réseau de distribution de gaz naturel en Europe de l'Ouest par sa longueur, avec 185 000 kilomètres et 9 099 communes raccordées dans lesquelles résident environ 76% de la population française. Gaz de France exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme (durée moyenne restante, pondérée par les volumes acheminés, de 18,6 ans) qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance, conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 (voir paragraphe 6.1.3.2.2 – « Distribution France »).

Gaz de France a mis en place une direction commune avec EDF (EDF Gaz de France Distribution ou EGD). Cette entité œuvre à la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux de distribution d'électricité et de gaz ainsi qu'à la gestion des installations de comptage, permettant ainsi la réalisation d'économies d'échelle.

Transport-Distribution International

Le Groupe dispose d'un portefeuille de participations dans plusieurs sociétés exploitant des gazoducs situés sur les routes d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe de l'Ouest (3 480 km de réseau de transport en données contributives), dans des sociétés exploitant des systèmes de distribution (50 488 km de réseaux de distribution en données contributives) et de stockage dans des pays tels que l'Allemagne, la Belgique, la Slovaquie, l'Autriche, l'Italie, la Roumanie et la Hongrie, et dans des sociétés de commercialisation auprès de 2,8 millions de clients dans le monde (quote-part Gaz de France), auxquels elles ont vendu 102 TWh de gaz naturel en 2006 (quote-part Gaz de France). Gaz de France dispose en outre en Belgique via sa filiale SPE d'une capacité de production électrique de l'ordre de 400 MW et a commercialisé dans ce pays 5,4 TWh d'électricité auprès de 187 000 clients (données contributives).

Un nouveau contexte réglementaire et juridique

Les directives européennes et leur transposition en droits nationaux amènent le Groupe à réaliser ses activités dans un contexte en évolution caractérisé comme suit :

- Depuis août 2000, les grands consommateurs de gaz naturel ont eu la faculté de s'adresser au fournisseur de leur choix sur le territoire de l'Union européenne pour leur approvisionnement. Cette faculté a été transposée en France par la loi du 3 janvier 2003. Afin que ces clients puissent exercer leur droit et, s'agissant d'une disposition de la directive d'application directe, Gaz de France a mis en œuvre dès août 2000 un tarif d'accès à son réseau.

- Depuis le 1er juillet 2004, cette faculté de choix du fournisseur a été étendue à l'ensemble des clients, en dehors des clients résidentiels, ce qui correspond en France à une ouverture d'environ 70% du marché du gaz naturel.
- A partir du 1er juillet 2007, la faculté de choix s'appliquera à l'ensemble des consommateurs, y compris les clients résidentiels.
- En France, il a par ailleurs été institué le 3 janvier 2003 un droit d'accès régulé des tiers aux réseaux de transport, de distribution et aux installations de regazéification du GNL, qui doit s'exercer de manière transparente et non discriminatoire. L'accès à ces infrastructures s'effectue sur la base de tarifs régulés intégrant pour les activités correspondantes de Gaz de France des taux de rémunération des actifs variant en fonction de la nature de l'infrastructure exploitée.
- La loi du 9 août 2004 a institué un droit d'accès des tiers aux installations de stockage en France, à des conditions négociées⁽¹⁾, de manière transparente et non discriminatoire. Gaz de France a mis en œuvre cette directive dès avril 2004. Un décret du 21 août 2006 a précisé les règles de détermination, d'attribution, de répartition et d'allocation des capacités de stockage.
- En janvier 2003, les compétences de la CRE (à l'époque dénommée Commission de régulation de l'électricité), autorité administrative indépendante créée en 2000 pour la régulation du secteur de l'électricité en France, ont été étendues à la régulation de l'activité gazière. La CRE est notamment chargée de proposer aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution et aux infrastructures GNL et de formuler un avis sur les tarifs de vente de gaz applicables aux clients non éligibles. La loi du 7 décembre 2006 lui confère un pouvoir d'approbation des programmes d'investissements des transporteurs de gaz naturel. Cette loi institue également au sein de la CRE un comité de règlement des différends et des sanctions et confère à la CRE en matière de gaz un pouvoir réglementaire analogue à celui qu'elle détenait déjà en électricité.
- La gestion des réseaux de distribution et de transport est confiée respectivement à une direction spécifique de Gaz de France, Gaz de France Réseau Distribution, depuis juillet 2004 et à une filiale de Gaz de France détenue à 100%, GRTgaz, depuis début 2005. La gestion des deux réseaux est indépendante des activités de production et de fourniture de Gaz de France. Les décisions d'investissement de GRTgaz sont du ressort exclusif du Directeur Général de GRTgaz, sans plafond. Le groupe Gaz de France conserve néanmoins un droit de supervision économique, tel que l'approbation du plan financier annuel du gestionnaire concerné. La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie finalisant la transposition des deux directives européennes dans le système juridique français impose la séparation juridique de l'activité de gestion du réseau de distribution au plus tard au 1er juillet

2007 et donc la filialisation par Gaz de France de cette activité. Cette loi permet également la privatisation de Gaz de France dès lors que l'Etat garde au moins un tiers du capital de la Société. La décision du conseil constitutionnel du 30 novembre 2006 est venue préciser que le transfert effectif au secteur privé pourra prendre effet à compter du 1^{er} juillet 2007.

- L'ouverture du marché concerne tous les pays de l'Union européenne, ce qui permet à Gaz de France d'accéder à de nouveaux clients et de développer ses activités à l'échelle européenne.
- Conformément aux dispositions relatives aux obligations de service public dans le secteur du gaz, Gaz de France a été désigné par arrêté du 16 mai 2006 fournisseur de dernier recours en gaz aux clients non domestiques assurant une mission d'intérêt général, pour une période de deux ans sur l'ensemble du territoire national (à l'exception des zones de desserte des sociétés Gaz de Strasbourg, Gaz de Bordeaux et Vialis).

Le secteur du gaz naturel en France et dans le monde

Sauf indication contraire, les références ci-dessous sont tirées de l'analyse 2006 de l'Agence Internationale de l'Energie (« AIE ») du marché énergétique mondial (*World Energy Outlook*)⁽²⁾

La chaîne gazière

Le concept de chaîne gazière exprime l'ensemble des étapes depuis la recherche de gisements jusqu'à la livraison du gaz naturel au consommateur final. La phase de prospection, qui en constitue l'amont, consiste essentiellement à rechercher des structures géologiques favorables au développement de gisements de gaz naturel. L'existence d'un gisement sera ensuite vérifiée au moyen de forages qui permettront d'en délimiter les réserves (délinéation) et de déterminer si celles-ci sont commercialement exploitables, auquel cas le gisement sera développé et mis en production. Depuis les différents sites de production, le gaz naturel est transporté soit sous forme gazeuse dans des gazoducs, soit sous forme liquide (GNL – Gaz Naturel Liquéfié) dans des navires méthaniers dont les cargaisons sont déchargées dans des terminaux méthaniers qui procèdent à sa regazéification. Une partie du gaz naturel est ensuite stockée dans des structures souterraines (aquifères ou cavités salines) afin d'adapter les approvisionnements reçus de façon régulière tout au long de l'année à une demande qui varie fortement selon la saison. Le gaz naturel est acheminé via des réseaux de transport (gazoducs) sur de longues distances, à haute ou moyenne pression. Certains grands clients industriels et professionnels sont alimentés directement à partir du réseau de transport. Au niveau communal, le gaz est livré aux consommateurs en empruntant les réseaux de distribution (basse pression) qui sont rattachés au réseau de transport en différents points de connexion.

(1) Le tarif est élaboré par Gaz de France, publié et appliqué à tout client dans les mêmes conditions.

(2) Cette analyse se fonde sur les chiffres de 2004.

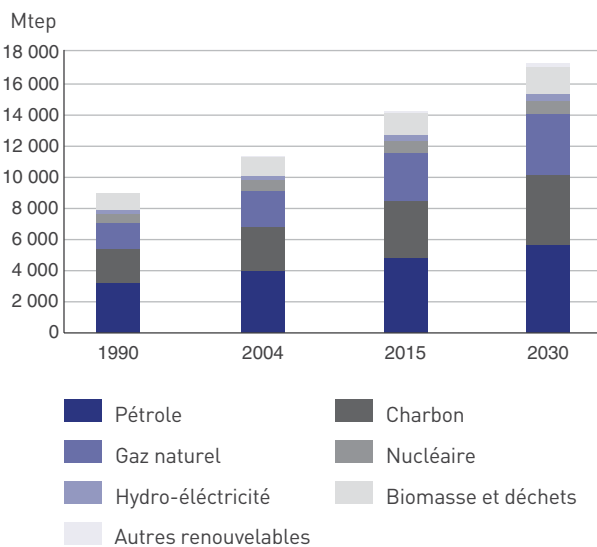
La demande de gaz naturel en France et dans le monde

Demande internationale

Les marchés du gaz naturel sont en croissance régulière depuis 1978. De 1978 à 2004, ces marchés ont connu une croissance moyenne de 2,7 % par an³. En 2004, la consommation de gaz naturel dans le monde s'élevait à 2 784 milliards de mètres cubes.

La part du gaz naturel dans la consommation globale d'énergie dans le monde est en constante augmentation. L'AIE prévoit, dans son scénario de référence, qu'elle passera de 21% en 2004 à 23% en 2030, soit un taux de croissance annuel d'environ 2% alors que la demande d'énergie primaire ne devrait augmenter que de 1,6% par an. Cette croissance devrait être portée principalement par l'Afrique, l'Amérique Latine et l'Asie, avec des taux annuels supérieurs à 3%. Les marchés européens et nord-américains membres de l'OCDE resteront cependant les plus gros marchés sur la période (représentant 38% de la consommation mondiale en 2030).

Graphique - Evolution et prévision de la consommation énergétique primaire dans le monde

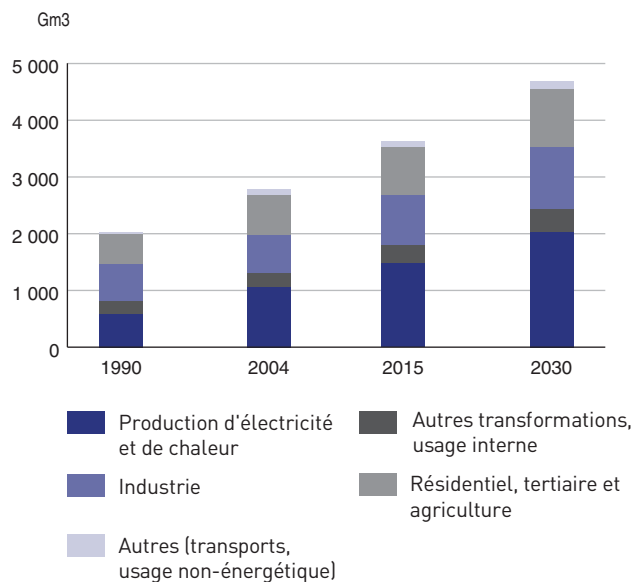


Source : WEO 2006 – World Energy Outlook 2006 de l'AIE

Selon l'AIE, le secteur de la production d'électricité et des réseaux de chaleur devrait compter pour plus de la moitié dans l'augmentation de la demande mondiale de gaz naturel (+ 2,5% par an de 2004 à 2030), passant de 38% en 2004 à 44% de la demande en 2030.

Selon ce même organisme, dans de nombreuses régions du monde, le gaz naturel est préféré aux autres combustibles, en particulier pour la production d'électricité, du fait de la compétitivité de son prix, de ses avantages environnementaux et du relativement faible coût d'investissement d'un cycle combiné au gaz comparé aux autres moyens de production centralisée d'électricité.

Graphique - Evolution et prévision de la demande de gaz naturel par secteur dans le monde



Source : WEO 2006 – World Energy Outlook 2006 de l'AIE

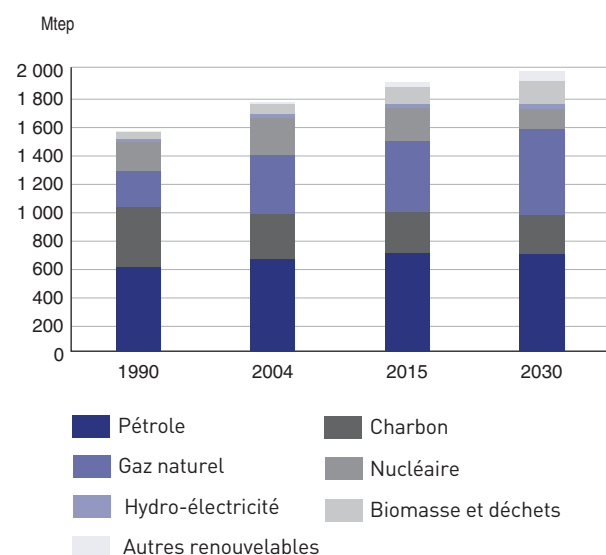
3 D'après les données in « Natural Gas Information 2005 » de l'AIE.

Demande européenne

Selon l'AIE, en Europe (UE 25) en 2004, la consommation de gaz naturel était de 508 milliards de mètres cubes.

La part du gaz naturel dans la consommation primaire d'énergie devrait évoluer de 24% en 2004 à 30% en 2030 avec un taux de croissance annuel de 1,4%, par an sur la période, selon le scénario de référence. L'AIE, dans un scénario alternatif envisage une part du gaz naturel dans la consommation d'énergie primaire de 28% en 2030 (baisse du gaz au profit du nucléaire et des énergies renouvelables).

Graphique – Evolution et prévision de la consommation d'énergie primaire en Europe (UE 25)



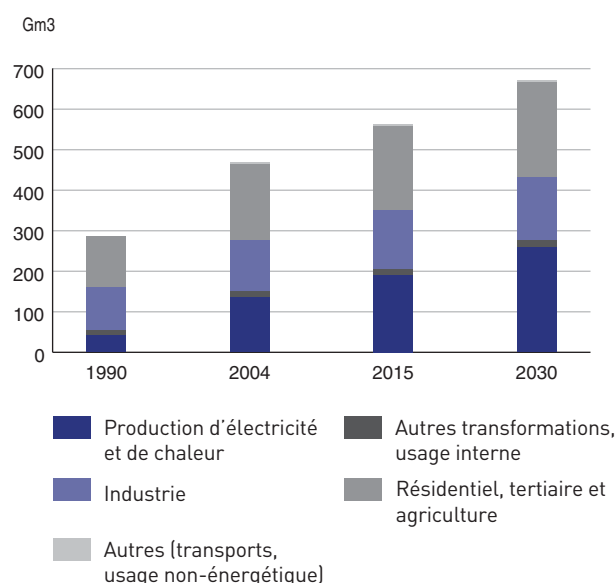
Source : WEO 2006 – World Energy Outlook 2006 de l'AIE

La croissance de la demande de gaz naturel pour le secteur de la production d'électricité et de chaleur (dans les réseaux de chaleur) est, comme au niveau mondial, soutenue. La part de marché du gaz sur ce segment devrait passer de 29% en 2004 à 39% en 2030, avec un taux de croissance annuel sur cette période, comme au niveau mondial, de l'ordre de 2,5%.

Selon Global Insight (rapport 2004), cette croissance devrait être notamment favorisée en Europe, par l'application de la directive européenne sur les émissions de gaz à effet de serre, qui met à la charge des entreprises le coût des émissions de dioxyde de carbone (CO₂), favorisant ainsi l'utilisation des énergies les moins émettrices de CO₂, dont le gaz naturel et le nucléaire.

Toujours selon l'AIE, la demande finale de gaz naturel en Europe devrait également augmenter entre 2004 et 2030, avec une croissance plus modeste de 0,8% par an dans les secteurs résidentiels et des services, ainsi que dans le secteur industriel.

Graphique – Evolution et prévision de la demande de gaz naturel par secteur en Europe (UE25)



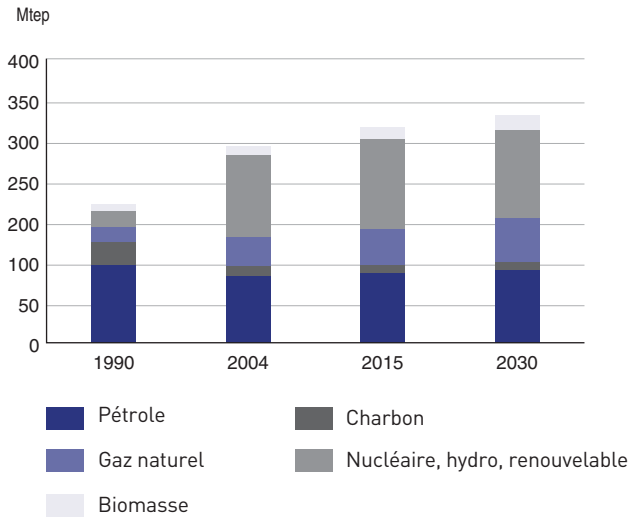
Source : WEO 2006 – World Energy Outlook 2006 de l'AIE

Demande en France

Selon l'Observatoire de l'Energie du Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, en 2005, le gaz naturel représentait 14,8% du bilan énergétique primaire national, soit une consommation de 40,78 Mtep (équivalent à 45,3 milliards de mètres cubes).

Bien qu'ayant connu une progression plus importante que les autres énergies, la part du gaz naturel dans la consommation d'énergie en France reste inférieure à la moyenne de celle des pays de l'Union Européenne (24,8% en 2005 selon Eurogas – rapport annuel 2005-2006) du fait de la faible utilisation de ce dernier pour la production d'électricité. La France a en effet accordé une large place au nucléaire ces trois dernières décennies et actuellement seuls un cycle combiné d'environ 800 MWel (unité construite par Gaz de France à Dunkerque en partenariat avec Arcelor) et environ 4 700 MWel de cogénérations produisent de l'électricité à partir de gaz naturel.

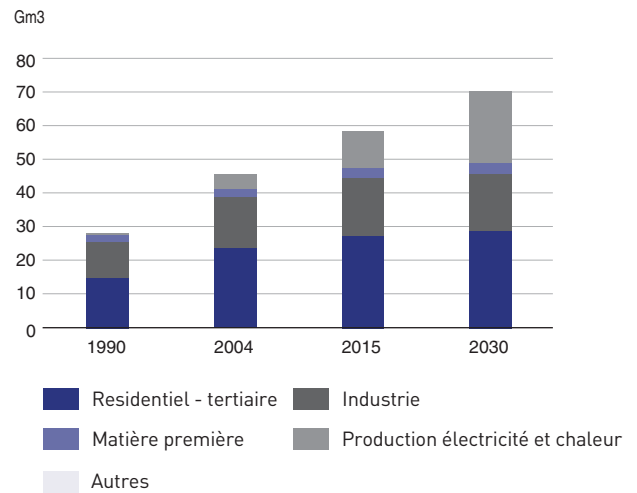
Graphique – Evolution et prévision de la consommation d'énergie primaire en France



Source: Global Insight 2006

Le secteur résidentiel-tertiaire est le plus gros consommateur de gaz en France (51% de la consommation en 2005). Dans ce secteur, le gaz étant majoritairement utilisé pour le chauffage des habitations, la demande est fortement saisonnalisée. Ainsi, la demande de gaz naturel en août 2002 s'élevait à 21% seulement de la demande de gaz naturel en janvier 2003. (selon l'Observatoire de l'Energie)

Graphique : Evolution et prévision de la demande de gaz naturel par secteur en France



Source: Global Insight 2006

Global Insight prévoit une augmentation moyenne de la consommation totale de gaz naturel en France sur la période 2004-2030 de 1,7%, donc légèrement supérieure à celle prévue en Europe. Elle s'explique principalement par le fort accroissement de la production d'électricité à partir de gaz naturel. Ce segment qui représente aujourd'hui 8% de la demande de gaz en France selon l'Observatoire de l'Energie pourrait d'après Global Insight représenter en 2030 près de 30%.

Tableau – Répartition géographique des sources d’approvisionnement des pays de l’Europe des 25 en 2005 (en Gm3)

Pays	Consommation	Production	Exportations	Importations	dont :				
					Russie	Norvège	Algérie	Autres hors UE	Intra UE
Autriche	9,2	1,6	1,3	8,8	79%	9%	-	-	12%
Belgique	17,5	-	4,4	21,9	1%	39%	13%	-	46%
Republique Tchèque	9,6	0,1	-	9,5	75%	25%	-	-	-
Danemark	5,5	10,5	5,3	0,3	-	29%	-	-	71%
Estonie	1,2	-	-	1,2	100%	-	-	-	-
Finlande	4,2	-	-	4,2	100%	-	-	-	-
France	49,4	1,2	0,8	49,0	23%	29%	15%	11%	21%
Allemagne	93,3	17,8	15,2	90,7	40%	29%	-	1%	29%
Grèce	2,9	-	-	2,9	84%	-	16%	-	-
Hongrie	13,6	2,8	-	10,8	77%	-	-	3%	20%
Irlande	4,3	1,2	-	3,1	-	-	-	-	100%
Italie	85,4	12,0	-	73,5	32%	9%	38%	6%	15%
Lettonie	1,7	-	-	1,7	100%	-	-	-	-
Lituanie	2,9	-	-	2,9	100%	-	-	-	-
Luxembourg	1,4	-	-	1,4	-	-	-	-	100%
Pays-Bas	43,6	72,8	46,8	17,6	17%	35%	-	-	48%
Pologne	14,7	4,5	-	10,2	63%	5%	-	26%	6%
Portugal	4,2	-	-	4,2	-	-	62%	38%	-
Slovaquie	6,6	0,2	-	6,4	100%	-	-	-	-
Slovénie	1,1	-	-	1,1	51%	-	40%	-	9%
Espagne	33,6	0,2	-	33,4	-	6%	44%	50%	-
Suède	1,0	-	-	1,0	-	-	-	-	100%
Royaume-Uni	94,8	88,0	9,7	16,5	-	78%	3%	-	19%

Source : Cedigaz

L’approvisionnement des marchés français et européen en gaz naturel

La demande européenne de gaz naturel est en partie satisfaite par des ressources propres. Ainsi, 41% du gaz naturel consommé en 2005 en Europe (UE 25) provenait de ressources intra européennes, le solde provenant de Russie (24%), de Norvège (15%) et d’Algérie (11%) (selon le rapport annuel 2005-2006 d’Eurogas).

Selon Cedigaz, en 2005, les réserves européennes (UE25) prouvées représentaient près de 2 800 milliards de mètres cubes, soit 1,6% des ressources mondiales. La production au sein de l’Union Européenne de gaz naturel en 2005 s’est élevée à 213 milliards de mètres cubes, dont 41% par le Royaume-Uni (88 milliards de mètres cubes) et 34% par les Pays-Bas (73 milliards de mètres cubes) à partir des champs situés en Mer du Nord.

Selon l’AIE, la production de gaz naturel des pays européens de l’OCDE devrait baisser de 0,5% en moyenne annuelle entre 2004 et 2030. La production de la mer du Nord doit atteindre son pic au début de la prochaine décennie puis décliner progressivement jusqu’en 2030.

Compte tenu de ce déclin, et afin de faire face à la croissance de la consommation, une part croissante de l’approvisionnement de l’Europe en gaz naturel devra provenir des importations. L’AIE prévoit ainsi que les importations de gaz naturel dans les pays européens de l’OCDE passeront de 214 milliards de mètres cubes (soit 40% de la consommation) à 488 milliards de mètres cubes (soit 63% de la consommation) en 2030. Ces importations proviendront essentiellement de la Russie et de l’Algérie, mais également d’autres pays d’Afrique occidentale, de l’ex-URSS, du Moyen-Orient et d’Amérique Latine.

Pour transporter ces nouvelles quantités, l'industrie devra développer de nouveaux gazoducs mais également et surtout une capacité de transport de GNL (gaz naturel liquéfié). Avec un total de 150 milliards de mètres cubes échangés en 2002 dans le monde, le GNL devrait, selon l'AIE, progresser rapidement pour atteindre un volume d'échange de 250 milliards de mètres cubes en 2010 et 680 milliards de mètres cubes en 2030. Alors que le gaz transporté par gazoduc représente aujourd'hui 70% des échanges gaziers transfrontaliers, la part du GNL devrait, selon l'AIE, dépasser 50% à l'horizon 2030.

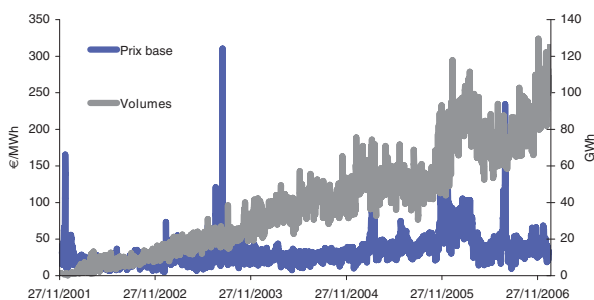
Le secteur de l'énergie électrique en France et dans le monde

Une énergie particulière – des prix très volatiles

L'électricité n'est pas stockable. L'équilibre offre – demande doit être assuré à tout moment sur une zone considérée alors que la production et la consommation dépendent de nombreux facteurs difficilement prévisibles comme la température, la luminosité, la pluviométrie ou le vent. Cette spécificité, associée à l'imprévisibilité des prix des énergies primaires et du CO₂ confèrent à cette énergie un prix très volatil.

Ainsi en France, les prix de l'électricité connaissent régulièrement des pointes qui marquent une forte contrainte sur l'offre ou une très forte demande. Avec l'ouverture du marché et l'augmentation des acteurs qui en résulte, la liquidité du marché sur la bourse de l'électricité devrait augmenter.

Graphique – Evolution du prix POWERNEXT DAY-AHEAD™ et des volumes échangés (source : POWERNEXT)



Une consommation en croissance continue

Selon l'AIE, la croissance de la demande d'électricité devrait être, dans le monde, de l'ordre de 2,5% par an entre 2002 et 2030.

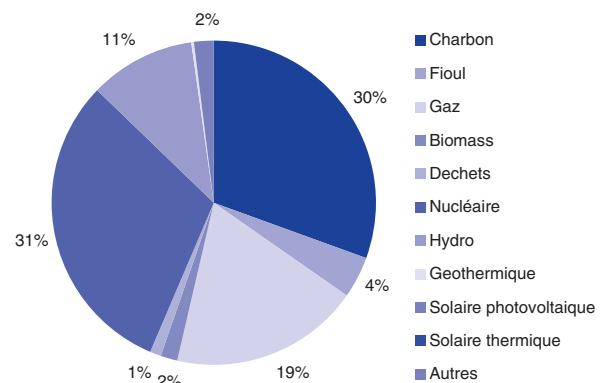
Dans les pays de l'OCDE, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie connaîtra une légère croissance passant de 20 à 22%. C'est dans le secteur des services que la part de l'électricité devrait croître le plus.

Tableau – Part de la consommation d'électricité dans la demande d'énergie par secteur

OCDE	2002	2030
Part dans la consommation finale d'énergie	20%	22%
Industrie	25%	27%
Résidentiel	32%	38%
Services	48%	57%

En Europe, toujours selon l'AIE, la production d'électricité a été de 3 190 TWh en 2004. Elle s'est faite à près de 31% par du charbon, 31% par du nucléaire, 19% par du gaz, 4% par du fioul, les énergies renouvelables représentant quant à elles de l'ordre de 15%.

Graphique – Répartition consommation d'énergie primaire en Europe par type d'énergie (source AIE)



En France, la production d'électricité a la particularité d'être essentiellement d'origine nucléaire pour près de 78%.

Tableau production d'électricité en France (source : RTE)

Electricité produite et importée en France	2004	2005	Variation 2005/2004
	TWh	TWh	%
Production thermique nucléaire	426,9	429,9	0,7%
Production thermique classique	53,6	59,6	11,3%
Production hydraulique	64,4	56,2	(12,7%)
Autres sources d'énergie renouvelables	3,9	4,3	11,6%
Production totale	548,7	550,1	0,3%
Energie soutirée par le pompage	7,3	6,6	(9,6%)
Solde exportateur des échanges physiques	61,9	60,3	(2,5%)
Consommation intérieure	479,6	483,2	0,8%

Tableau 2 : Production d'électricité en France (source : RTE)

Cette production est assurée pour l'essentiel par EDF, Electrabel/Suez et Endesa France.

Le ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie dans son rapport 2006 sur la Programmation Pluriannuelle des Investissements pour la production d'électricité en France, identifie des besoins de

nouvelles capacités de production d'électricité à partir de centrales thermiques classiques de l'ordre de 5 200 MW à l'horizon 2016. Dans ce même rapport, il est préconisé le recours à des cycles combinés à gaz pour les moyens de semi-base à mettre en service d'ici 2015 en raison de la compétitivité environnementale des cycles combinés à gaz par rapport aux centrales charbon « propres ».

6.1.2 Stratégie

Gaz de France, acteur de référence sur le marché du gaz naturel en France, bénéficie déjà d'une présence significative en Europe. L'ambition du Groupe est de poursuivre son développement géographique et d'intensifier sa présence sur les marchés européens du gaz et de l'électricité. Ces derniers sont en progression régulière depuis 1990 et offrent de nombreuses opportunités dans un contexte réglementaire renouvelé.

L'ambition stratégique de Gaz de France s'articule autour des axes clefs suivants :

- **Renforcer le rôle du Groupe dans la gestion d'infrastructures de gaz en participant activement à la croissance et à la sécurité des approvisionnements du marché du gaz naturel en France et en Europe :**

Poursuivre les investissements dans les infrastructures en France.

Afin de favoriser et d'accompagner la croissance de la demande de gaz naturel, Gaz de France entend poursuivre sa politique d'investissements dans le domaine des infrastructures en France dans le respect de critères de rentabilité satisfaisants. Ainsi, il a pour objectif de réaliser :

- au travers de sa filiale GRTgaz, les liaisons requises par l'évolution de la demande et des sources d'approvisionnement de gaz naturel, avec

notamment un renforcement des capacités de transport et une réduction des points d'engorgement du réseau sur le territoire français ;

- parallèlement, la poursuite du développement de sites de stockage ;
- un nouveau terminal méthanier (Fos Cavaou) destiné au renforcement de la capacité de réception de GNL et des conditions d'approvisionnement du sud de la France ; et
- au travers de la direction Gaz de France Réseau Distribution, une extension et une densification des réseaux de distribution en France, avec pour objectif le raccordement à ses réseaux d'un million de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage entre 2003 et 2007.

Optimiser les modalités d'accès aux infrastructures, afin de permettre à chaque fournisseur de bénéficier des meilleures prestations techniques tout en respectant ses engagements :

- garantir un haut niveau de sécurité et de fiabilité de l'ensemble des infrastructures ;
- maintenir la qualité des prestations fournies aux utilisateurs des infrastructures et des collectivités locales concédantes afin de renforcer la sécurité et l'image du gaz naturel en France ;

- garantir un accès transparent et non discriminatoire aux infrastructures ;
- approfondir les relations de qualité avec les collectivités locales concédantes.

Améliorer la stabilité du cadre tarifaire applicable à l'utilisation des infrastructures.

Le Groupe entend maintenir un dialogue constructif avec la CRE. Il cherche à promouvoir la mise en place de cadres tarifaires pluriannuels pour l'utilisation des infrastructures, afin d'avoir une meilleure visibilité de cette activité sur le moyen terme.

Rechercher de façon continue des gains de productivité.

Gaz de France a engagé et poursuivra des efforts d'amélioration de productivité et de maîtrise des coûts. Par ailleurs, il recherchera une meilleure gestion des flux visant à augmenter le taux d'utilisation des ouvrages et à procéder à leur mise à niveau en continu en fonction des innovations technologiques.

Poursuivre son développement international.

Gaz de France entend participer activement au mouvement de consolidation en Europe, la mise en oeuvre d'une telle ambition comprenant deux axes :

- Gaz de France entend développer sa présence dans les infrastructures en Europe en participant notamment à de grands projets d'infrastructures de transport, de stockage et de GNL. Ainsi, dans un contexte marqué par une dépendance de plus en plus forte à l'égard d'importations en provenance de pays non européens, Gaz de France se positionnera afin de profiter de la croissance du marché européen de gaz naturel.
- Gaz de France continuera à rechercher des opportunités de croissance dans le domaine de la distribution en Europe, en s'appuyant sur ses compétences en matière de gestion des réseaux et sur ses positions déjà acquises notamment en Allemagne, Autriche, Hongrie, Slovaquie, Roumanie et Italie.

- **Développer une offre multiénergies et de services associés, fidéliser la clientèle en anticipant ses besoins nouveaux et accélérer le développement de la présence en Europe.**

Le Groupe entend s'appuyer sur son portefeuille d'approvisionnements diversifiés et sa position de fournisseur historique de gaz naturel en France. Gaz de France a pour objectif de maintenir, dans un contexte d'ouverture à la concurrence des marchés du gaz, sa position de leader sur le marché français, et de s'imposer comme un fournisseur de référence sur le marché européen.

Développer une offre multiénergies et de services associés.

Afin de répondre aux besoins des clients, le Groupe entend développer des offres multiénergies, en particulier une offre gaz-électricité, ainsi

que des offres de services complémentaires tant en France que dans les autres pays européens, avec pour objectif de dégager des synergies commerciales, de maximiser la valeur des prestations offertes aux clients et de fidéliser ces derniers.

Fidéliser la clientèle.

Capitalisant sur la proximité développée avec sa clientèle depuis son origine et sur sa notoriété auprès du grand public en France, le Groupe développe une politique commerciale active adaptée aux différentes catégories de clientèle visées. Cette politique s'appuie en particulier sur une politique de marques à forte notoriété, comme Gaz de France energy® pour les grands clients et Dolce Vita® pour les particuliers. Elle repose également sur un élargissement des offres multiénergies et services associés.

Le renforcement de l'engagement de Gaz de France en matière de protection de l'environnement et de développement durable constitue un atout supplémentaire dans le développement et la fidélisation de la clientèle.

Accélérer le développement de sa présence en Europe.

Le Groupe poursuit trois axes de croissance en Europe :

- soutenir les efforts de développement des ventes des sociétés dans lesquelles il a acquis des participations ;
- développer ses ventes directes sur quelques marchés bien précis et rentables en s'appuyant sur les expériences déjà menées ;
- procéder à des acquisitions ciblées de sociétés disposant de portefeuilles de clientèle importants.

- **Développer son portefeuille d'approvisionnement d'énergie et ses positions qui le placent parmi les plus grands acheteurs mondiaux de gaz naturel et de GNL, afin de renforcer la compétitivité de son offre et d'accélérer la croissance de ses ventes sur le marché européen de l'énergie.**

A cet égard, Gaz de France vise à :

- **Maintenir une politique d'approvisionnement, fondée principalement sur des contrats à long terme afin de sécuriser la majeure partie de ses approvisionnements.**

Gaz de France entretient depuis des années des relations structurées avec de grands fournisseurs. Cet axe stratégique sera poursuivi dans la continuité de la politique de diversification des risques qui permet à Gaz de France de disposer de l'un des portefeuilles d'approvisionnement les plus diversifiés d'Europe.

Accroître les réserves et la production du Groupe.

Gaz de France vise à détenir à moyen terme un portefeuille de réserves prouvées et probables d'environ 1 000 Mbp. Pour atteindre cet objectif, Gaz de France entend développer en priorité son activité Exploration-Production dans les zones géographiques adaptées à un approvisionnement rentable de l'Europe (Royaume-Uni, Pays-Bas,

Norvège, Afrique et Moyen-Orient notamment), en prenant des participations, le cas échéant, dans des usines de liquéfaction.

Consolider la présence du Groupe sur le marché en croissance du GNL.

Le Groupe souhaite poursuivre la diversification de son portefeuille d'approvisionnement et profiter du développement du marché mondial du GNL pour tirer parti des opportunités d'arbitrages intercontinentaux. Par ailleurs, Gaz de France a l'intention de valoriser la compétence qu'il a développée dans ce domaine d'activité, en saisissant des opportunités de participation à des chaînes complètes d'approvisionnement en GNL (exploration-production, liquéfaction, transport maritime, regazéification).

Structurer une politique d'approvisionnement électrique.

Au moyen de contrats d'approvisionnement (en France avec EDF, au Royaume-Uni avec Drax), d'achat sur les marchés organisés et de la constitution d'actifs détenus en propre, Gaz de France entend déployer le développement de son offre duale (gaz-électricité). Des actifs représentant une capacité d'environ 2 200 mégawatts (« MWe ») et détenus par le Groupe sont déjà en service (DK6 en France, Shotton au Royaume-Uni et AES Energia Cartagena en Espagne). Gaz de France dispose également depuis 2005, d'une participation (via la holding Segebel détenue à 50% en partenariat avec Centrica) de 25,5% dans la société SPE, deuxième producteur d'électricité belge qui détient une capacité électrique de l'ordre de 1 600 MWe⁽¹⁾. L'objectif global du Groupe en matière de production d'électricité est de détenir à terme 5 000 MWe de capacité en propre.

Par ailleurs, le Groupe souhaite développer un parc de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. En 2006, Gaz de France a créé Maia Eolis, une société de développement et d'exploitation de production éolienne, détenue à 49% par le Groupe en partenariat avec Maia Sonnier. A moyen terme Maia Eolis envisage de détenir une capacité d'environ 1 000 MWe en Europe.

Poursuivre le développement de l'arbitrage et du trading.

En particulier par l'intermédiaire de sa filiale Gaselys, Gaz de France poursuit l'ambition de s'imposer comme un acteur de premier plan dans l'activité de *trading* sur le marché énergétique européen, mais aussi en matière d'arbitrages intercontinentaux en s'appuyant sur son portefeuille d'approvisionnement de GNL et sa flotte de navires méthaniers. Ces activités sont exercées dans le cadre d'une politique de risque maîtrisée.

- **Poursuivre une politique de croissance maîtrisée et rentable.**

Maintenir une structure financière saine.

En s'appuyant en particulier sur les activités d'exploitation d'infrastructures qui dégagent des résultats et des cash flows récurrents, le Groupe veillera à ce que ses nouveaux investissements contribuent à la croissance de ses résultats et à l'équilibre de sa structure financière. Il s'efforcera de maintenir une notation financière adaptée à son profil, parmi les meilleures de son secteur.

Poursuivre une politique d'investissement maîtrisée et rentable.

L'ensemble des investissements s'inscrit dans une politique encadrée par les objectifs financiers du Groupe.

Le Groupe met en œuvre des critères d'investissement stricts : analyse de la pertinence stratégique, taux de rentabilité (TRI) cibles adaptés selon les métiers, les projets et les pays ainsi qu'une analyse de l'impact des opérations en termes de relation.

Viser une augmentation régulière de son résultat.

Cet objectif s'appuie sur la croissance à long terme du marché européen, sur l'amélioration de la productivité et sur les opportunités de croissance générées par le nouveau contexte réglementaire.

(1) Gaz de France et Suez, dans le cadre de leur projet de fusion, ont pris vis à vis de la Commission européenne l'engagement de céder la participation de Gaz de France dans SPE (voir Chapitre 12 – « Tendances susceptibles d'influer sur les perspectives de la société »).

6.1.3 Description des activités

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel 2006

En millions d'euros	Fourniture d'Énergie et de Services			Infrastructures			Éliminations intra-pôle et holding	Total Groupe
	Exploration- Production	Achat- Vente d'Énergie	Services	Transport- Stockage France	Distribution France	Transport- Distribution International		
Chiffre d'affaires	1 659	20 481	2 181	2 227	3 289	3 570	(5 765)	27 642
Excédent brut opérationnel	1 270	441	189	1 285	1 412	562	(10)	5 149

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel 2005*

En millions d'euros	Fourniture d'Énergie et de Services			Infrastructures			Éliminations intra-pôle et holding	Total Groupe
	Exploration- Production	Achat- Vente d'Énergie	Services	Transport- Stockage France	Distribution France	Transport- Distribution International		
Chiffre d'affaires	1 139	17 265	1 924	2 124	3 426	2 275	(5 281)	22 872
Excédent brut opérationnel	726	248	166	1 271	1 358	372	107	4 248

(*) Données publiées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC12 et IFRIC 4

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel 2004*

En millions d'euros	Fourniture d'Énergie et de Services			Infrastructures			Éliminations intra-pôle et holding	Total Groupe
	Exploration- Production	Achat- Vente d'Énergie	Services	Transport- Stockage France	Distribution France	Transport- Distribution International		
Chiffre d'affaires	968	13 855	1 443	2 145	3 453	1 457	(5 320)	18 001
Excédent brut opérationnel	625	265	94	1 291	1 399	390	99	4 163

(*) Données pro-forma post-réforme des retraites non auditées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC12 et IFRIC 4

6.1.3.1 Pôle Fourniture d'Énergie et de Services

6.1.3.1.1 Exploration-Production

Tableau – Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel du segment

En millions d'euros	2004(*)	2005(**)	2006
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	968	1 139	1 659
<i>Dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	<i>782</i>	<i>932</i>	<i>1 230</i>
Excédent brut opérationnel	625	726	1 270

(*) Données pro-forma post-réforme des retraites non auditées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC12 et IFRIC 4

(**) Données publiées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC 12 et IFRIC 4

6.1.3.1.1 Stratégie du segment Exploration-Production

L'Exploration-Production constitue une activité clef dans l'intégration stratégique du Groupe le long de la chaîne gazière. Elle lui permet :

- de réduire les effets de la variation des prix de l'énergie sur ses coûts d'approvisionnement ;
- d'accéder à de nouvelles ressources de gaz et de diversifier ses offres commerciales de gaz ;
- de renforcer la position d'acheteur de premier plan du Groupe en ouvrant des possibilités de nouveaux partenariats avec des fournisseurs importants pour le développement conjoint de projets.

Le Groupe a pour objectif de détenir, à moyen terme, un portefeuille de réserves prouvées et probables d'environ 1 000 Mbep et d'accroître sa production par croissance interne et externe. Pour atteindre ces objectifs, le Groupe projette de maintenir le niveau du portefeuille dans les zones de production actuelles en Europe du Nord, de poursuivre le développement en Afrique du Nord (Algérie et Egypte), et de s'implanter dans de nouvelles zones : Europe orientale, Afrique de l'Ouest et Golfe Persique, déplaçant ainsi son centre de gravité vers de nouvelles régions.

6.1.3.1.2 Développement de l'activité d'Exploration-Production

Le Groupe a commencé ses activités d'exploration-production en acquérant des participations dans des champs en production. Ainsi, il a procédé en 1994 à l'achat de Erdöl-Erdgas Gommern GmbH (désormais EEG-Erdgas Erdöl GmbH, ou encore « EEG ») en Allemagne. En 1998, Gaz de France a participé au développement du champ Elgin-Franklin situé dans le bassin central de la mer du Nord britannique. En 2000, Gaz de France est devenu opérateur off shore aux Pays-Bas par l'achat de sociétés détenues par TransCanada Pipelines (désormais GDF Production Nederland, ou ProNed). Par ailleurs, cette acquisition lui a permis de devenir opérateur du principal gazoduc sous-marin néerlandais NoordGasTransport.

En 2006, Gaz de France, en finalisant ses transactions avec les sociétés Dana Petroleum et Wintershall, a concrétisé son entrée en Mauritanie.

Le plan de développement et d'exploitation conjoint des champs de Gjølra et de Fram B (désormais dénommé Véga), détenus par le Groupe respectivement à hauteur de 30% et 15%, a été déposé auprès des autorités norvégiennes à la fin de l'année 2006.

6.1.3.1.3 Le cadre juridique des activités d'Exploration-Production

Gaz de France conduit ses activités d'exploration-production dans le cadre de contrats de licence, de concession ou de partage de production, et/ou d'autres types de contrats conclus avec les autorités publiques ou les entreprises nationales des pays concernés. Selon les licences, les contrats ou encore la législation en vigueur, Gaz de France s'engage à conduire un programme d'exploration et, en cas de réussite, peut réserver de l'approbation d'un plan de développement par les autorités nationales. Pendant la période de production, Gaz de France doit payer à ces autorités des redevances, fournir une part de la production, verser une part de ses bénéfices et/ou payer certaines taxes spécifiques au secteur pétrolier et gazier.

Conformément à la pratique du secteur, Gaz de France intervient régulièrement en association avec une ou plusieurs compagnies pétrolières et gazières. Dans le cadre des contrats mis en place, l'une des parties est généralement désignée opératrice, c'est-à-dire responsable de la conduite des opérations quotidiennes (l'approbation des autres parties étant requise pour les sujets importants tels que l'adoption d'un plan de développement, les investissements majeurs, les budgets ou les contrats de vente pour le compte de l'association). Seules les sociétés qualifiées par les autorités publiques locales peuvent être désignées comme opératrices.

En dehors de la France, le Groupe est référencé comme opérateur dans sept pays – les Pays-Bas, l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Algérie, la Libye, l'Égypte, et la Norvège. Ce référencement permet à Gaz de France de participer plus directement aux projets d'exploration-production, non seulement sur le plan technique, mais aussi en matière de décisions stratégiques d'investissement et de développement.

6.1.3.1.4 Exploration : réserves

Au 31 décembre 2006, le Groupe détenait, dans 9 pays, 316 permis d'exploration et/ou de production dont 61% opérés par lui. Sur les 15 puits forés en 2006, 8 ont mené à des succès (3 au Royaume-Uni, 3 en Norvège, 1 en Allemagne et 1 en Mauritanie). Ces puits ont apporté de nouvelles réserves prouvées et probables au Groupe en 2006 et sont susceptibles d'en apporter d'autres dans les prochaines années.

Les tableaux ci-dessous indiquent l'ensemble des réserves prouvées et probables du Groupe (comprenant les réserves développées ou non⁽¹⁾), puis, aux dates indiquées, leur répartition géographique :

Tableau – Evolution des réserves du Groupe ⁽²⁾

Mbep	2004	2005	2006
Réserves prouvées et probables	632,3	697,2	626,8
dont gaz naturel	477,8	516,5	488
dont hydrocarbures liquides	154,5	180,7	138,8
Quote-part des réserves prouvées et probables des sociétés mises en équivalence	63,0	55,7	58,5
Total	695,3	752,9	685,3

(1) Les réserves prouvées développées sont celles qui peuvent être produites à partir d'installations existantes. Les réserves prouvées non développées sont celles qui nécessitent le forage de nouveaux puits sur des surfaces vierges ou des investissements significatifs supplémentaires à partir d'installations existantes, comme une unité de compression.

(2) Les montants sont arrondis au plus près à partir de la base de données – de petits écarts peuvent donc apparaître entre les lignes détaillées et le total.

Tableau – Evolution des réserves du Groupe par pays : gaz naturel

Mbep	Gaz naturel		
	2004	2005	2006
Allemagne	110,7	123,7	121,2
Norvège	195,1	222,3	228,8
Royaume-Uni	80,1	72,2	64,9
Pays-Bas	108	111,4	93,2
Kazakhstan	3,2	4,1	0
Autres	10,9	10,2	10,2
Total	508,0	544,0	518,3
Variation	6,1 %	7,1 %	- 4,7 %

Tableau – Evolution des réserves du Groupe par pays : hydrocarbures liquides

Mbbi	Hydrocarbures liquides		
	2004	2005	2006
Allemagne	44,8	46,6	43
Norvège	60,7	87,7	92,5
Royaume-Uni	35,3	30,7	30,6
Pays-Bas	1	0,9	0,9
Kazakhstan	45,4	43,0	0
Autres	0,1	0,1	0
Total	187,3	209,0	167,0
Variation	-1,6 %	11,5 %	- 20,1 %

Tableau – Evolution des réserves du Groupe par pays : total

<i>Mbep</i>	Total = gaz naturel + hydrocarbures liquides		
	2004	2005	2006
Allemagne	155,5	170,3	164,2
Norvège	255,8	310,0	321,3
Royaume-Uni	115,4	103,0	95,5
Pays-Bas	109	112,2	94,1
Kazakhstan	48,6	47,2	0
Autres	11	10,3	10,2
Total	695,3	752,9	685,3
<i>Variation</i>	3,9 %	8,3 %	-9,0 %

Tableau – Suivi de l'évolution des réserves du Groupe – gaz naturel

<i>Mbep</i>	2004	2005	2006
Réserves au 31/12 N-1	478,8	508,0	544,0
Révision + découvertes	15,5	62,0	16,5
Achats et Ventes d'actifs	46,4	1,3	- 9,9
Production	-32,8	-27,4	-32,3
Réserves au 31/12	508,0	544,0	518,3

Tableau – Suivi de l'évolution des réserves du Groupe – hydrocarbures liquides

<i>Mbbi</i>	2004	2005	2006
Réserves au 31/12 N-1	190,4	187,3	209,0
Révision + découvertes	2,6	36,7	12,3
Achats et Ventes d'actifs	10,7	0	-41,1
Production	-16,4	-15,0	-13,2
Réserves au 31/12	187,3	209,0	167,0

Tableau – Suivi de l'évolution des réserves du Groupe – gaz naturel et hydrocarbures liquides

<i>Mbep</i>	2004	2005	2006
Réserves au 31/12 N-1	669,3	695,3	752,9
Révision + découvertes	18,1	98,7	28,8
Achats et Ventes d'actifs	57,1	1,3	-50,9
Production	-49,2	-42,4	-45,5
Réserves au 31/12	695,3	752,9	685,3

Au 31 décembre 2006, les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de Gaz de France s'élevaient à 685,3 Mbep (y compris la quote-part des réserves des filiales mises en équivalence), contre 752,9 Mbep en 2005⁽¹⁾, dont 75,6% de réserves de gaz représentant 82,3 milliards de mètres cubes. Gaz de France mène des activités d'exploration-production dans neuf pays, principalement en Europe et en Afrique du Nord.

Les chiffres des réserves sont audités chaque année par l'expert international DeGolyer and MacNaughton sur un cycle de quatre ans (environ 30% des réserves audités annuellement).

Gaz de France utilise les définitions de la Securities and Exchange Commission (SEC) pour la classification de ses réserves prouvées et les définitions communes de la Society of Petroleum Engineers (SPE) et du World Petroleum Congress (WPC) pour la classification de ses réserves probables.

Les réserves prouvées d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel correspondent à une estimation des quantités de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel sur la base de données géologiques et techniques avec l'assurance raisonnable de pouvoir extraire ces quantités au cours des années à venir à partir de gisements existants sous certaines conditions économiques et opérationnelles, à savoir les prix et les coûts à la date à laquelle l'estimation est faite. Les prix couvrent les prévisions d'évolution des prix actuels résultant uniquement des dispositions contractuelles, mais pas les évolutions fondées sur des conditions futures.

Les réserves probables de pétrole et de gaz correspondent à une estimation des quantités d'hydrocarbures que l'on peut extraire dans l'avenir, à partir de gisements existants et avec une probabilité d'au moins

50% d'après les données géologiques et techniques. L'extraction doit répondre à des critères économiques qui tiennent compte d'une évolution des prix dans le futur, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.

Ces estimations, qui impliquent des appréciations subjectives, sont soumises à des révisions annuelles en prenant en compte toute nouvelle information, notamment les niveaux de production de l'année écoulée, la réévaluation des gisements, l'addition de nouvelles réserves résultant de découvertes ou d'acquisitions, les réserves cédées et d'autres facteurs économiques.

Les ressources sont les quantités d'hydrocarbures découvertes pour lesquelles il existe un risque technique, économique ou commercial qui ne garantit pas totalement l'extraction de ces quantités.

Sauf indication contraire, les références faites aux réserves prouvées et probables et à la production doivent être comprises comme la part que le Groupe détient dans ces réserves et cette production (nette de toutes redevances prélevées en nature par les tiers sous forme de pétrole brut ou de gaz naturel). Est inclus dans ces références le montant des réserves nettes prouvées et probables de pétrole, de gaz et autres hydrocarbures estimées comme pouvant être extraites pendant la durée restant à courir des licences, concessions et contrats de partage de production. Le renouvellement non contractuel de ces licences, concessions et contrats n'a pas été pris en compte.

Le taux de renouvellement des réserves d'une période donnée est défini comme le rapport des additions de réserves de la période (découvertes, acquisitions nettes et révisions de réserves) sur la production de la période. Le taux de renouvellement des réserves du Groupe a été de 298% en moyenne sur la période 2002-2004, 293% en moyenne sur la période 2003-2005 et 112% en moyenne sur la période 2004-2006.

6.1.3.1.1.5 Production

Les tableaux ci-dessous représentent la production de gaz naturel et d'hydrocarbures liquides de Gaz de France y compris la quote-part des sociétés mises en équivalence par pays et pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2004, 2005 et 2006 :

Tableau – Evolution de la production du Groupe par pays – gaz naturel

Mbep	2004	2005	2006
Allemagne	10,2	8,8	8,8
Norvège	–	–	–
Royaume-Uni	11,2	9,0	8,5
Pays-Bas	11	9,3	14,6
Autres	0,4	0,3	0,4
Total	32,8	27,4	32,3

(1) Cette évolution est en particulier due à la cession de la participation du Groupe dans la société KGM au Kazakhstan

Tableau – Evolution de la production du Groupe par pays – hydrocarbures liquides

Mbbbl	2004	2005	2006
Allemagne	3,9	3,5	3,5
Norvège	4,9	4,0	3,3
Royaume-Uni	4,9	4,8	4,3
Pays-Bas	–	0,1	0,1
Autres	2,7	2,5	2,0
Total	16,4	15,0	13,2

Tableau – Evolution de la production du Groupe par pays – gaz naturel et hydrocarbures liquides

Mbep	2004	2005	2006
Allemagne	14,1	12,3	12,3
Norvège	4,9	4,0	3,3
Royaume-Uni	16,1	13,8	12,8
Pays-Bas	11	9,4	14,7
Autres	3,1	2,8	2,4
Total	49,2	42,4	45,5

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2006, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides de Gaz de France s'est élevée à 45,5 Mbep, dont 71% environ représentant la production de gaz.

6.1.3.1.1.6 L'activité Exploration-Production par pays

L'activité Exploration-Production de Gaz de France se situe en Europe (Allemagne, Norvège, Royaume-Uni et Pays-Bas) et en Afrique.

Allemagne

Gaz de France a renforcé sa présence en Allemagne depuis l'achat de l'ensemble des activités allemandes de Preussag Energie (désormais Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH ou encore « PEG ») en 2003, qui lui a permis d'accroître considérablement sa présence sur ce marché. Ainsi, grâce à cette participation, le Groupe détenait dans ce pays, au 31 décembre 2006, 18,5 milliards de mètres cubes de réserves prouvées et probables de gaz naturel et 42,3 millions de barils de pétrole de réserves prouvées et probables d'hydrocarbures liquides. La production de gaz provenant des actifs de PEG, correspondant à 1,2 milliard de mètres cubes, est principalement vendue à E.ON-RuhrGas. En outre, PEG possède des droits sur quatre sites de stockage souterrain d'une capacité nette de 276 millions de mètres cubes qu'il loue à des distributeurs allemands. Enfin, PEG a permis à Gaz de France de renforcer indirectement sa présence sur le marché allemand grâce à sa participation de 11% dans EGM, propriétaire d'infrastructures de transport et de distribution et commercialisateur d'une partie du gaz produit par le Groupe dans le nord-ouest de l'Allemagne. Gaz de France détient aussi en Allemagne 100% de la société EEG, disposant pour sa part de réserves prouvées et probables de l'ordre de 5,3 Mbep au 31

décembre 2006. EEG détient et exploite un stockage en cavités salines, Peckensen, au profit notamment du segment Achat-Vente d'Energie du Groupe. La capacité de ce stockage va être progressivement augmentée au cours des trois prochaines années.

Norvège

Le Groupe détient une participation dans sept champs de pétrole et de gaz naturel au large de la Norvège, disposant pour sa part de réserves prouvées et probables de l'ordre de 321,3 Mbep au 31 décembre 2006 (dont environ 71,2% sous forme de gaz).

Gaz de France a été reconnu comme opérateur par les autorités norvégiennes pour la phase de production de l'un de ces champs, Gjølø, qui démarrera en 2010. Le plan de développement de Gjølø, après approbation par les différents partenaires, a été déposé auprès des autorités norvégiennes en décembre 2006. Le développement associé du champ satellite Vega (ex Fram B) a également été décidé. L'investissement prévu du Groupe pour ces champs est de 1,074 milliard d'euros et permettra à terme d'assurer la livraison au segment Achat-Vente d'Energie d'environ 1 milliard de m3 de gaz par an.

Le Groupe ne produit pour l'instant que du pétrole en Norvège, la production de gaz devant démarrer fin 2007 dans le cadre du premier projet de production de GNL en Europe (projet Snøhvit) et de la mise en valeur des réserves de gaz des champs de Njord et Fram (seules les réserves de pétrole sont actuellement en production). Gaz de France envisage la mise à disposition de tout ou partie de cette production de gaz en Norvège au profit de son activité Achat-Vente d'Energie.

Royaume-Uni

Le Groupe détient des participations dans 28 champs situés en mer du Nord britannique, dont 13 en production. La part de réserves prouvées et probables détenue par le Groupe (y compris les réserves détenues par sa participation de 22,5% dans EFOG) dans ces champs représentait au 31 décembre 2006 95,5 Mbep, dont environ 68% sous forme de gaz.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2006, le Groupe a vendu 91% de sa production consolidée de gaz naturel au Royaume-Uni à son segment Achat-Vente d'Energie (y compris les ventes à Gaselys) pour une revente principalement sur le marché britannique. En janvier 2006, le nouveau champ de Hunter est également entré en production.

Le 7 novembre 2005, Gaz de France s'est engagé, dans le cadre d'un accord d'échange d'actifs avec Dana Petroleum, à céder l'intégralité de sa participation dans le champ de Johnston et 25% du champ d'Anglia. La finalisation de cet accord est intervenue le 26 septembre 2006.

En décembre 2006, Gaz de France a pris l'engagement de céder à Dana Petroleum, sa participation de 25% dans le champ en développement de Cavendish, opération restant soumise à l'approbation des autorités compétentes.

Pays-Bas

Le Groupe détient des participations dans 39 champs le long de la côte des Pays-Bas. Ces champs sont en production et le Groupe en est majoritairement l'opérateur. La part de réserves prouvées et probables détenue par le Groupe dans ces champs représentait au 31 décembre 2006 94,1 Mbep, dont 99% sous forme de gaz. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2006, le Groupe a vendu 36% du gaz naturel produit aux Pays-Bas à son segment Achat-Vente d'Energie pour être commercialisé au Benelux et en Allemagne.

Gaz de France a mis en production six nouveaux gisements de gaz, développés au cours des deux années passées entre novembre 2005 et février 2006.

La mise en valeur de ces licences étend significativement la zone de production historique de ProNed aux Pays-Bas. L'année 2006 constitue un niveau record de production depuis l'entrée du Groupe au capital de cette société.

Algérie, Mauritanie, Côte d'Ivoire

Le Groupe est également présent en Afrique du Nord et en Côte d'Ivoire et devrait l'être prochainement en Mauritanie.

Depuis 2002, le Groupe est détenteur du permis d'exploration-production de Touat dans le sud de l'Algérie aux côtés de Sonatrach. Après la finalisation de la phase 1 en 2005, dont les travaux d'évaluation des ressources ont conforté la pré-faisabilité du projet, le Groupe a poursuivi avec la phase 2 les études de pré-développement et l'appréciation des

différents gisements sur cette licence, ainsi que l'étude de faisabilité commerciale et de transport avec Sonatrach.

La réalisation définitive de l'accord d'échange d'actifs avec Dana Petroleum du 7 novembre 2005 et de l'accord avec Wintershall du 20 décembre 2005, après l'approbation des autorités gouvernementales compétentes, est intervenue au cours de l'année 2006, concrétisant l'entrée de Gaz de France dans trois blocs de l'*off shore* mauritanien (24% dans le bloc 1, 27,85% dans le bloc 7 et 26% dans le bloc 8).

En Côte d'Ivoire, ENERCI, une société dans laquelle Gaz de France participe à hauteur de 49%, détient 12% d'un site de production *off shore* destiné à alimenter le marché local.

Egypte

Le Groupe a remporté un appel d'offres et conclu le 15 septembre 2005 un contrat de concession avec la société nationale EGAS et le gouvernement égyptien, obtenant ainsi 100% des parts dans le bloc d'exploration *off shore* West El Burullus, situé dans le delta du Nil. Gaz de France a cédé, dans le cadre de l'accord d'échange d'actifs susmentionné 30% à Dana Petroleum. Il est également prévu de céder 20% supplémentaires dans le cadre d'un second accord.

Kazakhstan

Le Groupe a conclu le 19 juillet 2006 la cession de la participation de 17,5% détenue par EEG dans la société KazGerMunai LLP exploitant trois champs de pétrole et de gaz au Kazakhstan.

6.1.3.1.1.7 Commercialisation

En 2006, le segment Exploration Production a vendu 53 TWh de gaz naturel, principalement au titre de contrats long terme.

Environ 60% du gaz naturel aujourd'hui produit par le Groupe est vendu à des tiers en Europe dans le cadre de contrats à court ou long terme qui avaient été conclus antérieurement aux acquisitions de ces sociétés par le Groupe. Il s'agit principalement de Gasunie aux Pays-Bas et de E.ON-Ruhrgas en Allemagne. Les contrats long terme dans le cadre desquels Gaz de France vend sa production de gaz sont indexés sur les prix spot du gaz et/ou sur les prix moyens des produits pétroliers. Si l'évolution du prix du gaz naturel tend à suivre celle du pétrole, il existe néanmoins un certain retard, généralement de six à neuf mois, avant que les changements des prix des produits pétroliers ne soient répercutés sur les prix de vente à long terme de gaz naturel.

L'autre partie de la production de gaz du Groupe est vendue au segment Achat-Vente d'Energie. La nature des contrats conclus avec ce segment diffère suivant les filiales. Ces contrats stipulent un prix fixe déterminé en fonction du prix du marché. EFOG (société britannique détenue à 22,5% par le Groupe) vend le gaz qu'elle produit en majorité au segment Achat-Vente d'Energie aux termes d'un contrat long terme avec un prix indexé.

6.1.3.1.2 Achat-Vente d'Énergie

Tableau – Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel du segment

En millions d'euros	2004(*)	2005(**)	2006
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	13 855	17 265	20 481
<i>Dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	<i>13 485</i>	<i>16 772</i>	<i>19 830</i>
Excédent brut opérationnel	265	248	441

(*) Données pro-forma post-réforme des retraites non auditées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC12 et IFRIC 4

(**) Données publiées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC 12 et IFRIC 4

6.1.3.1.2.1 Stratégie du segment Achat-Vente d'Énergie

Gaz de France vise une augmentation de ses ventes consolidées de gaz en Europe par croissance organique et croissance externe avec l'ambition d'atteindre environ 15% de part de marché à moyen terme.

En matière d'approvisionnement en énergie, le Groupe entend notamment :

- poursuivre la politique de diversification des approvisionnements de long terme en gaz ;
- développer ses réserves propres d'hydrocarbures, avec pour objectif de détenir à moyen terme un portefeuille de réserves prouvées et probables de l'ordre de 1 000 Mbep; et
- structurer une politique d'approvisionnement en électricité en partie via l'acquisition ou le développement de 5 000 MWel de capacité de production électrique propre à moyen terme.

6.1.3.1.2.2 - Description des activités

Gaz de France est le premier fournisseur et acheteur de gaz naturel sur le marché français et l'un des plus importants en Europe. Au travers, principalement, de son segment Achat-Vente d'Énergie, Gaz de France commercialise du gaz naturel directement à environ 11 millions de clients en France (dont 10,5 millions de particuliers) et environ 500 clients à l'étranger sur au total plus de 4 700 sites (principalement des grands clients industriels), auxquels s'ajoutent environ 2,8 millions de clients desservis par les filiales du segment Transport-Distribution International en Europe. Par ailleurs, Gaz de France vend d'autres produits énergétiques, notamment de l'électricité, aux clients éligibles.

Sur les 762 TWh de gaz naturel vendus par le Groupe en 2006 (contre 749 TWh en 2005), le segment Achat-Vente d'Énergie a vendu 641 TWh, dont 440 TWh en France, 129 TWh à l'étranger et 72 TWh de ventes sur les marchés organisés.

Gaz de France poursuit une politique active de gestion et de sécurisation de ses approvisionnements, avec l'un des portefeuilles les plus diversifiés en Europe. Il est l'un des plus grands acheteurs mondiaux de gaz naturel et l'un des premiers acteurs européens sur le marché du GNL. Ses approvisionnements sont complétés par le recours aux marchés de court terme, des activités de *trading* et des opérations sur produits dérivés sur

les marchés de l'énergie permettant d'offrir aux clients des solutions de formules de prix adaptées à leurs besoins.

6.1.3.1.2.2.1- Achat d'énergie et arbitrages

6.1.3.1.2.2.1.1 Politique d'approvisionnement en gaz naturel de Gaz de France

La majeure partie des approvisionnements du Groupe est assurée de manière centralisée. Toutefois, les approvisionnements des filiales de distribution du Groupe en Europe sont aujourd'hui réalisés de manière autonome, soit auprès de fournisseurs locaux ou étrangers, soit directement auprès de Gaz de France. Gaz de France entend mettre sa pratique d'achat centralisée au service de son développement en Europe et assurer une part croissante des approvisionnements de ses filiales. Les informations ci-dessous concernent les approvisionnements centralisés.

Gaz de France est l'un des premiers acheteurs de gaz naturel en Europe. Il bénéficie d'un portefeuille de contrats à long terme qui a couvert de l'ordre de 80% de ses besoins en 2006. La part des contrats long terme a vocation à se maintenir compte tenu des nouveaux contrats entrés en service récemment (contrat d'achat de GNL égyptien en 2005, notamment). Il est l'un des premiers acheteurs auprès des plus grands pays fournisseurs de l'Europe, notamment la Norvège, la Russie, l'Algérie et les Pays-Bas. Le Groupe figure également parmi les premiers acteurs du GNL, disposant d'une expertise qui lui permet de prendre part au développement de ce secteur. Il complète ses approvisionnements par son activité Exploration-Production et par le biais d'interventions sur les marchés de court terme.

Gaz de France entend demeurer un acheteur important de gaz naturel auprès de ses fournisseurs historiques et renforcer ses relations de long terme, notamment par le biais de nouveaux partenariats tels que ceux signés en décembre 2006 avec Gazprom dans le cadre du renouvellement des contrats et de l'achat de quantités additionnelles de gaz russe et en novembre 2006 avec Sonatrach dans le cadre du nouveau gazoduc Medgaz. Parallèlement, pour satisfaire les besoins croissants résultant de son développement européen, Gaz de France s'efforce de développer des relations avec de nouveaux fournisseurs (Qatar, Iran, Nigeria).

Le tableau ci-dessous présente les sources du portefeuille d'approvisionnement de Gaz de France pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2004, 2005 et 2006 (hors autoconsommation et déperditions):

Tableau – répartition du portefeuille d'approvisionnement (hors auto consommation et déperditions)

TWh	Exercice clos le 31 décembre		
	2004	2005	2006
Contrats long terme avec les tiers	507,0	539,5	503,9 ⁽¹⁾
Production du segment Exploration-Production	27,2	21,6	32,0
Achats de court terme	95,6	107,5	102,9
Autres sources	0,4	0,3	0,4
Total	630,2	668,9	639,2

(1) La diminution de la part des approvisionnements provenant des contrats à long terme entre 2005 et 2006 provient notamment de contrats d'achat de gaz norvégien non renouvelés en raison du dénouement des accords avec Total, et du climat plus chaud en 2006 qu'en 2005 qui a conduit le Groupe à réduire ses enlèvements sur les contrats à long terme.

6.1.3.1.2.2.1.1.1 Portefeuille de contrats à long terme

L'approvisionnement en gaz de Gaz de France est réalisé principalement à travers d'un portefeuille de contrats à long terme, parmi les plus importants et diversifiés d'Europe. Ces contrats offrent à Gaz de France la visibilité nécessaire pour assurer son développement et la sécurité de ses approvisionnements, constituant une des forces du Groupe sur le marché du gaz naturel en Europe. Gaz de France est également un des acteurs les plus importants sur les marchés court terme en Europe; il ajuste ainsi ses approvisionnements à ses besoins en optimisant ses coûts d'achat.

Les contrats à long terme de Gaz de France ont une durée initiale qui est en général de l'ordre de 20 ans. Au 31 décembre 2006, la durée moyenne résiduelle des contrats long terme de Gaz de France (pondérée en fonction de leur importance au sein du portefeuille d'approvisionnement) était de près de 15 ans (contre 13 ans en 2005). Aucun contrat significatif n'arrive à échéance au cours des 5 prochaines années.

Suivant la pratique de marché destinée à permettre le financement des lourdes infrastructures nécessaires à la production et au transport de gaz, les contrats d'achat de long terme de Gaz de France contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles Gaz de France s'engage à payer annuellement des volumes minima de gaz, qu'il en prenne livraison ou non (sauf en cas de défaut du vendeur ou de force majeure). La plupart des contrats prévoient cependant des clauses de flexibilité de type *make-up* ou *carry forward*, c'est-à-dire des mécanismes de compensation qui permettent de reporter sur une période ultérieure les éventuelles livraisons relatives à des volumes déjà payés mais non enlevés (*make-up*) ou de déduire dans une certaine limite de l'obligation de *take-or-pay* des volumes enlevés au cours des années précédentes au-delà des volumes minima applicables à ces années (*carry forward*).

Les prix des contrats sont indexés (mensuellement ou trimestriellement) sur des produits énergétiques avec lesquels le gaz est directement ou indirectement substituable (principalement des produits pétroliers). De

plus, ces contrats prévoient la révision périodique (2 à 4 ans) du prix et de la formule d'indexation pour prendre en compte les évolutions survenues sur le marché. La plupart des contrats prévoient également la possibilité de réviser les prix en cours de période. Certains contrats prévoient en outre la possibilité de modifier d'autres stipulations contractuelles en cas de survenance d'événements exceptionnels affectant l'équilibre économique des contrats (*hardship*). Les parties sont alors tenues de négocier de bonne foi et peuvent, en cas de désaccord, recourir à l'arbitrage.

Les contrats d'approvisionnement déterminent un ou plusieurs points de livraison. Les points de livraison du gaz livré par gazoduc sont répartis sur l'ensemble du système de transport européen et, dans le cas du GNL, parfois positionnés aux points de chargement des navires dans les usines de liquéfaction des fournisseurs. Gaz de France est ainsi impliqué dans le transit/transport terrestre ou maritime.

Les quantités minimales que Gaz de France (hors filiales) est obligé de prendre au titre des contrats à long terme s'élèvent à 49 milliards de mètres cubes en 2007, 180 milliards de mètres cubes pour la période s'étendant de 2008 à 2011 et 479 milliards pour 2012 et au-delà.

Par ailleurs, à la suite de son engagement auprès de la Commission européenne, et après concertation avec la CRE, Gaz de France a mis à la disposition des autres fournisseurs une quantité de 15 TWh de gaz naturel par an au Point d'Echange de Gaz Sud sur une période de trois ans à compter de 2005, soit 45 TWh au total (voir détail en 6.1.3.1.2.2.2.4 – « mise à disposition temporaire de gaz dans le sud-est de la France »).

6.1.3.1.2.2.1.1.2 Diversification des approvisionnements

Gaz de France maintient une diversification des approvisionnements afin de limiter ses risques de contrepartie, de se protéger contre des interruptions ponctuelles et d'adapter au mieux ses achats de gaz à ses besoins. L'année 2006 a vu les livraisons de GNL égyptien atteindre le niveau plateau.

Le tableau ci-dessous indique la répartition géographique des sources d'approvisionnement de gaz de Gaz de France (y compris les ressources propres) pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2004, 2005 et 2006.

Tableau – répartition géographique des sources d'approvisionnement (y compris ressources propres)

	2004		2005		Exercice clos le 31 décembre 2006	
	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
Norvège	171,7	27,2%	165,1	24,7%	135,0	21,1%
Russie	130,1	20,6%	130,4	19,5%	101,2	15,8%
Pays-Bas	104,5	16,6%	94,9	14,2%	100,9	15,8%
Algérie	88,8	14,1%	99,1	14,8%	94,7	14,8%
Egypte			25,7	3,8%	53,7	8,4%
Royaume-Uni	28,9	4,6%	25,8	3,9%	24,5	3,8%
Libye	0,5	0,1%	10,1	1,5%	18,8	3,0%
Nigeria	8,7	1,4%	8,6	1,3%	5,0	0,8%
Allemagne	1,1	0,2%	1,3	0,2%	2,2	0,4%
Autres sources ⁽¹⁾	95,9	15,2%	107,9	16,1%	103,2	16,1%
Total	630,2	100,0%	668,9	100%	639,2	100,0%

(1) Achats sur les marchés court terme et gaz de mines.

Les principaux pays fournisseurs de Gaz de France sont aujourd'hui la Norvège, la Russie, l'Algérie, les Pays-Bas, l'Égypte, le Royaume-Uni, la Libye et le Nigeria. Ces pays ont mis en place des infrastructures permettant la production et le transport terrestre ou *off shore* du gaz vers les principaux marchés de l'Europe. Directement en tant qu'actionnaire ou indirectement grâce à des contrats de réservation de capacité de long terme, Gaz de France œuvre pour financer et développer, en aval de ses points de livraison, des moyens d'acheminement terrestre et maritime et de réception de gaz nécessaires à l'exécution de ses contrats d'approvisionnement. Gaz de France détient ainsi aujourd'hui des droits d'utilisation à long terme et/ou des participations dans des infrastructures de transit/transport international de gaz ainsi que dans des navires et des terminaux méthaniers. Hors de France, ces droits et/ou participations concernent notamment MEGAL (Mittel Europa Gas Leitung) en Allemagne, SEGEO (Société Européenne du Gazoduc Est-Ouest) en Belgique, Interconnector entre le Royaume-Uni et le continent européen, ainsi que des réservations de capacités aux Pays-Bas, en Belgique, en Autriche et en Allemagne pour l'acheminement (entre autres) des gaz hollandais, norvégien et russe de son portefeuille de contrats de long terme. Par ailleurs, Gaz de France a souscrit des droits d'accès à long terme dans les terminaux méthaniers de Isle of Grain au Royaume-Uni, de Carthagène et Huelva en Espagne.

Le Groupe entretient depuis de nombreuses années des relations de long terme avec ses fournisseurs traditionnels par le biais de contrats d'approvisionnement. Ces relations peuvent s'enrichir de partenariats revêtant d'autres formes. Par exemple, le Groupe a développé des

partenariats avec des sociétés norvégiennes, néerlandaises et algériennes dans le cadre de son activité Exploration-Production ; ainsi, en 2005, de nouveaux contrats d'approvisionnement ont été signés avec deux des partenaires de la filiale néerlandaise de production de Gaz de France. Des sociétés communes ont été créées avec Gazprom et Sonatrach dans plusieurs domaines d'activité et Gaz de France participe à l'usine de production de GNL de Snøhvit (Norvège) dont la construction est menée par Statoil. Fin 2006, Gaz de France a également renouvelé ses contrats d'approvisionnement en gaz russe et conclu l'achat de quantités additionnelles auprès de Gazprom. Par ailleurs, le Groupe a signé avec Sonatrach des accords portant sur l'achat de gaz à l'entrée du gazoduc Medgaz (voir chapitre 22 – « Contrats importants »).

Le Groupe élargit par ailleurs son portefeuille d'approvisionnement auprès de ses fournisseurs traditionnels et auprès de nouveaux pays fournisseurs pour répondre à sa croissance future en Europe. Ainsi, il a conclu des contrats d'approvisionnement avec la Libye, dont les livraisons de gaz ont démarré en 2004 et atteint la phase plateau en 2006, ainsi qu'avec l'Égypte dont les livraisons de GNL ont débuté en juillet 2005.

Enfin, dans le cadre d'un contrat d'échange de gaz de long terme conclu entre ENEL et Gaz de France, ce dernier reçoit à Montoir-de-Bretagne le GNL nigérian de l'électricien italien (3,5 milliards de mètres cube par an) et lui restitue en différents points du réseau européen (notamment à la frontière austro-slovaque et dans le terminal méthanier italien de Panigaglia) un volume de gaz équivalent à partir de son propre portefeuille d'approvisionnement. Le gaz nigérian d'ENEL n'est pas inclus dans les chiffres du portefeuille des approvisionnements de Gaz de

France donnés ci-dessus. Le risque de défaillance du fournisseur nigérian est assumé par ENEL, Gaz de France pouvant dans ce cas interrompre la prestation d'échange.

Gaz de France assure par ailleurs, pour des opérateurs tiers, au titre de contrats à long terme (pouvant aller au-delà de 2025), les prestations de transit suivantes :

- relivraison à la frontière espagnole (Col de Larrau), pour les besoins de Gas Natural, d'un volume de gaz norvégien allant jusqu'à 2,4 milliards de mètres cube par an, livré par Statoil, Norsk Hydro, Shell, Total et Conoco à Gaz de France dans le nord de la France (à Taisnières) ;
- relivraison à la frontière suisse (Oltingue) à ENI, d'un volume de gaz norvégien allant jusqu'à 6,5 milliards de mètres cube par an, livré par cette société dans le nord de la France à Gaz de France (à Dunkerque et/ou Taisnières).

6.1.3.1.2.2.1.3 Le Gaz Naturel Liquéfié (GNL) dans les approvisionnements

L'ensemble de la compétence de Gaz de France sur la chaîne GNL, de la production à l'importation et la commercialisation, en passant par l'exploitation de terminaux de regazéification et le transport maritime, lui permet de tirer profit du développement significatif que connaît cette industrie. Le GNL fait en effet l'objet d'un développement rapide et prend une part croissante dans l'approvisionnement global en gaz naturel. Sa croissance (supérieure à celle que connaît le gaz par gazoduc) s'inscrit dans un contexte véritablement mondial. Le GNL apporte une souplesse additionnelle à la gestion du portefeuille d'approvisionnement par la possibilité de modifier la destination des navires méthaniers. En augmentant la part de GNL dans son approvisionnement, Gaz de France entend participer activement à cette croissance et augmenter ses capacités dans le domaine des approvisionnements GNL, de façon à sécuriser ses approvisionnements et à pouvoir opérer à une échelle significative sur les marchés internationaux.

En 2005, le Groupe était le sixième acheteur mondial de GNL (source: *GIIGNL*) et le deuxième acteur européen. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2006, 29% de ses approvisionnements en gaz naturel étaient constitués de GNL principalement en provenance d'Algérie et d'Égypte.

L'essentiel du GNL est acheté sur une base FOB long terme par Gaz de France qui en assure donc le transport jusqu'aux terminaux de destination. Le transport maritime directement assuré par le Groupe concernait en 2006 des engagements contractuels de l'ordre de 119 TWh par an de GNL algérien et de 55 TWh de GNL égyptien, dont les livraisons ont commencé en juillet 2005. Ils seront complétés par du GNL en provenance de Norvège à compter de 2007, à hauteur de 7,5 TWh en année pleine. Les déchargements sont réalisés principalement dans les terminaux méthaniers français de Montoir-de-Bretagne et de Fos Tonkin Fos-sur-Mer mais également en Espagne, aux États-Unis ou en Asie. Gaz de France pourra également décharger du gaz dans le terminal de Fos

Cavaou à partir de fin 2007 et d'Isle of Grain au Royaume-Uni à partir de fin 2008. Ce schéma d'approvisionnement FOB permet à Gaz de France d'optimiser l'organisation du transport maritime et de saisir des opportunités commerciales de court terme (transactions d'achat/vente de cargaisons).

Pour répondre à ses besoins, en constante croissance, de transport maritime de long terme, Gaz de France est :

- affrèteur de six méthaniers dont il est propriétaire (ou deviendra propriétaire à terme) ou copropriétaire :
 - Tellier – 40 000 m³ (propriété du Groupe) ;
 - Descartes – 50 000 m³ (propriété du Groupe) ;
 - Edouard LD – 129 300 m³ (détenu en copropriété 50%-50% avec Louis Dreyfus Armateur) ;
 - Provalys – 154 500 m³ (livré en novembre 2006) ;
 - Gaz de France energy – 74 000 m³ (livré en décembre 2006) ;
 - Gaselys – 154 500 m³ (détenu à 60% par le groupe NYK et, à terme, à 40% par Gaz de France, le financement ayant été réalisé par l'intermédiaire d'un groupement d'intérêt économique fiscal) (livré en mars 2007) ;
- affrèteur auprès de tiers de sept autres navires méthaniers :
 - Ramdane Abane – 126 000 m³ (Algérie) ;
 - LNG Lerici – 65 000 m³ (Italie) ;
 - Tenaga Satu – 130 000 m³ (Malaisie, affrètement de court terme 2003 à 2010) ;
 - Maran Gas Asclepius – 145 800 m³ (Grèce, affrètement de court terme 2005 à 2007) ;
 - SCF Arctic – environ 71 600 m³ (Libéria, affrètement de court terme 2007-2008) ;
 - Galeomma – environ 125 250 m³ (Singapour, affrètement de court terme 2005-2007) ;
 - Grace Cosmos – environ 147 500 m³ (Panama, affrètement de moyen terme 2008-2014).

Les affrètements de court terme peuvent être complétés, le cas échéant, par des affrètements de très court terme ; ils visent à faire face à des besoins ponctuels et à réaliser des opérations d'arbitrage.

Enfin, Gaz de France est actionnaire à hauteur de 40% de la société Gaztransport & Technigaz (GTT), concepteur de systèmes de confinement des cuves de méthaniers développant les techniques d'isolation des cuves de méthaniers de type « membranes » qui équipent environ la moitié des navires méthaniers construits dans le monde depuis l'origine.

6.1.3.1.2.2.1.1.4 Gestion optimisée des approvisionnements de Gaz de France

Aucun contrat d'approvisionnement n'étant adossé à un client ou à un groupe de clients particuliers, Gaz de France gère ses besoins globaux en gaz naturel, sur ses différents marchés européens, de façon à optimiser le coût global de son approvisionnement.

Les approvisionnements sont basés en premier lieu sur des contrats à long terme. Ces contrats prévoient, au bénéfice de l'acheteur, une certaine flexibilité dans les volumes de livraison. Gaz de France optimise la gestion de son portefeuille d'approvisionnement, tant en volumes qu'en prix, en tirant notamment profit de la diversité de son portefeuille de contrats.

Ces approvisionnements de long terme sont complétés par des achats de court ou moyen terme auprès des fournisseurs de long terme de Gaz de France ou d'autres fournisseurs, et ce afin d'ajuster plus finement les ressources au développement des ventes tout en tirant parti des diverses opportunités de marché.

Les activités de court terme permettent notamment de compléter ou d'alléger le portefeuille d'approvisionnement au meilleur prix. Au travers de sa filiale Gaselys, Gaz de France est actif sur les marchés spot (notamment, pour le gaz, le National Balancing Point au Royaume-Uni, le Hub de Zeebrugge en Belgique et le Title Transfer Facility (« TTF ») aux Pays-Bas) et réalise des opérations d'arbitrage en intervenant à l'achat et à la vente sur les marchés de court terme, et en effectuant des opérations d'achat et de vente de produits dérivés liés à l'énergie.

La présence significative de Gaz de France sur le marché de court terme facilite également la gestion des interruptions ponctuelles de livraison des chaînes d'approvisionnement habituelles.

En complément des arbitrages entre contrats et du recours aux opérations de court et moyen terme, Gaz de France utilise le gaz stocké dans les stockages souterrains comme outil de gestion d'approvisionnement. Au-delà de la mobilisation des volumes de flexibilité des contrats d'approvisionnement, et pour répondre aux obligations légales qui s'imposent à tous les fournisseurs de gaz naturel, il stocke du gaz pendant l'été pour assurer la continuité de la fourniture à ses clients, y compris en cas de climat rigoureux (l'entreprise doit être en mesure de livrer tous ses clients fermes dans le cas de rigueurs climatiques ne se rencontrant statistiquement pas plus de deux fois par siècle – risque dit « 2% »). Si ces conditions climatiques ne se réalisent pas (ce qui est le cas le plus fréquent), Gaz de France dispose d'une source importante de gaz qu'il utilise pour optimiser ses ressources.

6.1.3.1.2.2.1.1.5 Marchés de court terme : Gaselys

Gaselys est une société de trading d'énergie, créée en 2001 par le Groupe (51 %) et la Société Générale (49 %) pour intervenir sur les marchés du gaz et de l'électricité en Europe (hubs gaziers, bourses électriques)⁽¹⁾.

Sur la base de ses activités de trading physique et financier, Gaselys propose à Gaz de France et à ses clients des produits de couverture leur permettant de gérer leurs risques liés aux fluctuations des cours de l'énergie et des solutions d'optimisation d'actifs physiques (gestion des flexibilités des capacités de production, de transport ou de stockage) ou contractuels (flexibilités des contrats d'achat ou de vente de gaz et d'électricité). Gaselys s'est vue octroyer le statut de prestataire de services d'investissement par le Comité des établissements de crédit et des entreprises d'investissement (CECEI) et est contrôlée, en conséquence, par la Commission bancaire.

L'activité principale de Gaselys consiste à réaliser des opérations d'achat et de vente sur les marchés de court-terme du gaz, de l'électricité, du pétrole, du charbon et des certificats d'émission de CO₂.

Ces opérations sont menées :

- pour le propre compte de Gaselys,
- pour le compte de Gaz de France ou de tiers, à qui Gaselys fournit ainsi un accès aux marchés physiques de court terme et à des produits financiers de couverture de risques de prix.

Gaselys développe des services généralement en complément des activités amont (optimisation des activités d'Achat-Vente d'Énergie et Exploration-Production) ou aval (commercialisation et ventes) du Groupe, ce qui permet d'en améliorer la compétitivité.

En amont, Gaselys et les directions du Groupe chargées de l'achat d'énergie (et notamment la gestion actif-passif) coopèrent de manière à compléter ou délester le portefeuille d'approvisionnement au meilleur prix, à profiter d'opportunités d'arbitrage entre les contrats et le marché, à ré-équilibrer l'exposition de l'activité aux risques de variation des indices pétroliers servant de référence pour la détermination des prix d'achat ou de vente du gaz, et à valoriser des flexibilités contractuelles ou physiques.

En aval, Gaselys construit en commun avec les équipes commerciales de Gaz de France des offres tarifaires et d'optimisation innovantes qui permettent de structurer des contrats de fourniture en les adaptant à la situation financière spécifique des clients: offres à prix fixes, indexations diverses, contrats d'achat assortis d'une option d'achat supplémentaire. Les équipes de Gaselys offrent également à l'attention des grands comptes du Groupe un accès de qualité à certaines informations et analyses issues de la salle de marché (conseils, actualités, bulletins d'informations économiques).

Enfin, Gaselys a développé une offre complémentaire de vente d'électricité auprès de grands consommateurs français. Ce service, qui ne se substitue pas à la fourniture complète offerte par le Groupe, permet aux grands consommateurs de construire un cadre d'optimisation de leur portefeuille d'approvisionnement en énergie, via des produits structurés : fourniture de blocs à prix fixes ou indexés, optimisation et valorisation de flexibilités

(1) Les risques sont répartis entre les deux sociétés au prorata de leurs participations. Le Groupe dispose d'options d'achat des titres détenus par le groupe Société Générale exerçables du 15 mars au 30 avril 2007 et du 15 mars au 30 avril 2010 et le groupe Société Générale dispose, sur ces mêmes titres, d'options de ventes exerçables du 1er mai au 15 juin 2007 et du 1er mai au 15 juin 2010. Les prix d'exercice sont basés sur le résultat net de Gaselys.

Gaselys est présent sur les marchés suivants :

Gaz :

- NBP au Royaume-Uni, Hub de Zeebrugge en Belgique et TTF aux Pays-Bas, BEB en Allemagne, PEG en France et Nymex aux Etats-Unis;

Electricité :

- Royaume-Uni (notamment UK Power Exchange), France (notamment Powernext) et Allemagne;

Pétrole :

- sur toutes les références de pétrole brut ou raffiné en Europe et aux Etats-Unis (transactions financières uniquement).

Charbon :

- sur les références du marché nord-ouest européen (transactions financières uniquement)

CO2 :

- dans le cadre de l'ETS (European Trading Scheme), en France (notamment sur Powernext Carbon) et partout dans les pays qui participent à l'ETS.

Gaselys renforce et structure ses fonctions de support pour améliorer, d'une part, la mesure et le contrôle des risques et, d'autre part, le contrôle interne.

Le dispositif de contrôle des risques s'appuie sur une forte implication de ses actionnaires, Gaz de France et Société Générale. Leurs équipes spécialisées en risques de marché et de crédit concourent aux travaux y afférents et participent au comité risques de Gaselys, de même que certains administrateurs de Gaselys.

En matière de risques de crédit, la politique est fixée par les actionnaires de Gaselys qui accordent notamment des lignes de crédit, contrepartie par contrepartie, ce qui permet d'encadrer ces risques.

Concernant les risques de marché, l'équipe de contrôleurs des risques en salle de Gaselys exerce un suivi sur une base quotidienne. L'estimation du risque de marché est réalisée à partir d'un modèle de risque décennal de type scénario catastrophe (*stress test*) et par un modèle de type *value at risk*, identique à celui de la Société Générale. L'ensemble des risques associés au risque de marché et au risque de contrepartie fait l'objet d'une revue périodique entérinée par le conseil d'administration de Gaselys et les divisions d'évaluation des risques de ses actionnaires.

Gaselys est amené à prendre des positions de taux d'intérêt et de change qui restent non significatives, comparativement aux risques matières premières. Les expositions taux d'intérêt et change sont encadrées par un jeu de limites dédiées.

Le risque de liquidité est appréhendé par des simulations. Son suivi est assuré au moyen d'un prototype de gestion des besoins de trésorerie, d'un *reporting* régulier à la direction générale de Gaselys de la situation de trésorerie et de l'utilisation des lignes de trésorerie, ainsi que d'une procédure d'urgence en cas de besoin de liquidité.

Enfin, une série de mesures a été élaborée et projetée en matière de risques physiques (risques de défaillances d'actifs physiques, risques liés aux écarts de livraison de gaz), et opérationnels (risques liés aux systèmes d'information).

En termes de contrôle interne, le respect par les collaborateurs des règles et procédures en vigueur pour toutes opérations traitées (notamment le principe de séparation des tâches, la délimitation des responsabilités, le rapprochement entre informations) fait l'objet d'une vérification régulière. Par ailleurs, un responsable du contrôle interne est chargé, entre autres, des préconisations des missions de contrôle, des missions de déontologie et de l'organisation de la lutte contre le blanchiment. Enfin, un comité « nouveaux produits » a vocation à examiner et statuer sur la faisabilité opérationnelle d'une nouvelle activité, en se prononçant notamment sur l'organisation opérationnelle, les risques, les systèmes de suivi et de gestion et les dispositifs contractuels ou juridiques.

Gaselys a élaboré un manuel de déontologie qui rassemble les règles de comportement applicables à l'ensemble de son personnel.

Gaselys est également soumis à la supervision de la Commission bancaire.

6.1.3.1.2.2 Approvisionnement et production d'électricité

Pour déployer ses offres duales gaz et électricité en Europe, le Groupe entend se constituer un portefeuille d'approvisionnements électriques optimisé. Comme pour le gaz naturel, Gaz de France intégrera des ressources propres et des ressources contractuelles à court comme à long terme : 50% à 60% de ressources propres produites dans les centrales du Groupe en France et à l'étranger, des contrats d'approvisionnement à long terme auprès de producteurs compléteront les ressources à hauteur de 20% à 30% tandis que le solde sera acquis sur le marché au gré des opportunités. Pour ses ressources propres, le Groupe se positionne sur le développement de nouvelles installations de production d'électricité, et en particulier, les unités fonctionnant au gaz naturel. Les projets intégrés dans lesquels le Groupe peut fournir le gaz consommé pour la production d'électricité et commercialiser l'électricité produite seront privilégiés.

En France, pays dans lequel l'offre duale est très récente, le Groupe peut d'ores et déjà s'approvisionner auprès de sa centrale de Dunkerque (DK6) et pourra s'appuyer, à terme et dans certaines conditions, sur une partie du parc de cogénérations qu'il a développé. Il a par ailleurs, comme les autres fournisseurs d'électricité en France, accès au marché de gros de

l'électricité français et a conclu en 2005 un contrat d'approvisionnement en électricité auprès d'EDF. Dans les prochaines années (2008 – 2010), d'autres projets viendront renforcer le portefeuille d'approvisionnement du Groupe. Ainsi en 2006, un appel d'offre du RTE pour la construction et l'exploitation d'une centrale de pointe à Saint-Brieuc (200 MWel) a été remporté par le Groupe et les travaux ont été engagés pour la réalisation d'une centrale (puissance totale de 490 MWel dont un cycle combiné au gaz naturel pur de 425 MWel) à Fos-sur-Mer sur un site d'Arcelor. En 2006, le Groupe a également créé une société de développement et d'exploitation de production éolienne Maia Eolis.

Au Royaume-Uni, marché où le Groupe réalise à ce jour les ventes électriques les plus importantes, l'approvisionnement se réalise par l'intermédiaire de la filiale de *trading* Gaselys. Il dispose, par ailleurs, du site de cogénération de Shotton (215 MWel) acquis au cours de l'année 2003. Gaz de France a également renforcé son approvisionnement avec la signature d'un contrat avec la centrale de Drax (fonctionnant au charbon) diversifiant ainsi son risque sur le gaz naturel. Gaz de France prévoit de renforcer son approvisionnement en électricité par des actifs physiques de production et par des ressources contractuelles en fonction des opportunités d'acquisition ou de contractualisation auprès de producteurs indépendants.

Le Groupe est actionnaire de la centrale à cycle combiné de 1 200 MWel construite par la société américaine AES à Carthagène, en Espagne. Sur cette centrale, il est titulaire d'un contrat de façonnage (*ou tolling*, contrat par lequel le Groupe fournit du gaz et reçoit en contrepartie les revenus de l'électricité produite par la centrale) pour la totalité de la puissance de l'installation. Un tel positionnement lui permet notamment de percevoir la totalité des éventuels produits résultant d'arbitrages entre gaz et électricité. La mise en service a été effectuée en décembre 2006. Les ventes issues de cette production sont destinées au marché espagnol.

Gaz de France n'exclut pas de reproduire une telle expérience sur d'autres marchés en Europe, si les conditions s'avèrent favorables.

6.1.3.1.2.2.2 Vente d'énergies

6.1.3.1.2.2.2.1 – Segmentation des clients gaz

Gaz de France développe son offre commerciale et sa notoriété avec l'ambition d'être le commercialisateur que les clients choisissent dans un nouveau contexte de marché ouvert à la concurrence. Gaz de France classait traditionnellement ses clients français selon quatre catégories :

- les clients résidentiels (particuliers et résidences collectives) ;
- les clients tertiaires (principalement professions libérales, commerçants, artisans et collectivités locales) ;
- les clients industriels ; et
- les autres clients (principalement les distributeurs non nationalisés en 1946, ainsi que les ventes effectuées sur le marché de court terme).

Gaz de France a adapté sa segmentation à l'ouverture des marchés et a mis en place une politique de marques, une démarche commerciale et une organisation selon trois nouvelles catégories, correspondant aux trois grandes étapes du passage à la concurrence.

Ainsi, l'organisation de Gaz de France distingue aujourd'hui :

- les clients particuliers ou résidentiel individuel qui auront, à partir du 1^{er} juillet 2007, la possibilité de choisir leur fournisseur de gaz naturel et d'électricité ;
- les clients affaires : principalement les professionnels (commerçants, artisans et professions libérales), les PME-PMI, les résidences collectives, certains clients tertiaires privés et publics ainsi que les collectivités territoriales, tous éligibles depuis le 1^{er} juillet 2004 ;
- les grands clients industriels et commerciaux devenus éligibles entre août 2000 et juillet 2003.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation, par catégorie de clients, des ventes de gaz naturel du Groupe (hors activité de *trading*) pour chacun des deux exercices clos les 31 décembre 2005 et 2006 :

Ventes de gaz naturel par le segment Achat Vente d'Énergie ⁽¹⁾

En TWh	2005	2006
En France		
Résidentiel individuel	139	133
Clientèle d'affaires	189	179
Grands clients industriels et commerciaux	115	100
Autres clients	26	28
Total France	469	440
En Europe		
Grands clients industriels et commerciaux	105	119
Autres clients	10	10
Total Europe	115	129
Ventes sur les marchés de court terme	65	72
Total segment Achat-Vente d'Énergie	649	641

(1) y compris la quote-part du groupe Gaz de France des ventes d'énergie par les sociétés consolidées par intégration proportionnelle

6.1.3.1.2.2.2.2. Offre de Gaz de France et politique de marques

Le premier élément de cette stratégie est le renforcement de la reconnaissance de Gaz de France comme fournisseur historique de gaz en France. En novembre 2002, Gaz de France a adopté un nouveau logo dont la forme rappelle l'activité gazière, afin de l'identifier avec son métier de base et d'éviter la confusion avec EDF, notamment s'agissant des particuliers et des clients affaires. Les campagnes de promotion des marques ont permis au Groupe de gagner en notoriété.

Le Groupe élabore parallèlement des offres adaptées aux besoins de chaque catégorie de clients, avec une marque spécifique pour chaque offre, une politique d'accompagnement de la vente de gaz et d'autres produits énergétiques (notamment électricité) et des services complémentaires.

Ces marques dont la communication est toujours associée à l'enseigne Gaz de France comprennent notamment Dolce Vita®, destinée aux particuliers ; Provalys®, pour les professionnels, résidences collectives, PME-PMI et certains clients tertiaires privés et publics ; Gaz de France energyY®, pour les grands clients industriels et commerciaux ; et Energies Communes® qui s'adresse aux collectivités territoriales.

6.1.3.1.2.2.2.1 Grands clients industriels et commerciaux en France et en Europe – Gaz de France energyY®.

Les grands clients industriels et commerciaux de Gaz de France correspondent majoritairement aux clients européens qui sont devenus progressivement éligibles entre août 2000 et juillet 2003. Au 31 décembre

2006, Gaz de France comptait plus de 700 clients dans cette catégorie, répartis sur plus de 4 700 sites en Europe.

Les clients du Groupe appartenant à la catégorie grands clients industriels et commerciaux comprennent principalement :

- des clients industriels à forte consommation, principalement dans les secteurs des prestataires de services énergétiques, de la chimie et pétrochimie, puis de l'industrie des matériaux et de la sidérurgie ;
- des compagnies de distribution de gaz ;
- des producteurs d'électricité.

L'offre de Gaz de France auprès des grands clients industriels et commerciaux est majoritairement commercialisée sous la marque Gaz de France energyY®. Gaz de France propose à ces clients des offres « sur mesure » qui incluent la vente de gaz et, le cas échéant, d'électricité, ainsi que :

- une offre de gestion de risques et d'ingénierie prix, en s'appuyant notamment sur les compétences de Gaselys (voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.1.1.5 – « Marchés de court terme : Gaselys »). Ainsi, Gaz de France est en mesure d'offrir à ses grands clients des prix fixes pour une période déterminée leur permettant d'éviter l'impact des fluctuations brutales de prix mais également des prestations leur permettant de gérer de manière dynamique le prix de leurs achats d'énergie au cours de l'année ; et

- des offres combinant énergie et optimisation des performances, en s'appuyant notamment sur le segment Services de Gaz de France, par lesquelles Gaz de France propose des services tels que :
 - la gestion ou l'optimisation des installations de chauffage ou de consommation d'énergie pour accompagner la vente de gaz ;
 - la vente combinée de gaz et d'électricité, voire de vapeur, en optimisant le fonctionnement des actifs décentralisés de production d'électricité que peuvent posséder les clients ou dont ils souhaitent se doter. Dans ce dernier cas, la prestation inclut, le cas échéant et souvent sous forme partenariale, la construction, le financement et l'exploitation d'unités de production d'électricité (cogénération, trigénération, voire cycles combinés).

Gaz de France estime que ses offres auprès des grands clients industriels et commerciaux lui ont permis de limiter les pertes de parts de marché en France. Il a ainsi pu s'affirmer comme un acteur de taille sur des marchés importants en Europe et maintenir, pour l'ensemble de son portefeuille, un prix de la ressource gaz compétitif. Sur le marché des grands clients ayant le droit de choisir leur fournisseur en France depuis août 2000, Gaz de France a ainsi conservé la grande majorité des contrats malgré un marché de plus en plus ouvert. Gaz de France estime à fin

2006 sa part de marché des grands clients industriels et commerciaux sur la France entière à environ 60%.

Gaz de France estime que les ventes hors de France seront le moteur de la croissance des ventes aux grands clients industriels et commerciaux. Les marchés sur lesquels le Groupe est présent sont : le Royaume-Uni, la Belgique, les Pays-Bas, l'Italie, l'Espagne, l'Allemagne, la Hongrie et le Luxembourg.

La capacité de pénétration sur chacun de ces marchés varie en fonction de nombreux facteurs dont l'environnement réglementaire ainsi que les possibilités concrètes d'accès aux infrastructures de transport nécessaires à l'acheminement du gaz.

Ainsi les ventes à l'étranger (réalisées principalement auprès des grands clients industriels) sont passées de 5 TWh en 2000 à près de 78 TWh en 2004, 105 TWh en 2005 et 119 TWh en 2006. Au total, les ventes aux grands clients industriels et commerciaux en France et en Europe sont de 219 TWh en 2006, en progression d'environ 12,9% sur les deux dernières années.

Le tableau ci-dessous présente la pénétration du Groupe sur ces marchés pour les exercices clos les 31 décembre 2004, 2005 et 2006.

Tableau – Evolution des volumes vendus par pays

Volumes vendus (TWh)	2004	2005	2006
Royaume-Uni	33,7	34,6	36,4
Belgique + Luxembourg	15,9	21,2	25,4
Pays-Bas	13,1	20,2	21,0
Italie	10,3	16,9	21,0
Espagne	1,9	5,2	6,2
Allemagne	2,8	6,7	8,7
Hongrie	–	–	0,3

Prix de vente négociés pour les clients ayant exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz

Les prix proposés aux clients ayant exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz sont déterminés en fonction des conditions du marché, celui-ci étant ouvert à la concurrence.

Gaz de France propose aux grands clients industriels et commerciaux des prix adaptés à leurs besoins dans le cadre de son offre Gaz de France energyY®. Cette offre comprend une composante d'ingénierie de prix permettant de proposer, en plus des prix fixes, d'autres types de prix avec des indexations variées. Le fournisseur d'un grand client industriel ou commercial est fréquemment choisi par appel d'offres.

Pour les clients professionnels, les résidences collectives, les clients industriels et PME-PMI ainsi que les collectivités territoriales, la tarification du gaz entre dans le cadre des offres Provalys® ou Energies Communes®, décrites ci-dessous au paragraphe 6.1.3.1.2.2.2.2.3 – « Clients affaires en France – Provalys® et Energies Communes® ».

6.1.3.1.2.2.2.2 Clients particuliers en France – Gaz de France Dolce Vita®

Les clients particuliers sont ceux qui consomment l'énergie pour leurs besoins personnels (chauffage, cuisine, eau chaude sanitaire). Au 31 décembre 2006, Gaz de France comptait environ 10,5 millions de clients dans cette catégorie en France. Ces clients ont principalement recours

au gaz naturel pour le chauffage, avec environ 70% des foyers desservis par Gaz de France équipés de chauffage individuel au gaz.

Sur l'année 2006, les ventes, en volume, de gaz naturel aux clients particuliers se situent à un niveau proche de celui de l'année précédente : 133 TWh contre 139 TWh en 2005.

La légère baisse des ventes observée en 2006 est liée à un climat plus chaud que celui de l'année précédente.

Les clients particuliers sont actuellement desservis en gaz naturel sur la base de tarifs administrés (voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.2.3 – « Prix de vente du gaz naturel / Tarifs administrés »).

L'offre de Gaz de France auprès des clients particuliers est commercialisée sous la marque Gaz de France Dolce Vita®, lancée en novembre 2002. Gaz de France Dolce Vita® propose des offres qui apportent un ensemble de solutions techniques en matière de chauffage et d'eau chaude, des services associés, des conseils ainsi qu'une aide au financement et à la gestion des installations. Le « Diagnostic Qualité Gaz de France » vise à faire en sorte que l'installation gaz ne comporte pas de défauts susceptibles de mettre en jeu la sécurité.

De nouvelles offres sont venues enrichir la marque, comme le « Point conso » qui propose depuis juin 2005 des conseils sur mesure à partir d'une estimation des consommations des clients afin d'adapter au mieux leur installation, ou encore dans un avenir proche des solutions de remplissage à domicile pour le gaz naturel utilisé comme carburant.

Pour intervenir sur le marché des clients particuliers et en préparation à l'ouverture totale des marchés le 1er juillet 2007, Gaz de France a développé et lancé un programme ambitieux de transformation de l'entreprise. Ce programme comprend :

- L'organisation de la relation clientèle autour d'un numéro unique d'appel pour les clients et la gestion de la base clients à partir d'une trentaine de plateaux décentralisés. Une concertation sociale exemplaire a permis sans crise importante le transfert de 1 800 agents de la direction mixte EDF Gaz de France Distribution vers le commercialisateur Gaz de France.
- Le déploiement progressif et organisé en phases d'un système d'information adapté au futur univers concurrentiel.
- Un programme de formation très ambitieux pour les équipes représentant plus de 240 000 heures de formation animées par un ensemble de 215 coachs et animateurs. Sur ce programme, 55 000 heures de formation ont été délivrées courant 2006.
- Un volet marketing et commercial préparant le positionnement du nouveau groupe au futur univers concurrentiel ouvert.

6.1.3.1.2.2.2.3 Clients affaires en France – Gaz de France Provalys® et Gaz de France Energies Communes®

Les clients affaires sont principalement composés de professionnels (commerçants, artisans, professions libérales), de PME-PMI, de

résidences collectives, de clients tertiaires privés et publics et collectivités territoriales. Au 31 décembre 2006, Gaz de France comptait 607 600 sites-clients affaires.

Les clients affaires ont un profil de consommation très varié (de 10 000 kWh à 90 GWh) et peuvent utiliser le gaz naturel soit pour l'eau chaude sanitaire (par exemple, les coiffeurs et les médecins), le chauffage ou leur *process* (par exemple, les boulangers, les PME-PMI et les entreprises industrielles).

Les clients affaires ont la possibilité de choisir leur fournisseur de gaz naturel depuis le 1er juillet 2004. Ils peuvent exercer cette faculté de choix (en choisissant une offre de Gaz de France ou d'un concurrent) ou garder les contrats en place avant le 1er juillet 2004. Au 31 décembre 2006, environ 30% des clients (en volume) devenus éligibles ont exercé leur faculté de choix et près de 80% ont choisi des offres Gaz de France.

Les clients qui ont conservé leurs contrats existants sont facturés sur la base des tarifs administrés (voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.2.3 – « Prix de vente du gaz naturel / Tarifs administrés »). Le prix du gaz naturel vendu aux clients qui ont exercé leur faculté de choix et ont choisi l'offre de Gaz de France est déterminé sur la base des offres commerciales décrites ci-dessous.

Deux marques bannières portent les offres de Gaz de France sur le marché des clients affaires :

- Provalys®, principalement pour les professionnels, les PME-PMI, les résidences collectives et les entreprises industrielles et tertiaires du segment affaires ; et
- Energies Communes®, pour les collectivités territoriales.

Provalys® est une offre complète de fourniture de gaz naturel, d'électricité et de services associés. Sous cette marque, Gaz de France propose à ses clients affaires des solutions qu'il construit à partir du métier, de la situation et des exigences de chaque client. Pour les clients recherchant de la simplicité (professionnels et certaines PME), la solution consiste en un assemblage de deux, trois ou quatre services autour de la fourniture du gaz et de l'électricité. Pour les clients ayant une implication forte dans la gestion de l'énergie (financière et technique), les solutions sont sur mesure et issues d'un échange approfondi entre l'interlocuteur Gaz de France et le client. Ainsi, les principales offres aux clients affaires sont les suivantes :

- un choix de formules de prix en gaz naturel et en électricité (prix fixe sur un an pour plus de visibilité budgétaire, prix à révision semestrielle ou trimestrielle pour une réactivité vis-à-vis du marché, avec ou sans abonnement, ingénierie de prix, etc.) ;
- des solutions de fournitures d'énergie et services associés pour les clients professionnels (l'Energie Personnalisée), ou pour les PME/PMI recherchant une meilleure maîtrise de leurs coûts (l'Energie Maîtrisée).
- des services d'aide à la gestion de consommation, avec par exemple :
 - un historique des consommations et des facturations ;
 - des indicateurs de suivi du contrat sur les factures ;
 - un accès à la « Ligne Directe Expertgaz » permettant d'obtenir des conseils techniques ; et

- un suivi des consommations sur Internet avec « le compte en ligne » ;
- des solutions de financement: secteur public (partenariat avec Dexia), en copropriété (partenariat avec la Banque Solfea ^[1]), secteur privé (partenariat avec BNP-Paribas Lease Group) ;
- des services optionnels de conseils et d'expertise : différents types de diagnostics (par exemple « Diagnostic Sérénité Pro », diagnostic énergétique de site), conseil réglementaire réseau intérieur de gaz naturel, expertise énergétique chaufferie, audit environnement chaufferie, formations à la réglementation ou à la maintenance/exploitation de chaufferie ;
- différentes offres adaptées aux clients multisites :
 - des états globaux récapitulatifs des consommations avec possibilité d'un paiement décentralisé pour les clients qui souhaitent que leurs différents sites soient autonomes en matière d'achat d'énergie ;
 - le regroupement de factures avec règlement unique (pour ceux qui souhaitent une gestion décentralisée mais un paiement centralisé) et un tableau de synthèse ; et
 - une « formule unique » regroupant l'ensemble des sites pour ceux qui privilégient une gestion centralisée.

Energies Communes[®] propose, au-delà de la fourniture d'énergie, des services spécifiques visant à accompagner les collectivités territoriales dans leur politique énergétique et dans la gestion des territoires. Trois gammes d'offres sont disponibles :

- « le gaz sans souci » propose la fourniture de gaz naturel associée à un ensemble de services (offres de prix, regroupement de factures, données de consommation, etc.) reposant sur des principes de simplicité et d'optimisation énergétique. Il comprend également la « conversion gaz simplifiée » qui propose, en plus de la fourniture, des services de gestion adaptés à la problématique patrimoniale des collectivités territoriales.
- « l'énergie accompagnée » répond à des besoins ponctuels, pouvant survenir pendant la durée de vie d'un contrat: évolution des installations, construction de nouveaux bâtiments, etc. Il s'agit de services « à la carte », en complément du contrat de base (Ligne Directe Expertgaz, formations, logiciels de gestion de l'énergie, audit environnement et expertise énergétique chaufferie, etc.); et
- « les solutions sur mesure » s'adressent notamment aux collectivités qui souhaitent engager une politique énergétique locale (valorisation énergétique des déchets, réseau de chaleur, cogénération, transports propres au gaz naturel véhicule).

[1] L'activité de la Banque Solfea s'apparente à celle du crédit à la consommation. Elle consiste pour l'essentiel à financer les clients particuliers qui choisissent d'installer un système de chauffage au gaz naturel. La Banque Solfea dispose d'une gamme de produits s'adressant aux clients qui engagent des projets de rénovation dans l'habitat. La Banque Solfea est un établissement de crédit agréé par le Comité des établissements de crédit et des entreprises d'investissement et soumis au contrôle de la Commission bancaire.

L'objectif du Groupe est d'enrichir progressivement ses offres avec de nouveaux services, comme les flottes de véhicules d'entreprise fonctionnant au gaz naturel.

Pour fidéliser ses clients, Gaz de France développe des programmes relationnels personnalisés, notamment par le biais de lettres d'information ou de courriers ciblés. Les clients affaires bénéficient d'une relation commerciale adaptée à leurs besoins: construction d'offres sur mesure, élaboration de solutions globales, conseillers spécialisés au téléphone, commercialisation par l'intermédiaire d'installateurs partenaires ou sur le nouveau site Internet de la Société.

6.1.3.1.2.2.2.4 Gaz naturel véhicule (GNV)

L'utilisation du gaz naturel véhicule (« GNV ») se développe dans plusieurs pays en particulier dans les pays où Gaz de France souhaite se développer à court ou moyen terme en tant que commercialisateur. En France, le GNV est déjà une solution retenue par des collectivités territoriales pour près de 2 000 poids lourds (bus, bennes à ordures ménagères et flottes de véhicules). Gaz de France a lancé en 2006 une offre de remplissage à domicile en carburant gaz naturel à destination de ses clients particuliers résidant en pavillon et des entreprises.

6.1.3.1.2.2.2.3 Prix de vente du gaz naturel

Gaz de France vend du gaz naturel sur la base de deux systèmes de prix :

- des tarifs administrés pour les clients particuliers et les clients éligibles qui n'ont pas exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz ; et
- des prix négociés pour les clients éligibles qui ont exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz et qui sont ainsi sortis du système de tarifs administrés.

Tarifs administrés

Il existe deux types de tarifs administrés :

- les tarifs de distribution publique, pour les clients consommant moins de 5 GWh par an et raccordés sur réseau de distribution ;
- les tarifs à souscription, pour les clients consommant plus de 5 GWh par an et raccordés au réseau de distribution ou directement au réseau de transport.

Ces tarifs s'appliquent aux clients non éligibles et aux clients éligibles n'ayant pas exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz.

La structure globale des tarifs est fixée conformément aux dispositions de la loi du 3 janvier 2003 et du décret n° 90-1029 du 20 novembre 1990 réglementant les prix du gaz combustible vendu à partir des réseaux de transport ou de distribution. Ces dispositions prévoient que les tarifs doivent couvrir les coûts correspondants.

Tarifs de distribution publique

Les tarifs de distribution publique s'appliquent à environ 11 millions de clients. Il existe actuellement six principales catégories de tarifs de distribution publique, dont quatre pour les usages résidentiels ou des petites chaufferies collectives, et deux tarifs saisonnalisés (le prix du gaz en hiver est supérieur au prix du gaz en été) pour des chaufferies collectives moyennes et grosses. Le tarif B1 (et assimilés), applicable au chauffage individuel, cuisine et eau chaude sanitaire, concerne le plus grand nombre de clients, soit environ 7 millions au 31 décembre 2006.

Jusqu'en 2004, les tarifs étaient révisés tous les six mois conformément aux contrats conclus entre l'Etat et Gaz de France. Ces révisions faisaient l'objet d'un arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de Gaz de France et, à partir de janvier 2003, après avis de la CRE.

Depuis novembre 2004, les évolutions tarifaires n'ont pas permis de refléter en totalité de l'évolution des coûts générant un manque à gagner de 130 millions d'euros sur 2004, 370 millions d'euros sur 2005 et 511 millions d'euros sur 2006.

Le contrat de service public

A partir de 2005, le contrat de service public 2005-2007 signé entre l'Etat et Gaz de France le 10 juin 2005 a défini le cadre d'évolution tarifaire sur la période considérée :

- Les tarifs sont révisés trimestriellement.
- Les tarifs évoluent, en moyenne, selon une formule tarifaire, de manière à couvrir :
 - les coûts d'approvisionnement (ce qui permet au Groupe de répercuter à ses clients les fluctuations des prix du gaz sur les marchés de l'énergie). La variation des coûts d'approvisionnement est prise en compte à chaque révision, sur la base des prix des produits pétroliers sur la période de six mois se terminant un mois avant la date de la révision tarifaire ;
 - les charges hors coûts d'approvisionnement (y compris une marge commerciale usuelle pour ce type d'activité), calculées à partir des coûts nécessaires à la fourniture du gaz aux clients de distribution publique.
- Gaz de France s'engage par ailleurs à faire bénéficier les clients de ses efforts de productivité répercutés par une diminution forfaitaire de 1,4% par an en moyenne, en terme réel, des charges hors coûts d'approvisionnement.
- En cas de refus de l'Etat sur une proposition de mouvement tarifaire de Gaz de France conforme aux dispositions du contrat, les modalités de compensation doivent être arrêtées en commun avec l'entreprise et permettre de retrouver une neutralité financière dans un délai de douze mois.
- Sauf dispositions législatives ou réglementaires contraires, les dispositions tarifaires de ce contrat sont maintenues au-delà du 1^{er}

juillet 2007, l'Etat et Gaz de France s'engageant à mettre à niveau les différents termes de la formule tarifaire décrite ci-dessus pour le 1^{er} juillet 2007.

- A compter du 1^{er} juillet 2007, chaque partie pourra demander l'ouverture de négociations pour adapter tout ou partie de ces dispositions. A défaut d'accord dans les six mois, chaque partie pourra dénoncer ces dispositions.

Evolution des tarifs

Conformément au contrat de service public, l'arrêté du 16 juin 2005 des ministres chargés de l'économie et de l'énergie a fixé les modalités d'évolution tarifaire sur la période 2005-2007 et défini les modalités de rattrapage en niveau des tarifs et les conditions de compensation du déficit de recette. Conformément à cet arrêté les mouvements tarifaires prévus ont été les suivants :

- 0,124 c€/kWh au 1^{er} juillet 2005 (évolution matière et rattrapage) ;
- 0,09 c€/kWh au 1^{er} septembre 2005 (rattrapage seul) ;
- 0,445 c€/kWh au 1^{er} novembre 2005 (évolution matière seule).

Gaz de France a accompagné la hausse du 1^{er} novembre par des mesures commerciales pour les clients particuliers se chauffant au gaz (tarif B1 et assimilés) destinée à limiter l'impact de la hausse des prix du gaz à la veille de l'hiver. Ces mesures ont un coût total de 156 millions d'euros dont 61 millions d'euros en 2005.

Par arrêté du 29 décembre (après avis défavorable de la CRE), l'Etat a supprimé la hausse tarifaire qui aurait dû intervenir au 1^{er} janvier 2006 en application de l'arrêté du 16 juin 2005.

Le ministre de l'économie des finances et de l'industrie et le ministre de l'énergie ont désigné trois personnalités indépendantes (MM. B Durieux, B Brochand et J.M. Chevalier) afin de faire des propositions sur une éventuelle évolution des modalités de fonctionnement des tarifs et sur la mise en place de mesures compensatoires.

Le 21 mars 2006, ces trois personnalités indépendantes ont remis leurs conclusions et proposé :

- à court terme, une hausse des tarifs de 5,8% au 1^{er} avril ;
- pour l'avenir, une nouvelle méthode tarifaire fondée sur l'appréciation directe par la CRE de l'évolution des coûts d'approvisionnement en gaz et donnant lieu à une révision annuelle des tarifs chaque 1^{er} juillet.

Sur la base de ces propositions, le gouvernement a décidé le 21 mars 2006 :

- une hausse des tarifs de 5,8% ;
- d'engager la mise en place de la nouvelle méthode tarifaire sur la base des conclusions des trois personnalités indépendantes ;
- de renvoyer au 1^{er} juillet 2007 la prochaine révision tarifaire ;

- s'agissant des rattrapages des conséquences financières découlant du retard des ajustements tarifaires depuis novembre 2004, d'engager une discussion avec l'entreprise après les travaux complémentaires que les trois personnalités indépendantes ont souhaité conduire dans les prochains mois

Par arrêté du 28 avril, l'Etat a augmenté les tarifs de 5,8% (soit 0,21 c€/kWh) au 1^{er} mai 2006.

Cet arrêté a reçu un avis défavorable de la CRE, qui a notamment souligné que cette hausse ne répercute pas intégralement la variation des coûts d'approvisionnement de Gaz de France et que la compensation du déficit de recette accumulé n'est pas prise en compte.

Situation actuelle

La situation est la suivante :

- les pertes de revenus cumulées depuis novembre 2004, résultant de la non répercussion des coûts, notamment des coûts d'approvisionnement de gaz naturel dans les tarifs, atteignent 1 011 millions d'euros au 31 décembre 2006 ;
- les tarifs sont à un niveau qui reste inférieur au niveau que Gaz de France estime nécessaire pour couvrir l'ensemble de ses coûts ;
- le groupe est en outre exposé à un risque de non-répercussion du coût de ses approvisionnements en gaz en cas d'évolution du cours des produits pétroliers ainsi que du taux de change euro contre dollar ;
- il n'existe plus de cadre pluriannuel fixé par arrêté. Seul demeure jusqu'au 1^{er} juillet 2007 le contrat de service public 2005/2007.

Tarifs à souscription

Au 31 décembre 2006, les tarifs à souscription s'appliquaient à environ 1 500 clients. Ils évoluent trimestriellement sur proposition de Gaz de France par approbation tacite des ministres de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE. Le tarif payé par un client donné dépend de la quantité consommée, du débit maximal journalier et de la distance entre le réseau de transport principal et le point de livraison (pour les clients raccordés au réseau de transport) ou entre le réseau de transport et le réseau de distribution auquel le client est raccordé. Les tarifs sont révisables trimestriellement, les révisions prenant en compte l'évolution du cours dollar/euro et le prix d'un panier de produits pétroliers, avec un ajustement annuel en fonction de l'inflation. La dernière révision a eu lieu le 1^{er} janvier 2007. Les tarifs ont diminué de -0,285 c€/kWh.

Prix de vente négociés par les clients ayant exercé leur faculté de choisir leur fournisseur

Les prix proposés aux clients ayant exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz sont déterminés en fonction des conditions du marché, celui-ci étant ouvert à la concurrence.

Gaz de France propose aux grands clients industriels et commerciaux des prix adaptés à leurs besoins dans le cadre de son offre Gaz de France

energy[®]. Cette offre comprend une composante d'ingénierie de prix permettant de proposer, en plus des prix fixes, d'autres types de prix avec des indexations variées. Le fournisseur d'un grand client industriel ou commercial est fréquemment choisi par appel d'offres.

Pour les clients professionnels, les résidences collectives, les clients industriels et PME-PMI ainsi que les collectivités territoriales, la tarification du gaz entre dans le cadre des offres Provalys[®] ou Energies Communes[®], décrites ci-dessus au paragraphe 6.1.3.1.2.2.2.3 – « Clients affaires en France – Provalys[®] et Energies Communes[®] ».

6.1.3.1.2.2.2.4 Mise à disposition temporaire de gaz dans le sud-est de la France (gas release)

Le sud-est de la France présente la particularité d'être une région dans laquelle la concurrence est plus limitée que dans le reste du pays en raison de la configuration actuelle du système de transport qui ne permet que difficilement un approvisionnement direct en gaz naturel par les tiers. Face à cette situation spécifique et ponctuelle, Gaz de France a pris l'engagement vis à vis de la Commission européenne, après concertation avec la CRE, de mettre à la disposition des autres fournisseurs, pour revente à leurs clients, 15 TWh de gaz naturel par an. Cette mise à disposition, qui représente une mise à disposition totale de 45 TWh, sera effectuée par l'intermédiaire de plusieurs contrats de trois ans, dont les dates de démarrage se sont échelonnées sur l'année 2005. Les premières livraisons de gaz ont débuté au 1^{er} janvier 2005. La durée des contrats correspond à la période de construction du nouveau terminal méthanier à Fos Cavaou, infrastructure qui devrait permettre aux tiers de s'approvisionner directement en gaz naturel pour le vendre dans cette région. Gaz de France n'anticipe pas d'écart significatif du résultat du segment Achat-Vente d'Energie du fait de la réalisation de ce programme de mise à disposition temporaire de gaz.

6.1.3.1.2.2.2.5 L'électricité dans le cadre de l'offre commerciale de Gaz de France

Pour répondre aux attentes de ses clients, dont les comportements d'achat évoluent au fil de l'ouverture des marchés, le Groupe a enrichi ses offres commerciales qui incluent dorénavant, lorsqu'elles s'adressent à la clientèle éligible, une dimension électricité (voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.2.2 – « Offre de Gaz de France et politique de marques »). En 2006, les ventes d'électricité du segment Achat Vente d'Energie (hors Gaselys) s'élèvent à 15,2 TWh, dont 3,3 TWh en France et 11,7 TWh au Royaume-Uni, contre 20,9 TWh en 2005. Ce recul s'explique en majeure partie par la baisse du volume des ventes au Royaume-Uni. Par ailleurs, la quote-part de Gaz de France dans les ventes de Gaselys s'élève à 1,3 TWh (ventes aux clients finaux). Le Groupe développe ses approvisionnements en électricité, notamment grâce à sa présence dans le domaine de la cogénération en France. Enfin, il s'introduit de manière sélective dans la production d'électricité à partir de gaz naturel sur certains marchés géographiques présentant des perspectives de rentabilité intéressantes.

Cette convergence des offres commerciales gaz et électricité constitue une tendance de fond dans l'industrie énergétique européenne. Gaz de France l'expérimente d'ailleurs déjà sur le marché britannique au travers de sa filiale de commercialisation Gaz de France ESS (« GDF ESS »), dont le portefeuille de clientèle est orienté vers le marché industriel et tertiaire. En 2006, GDF ESS a ainsi vendu 10,9 TWh d'électricité (contre 13,2 TWh en 2005 et 8,4 TWh en 2004) à des clients de ce segment, nombre d'entre eux étant également des clients gaz de GDF ESS par ailleurs. La baisse des volumes d'électricité vendus par le segment au Royaume-Uni s'explique d'une part par un recentrage de la politique commerciale sur les clients générateurs de marges plus importantes, d'autre part par des optimisations complémentaires de l'utilisation de la production de la centrale de cogénération de Shotton, dont une part accrue de la production d'électricité a servi à couvrir des ventes à des clients finaux et n'a donc pas été vendue sur le marché.

6.1.3.1.2.2.5.1 Grands clients industriels et commerciaux

Les grands clients industriels et commerciaux de Gaz de France sont moins sensibles aux offres duales gaz et électricité, principalement parce que leur capacité d'achat leur permet d'envisager à leur profit des négociations séparées gaz et électricité.

La dimension électricité est cependant bien présente dans la relation commerciale que Gaz de France entretient avec ses clients, comme le démontre l'exemple britannique. Elle constitue, en effet, l'un des éléments importants de l'offre sur mesure de Gaz de France energy®, regroupant notamment la vente d'énergie et de services. A titre d'exemple, au début des années 2000, Gaz de France a saisi l'opportunité présentée par des dispositions législatives, favorables à la construction d'unités de cogénération, qui garantissaient le prix de vente d'électricité. Au travers de son activité Services, le Groupe a assisté ses clients dans la conception, le financement et la structuration des projets de cogénération (voir paragraphe 6.1.3.1.3.2 – « Description des activités du segment Services »). Il a aussi tiré avantage de son implication dans ces projets en vendant du gaz naturel aux cogénérateurs.

Les compétences de Gaz de France dans le domaine de l'électricité lui permettent également de développer des projets complexes en partenariat avec des clients importants. Par exemple, Gaz de France a profité de son expérience dans la conception des projets de cogénération pour monter un projet avec le groupe sidérurgiste Arcelor. Il s'agit d'un cycle combiné gaz de grande puissance (788 MWel, dont 533 MWel pour

Gaz de France) installé sur le site de Dunkerque (en service en 2005). Cet outil a pour but de permettre à Arcelor de valoriser au mieux les gaz sidérurgiques qu'il produit (ceux-ci sont brûlés dans l'installation en complément du gaz naturel) et de bénéficier d'un accès privilégié à l'électricité ainsi produite. Pour Gaz de France, cette opération permet de renforcer de façon très significative la relation commerciale avec un site industriel français important, de placer de grandes quantités de gaz naturel (0,6 milliard de mètres cubes par an) et de disposer d'un accès à une partie de la production de la centrale pour ses besoins propres.

Le Groupe a l'intention de répliquer ces expériences tant en France qu'en Europe, afin notamment de soutenir l'expansion de ses ventes. Il a par ailleurs conclu des contrats de vente d'électricité non combinés avec une offre de gaz.

6.1.3.1.2.2.5.2 Clients affaires et particuliers

L'offre de fourniture d'électricité de Gaz de France sur le marché français est aujourd'hui exclusivement destinée à la clientèle affaires éligible depuis le 1^{er} juillet 2004. Ce segment de clientèle se déclare en effet attaché à une offre duale gaz et électricité – c'est particulièrement vrai pour la clientèle « tarif bleu » (puissance inférieure à 36 kVA). Gaz de France répond à cette attente au travers de ses offres Provalys® qui présentent pour les clients les avantages suivants :

- la simplicité : avec un fournisseur unique, le client dispose d'une facture regroupée pour le gaz naturel et l'électricité ;
- la visibilité : le prix de l'électricité proposé par Gaz de France étant fixé pour une année, le client peut estimer son budget électricité et planifier ses dépenses en fonction de ses prévisions de consommation ; et
- la compétitivité : le prix de fourniture électricité proposé est compétitif par rapport aux tarifs réglementés en vigueur. Le client bénéficie ainsi d'une économie sur son abonnement annuel par rapport aux tarifs administrés.

Au cours de l'année 2006, près de 114 000 nouveaux sites ont contracté avec Gaz de France soit un cumul depuis l'ouverture de 2004 de plus de 170 000 sites électricité.

A compter de l'ouverture total du marché français au 1^{er} juillet 2007, Gaz de France compte étendre l'offre électricité, sous la marque bannière Gaz de France Dolce Vita®, à la clientèle des particuliers.

6.1.3.1.3 Services

Tableau – Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel du segment

En millions d'euros	2004(*)	2005(**)	2006
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	1 443	1 924	2 181
<i>Dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	<i>1 377</i>	<i>1 857</i>	<i>2 004</i>
Excédent brut opérationnel	94	166	189

(*) Données pro-forma post-réforme des retraites non auditées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC12 et IFRIC 4

(**) Données publiées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC 12 et IFRIC 4

6.1.3.1.3.1 Stratégie du segment Services

Le segment Services participe à l'intégration verticale des activités du Groupe dans une logique d'accompagnement du développement de Gaz de France. Sa mission est double :

- permettre à Gaz de France de disposer d'une offre complète afin :
 - d'une part de soutenir les positions de Gaz de France en France (pour limiter la perte de parts de marché et de valeur induite par l'ouverture des marchés de l'énergie) ;
 - d'autre part d'accompagner le développement du Groupe en Europe afin de conquérir des parts de marchés plus grandes que celles perdues sur le territoire national.
- participer au déploiement de la stratégie de production d'électricité, en tant qu'assistant à maîtrise d'ouvrage et exploitant de certaines unités de production appartenant au groupe Gaz de France.

Cette stratégie d'accompagnement a déterminé le périmètre de l'activité Services tant en termes de prestations que d'implantations géographiques :

- les offres de l'activité Services sont centrées sur les services liés à l'énergie (gaz, électricité...), sans se diversifier sur des segments éloignés (tels que l'assurance ou la téléphonie) ;
- l'activité Services intervient dans plusieurs pays où le groupe Gaz de France vend de l'énergie, pour enrichir la relation client, et fidéliser ou conquérir des clients.

Les différentes sociétés de l'activité Services permettent d'offrir aux clients, de façon globale ou coordonnée, des offres combinant la vente d'énergie et les services en matière d'énergie, de même que des offres multi-énergies incluant l'électricité et le gaz. Ces offres combinées de services et de vente d'énergie sont un élément essentiel dans la conquête de nouveaux clients et la fidélisation de la clientèle dans le domaine de la vente d'énergie.

En 2006, plusieurs contrats significatifs ont été obtenus, notamment en Italie le contrat de maintenance des Jeux olympiques de Turin de 2006.

Le segment Services de Gaz de France a pour stratégie de confirmer sa croissance selon deux axes :

- Poursuite du processus d'acquisition,
- Développement commercial, la priorité étant donnée à l'enrichissement du contenu des offres de fourniture d'énergie et de services et au développement d'offres multisites à la maille européenne.

6.1.3.1.3.2 Description des activités de Services

Le segment Services au travers de ses offres, propose aux clients :

- la prise en charge de l'intégralité de la gestion des besoins énergétiques des clients ;
- des solutions énergétiques complètes innovantes, respectueuses de l'environnement et allant au-delà de la simple fourniture de gaz naturel ;
- des actions de maîtrise et de réduction des consommations d'énergie pour un niveau de confort équivalent.

Dans ce cadre, le segment Services propose des prestations d'exploitation, de maintenance et de travaux. Il met en oeuvre des solutions énergétiques dans le souci permanent d'un développement durable, conformément aux engagements du Groupe Gaz de France dans ce domaine. Il dispose ainsi aujourd'hui de nombreuses références en bois-énergie, géothermie, éolien... L'activité Services développe dans le même esprit des savoir-faire en matière de Facility Management, de réseaux de chaleur, de Gaz Naturel Véhicule, et accompagne Gaz de France dans ses projets de production d'électricité.

Le segment Services permet donc au Groupe de proposer un catalogue d'offres complémentaires à la vente d'énergies comprenant les familles d'offres suivantes :

Services énergétiques classiques

Les services énergétiques classiques recouvrent l'installation, la conduite, la maintenance, le financement et la fourniture d'énergie pour des installations industrielles légères, des installations de production de chaleur ou de froid, d'air comprimé et de ventilation.

Services de Facility Management

Les services de *facility management* permettent de répondre aux demandes des clients cherchant des services techniques associés à une prise en charge globale de la gestion des installations.

Maintenance à l'industrie

Le segment Services offre des prestations de maintenance générale et de nettoyage chimique et industriel, ainsi que de rénovation et d'installation d'équipements aux industries lourdes telles que les raffineries ou encore les sites métallurgiques.

Par ailleurs, le métier Services conçoit, réalise et assure la maintenance d'installations de ventilation, de chauffage et de climatisation en atmosphère contrôlée (salles blanches, gros consommateurs d'énergie) pour les industries de la microélectronique, microbiologie et micromécanique, les industries nucléaires et les industries pharmaceutiques.

Gestion industrielle d'unités de production électrique

L'offre du segment Services se décrit selon deux modalités complémentaires :

- une prestation d'Assistance à Maîtrise d'Ouvrage dans le cadre de la réalisation d'installations de cogénération. Cette offre est également utilisée pour la construction des propres actifs de production d'électricité de Gaz de France (cycle combiné à gaz de Fos, centrale de St Briec, ...);
- une prestation de conception et de maintenance d'installations de cogénération et de trigénération.

Gaz naturel véhicule

Le segment Services propose des prestations de construction et d'exploitation des stations de Gaz Naturel Véhicule (« GNV »).

Gestion de réseaux de chaleur et de froid

Le segment Services a développé une activité de délégataire de service public auprès des collectivités publiques pour les réseaux de chaleur et de froid.

Maintenance de chaudières individuelles

Le métier propose des prestations de maintenance de chaudières pour les clients individuels et l'habitat collectif.

Une nouvelle marque, Savelys, a été créée pour porter ces offres à partir de janvier 2005.

6.1.3.2 Pôle Infrastructures

6.1.3.2.1 Transport Stockage France

Tableau – Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel du segment

En millions d'euros	2004(*)	2005(**)	2006
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	2 145	2 124	2 227
<i>Dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	<i>68</i>	<i>222</i>	<i>358</i>
Excédent brut opérationnel	1 291	1 271	1 285

(*) Données pro-forma post-réforme des retraites non auditées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC 12 et IFRIC 4

(**) Données publiées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC 12 et IFRIC 4

6.1.3.2.1.1 Stratégie du segment Transport Stockage France

La stratégie du segment Transport Stockage France vise à renforcer la position du Groupe en tant que gestionnaire d'infrastructures gazières participant activement à la croissance et à la sécurité d'approvisionnement du marché du gaz naturel en France et en Europe :

- poursuivre les investissements dans les infrastructures en France dans le respect de critères de rentabilité satisfaisants;
- optimiser les modalités d'accès aux infrastructures, afin de permettre à chaque fournisseur de bénéficier des meilleures prestations techniques tout en respectant les obligations de transparence et de non-discrimination;
- maintenir la qualité des prestations fournies aux utilisateurs des infrastructures afin de renforcer la sécurité et l'image du gaz naturel en France;

- améliorer la stabilité du cadre tarifaire applicable à l'utilisation des infrastructures;
- rechercher de façon continue des gains de productivité.

6.1.3.2.1.2 Description des activités Transport Stockage France

Afin de satisfaire aux exigences réglementaires, les activités Transport Stockage sont assurées depuis janvier 2005 par deux entités juridiquement distinctes:

- GRTgaz, société anonyme, filiale à 100% du Groupe, qui gère le réseau de transport (gazoducs et stations de compression en ligne);
- la direction des grandes infrastructures de Gaz de France, qui gère les terminaux méthaniers et les sites de stockage.

Cette organisation permet de séparer les activités de gestion de réseau de transport, tout en gardant le bénéfice de certaines synergies autorisées, telles que l'ingénierie ou encore les services tertiaires et informatiques. La nouvelle organisation permet de poursuivre une professionnalisation accrue des activités du métier transport et un rapprochement de l'expérience des unités opérationnelles, tout en maintenant une présence territoriale de proximité.

6.1.3.2.1.2.1 Activités de transport – GRTgaz

6.1.3.2.1.2.1.1 La gestion du réseau de transport

Conformément au cadre réglementaire européen, la loi du 9 août 2004 prévoit la mise en œuvre d'une séparation juridique du gestionnaire du réseau de transport de gaz. Elle prolonge ainsi les obligations de la loi du 3 janvier 2003 qui imposait une dissociation comptable entre les activités de transport, de distribution, de stockage, d'exploitation des installations de GNL, les activités non liées au gaz, et les autres activités, ainsi que l'interdiction stricte de toute subvention croisée entre les différentes activités gazières. C'est dans ce contexte que le conseil d'administration de Gaz de France a décidé la mise en place au 1^{er} janvier 2005 de la filiale Gaz de France Réseau Transport comme gestionnaire du réseau de transport en France. Le 11 octobre 2005, la filiale dédiée a changé de dénomination sociale pour GRTgaz, adoptant pour cette occasion un nouveau logo différent de celui de Gaz de France. GRTgaz assure depuis cette date la gestion du réseau de transport en France.

Les statuts de GRTgaz et les règles de gouvernement d'entreprise applicables à cette société ont pour objet de garantir l'indépendance des instances directionnelles de GRTgaz vis-à-vis des instances de direction de Gaz de France.

6.1.3.2.1.2.1.2 Le réseau de transport

GRTgaz possède le plus long réseau européen de transport de gaz naturel à haute pression. Au 31 décembre 2006, le réseau français comprenait 31 610 kilomètres de gazoducs dont 6 757 kilomètres de réseau principal à très haute pression complétés par plus de 24 853 kilomètres de réseaux régionaux permettant un maillage étendu du

territoire français. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2006, GRTgaz a transporté 60,2 milliards de mètres cubes de gaz sur le réseau français, soit 687 TWh contre 711 TWh en 2005.

GRTgaz, propriétaire du réseau, développe et entretient le réseau de transport, pilote les flux de gaz naturel dans le réseau, ainsi que les prestations d'accès au réseau des fournisseurs de gaz. Elle en assure également la commercialisation.

Le réseau principal transporte le gaz naturel des points d'entrée du réseau (terminaux méthaniers, points d'interconnexion avec les réseaux internationaux de gazoducs) jusqu'au réseau régional. Le réseau régional transporte le gaz naturel vers environ 4 300 postes de livraison reliés aux clients industriels et aux réseaux locaux de distribution. L'âge moyen des canalisations est de 26 ans (dans l'évaluation de la base d'actifs régulés pour le calcul des tarifs, la durée de vie économique des canalisations est égale à 50 ans).

GRTgaz exploite également 27 stations de compression destinées à faire circuler le gaz dans les canalisations de transport et à maintenir la pression requise pour des conditions optimales de transport. Ces stations comportaient, au 1^{er} janvier 2007, 97 compresseurs de gaz pour une puissance totale de 503 mégawatts. GRTgaz utilise également les installations de compression situées sur six sites de stockage, exploitées par la direction des grandes infrastructures.

Le réseau de transport de GRTgaz comprend huit interconnexions principales avec des réseaux étrangers, les terminaux méthaniers ainsi qu'avec Total Infrastructures Gaz France qui opère dans le sud-ouest de la France, permettant une connexion avec les sources d'approvisionnement de la mer du Nord, des Pays Bas, de Russie, du Nigeria, d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient. Ces interconnexions assurent en outre un lien essentiel entre les différents marchés européens du gaz naturel, entre lesquels les échanges se multiplient : Europe du Nord, Allemagne et Autriche, Espagne et Italie.

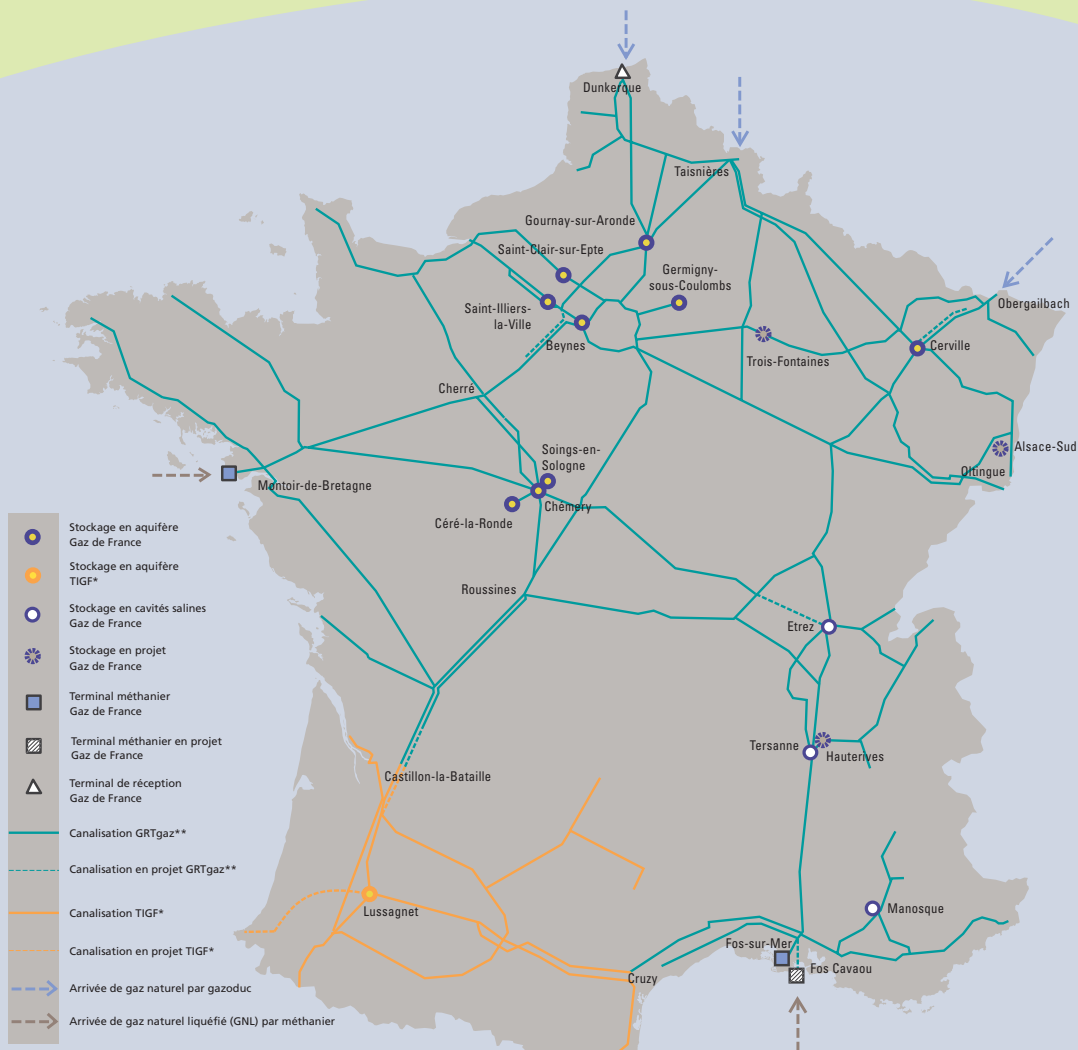
Le tableau ci-dessous indique la longueur du réseau de transport de Gaz de France ainsi que les volumes de gaz transportés au cours des quatre dernières années :

Tableau – Evolution de la longueur du réseau et des volumes de gaz transportés

	Exercice clos le 31 décembre		
	2004	2005	2006
Réseau principal (kilomètres)	6 585	6 757	6 757
Réseau régional (kilomètres)	24 780	24 832	24 853
Total (kilomètres)	31 365	31 589	31 610
Volumes transportés (TWh)	695	711	687

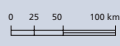
Gaz naturel : le système de transport, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers en France

Janvier 2007



- Stockage en aquifère Gaz de France
- Stockage en aquifère TIGF*
- Stockage en cavités salines Gaz de France
- Stockage en projet Gaz de France
- Terminal méthanier Gaz de France
- Terminal méthanier en projet Gaz de France
- Terminal de réception Gaz de France
- Canalisations GRTgaz**
- Canalisations en projet GRTgaz**
- Canalisations TIGF*
- Canalisations en projet TIGF*
- Arrivée de gaz naturel par gazoduc
- Arrivée de gaz naturel liquéfié (GNL) par méthanier

* Total Infrastructures Gaz France (TIGF) fait partie du groupe Total
** GRTgaz fait partie du groupe Gaz de France



Cette carte est la propriété de Gaz de France, elle ne peut être divulguée ou reproduite sans autorisation. Conception par le Centre d'ingénierie GRTgaz - <http://cartographie.nationale.grtgaz.fr/>

6.1.3.2.1.2.1.3 Accès au réseau de transport en France

Le Groupe a ouvert son réseau de transport en août 2000, afin de se conformer aux dispositions de la première directive européenne sur la libéralisation du marché du gaz naturel. Suivant les prescriptions légales, GRTgaz publie les conditions générales d'utilisation de ses ouvrages et installations de transport. L'évolution des conditions générales fait l'objet de concertations avec les clients et la CRE. GRTgaz applique de manière transparente et non discriminatoire des contrats types d'acheminement conclus avec les expéditeurs-fournisseurs et des contrats de raccordement-livraison conclus avec les consommateurs raccordés sur son réseau.

Les contrats d'acheminement traitent principalement :

- des obligations d'enlèvement et de relivraison du transporteur ;
- des capacités de transport souscrites par le client ;
- des conditions d'équilibrage journalier entre les quantités entrantes et sortantes et des procédures opérationnelles de gestion quotidienne ;
- de la sécurité du transporteur vis-à-vis du risque de défaut de paiement (rating de premier niveau exigé, caution bancaire ou dépôt de garantie équivalent à deux mois d'activité) ;
- des clauses d'indemnisation, de force majeure et d'autres dispositions sur le partage des risques.

Les contrats de raccordement-livraison traitent principalement :

- de la construction et de la maintenance du raccordement du client au réseau de transport ;
- des conditions de mesure de l'énergie livrée ;
- des obligations du transporteur sur les conditions de livraison (pression, caractéristiques du gaz, température, etc.) ;
- des clauses d'indemnisation, de force majeure et d'autres dispositions sur le partage des risques.

Bien que le segment Achat-Vente d'Énergie du Groupe soit le premier client de GRTgaz, des contrats d'acheminement ont été conclus en 2006 avec 25 autres clients représentant 175 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2006, soit 14 % du chiffre d'affaires ATR de GRTgaz. A l'heure actuelle, l'accès au réseau de transport se fait sur la base de contrats annuels (ou pluriannuels), mensuels ou journaliers. Suivant le type de contrat, l'allocation se fait soit sur la base du « premier arrivé, premier servi », soit au prorata des demandes de réservation de capacités collectées au cours d'une « *open subscription period* ».

Depuis le 1^{er} janvier 2005, une part importante des capacités de transport peut être souscrite à long terme par les expéditeurs. Ces capacités réservables à long terme par les expéditeurs peuvent atteindre jusqu'à 80 % de la capacité ferme totale disponible. Les capacités restant disponibles peuvent être achetées sur une base annuelle, mensuelle ou journalière. Ces offres commerciales permettent de maximiser à tout moment le placement des capacités disponibles, en offrant de la sécurité et de la souplesse aux expéditeurs. Une partie des capacités réservées à long terme, comprise entre 0 et 20 % suivant les points concernés, est dite « restituable », c'est à dire que les expéditeurs ayant réservé plus de 20 % des capacités disponibles en un point peuvent être amenés à rétrocéder pour un à quatre ans ces capacités restituables à d'autres expéditeurs qui en feraient la

demande. Lorsque des capacités réservées ne sont pas utilisées, des dispositions réglementaires prévoient la possibilité de leur libération afin de permettre la réservation à d'autres expéditeurs.

6.1.3.2.1.2.1.4 Tarifs d'acheminement

Le transport de gaz naturel étant une activité régulée, les tarifs que GRTgaz applique pour les services de transport sont fixés, aux termes de la loi du 3 janvier 2003, conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la CRE. Ce régime encadre strictement la liberté de fixer les tarifs d'utilisation du réseau.

6.1.3.2.1.2.1.4.1 Base de détermination des tarifs

Le régime prévu par la loi du 3 janvier 2003 a été appliqué pour la première fois en 2004. Le dernier tarif négocié, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2007, a été déterminé suivant une méthode de régulation dite de « *cost plus* », avec comme objectif d'obtenir un revenu correspondant :

- Aux charges d'exploitation nécessaires à la gestion, au bon fonctionnement et à la maintenance des réseaux de transport, nettes de recettes accessoires éventuelles;
- Aux charges d'amortissement des actifs immobilisés utilisés pour l'exploitation des infrastructures de transport (également désignés sous le nom de « base d'actifs régulés »). Ces charges sont déterminées conformément :
 - à la valeur des actifs constituant le réseau, telle que cette valeur a résulté du rachat du réseau auprès de l'Etat (anciennement concédant) en 2002, qui constituait la base d'actifs régulés initiale (il s'agit d'une valeur économique); cette base est ensuite ajustée pour refléter l'acquisition de nouveaux actifs et la sortie des actifs en fin de vie économique et est réévaluée tous les ans sur la base de l'indice des prix à la consommation hors tabac ;
 - aux durées de vie applicables aux différentes catégories d'actifs compris dans la base d'actifs régulés, les amortissements étant linéaires sur ces durées.
- Au produit du taux de rémunération appliqué à la base d'actifs régulés. Ce taux est déterminé par référence au risque économique inhérent à l'exploitation d'infrastructures de transport. Le taux était de 7,75 % réel avant impôt sur les sociétés pour les actifs mis en service avant le 1^{er} janvier 2004, 9 % réel avant impôt pour des actifs mis en service à partir du 1^{er} janvier 2004 ; un taux de 12 % réel avant impôt pendant 5 à 10 ans étant prévu au cas par cas pour des actifs contribuant significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché (création de nouveaux points d'entrée, décongestion du réseau). Depuis le 1^{er} janvier 2007 et pour une durée de deux ans, le taux est de 7,25 % réel avant impôt sur les sociétés pour les actifs mis en service avant le 1^{er} janvier 2004, 8,50 % réel avant impôt pour des actifs mis en service à partir du 1^{er} janvier 2004 ; un taux de 11,5 % réel avant impôt pendant 5 à 10 ans est prévu au cas par cas pour des actifs contribuant significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché (création de nouveaux points d'entrée, décongestion du réseau). Ce nouveau dispositif offre une stabilité du cadre tarifaire, s'accompagne d'une visibilité accrue sur la politique des investissements et permet une rémunération des immobilisations en cours.

La base d'actifs régulés inclut notamment les ouvrages industriels suivants: canalisations, stations de compression, poste de détente/comptage. Pour déterminer les coûts fixes annuels, la CRE applique une durée d'amortissement de 50 ans pour les canalisations de transport et de 30 ans pour les stations de compression et les postes.

6.1.3.2.1.2.1.4.2 Processus d'élaboration des tarifs

Le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie approuvent les tarifs d'utilisation des réseaux de transport sur proposition de la CRE. La CRE propose ces tarifs sur la base de discussions techniques et financières avec GRTgaz et les autres opérateurs. La phase finale d'élaboration de la proposition comporte en général l'audition des dirigeants des opérateurs et une consultation publique pour recueillir l'avis de la place.

Les tarifs actuellement en vigueur ont été déterminés sur la base des prévisions des dépenses d'exploitation et des volumes de gaz à acheminer pendant la période d'application de ces tarifs. Dans ce cadre, GRTgaz a présenté à la CRE l'évolution passée et prévue des actifs et des dépenses d'exploitation, ainsi que l'évolution des souscriptions. A la suite de l'analyse de ces éléments, le niveau tarifaire pour l'acheminement a été proposé par la CRE par application des taux de rémunération indiqués.

La base d'actifs régulés utilisée pour la détermination de ces tarifs correspond à une estimation, réalisée pendant le processus d'élaboration de la structure tarifaire, de son niveau moyen prévu pour la période de leur application. Pour le calcul de l'estimation, les actifs sont réputés réévalués au 1^{er} janvier et au 1^{er} juillet de chaque année en appliquant un facteur prévisionnel d'inflation. Tous les nouveaux investissements prévus pour une année sont réputés être effectués au 1^{er} janvier de l'année suivant leur mise en service, portant rémunération au taux de 8,5 % et amortissement à compter de cette date. Avant leur mise en service, ces investissements sont rémunérés sur la base des immobilisations en cours au taux de base de 7,25 %.

Ainsi, la base d'actifs régulés sur laquelle les nouveaux tarifs s'appliquent depuis le 1^{er} janvier 2007 s'élève à 5 426 millions d'euros, auquel il faut ajouter 361 millions d'euros au titre des immobilisations en cours.

Le tarif en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2007 a fait l'objet d'un arrêté du 27 décembre 2006 approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, modifiant le décret n°2005-607 du 27 mai 2005, l'arrêté et l'avis du 27 mai 2005 relatifs à la définition des zones d'équilibrage et aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. Cet arrêté a été publié suite à la proposition tarifaire adressée par la CRE au ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et au ministre délégué à l'industrie le 10 novembre 2006.

Le tarif actuel est conçu pour s'appliquer jusqu'au 31 décembre 2008, date à laquelle une modification de la structure tarifaire est prévue (passage de 4 à 2 zones d'équilibrage).

6.1.3.2.1.2.1.4.3 Structure tarifaire

Les tarifs d'acheminement en France sont actuellement calculés selon un principe d'entrée/sortie multi-zones sur la base d'un découpage territorial en quatre zones pour GRTgaz, qui devrait évoluer vers un découpage en deux zones d'équilibrage en 2009. Ce modèle est en cours de généralisation en Europe à la suite des recommandations du « Forum de Madrid » (instance rassemblant notamment les opérateurs de transport européens) sur le marché intérieur du gaz. Il comporte principalement les termes suivants :

- un terme de capacité d'entrée sur le réseau principal, calculé en fonction de la capacité souscrite par l'utilisateur pour l'entrée sur le réseau principal depuis un réseau adjacent ou un terminal méthanier ;
- un terme de capacité souscrite pour les liaisons entre zones ;
- un terme de capacité de sortie à un point d'interconnexion des réseaux, vers le réseau régional ou vers un stockage ;
- un terme de capacité souscrite pour le transport sur le réseau régional ;
- un terme de capacité souscrite pour l'utilisation de postes de livraison, et des frais fixes annuels pour chaque poste de livraison utilisé par les clients industriels ;

6.1.3.2.1.2.1.4.4 Code de bonne conduite

Conformément, notamment, à la loi n°2004-803 du 9 août 2004, GRTgaz a élaboré un code de bonne conduite visant à respecter dans ses activités de commercialisation d'accès des tiers au réseau de transport de gaz naturel :

- la transparence des informations nécessaires aux clients pour accéder ou se raccorder au réseau de transport ;
- la non-discrimination dans le traitement de chaque catégorie d'utilisateurs du réseau de transport ;
- la confidentialité des Informations Commercialement Sensibles (ICS) relative au marché afin d'éviter toute révélation à une personne étrangère à l'opérateur (sauf dans les cas prévus par la loi).

L'application de ce code est vérifiée par un programme de contrôle de conformité et d'efficacité. Les résultats de ce programme et les actions d'amélioration qui peuvent en résulter font l'objet d'un rapport annuel qui est établi par GRTgaz, publié sur son site Internet et adressé à la CRE.

En 2006, de nombreuses dispositions nouvelles ont été prises dans ce cadre, notamment :

- la mise à disposition pour les clients sur leur espace privé du site Internet de GRTgaz des mesures horaires aux points de livraison consommateurs ;
- l'adoption de règles de Use It or Loose It (UIOLI) pour les capacités journalières ;
- la présentation sur le site Internet de la stratégie de GRTgaz pour les 10 ans à venir en matière de développement de capacités de transport et d'investissements correspondants, afin de permettre le positionnement des utilisateurs dans le cadre d'une consultation.

6.1.3.2.1.2.2 Grandes infrastructures

6.1.3.2.1.2.2.1 Terminaux méthaniers

Le Groupe est le deuxième opérateur européen de terminaux méthaniers (données 2005 – source: *GI/GNL*). Il a également été un des premiers à recevoir du GNL, dès 1964. Il exploite ces installations et en commercialise l'accès.

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires permettant la réception de GNL ainsi que la regazéification du gaz naturel liquide à l'état gazeux.

Les deux terminaux méthaniers du Groupe, Fos-Tonkin et Montoir-de-Bretagne, lui permettent de commercialiser 17 milliards de mètres cubes de gaz par an de capacité de regazéification.

- Fos-Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie et d'Égypte. Il dispose d'une capacité de regazéification de 5,5 milliards de mètres cubes par an, portée temporairement à 7 milliards de mètres cubes fin 2005, et peut accueillir des navires transportant jusqu'à 74 000 mètres cubes de GNL et de trois réservoirs d'une capacité totale de 150 000 mètres cubes. Ce terminal a une durée de vie initiale estimée à 40 ans. Des travaux de rénovation ont été menés dans le milieu des années 1990 afin de le moderniser.
- Montoir-de-Bretagne, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie, du Nigeria et d'Égypte. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 milliards de mètres cubes par an, de deux appointements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 200 000 mètres cubes de GNL et de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 mètres cubes. Ce terminal a une durée de vie initiale estimée à 40 ans.

Gaz de France a annoncé un projet d'extension du terminal de Montoir-de-Bretagne pour répondre au développement du GNL en France et en Europe. Pour cela, Gaz de France a lancé un appel à souscription pour développer de nouvelles capacités de regazéification sur le site de Montoir-de-Bretagne. A la capacité d'émission de gaz naturel du terminal, qui est actuellement de 10 milliards de mètres cubes par an, s'ajoutera progressivement une capacité annuelle supplémentaire de 6,5 milliards de mètres cubes portant ainsi la capacité totale à 16,5 milliards de mètres cubes sous réserve de demandes de souscription.

Une première augmentation de 2,5 milliards de mètres cubes portera à 12,5 milliards de mètres cubes la capacité annuelle totale, avec une mise en service prévue début 2011, en renforçant les moyens de regazéification du terminal. Puis, une deuxième augmentation de 4 milliards de mètres cubes supplémentaires portera la capacité à 16,5 milliards de mètres cubes par an à compter de 2014, grâce à la construction d'un quatrième réservoir de GNL de grande capacité et au renforcement complémentaire des moyens de regazéification et d'émission. Les capacités supplémentaires permettront de répondre aux besoins des fournisseurs de gaz naturel dans un marché en expansion.

Les tarifs d'accès à ces infrastructures, les conditions générales et les règles d'allocation sont publiés sur le site Internet de la Direction des Grandes Infrastructures. Les demandes de réservation de capacité peuvent porter sur des durées inférieures, égales ou supérieures à une année. Ces dispositions permettent notamment aux clients des terminaux de faire face à leurs propres obligations vis-à-vis de leurs fournisseurs.

Du fait de la croissance du marché de GNL et à la suite du nouveau contrat d'approvisionnement de gaz en provenance d'Égypte, le Groupe a entamé la construction d'un troisième terminal méthanier, Fos Cavaou, situé à Fos-sur-Mer sur la côte méditerranéenne. Le nouveau terminal devrait être mis en service fin 2007. Il aura une capacité de regazéification de 8,25 milliards de mètres cubes par an, un appointement pouvant accueillir les plus gros méthaniers existants à ce jour et trois réservoirs d'une capacité unitaire de 110 000 mètres cubes. Ce terminal est détenu par une filiale dédiée, la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (STMFC) détenue à hauteur de 69,7 % par Gaz de France et de 30,3 % par Total. Gaz de France bénéficie d'une souscription de 20 ans lui permettant de regazéifier 5,18 milliards de mètres cubes par an. Total a souscrit des capacités de regazéification portant sur 2,25 milliards de mètres cubes par an. Par ailleurs, 10 % de la capacité totale de ce nouveau terminal sera ouverte pour des opérations de plus court terme. Le permis de construire et le permis d'exploitation de ce terminal ont fait l'objet de recours principalement pour des raisons d'ordre environnemental et les procédures sont en cours (pour de plus amples informations sur ces recours, voir section 20.3 – « Procédures judiciaires et d'arbitrage »). Ces recours n'ont toutefois pas empêché le commencement des travaux de construction.

6.1.3.2.1.2.2.2 Stockage

Gaz de France dispose en France du deuxième parc de stockage en Europe, en termes de capacité. Il exploite :

- 12 installations de stockage souterrain (dont 11 en pleine propriété) en France (une de ces installations comprenant deux structures de stockage) dont neuf en nappe aquifère (pour un volume total utile de stockage de 8,4 milliards de mètres cubes) et trois sous forme de cavités salines (pour un volume total utile de stockage de 0,8 milliard de mètres cubes) ;
- 56 compresseurs totalisant une puissance de 210 mégawatts, nécessaires au soutirage et à l'injection du gaz naturel ;
- des installations pour le traitement du gaz et l'interconnexion avec les réseaux de transport.

Des installations de stockage adéquates sont nécessaires pour répondre à l'augmentation de la demande de gaz au cours des mois d'hiver. Durant ces mois, le gaz stocké dans les structures souterraines pendant les mois d'été (lorsque la demande est beaucoup plus basse) est soutiré.

6.1.3.2.1.2.2.3 Accès aux terminaux méthaniers et aux stockages de gaz en France

De la même manière que pour le réseau de transport, le Groupe a ouvert en août 2000 ses terminaux méthaniers aux tiers pour un accès régulé.

Les contrats d'utilisation des terminaux méthaniers ont évolué, en 2004, vers des contrats pluriannuels et des contrats *spot*. Ainsi de tels contrats d'accès de tiers ont été signés tant sur 2005 que sur 2006.

Le Groupe a mis en place un accès des tiers au stockage au printemps 2004. Depuis cette date, les tiers souhaitant utiliser les stockages souterrains de Gaz de France peuvent souscrire sur les six groupements de stockage. Les conditions de prix varient en fonction du service de stockage de base et de la nature des services optionnels complémentaires choisis. L'accès des tiers aux stockages est du type négocié.

6.1.3.2.1.2.2.4 Tarifs des infrastructures

6.1.3.2.1.2.2.4.1 Terminaux méthaniers

Le tarif d'accès aux terminaux méthaniers est régulé. Il est fixé selon des dispositions incorporant les mêmes principes généraux que ceux applicables au tarif d'accès au réseau de transport, à savoir l'application d'un taux de rémunération à une base d'actifs reconnue par la CRE, dite base d'actifs régulée et la prise en compte des coûts fixes annuels et des dépenses d'exploitation.

Le taux de rémunération admis par la CRE est différencié suivant l'ancienneté des investissements.

La base d'actifs régulés du Groupe comprend principalement les groupes d'actifs suivants : dispositifs de déchargement et installations auxiliaires, installations de regazéification, génie civil et constructions, bacs, autres installations (compression notamment). Ces actifs sont considérés globalement pour l'ensemble des deux terminaux de Fos-Tonkin et de Montoir.

Pour déterminer les coûts fixes annuels, la CRE utilise une méthode d'amortissement économique linéaire sur 20 à 40 ans aux différents composants des terminaux méthaniers. L'essentiel de l'actif est amorti économiquement sur 40 ans. Les terminaux de Fos-sur-Mer et de Montoir-de-Bretagne ont été mis en service respectivement en 1972 et 1980.

En ce qui concerne l'exercice 2006-2007 qui correspond aux deux années civiles, le tarif a été adopté par décision ministérielle du 27 décembre 2005. Ce tarif s'appuie sur une proposition tarifaire communiquée par la CRE le 26 octobre 2005.

Les taux de rémunération applicables durant l'exercice 2006-2007 seront ainsi de 9,25 % réel avant impôts sur les actifs mis en service avant le 1er janvier 2004 et de 10,5 % réel avant impôts pour les actifs mis en service après le 1er janvier 2004.

La base d'actifs régulés se monte à 388 millions d'euros au 1er janvier 2006.

Ce tarif s'applique comme le précédent aux deux terminaux existants, Fos-Tonkin et Montoir-de-Bretagne. Il sera réexaminé à la mise en service du futur terminal de Fos Cavaou, si elle devait intervenir avant le terme de validité du tarif. Il est à noter que le nouveau terminal de Fos -Cavaou fera l'objet d'une tarification individualisée de l'accès des tiers aux capacités.

La formule tarifaire 2006-2007 est constituée de six termes : un terme de nombre de déchargements, un terme de quantité déchargée, un terme d'utilisation des capacités de regazéification, un terme de gaz en nature complétés d'un terme de modulation saisonnière (dit terme de régularité) incitatif à des livraisons réparties uniformément d'une saison à l'autre.

Par ailleurs, le contrat comporte une obligation minimale de paiement du souscripteur égale à 90 % des engagements annuels, hors terme de gaz en nature, sur la base des quantités déchargées et du nombre de déchargement de cargaisons souscrits par terminal.

Cette formule a été mise au point en étroite collaboration entre la CRE, la Direction des Grandes Infrastructures et les clients.

Les services accessibles en standard sont au nombre de trois : un service dit « continu », un service « bandeau » et un service « spot ».

Par ailleurs, sont ouverts aux utilisateurs, au sein de chaque terminal, des moyens de flexibilité complémentaires. Ces moyens consistent en la possibilité de réaliser des échanges mutuels de GNL, et d'entrer dans un marché secondaire des capacités de regazéification.

6.1.3.2.1.2.2.4.2 Stockage

L'offre de Gaz de France repose sur des principes ayant été exposés aux services de la CRE et de la Direction de la Demande et des Marchés Energétiques. Les prix d'accès au stockage sont du type « négocié » et font l'objet d'une publication par Gaz de France. Une partie des capacités disponibles est néanmoins commercialisée sous la forme d'enchères. En 2006, quatre consultations de ce type ont été mises en œuvre avec succès.

A titre d'information, Gaz de France estime que la valeur économique de la base d'actifs de son activité stockage (indicateur interne pris en compte dans la détermination des tarifs) s'élevait au 1er janvier 2007 à 2 516 millions d'euros, en tenant compte des investissements budgétés en 2006 et des actifs qui seront intégralement amortis en 2006.

Les six groupements de stockage ont été constitués de manière à tenir compte des caractéristiques de chacun des stockages suivant la nature du gaz stocké, de leur performance (rapidité au soutirage), ainsi que de leur situation géographique. Sur un groupement de stockage donné, un client peut ainsi réserver une capacité nominale de stockage, qui lui donne droit à une capacité journalière nominale de soutirage ainsi qu'à une capacité journalière nominale d'injection. Des services optionnels complémentaires peuvent être souscrits par ailleurs.

Pour les capacités commercialisées hors enchères, chaque groupement de stockage est doté d'un prix unitaire de réservation spécifique. Celui-ci s'intègre dans le prix qui est constitué sur la base des trois principes suivants :

- la réservation de capacité de stockage, de débit d'injection et de débit de soutirage;
- la quantité soutirée; et
- la quantité injectée.

6.1.3.2.1.2.2.5 Contrôle, qualité et sécurité du réseau de transport et des grandes installations

GRTgaz exploite le réseau de transport à partir de son centre de répartition national à Paris. Ce système intégré permet d'assurer à la fois la surveillance des installations en termes de sécurité et leur pilotage en terme de mouvements de gaz et de maîtrise de la fourniture aux clients.

Le Groupe s'est engagé dans une démarche visant à obtenir une certification en matière de qualité pour ses activités de transport, de stockage du gaz naturel dans les stockages souterrains, de regazéification dans les terminaux méthaniens et d'odorisation du gaz émis sur le réseau de transport. En 2006, le Groupe a vu le renouvellement de ses certifications selon le référentiel ISO 9001 sur les activités de regazéification dans les terminaux méthaniens et d'odorisation du gaz émis sur le réseau de transport et a obtenu la certification selon le même référentiel de la prestation de stockage de gaz

naturel dans les réservoirs souterrains. En 2006, GRTgaz a obtenu le renouvellement des certifications selon le référentiel ISO 9001 des activités d'acheminement et de livraison de gaz, d'odorisation et de transport de gaz en citerne.

Une démarche de certification environnementale ISO 14001 a également été déployée. A fin 2006 la certification était ainsi obtenue pour la totalité des sites classés Seveso II que compte la Direction des Grandes Infrastructures, soit 14 sites industriels. GRTgaz a obtenu en 2006 la certification selon le référentiel ISO 14001 à la maille nationale pour le processus de compression. Par ailleurs, 6 stations de compression (Palleau, Vindecy, Evry, Brizambourg, Pitgam et Morelmaison) sont également certifiées ISO 14001 à fin 2006, en tant que site industriel.

Le Groupe a également lancé en 2001 un programme pluriannuel d'inspection et de réhabilitation des canalisations de transport. A la fin de l'année 2006, 43 % de son réseau de transport avait été réhabilité.

6.1.3.2.2 Distribution France

En millions d'euros	2004 (*)	2005 (**)	2006
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	3 453	3 426	3 289
<i>Dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	<i>836</i>	<i>774</i>	<i>642</i>
Excédent brut opérationnel	1 399	1 358	1 412

(*) Données pro-forma post-réforme des retraites non auditées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC 12 et IFRIC 4

(**) Données publiées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC 12 et IFRIC 4

En 1960, le réseau de distribution géré par Gaz de France desservait près de 350 communes avec 5,8 millions de clients raccordés en France. Au 31 décembre 2006, le réseau de distribution français exploité par Gaz de France constituait le premier réseau de distribution de gaz naturel en Europe par sa longueur, avec 185 000 kilomètres et 9 099 communes raccordées dans lesquelles résident environ 76 % de la population française. Gaz de France exploite le réseau de distribution publique de gaz sous le régime de concessions à long terme (durée moyenne restante, pondérée par les volumes acheminés, d'environ 18,6 ans) qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance, conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Dès ses premières années d'existence, Gaz de France a mis en place avec EDF des structures communes, notamment pour la gestion des réseaux de distribution de gaz et d'électricité et pour la prise en charge du service clientèle. Ces relations ont évolué le 1^{er} juillet 2004 en application de la directive européenne 2003/55 relative à l'ouverture des marchés de l'énergie:

- la gestion du réseau de distribution est indépendante des activités de production et de fourniture de Gaz de France ;
- la gestion des réseaux de distribution est confiée à une direction spécifique de Gaz de France, Gaz de France Réseau Distribution (ou GRD) ;

- Gaz de France et EDF restent associés dans une structure commune (EDF Gaz de France Distribution) qui réalise notamment la construction, l'exploitation et la maintenance pour leurs réseaux respectifs de distribution.

Le groupe Gaz de France dispose et exerce un droit de supervision économique, tel que l'approbation du budget du gestionnaire de réseau.

La loi du n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 impose la filialisation du distributeur de gaz qui doit intervenir avant le 1^{er} juillet 2007 et fixe les conditions d'exercice de cette activité au sein du Groupe. Le périmètre de cette séparation juridique couvre l'ensemble des activités de distribution exercées par Gaz de France Réseau de Distribution et par EDF Gaz de France Distribution. La loi précitée prévoit le maintien du service commun, non doté de la personnalité morale, au sein des deux filiales de distribution à constituer respectivement par Gaz de France et EDF. Cette loi a également prévu le transfert à la filiale à créer de l'ensemble des biens, droits et obligations du distributeur, y compris les contrats de travail et les contrats de concession.

Ainsi, à l'issue de cette filialisation, la filiale portera toutes les missions du distributeur de Gaz de France et encaissera les recettes d'acheminement. La future filiale distribution de Gaz de France sera consolidée par intégration globale.

Par ailleurs, la loi prévoit des dispositions permettant de concilier l'indépendance d'action des dirigeants de la filiale, prévue par la directive 2003/55 et la préservation des droits des actionnaires. Ainsi, Gaz de France continuera de disposer d'un droit de contrôle économique sur sa filiale au travers notamment de l'approbation du budget et de la politique de financement et d'investissement du gestionnaire de réseau.

6.1.3.2.2.1 Stratégie du segment Distribution France

Dans le contexte de mutations profondes du marché de l'énergie, le distributeur Gaz de France a l'ambition de devenir une société de référence en Europe dans le domaine de la distribution du gaz naturel. Pour ce faire, il poursuivra sa croissance en maintenant un haut niveau d'exigence en termes de qualité, de sécurité, de respect de l'environnement et de performance économique au service des collectivités territoriales, de ses clients et de l'ensemble des parties prenantes.

En 2007, le distributeur aura deux chantiers majeurs à mener à bien :

- **Etre en mesure de répondre aux nouvelles demandes générées par l'ouverture totale du marché au 1^{er} juillet** : il s'agit d'assurer le bon fonctionnement du marché pour 11 millions de clients éligibles, en gérant les opérations de changement de fournisseur de gaz, en proposant un dispositif d'accueil et d'information efficace pour traiter les demandes des clients et des fournisseurs et en assurant un accès performant au réseau de distribution de gaz.
- **Répondre aux dispositions de la directive 2003/55 et de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 en filialisant les activités de distribution**, et en assurant la mise en œuvre du service commun aux deux futures filiales de distribution de gaz et d'électricité de Gaz de France et d'EDF, en vue de garantir la performance opérationnelle du service public de proximité.

En parallèle, le distributeur poursuivra sa dynamique de transformation sur ses métiers principaux. Elle s'articule autour des points clés suivants :

• Assurer la sécurité du réseau.

Le distributeur garantit un haut niveau de sécurité de l'ensemble du réseau de distribution à travers ses activités d'exploitation, de maintenance et de renouvellement des infrastructures. Sa politique de sécurité industrielle est fondée sur :

- une identification détaillée des risques industriels ;
- un système d'information performant permettant la localisation précise des ouvrages et l'établissement d'un programme de maintenance performant ;
- le maintien d'un niveau soutenu d'investissement de sécurité

industrielle confortant la qualité et la sécurité d'exploitation du réseau.

• Poursuivre un développement rentable du réseau de distribution en France.

Pour accompagner la croissance de la demande de gaz naturel en France et pour répondre à l'attente des clients et des collectivités, le distributeur entend poursuivre sa politique d'investissements autour de deux exigences :

- développer le réseau dans les meilleures conditions économiques possibles, en réduisant ses coûts d'investissements unitaires ;
- mettre en place les dispositions permettant la prise en compte dans les meilleures conditions des besoins d'accès au gaz des clients.

• Accompagner les collectivités locales.

Le portefeuille des 9 099 communes desservies en gaz naturel constitue le socle de l'activité du distributeur. Au près des collectivités locales concédantes, le distributeur poursuit activement une politique de fidélisation à travers une relation de qualité dans l'exercice de ses missions de service public local.

• Maintenir des prestations de qualité pour les utilisateurs du réseau.

Le distributeur entend poursuivre l'optimisation et l'automatisation des règles de gestion de l'acheminement pour permettre à chaque fournisseur de bénéficier des meilleures prestations techniques tout en respectant les obligations de transparence et de non-discrimination.

Pour améliorer ses interventions de proximité (interventions techniques clientèle, actes d'exploitation réseau, interventions de sécurité) le distributeur a engagé deux chantiers de modernisation :

- déploiement de nouveaux outils de mobilité et de géo-localisation ;
- évolution des méthodes d'exploitation de réseau.

• Maintenir la stabilité du cadre tarifaire applicable à l'utilisation des infrastructures.

Le distributeur poursuit un dialogue constructif avec la CRE. Il cherche à promouvoir une tarification pluriannuelle pour l'utilisation des réseaux de distribution, afin de donner à toutes les parties prenantes une visibilité satisfaisante pour cette activité.

• Rechercher des gains de productivité.

Le distributeur a engagé des efforts d'amélioration de productivité et de maîtrise des coûts, en particulier par une refonte de ses relations avec ses partenaires industriels. Par ailleurs, il recherchera une meilleure utilisation des ouvrages par une augmentation des points de livraison actifs sur les zones déjà desservies. Enfin, il procédera à leur mise à niveau en continu en tirant parti des innovations technologiques.

6.1.3.2.2.2 Description des activités du segment Distribution France

6.1.3.2.2.2.1 Contexte général

Le Groupe exploite le principal réseau de distribution de gaz naturel en France et le premier réseau de distribution en Europe. La quasi-totalité des communes françaises de plus de 10 000 habitants au sein de la zone de desserte y est raccordée. Au 31 décembre 2006, 45,2 millions de personnes vivaient dans les communes reliées aux réseaux de distribution gérés par Gaz de France, représentant 76 % de la population française. A cette date, ces réseaux de distribution avaient une longueur de 185 000 kilomètres et comptaient environ 11,1 millions de points de livraison dans 9 099 communes en France. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2006, ce sont plus de 327 TWh de gaz naturel qui ont été acheminés contre 337 TWh en 2005. Cette variation témoigne de la douceur du climat en 2006 comparé à celui de 2005.

L'activité de distribution en France a pour objet principal l'acheminement du gaz vendu par les expéditeurs (clients éligibles, fournisseurs ou

mandataires) et la commercialisation des prestations de livraison de gaz aux clients finaux. Les réseaux de distribution gérés par Gaz de France acheminent du gaz à partir des points d'interface avec les réseaux nationaux ou régionaux de transport de gaz à haute pression vers la base de consommateurs située dans 9 099 communes desservies.

Les réseaux de distribution de Gaz de France se sont développés au cours de la période 2002-2006 au rythme d'environ 3,1 % par an en moyenne. Au cours de cette période, Gaz de France a raccordé plus de 1 millions de nouveaux clients et desservi 1 079 communes supplémentaires. La zone de couverture exclut les zones desservies par les réseaux des distributeurs non nationalisés au moment de la création de Gaz de France en 1946, notamment Strasbourg, Bordeaux et Grenoble.

Le tableau ci-dessous décrit le développement des réseaux de distribution français de Gaz de France au cours des trois dernières années :

Tableau – Développement des réseaux de distribution de Gaz de France

	Exercice clos le 31 décembre		
	2004	2005	2006
Longueur du réseau (kilomètres)	174 540	180 700	185 000
Communes nouvelles raccordées	98	97	134
Utilisateurs raccordés (en millions)	10,9	11	11,1
Quantité brute acheminée (TWh)	335	337	327

Le Groupe prévoit qu'au cours des prochaines années, le raccordement de nouvelles communes se fera à un rythme comparable à celui des trois dernières années. Le Groupe souhaite en revanche maintenir les extensions de réseau et augmenter sensiblement le nombre de points de livraison dans les communes déjà desservies pour atteindre l'objectif de 1 million de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage entre 2003 et 2007. A ce titre, au 31 décembre 2006, et depuis l'origine du projet, 816 135 nouveaux clients chauffage ont été conquis.

Le Groupe a également pour objectif de poursuivre l'investissement dans l'amélioration de la qualité de la desserte et de la sécurité des réseaux de distribution. En particulier, il a engagé un programme accéléré de remplacement des dernières canalisations en fonte grise, anticipant la publication de l'arrêté du 1^{er} décembre 2005 qui interdit l'exploitation de canalisation de distribution en fonte grise à partir du 1^{er} janvier 2008. Ce programme prévoyait la résorption de 2 040 km de fontes grises restantes au 31 décembre 2004 (chiffre très faible par rapport aux autres pays européens) sur les 3 années 2005, 2006 et 2007. Dans ce cadre, en 2006, 966 km ont été remplacés, dépassant de 20,7 % l'objectif prévisionnel de 800 km, pour un montant de 188 millions d'euros. Au 31 décembre 2006 il subsiste 153 km de réseaux en fonte grise connus et répertoriés. Ils seront

totalément éradiqués pour fin 2007. Une surveillance systématique du réseau de distribution est organisée en fonction de critères liés à l'ancienneté, à la pression, à l'environnement et aux caractéristiques des conduites. Cette surveillance du réseau a en général lieu tous les 12 à 36 mois. Pour le cas particulier des fontes grises, cette surveillance est effectuée trois fois par an. Les résultats de ces missions de surveillance permettent de mettre en œuvre les travaux qui se révèlent nécessaires.

Conformément à la politique de sécurité industrielle, des investissements hors réseau fonte ont été réalisés en 2006 à hauteur de 148 millions d'euros. Ils comprennent, pour partie, de nouveaux programmes orientés vers :

- le renouvellement de réseaux en tôle bituminée, cuivre et acier non protégé ;
- la sécurisation ou le renouvellement de certains branchements individuels et collectifs, de certaines conduites d'immeubles en plomb, conduites montantes et branchements particuliers associés.

6.1.3.2.2.2.2 Le régime des concessions

Dans le contexte réglementaire précisé au paragraphe 6.1.4 – « Environnement législatif et réglementaire en France », le périmètre d'activité du distributeur Gaz de France se décline comme suit.

Au 31 décembre 2006, Gaz de France bénéficie d'un portefeuille de 6 254 contrats portant sur un total de 9 099 communes desservies en gaz (contre 6 357 contrats en 2005). Ces contrats sont pour la quasi-totalité des contrats de concession de gaz naturel conclus pour une durée initiale de 25 à 30 ans.

Les 9 099 communes desservies par Gaz de France dans le cadre des 6 254 contrats se répartissent en deux groupes :

- 8 898 communes relèvent des droits exclusifs attribués à Gaz de France par la loi du 8 avril 1946. Pour ces communes, Gaz de France est légalement le seul opérateur auquel elles peuvent confier la délégation de service public de distribution du gaz. Il s'agit des communes qui avaient effectivement concédé à Gaz de France leur distribution

publique de gaz jusqu'au plan de desserte arrêté le 3 avril 2000, ainsi que les communes qui figuraient au titre de Gaz de France dans ce plan de desserte.

- 201 communes relèvent de contrats de concession attribués à Gaz de France sur la période 2003-2006 pour une durée de 25 ou 30 ans à l'issue d'une mise en concurrence initiée par les collectivités locales. Au terme de ces contrats, celles-ci remettront ces dessertes en concurrence. Ces communes représentaient, au 31 décembre 2006, environ 0,06 % des clients et du chiffre d'affaires du distributeur.

Au 31 décembre 2006, la moyenne de la durée résiduelle des contrats de concession du Groupe (pondérée par les volumes distribués) était de 18,6 ans.

Tableau – Pourcentage de contrats de concession par échéance de renouvellement et pourcentage que représente le volume de gaz acheminé au titre de ces contrats par rapport au volume total de gaz acheminé

Période	% de contrats de concession arrivant à échéance	% du gaz acheminé au titre des contrats de concession arrivant à échéance par rapport au volume total de gaz acheminé
2007-2011	3,3 %	5,4 %
2012-2016	6,7 %	5,7 %
2017-2021	13,6 %	14,1 %
2022-2026	13,6 %	26,3 %
2027 et au-delà	62,7 %	48,4 %

Dans le contexte de la mise en concurrence, Gaz de France a gagné depuis 2003, 315 nouvelles communes dont 201 sont effectivement desservies au 31 décembre 2006.

6.1.3.2.2.2.3 Organisation du distributeur

Du fait de l'ouverture du marché de l'énergie et des exigences des directives européennes imposant une séparation des activités de réseaux et des activités commerciales, le Groupe a transformé la structure organisationnelle de ses opérations de distribution :

- Le Groupe a créé, au 1^{er} juillet 2004, une nouvelle direction propre à Gaz de France en charge des réseaux de distribution, Gaz de France Réseau Distribution (« GRD »), qui a pour objet de :
 - définir les politiques techniques relatives au réseau ;
 - définir et conduire les politiques d'investissement et de développement des actifs des réseaux de distribution concédés à Gaz de France ;
 - négocier, cosigner et gérer les contrats de concession et leurs avenants ;
 - assurer le caractère non discriminatoire du processus d'acheminement du gaz naturel et de l'accès au réseau de distribution ;

– assurer la responsabilité des relations courantes avec l'ensemble des autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités.

GRD est ainsi responsable de la maîtrise d'ouvrage des réseaux de distribution du Groupe en France. De plus GRD assure l'allocation des quantités de gaz consommées par les clients entre les différents fournisseurs et facture aux utilisateurs l'acheminement du gaz sur le réseau de distribution en fonction du tarif proposé par la CRE et fixé par le ministre chargé de l'énergie. La gestion du réseau de distribution par GRD est indépendante des opérations de production et de fourniture de Gaz de France et un certain nombre de règles de gouvernement d'entreprise permettent de prévenir toute pratique discriminatoire en matière d'accès aux réseaux.

- Il a été créé conjointement avec EDF, au 1^{er} juillet 2004, un opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz dénommé EDF Gaz de France Distribution (« EGD »). Pour ce qui concerne Gaz de France, EGD a pour missions :
 - la réalisation des travaux de construction, de développement et de maintenance du réseau de distribution de gaz ;
 - l'exploitation technique du réseau et des ouvrages de distribution ;
 - la réalisation des activités de comptage pour les clients alimentés en gaz ;

- les relations quotidiennes avec les collectivités locales et les autorités concédantes (relations courantes relatives à l'exploitation ordinaire des réseaux: programmation des travaux, information, etc.).

Les activités d'EGD sont exercées dans des conditions qui garantissent la séparation comptable et les intérêts stratégiques de chaque groupe. Il existe en son sein différentes catégories de charges :

- Les charges afférentes aux activités d'EGD qui relèvent directement de l'une des entreprises, et ce quelle que soit leur nature, sont directement imputées à cette entreprise. Elles ne donnent pas lieu à des flux financiers entre les deux entreprises. Ainsi, pour le personnel de l'opérateur commun affecté de manière fixe à des activités gaz uniquement, les charges correspondantes sont directement imputées à Gaz de France.
- Les charges relatives aux activités exercées de manière simultanée et indifférenciée pour le compte d'EDF et de Gaz de France, et ce quelle que soit leur nature, font l'objet d'une répartition entre les parties en application de clés de répartition contractuelles. Ces charges sont réparties entre EDF et Gaz de France à la source, c'est-à-dire dès le fait générateur de la dépense, et la quote-part revenant à chaque entreprise est directement enregistrée dans la comptabilité de l'entreprise concernée. Elles ne donnent donc pas non plus lieu à des flux financiers entre EDF et Gaz de France. La définition des éléments de calcul (assiette...) de chaque clé de répartition est identique entre EDF et Gaz de France. La clé de répartition la plus fréquemment utilisée est celle du nombre de points de livraison en électricité et en gaz. A titre indicatif, les clés de répartition en vigueur au sein d'EGD aboutissaient à un partage global d'environ 75 % pour EDF et 25 % pour Gaz de France en 2006. Ainsi, pour le personnel de l'opérateur commun affecté de manière fixe à des activités mixtes électricité/gaz, les charges correspondantes sont directement réparties, et imputées en comptabilité, entre EDF et Gaz de France selon la clé de répartition applicable.
- En revanche, certaines charges peuvent être d'abord comptabilisées dans les comptes de l'une des deux entreprises et ensuite donner lieu à refacturation à l'autre entreprise. Ainsi, certains membres du personnel de l'opérateur commun sont rattachés administrativement (et donc comptablement) à l'une des deux entreprises, mais peuvent, de manière variable, effectuer des tâches pour le compte de l'autre entreprise. Les heures travaillées pour l'autre entreprise sont collectées quotidiennement et sont refacturées chaque mois. En 2006, 73 millions d'euros ont ainsi été facturés par Gaz de France à EDF, et 78 millions d'euros ont été facturés par EDF à Gaz de France. De même, certaines prestations de service effectuées pour l'ensemble de l'opérateur commun sont assurées (et prises en charge comptablement) par l'une des deux entreprises, puis celle-ci refacture l'autre, toujours sur la base d'une clé de répartition contractuelle. Il s'agit principalement de l'informatique et des télécommunications ainsi que des services automobiles. En 2006, au titre de ces services communs, 33 millions d'euros ont ainsi été facturés par Gaz de France à EDF et 85 millions d'euros ont été facturés par EDF à Gaz de France. Enfin, au titre de l'immobilier, Gaz de France (à travers EGD

directement à hauteur de 6 millions d'euros) a facturé à EDF un montant de 62 millions d'euros et EDF (à travers EGD directement à hauteur de 5 millions d'euros) à Gaz de France un montant de 76 millions d'euros.

Activités en lien avec la clientèle

En 2006, EGD a assuré la commercialisation de gaz naturel (vente et facturation) aux clients domestiques non éligibles. Les charges de cette activité sont intégralement répercutées par le segment Distribution France au segment Achat-Vente d'Énergie.

Cette activité sera transférée au segment Achat-Vente d'Énergie dans le cadre de l'ouverture totale du marché du gaz qui doit intervenir au plus tard au 1^{er} juillet 2007. Gaz de France et EDF géreront alors de manière complètement indépendante le portefeuille de leurs clients au titre de l'activité de fourniture.

Pour préparer cette échéance, les références des contrats des clients particuliers disposant des deux énergies ont été séparées au cours du premier semestre 2006. Les 10,5 millions de clients concernés reçoivent désormais deux factures distinctes. De plus, au cours du deuxième semestre 2006, la gestion des comptes et des contrats a été spécialisée par énergie et est désormais assurée par des équipes distinctes.

EGD est également en charge :

- à partir du 1^{er} juin 2007, d'assurer l'interface entre GRD et les commercialisateurs de gaz pour la gestion quotidienne des contrats d'acheminement ;
- à partir du 1^{er} avril 2007, d'assurer l'accès au gaz, en passant et en exécutant les contrats de raccordement, pour tous les clients, les tiers (installateurs, promoteurs, etc.) et les commercialisateurs de gaz.

Les activités sur les comptages ont représenté en 2006 pour Gaz de France et EDF plus de 88 millions de relevés de compteurs et 10,8 millions d'interventions techniques chez les clients. Elles sont effectuées par près de 11 200 techniciens travaillant pour les deux entreprises, répartis sur environ 750 centres d'intervention. La localisation de ces bases permet d'accéder à environ 97 % de la population en moins de 20 minutes.

Relations contractuelles entre EDF et Gaz de France au sein de l'opérateur commun

Dans le cadre de la mise en place de la nouvelle organisation en matière de distribution telle que décrite ci-dessus, EDF et Gaz de France ont conclu le 18 avril 2005 une convention visant à définir leurs relations vis-à-vis de l'opérateur commun, EGD, ses compétences et le partage des coûts résultant de son activité. Cette convention a été conclue pour une durée indéterminée et peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à renégocier une convention. Si à l'issue de ce délai, une nouvelle convention n'est pas conclue, il sera fait application de la procédure de règlement des différends décrite ci-dessous.

La convention prévoit qu'EGD conduit et met en œuvre les activités entrant dans le domaine de la distribution (qu'il s'agisse d'activités exercées par EGD pour le compte exclusif d'EDF ou de Gaz de France, ou

d'activités exercées de façon simultanée et indifférenciée pour le compte des deux parties), et met en œuvre les politiques et décisions relatives aux missions qui lui sont confiées dans une logique de recherche de performance. EGD est solidairement responsable avec chaque gestionnaire du réseau de distribution (EGD et GRD) de la performance des activités de distribution qui leur sont confiées. Toutefois, les obligations d'EDF et Gaz de France au titre de la convention sont distinctes et non solidaires.

EDF et Gaz de France ont par ailleurs défini dans cette convention les principes et modalités de gouvernance d'EGD (organisation, pilotage et évolution). Cette convention prévoit que chaque entreprise a la liberté de faire évoluer les activités qui lui sont propres au sein d'EGD. En cas de décision d'une entreprise ayant un impact, notamment économique, sur l'autre entreprise au travers d'EGD, une étude d'impact est conduite et le préjudice éventuel est compensé par le versement d'une indemnité financière et/ou par modification de l'accord conclu entre les deux entreprises. Les décisions relatives aux activités mixtes sont prises en commun par les deux entreprises.

Deux instances permettent de prendre les décisions communes aux deux entreprises concernant la gouvernance d'EDF Gaz de France Distribution. Les missions respectives de chaque instance sont établies en cohérence avec les délégations de pouvoirs conférées aux différents responsables :

- un comité traite des aspects de pilotage qui sont propres aux missions confiées aux gestionnaires de réseau ; il est composé de deux responsables des gestionnaires de réseau de distribution de chacun des deux groupes ; ces responsables disposent chacun d'un droit de vote égal ; le directeur d'EDF Gaz de France Distribution participe également à ce comité mais ne dispose pas d'un droit de vote ; et
- un directoire au niveau de chacun des deux groupes est chargé de veiller à la cohérence des politiques générales des deux groupes vis-à-vis d'EDF Gaz de France Distribution et prend les décisions qui ne sont pas du ressort des gestionnaires de réseau ; il est composé de deux responsables de chacun des deux groupes qui disposent d'un droit de vote égal.

Ni EDF, ni Gaz de France ne peuvent en conséquence se voir imposer de décision sans l'accord de l'autre partie.

Par ailleurs, l'article 5 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 dans sa rédaction issue de l'article 2 de la loi du 9 août 2004 dispose que « *chacune des sociétés assume les conséquences de ses activités propres dans le cadre des services communs non dotés de la personnalité morale* ».

D'autre part, la convention peut être modifiée :

- **A l'initiative d'EDF et Gaz de France.** A cet effet, une étude d'impact pourra, le cas échéant, être réalisée. En outre, EDF et Gaz de France se rencontreront à intervalles réguliers, ou à la demande d'une des deux sociétés, pour procéder à une revue générale et à une évaluation de l'application des dispositions de la convention.

- **En cas de changement législatif.** La convention devra être adaptée, tout en respectant son équilibre global, pour tenir compte des évolutions du cadre législatif et réglementaire applicable.

- **En cas de changement des circonstances économiques.** Les conditions, notamment financières, stipulées dans la convention, ont été arrêtées en fonction des dispositions en matière de comptabilité, de fiscalité et de gestion de la trésorerie en vigueur à la date de sa signature. Elles ont également été arrêtées en fonction des circonstances économiques ou juridiques constatées à cette date. En conséquence, si à la suite de la modification des circonstances ayant amené EDF et Gaz de France à conclure la convention :

- une des parties venait à être soumise à toute mesure ou événement fiscal, juridique, économique, financier ou autre, ou à un contentieux, entraînant des conséquences, notamment financières, importantes pour cette partie, ou
- des dispositions de la convention viendraient à être irrégulières ou illégales, ayant pour effet d'augmenter les coûts engendrés pour cette partie par les obligations souscrites aux termes de la convention, de réduire de façon significative les avantages que cette partie retire de la convention ou encore de rendre la convention irrégulière ou illégale,

la partie concernée en avisera immédiatement l'autre partie. Les parties négocieront de bonne foi afin de prendre en compte ces circonstances nouvelles.

Par ailleurs, la convention organise les modes de règlement des différends entre les parties. En cas de différend relatif à la convention, les parties devront se réunir pour mettre en place tous moyens nécessaires pour parvenir à un accord amiable sur la résolution de leur différend dans un délai maximal d'un mois à compter de cette réunion. A défaut d'accord amiable à l'issue de ce délai, et dès lors que l'examen du litige ne porte pas atteinte à l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau de distribution, EDF et Gaz de France transmettront d'un commun accord sans délai, dans les règles de confidentialité requises, aux membres du directoire mentionné ci-dessus qui ont reçu délégation à cet effet, les éléments du litige afin de rechercher une solution amiable dans un délai de 20 jours.

A défaut d'accord amiable entre les parties, le différend sera soumis, avant toute saisine du tribunal compétent, à une procédure de médiation externe. Les parties, d'un commun accord, nommeront le médiateur et définiront sa mission et les délais de réalisation de celle-ci. La solution proposée par le médiateur ne sera ni obligatoire ni exécutoire.

En cas de rejet de la solution du médiateur par une partie, le différend pourra être soumis à la compétence des tribunaux de Paris, qui pourront seuls trancher toute contestation relative à la formation, la validité, l'exécution ou l'interprétation de la convention.

Compte tenu de l'obligation de séparer juridiquement les activités de distribution d'électricité et de gaz en application des directives européennes et de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, il est envisagé par les parties à la convention du 18 avril 2005 de transférer à leur filiale les droits et obligations résultant de la dite convention en les adaptant à la nouvelle organisation des filiales.

EGD gère encore la fourniture de gaz naturel (vente et facturation) pour les clients non éligibles (clients particuliers). Les charges de cette activité sont intégralement répercutées par le segment Distribution France au segment Achat-Vente d'Énergie. Il est prévu de transférer au segment Achat-Vente d'Énergie tout ce qui concerne la fourniture de gaz (vente et facturation) pour les clients particuliers d'ici la libéralisation totale du marché du gaz en juillet 2007.

6.1.3.2.2.4 Accès aux réseaux de distribution

GRD fournit un accès transparent et non discriminatoire au réseau de distribution, aux acheteurs de gaz éligibles, aux fournisseurs ou à leurs mandataires. Comme dans le cas du réseau de transport, GRD publie les conditions générales d'utilisation des ouvrages et installations de distribution, et les communique à la CRE.

Les utilisateurs des réseaux de distribution gérés par GRD doivent respecter les conditions générales de cet accès. Les expéditeurs qui sont, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire, signent un contrat d'acheminement avec GRD. Le contrat d'acheminement contient notamment :

- les conditions de rattachement des points de livraison au contrat d'acheminement ;
- les conditions tarifaires (prix et compléments éventuels) ;
- les règles de détermination des quantités acheminées ;
- les modalités de facturation.

Le contrat de livraison organise dans la durée les relations entre les clients éligibles et GRD et définit les conditions de livraison. Il peut revêtir deux formes :

- soit la forme d'un contrat spécifique adapté aux besoins du client (appelé alors « contrat de livraison direct ») ;
- soit la forme de conditions standard de livraison fixées de façon uniforme pour tous les clients n'ayant pas de besoin particulier.

6.1.3.2.2.5 Tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution

GRD applique depuis le 1^{er} janvier 2006 les tarifs fixés par les pouvoirs publics par la décision du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie du 27 décembre 2005. Ces tarifs avaient fait l'objet, le 26 octobre 2005 d'une proposition élaborée par la CRE. Le taux de rémunération appliqué à la base d'actifs régulés est de 7,25 % réel avant impôts sur les sociétés pour tous les actifs, quelle que soit leur date de mise en service.

La base d'actifs régulés comprend tous les actifs de l'activité de distribution et notamment les groupes d'actifs suivants : conduites et branchements, postes de détente, compteurs, autres installations techniques, construction, informatique. Pour déterminer les charges de capital annuelles, la CRE applique, selon la nature des ouvrages, une durée d'amortissement de 4 à 45 ans. Les conduites et branchements,

qui représentent 96 % des actifs figurant dans la base d'actifs régulés, sont amortis sur une durée de 45 ans.

La base d'actifs régulés sur laquelle les tarifs d'utilisation du réseau de distribution en vigueur en 2006 ont été déterminés s'élève à 12 455 millions d'euros au 1^{er} janvier 2006.

Les mêmes tarifs d'utilisation du réseau de distribution sont pratiqués sur l'ensemble des zones exploitées par le distributeur Gaz de France. Ils comportent quatre options tarifaires principales dépendant uniquement des caractéristiques de consommation du client final concerné :

- trois options de type binôme qui comprennent chacune un abonnement et un terme proportionnel aux quantités livrées ;
- une quatrième option de type trinôme qui comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées.

Un tarif complémentaire, dit de « proximité », est destiné aux consommateurs importants situés à proximité immédiate du réseau de transport. Il comporte un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance du réseau de transport.

Les tarifs publiés sont prévus pour s'appliquer sur la période 2006-2007.

Le catalogue de prestations (prestations aux fournisseurs ou aux clients finaux) non couvertes par le tarif d'acheminement a été mis à jour respectivement au 1^{er} juillet 2006 et au 1^{er} janvier 2007 après présentation aux services de la Commission de Régulation de l'Énergie. Ces mises à jour appliquent les principes d'évolution des tarifs des prestations tels que définis dans le catalogue de prestations.

6.1.3.2.2.6 Le code de bonne conduite

Le distributeur Gaz de France a élaboré en 2005 un code de bonne conduite contenant les mesures d'organisation interne prises pour prévenir toute pratique discriminatoire en matière d'accès au réseau, pour garantir la protection des informations commercialement sensibles et pour assurer la transparence en matière d'informations pour l'accès au réseau. Ce code est applicable à l'ensemble des activités de distribution. Il a fait l'objet d'une actualisation début de l'année 2006. Cette nouvelle version du code a été transmise à la CRE le 24 février 2006. Le distributeur, sur la base d'audits et de contrôles internes, a rédigé un rapport sur la mise en œuvre effective de ce code. Ce rapport a été transmis à la CRE le 13 octobre 2006 et présenté au conseil d'administration de Gaz de France le 20 novembre 2006.

La CRE a publié sur son site le 8 décembre 2006 son rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Ce rapport s'appuie sur l'ensemble des constatations faites par la CRE au cours de l'année 2006 et notamment sur un audit réalisé chez le distributeur portant sur la mise en œuvre du code avec la visite de 3 centres EGD. Pour le distributeur Gaz de France les principales observations du rapport annuel de la CRE sont les suivantes :

- le distributeur a intégré le respect des principes du code comme élément d'appréciation du professionnalisme ;
- aucune réclamation ayant trait aux principes du code n'a été relevée ;
- le code a été simplifié et rendu plus lisible pour les utilisateurs ;
- l'accès au code via le portail Internet du distributeur est jugé « très facile » ;
- le code doit davantage insister sur le fait que le risque de discrimination est tout aussi préjudiciable à l'ouverture du marché que la divulgation d'informations commercialement sensibles : le distributeur doit à ce titre définir un indicateur de respect de la règle de non-discrimination.

6.1.3.2.3 Transport-Distribution International

Tableau – Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel du segment

En millions d'euros	2004 ^(*)	2005 ^(**)	2006
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	1 457	2 275	3 570
<i>Dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	<i>1 417</i>	<i>2 248</i>	<i>3 447</i>
Excédent brut opérationnel	390	372	562
Quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	3	34	22

(*) Données pro-forma post-réforme des retraites non auditées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC12 et IFRIC 4

(**) Données publiées retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC 12 et IFRIC 4

6.1.3.2.3.1 Stratégie du segment Transport-Distribution International

Gaz de France participe activement au mouvement de consolidation des sociétés du domaine de l'énergie en Europe, sur la base de l'expérience acquise sur son marché domestique et sur les zones où il est implanté. La mise en œuvre de cette stratégie par le Groupe comprend deux axes :

- le développement d'une présence dans les infrastructures d'alimentation et de sécurisation du marché européen en participant à de grands projets d'infrastructures de transport, de stockage et de GNL. Ainsi dans un contexte marqué par une dépendance de plus en plus forte à l'égard d'importations en provenance de pays non européens, Gaz de France se positionnera afin de profiter de la croissance du marché européen du gaz naturel ;
- la recherche des opportunités de croissance dans le domaine de la distribution et de la commercialisation d'énergie en Europe, en s'appuyant sur ses compétences et ses expériences en matière de commercialisation de l'énergie et de gestion des réseaux et sur ses positions déjà acquises notamment en Autriche, Hongrie, Slovaquie, Roumanie, Italie, Portugal, Belgique et Allemagne.

Le Groupe dispose d'un portefeuille de participations dans plusieurs sociétés exploitant des gazoducs situés sur les routes d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe de l'Ouest (3 480 km de réseau de transport en données contributives), dans des sociétés exploitant des systèmes de distribution (50 488 km de réseaux de distribution en données contributives) et de stockage dans des pays tels que l'Allemagne, la Belgique, la Slovaquie, l'Autriche, l'Italie, la Roumanie et la Hongrie, et dans des sociétés de commercialisation auprès de 2,8 millions de clients dans le monde (quote-part Gaz de France),

auxquels elles ont vendu 102 TWh de gaz naturel en 2006 (quote-part Gaz de France). Gaz de France dispose en outre en Belgique via sa filiale SPE d'une capacité de production électrique de l'ordre de 400 MW et a commercialisé dans ce pays 5,4 TWh d'électricité auprès de 187 000 clients (données contributives).

Le Groupe détient par ailleurs des participations en Amérique du Nord et Centrale, ainsi que dans un terminal méthanier en Inde.

Le développement de ce portefeuille se poursuit en considérant chacune de ces positions comme un vecteur de développement local, et en construisant les synergies de groupe créatrices de valeur, ces opportunités de développement s'imposant progressivement au fur et à mesure de l'ouverture des marchés.

Chacune de ces sociétés opère dans le cadre réglementaire propre au pays dans lequel elle exerce ses activités (voir paragraphe 6.1.4.2 – « Environnement législatif et réglementaire en France »).

6.1.3.2.3.2 Description des activités

6.1.3.2.3.2.1 Les faits marquants de l'année 2006

Le Groupe a optimisé son organisation en Hongrie en fusionnant ses filiales Egaz et Degaz. Cette opération permettra de dégager des synergies nouvelles, mais surtout elle facilitera la séparation juridique et comptable des activités régulées et des activités de commercialisation qui doit être mise en place avant le 1^{er} juillet 2007.

En Slovaquie SPP a conduit avec succès au 1^{er} juillet 2006 la séparation juridique et comptable des activités de commercialisation et des activités régulées. SPP Prepava, filiale à 100 % de SPP, est en charge des activités de transit international du gaz naturel en Slovaquie. SPP Distribucia,



filiale à 100 % de SPP, est en charge des activités de transport et de distribution du gaz naturel en Slovaquie. Les activités commerciales sont assurées directement par SPP.

En Roumanie, Distrigaz Sud a signé un contrat d'achat de la compagnie de distribution Vitalgaz. La transaction est soumise à l'approbation des autorités roumaines de la concurrence.

En Italie, le Groupe a restructuré les filiales de distribution et de commercialisation avec l'objectif de renforcer les bases nécessaires à son développement, dans le respect des règles de réciprocité en vigueur en Italie et des évolutions réglementaires liées à l'ouverture des marchés. La création d'un pôle de distribution a ainsi été menée en partenariat avec la famille Covati sous la holding Italcogim, tandis que la société Energie Investimenti a été créée à la tête d'un pôle de ventes en partenariat avec le groupe industriel Camfin.

En Uruguay, le Groupe a finalisé la vente de la participation de 51 % qu'il détenait dans la société Gaseba Uruguay, concessionnaire d'un réseau de distribution de gaz naturel à Montevideo.

6.1.3.2.3.2.2 Description de l'activité par pays

6.1.3.2.3.2.2.1 Europe

Italie

Gaz de France et Camfin ont finalisé, le 21 septembre 2006, la création de la société commune Energie Investimenti, détenue à hauteur de 60 % par Camfin (à travers une filiale détenue en propre) et à hauteur de 40 % par Gaz de France. Le partenariat avec le groupe Camfin est établi sur un principe de contrôle conjoint des sociétés avec une option d'achat de 20 % du capital par Gaz de France en 2008.

Les activités de commercialisation réalisées par ce pôle s'appuient sur un programme de croissance externe et d'initiatives commerciales visant à la fois la fidélisation de la clientèle et la conquête de nouveaux clients, comme celle réalisée en 2006 avec le lancement d'offres combinées gaz-électricité.

Au 31 décembre 2006, le pôle commercial totalisait (données pour 100 %) un peu plus de 857 000 clients pour un volume annuel de gaz vendu de 14,2 TWh. Ces ventes s'ajoutent à celles réalisées directement par le Groupe aux clients industriels et paneuropéens présents en Italie par sa succursale de Milan (voir chapitre 6.1.3.1.2.2.2.1 – « Grands clients industriels et commerciaux en France et en Europe – Gaz de France energy® »).

Le Groupe est actionnaire direct à hauteur de 29 % des droits de vote dans les filiales de distribution détenues par la holding Italcogim, dont 51 % sont détenus par la famille Covati via la société UBS Fiduciaria et 20 % par Energie Investimenti. Le partenariat établi avec la famille Covati est assorti d'options d'achat et de vente à moyen terme sur la totalité de la participation d'UBS Fiduciaria. Les filiales entrant dans ce pôle exploitent un réseau de distribution de 12 191 km comprenant 438 concessions, réparties sur l'ensemble de la péninsule italienne (données pour 100 %). A l'instar du pôle commercial, l'activité de distribution

s'appuie sur un programme d'acquisitions et de croissance externe dans un marché italien du gaz caractérisé par une concentration déjà avancée des acteurs, et des opportunités de rachat de sociétés de distribution et commercialisation de taille moyenne.

Le périmètre italien du Groupe s'est agrandi en 2006 avec l'acquisition de trois nouvelles sociétés de distribution et de commercialisation auxquelles s'ajoute la société Cam Gas apportée par le groupe Camfin lors du partenariat monté avec lui.

Le Groupe a initié en 2006 des études de développement d'infrastructures GNL et de capacités de stockage, en répondant notamment aux appels d'offre du Ministère de l'Industrie italien sur les nouvelles opportunités de stockage.

Allemagne

MEGAL – MEGAL GmbH & Co.KG (« MEGAL »), détenue à 44 % par le groupe Gaz de France, 51 % par E.On Ruhrgas et 5 % par ÖMV (société énergétique autrichienne) est une société de droit allemand domiciliée à Essen ; cette société possède un réseau cumulé de canalisations de 1 077 kilomètres de long reliant les frontières tchèque et autrichienne à la frontière française (données pour 100 %).

Gaz de France Deutschland Transport (« GDF DT »), détenu à 100 % par le Groupe, dispose d'environ 60 % des capacités du réseau Megal. Il a débuté son activité opérationnelle de commercialisation des capacités le 1^{er} octobre 2005.

Dans le cadre de la mise en place par le régulateur d'une organisation du transport en Allemagne par « zones de marché » au 1^{er} octobre 2006, GDF DT s'est vu attribuer le pilotage d'une de ces zones.

A fin 2006, GDF DT assure des prestations de transport pour 14 clients différents.

GASAG – Le groupe Gaz de France a acquis en 1998 une participation de 31,6 % de GASAG AG, distributeur de gaz naturel sur le territoire du Land de Berlin en vertu d'un contrat de concession exclusive qui a été prolongé jusqu'à fin 2013. La société est également détenue à 31,57 % par Vattenfall Europe (société d'électricité suédoise) et à 36,85 % par Thüga, filiale de E.On-Ruhrgas. Le pacte d'actionnaires entre Gaz de France et Vattenfall Europe pour le contrôle conjoint de GASAG vient à échéance fin 2007.

GASAG détient une participation de 75,1 % dans la société Erdgas Mark Brandenburg (« EMB »), distributeur de gaz naturel sur le territoire du Land de Brandebourg. Au 31 décembre 2006, le groupe GASAG desservait près de 780 000 clients, principalement particuliers, à Berlin et dans le Brandebourg, grâce à des réseaux de distribution longs de plus de 11 000 kilomètres. Les ventes consolidées de gaz du groupe GASAG en 2006 se sont élevées à 24,8 TWh pour un chiffre d'affaires consolidé de 1,2 milliard d'euros (données pour 100 %). GASAG possède et exploite également des installations de stockage d'une capacité utile de 750 millions de mètres cubes.

GASAG recherche un développement de ses ventes fondé sur les fortes compétences gazières dans un contexte d'ouverture des marchés et de pression à la baisse sur les tarifs ATR avec un objectif de porter sa part du marché berlinois du chauffage à 50 %.

Belgique

SEGEO – SEGEO est détenue à 25 % par le Groupe et à 75 % par Fluxys et possède au 31 décembre 2006 une canalisation de 160 kilomètres allant des Pays-Bas à la France, transportant principalement du gaz provenant de mer du Nord. Le principal client de cette infrastructure est Gaz de France, qui en a souscrit 80 % des capacités jusqu'en 2028.

SPE – Gaz de France et Centrica détiennent depuis le 28 septembre 2005, par le biais de leur filiale commune Segebel, une participation majoritaire dans le capital de SPE. Avec cette acquisition un ensemble a été constitué autour de SPE qui regroupe SPE proprement dit, Luminus, société de commercialisation créée par Centrica et les intercommunales flamandes de distribution et enfin ALG Négoce, société de commercialisation créée par Gaz de France et l'Association Liégeoise du Gaz. Luminus et ALG Négoce ont été fusionnées avec effet au 1er janvier 2006 dans SPE.

Gaz de France et Centrica ont défini dans un pacte d'actionnaires de Segebel des droits de gouvernance qui les placent sur un pied d'égalité, en particulier leur attribuant des droits de préemption réciproques en cas de cession. De même, un pacte entre les actionnaires de SPE définit une interdiction de transfert des titres pendant trois ans et des droits de préemption réciproques et des droits de suite au bénéfice des minoritaires pendant les sept années suivantes.

SPE, deuxième producteur d'électricité en Belgique, dispose en propre de 1 576 MW^{el} de capacité majoritairement dans des cycles combinés gaz mais également des centrales hydrauliques, des participations de 4 % dans les centrales nucléaires de Doel et Tihange ainsi qu'un droit de tirage sur la centrale de Chooz. L'ensemble SPE a commercialisé en 2006 21 TWh d'électricité (dont 13 TWh pour les clients résidentiels et tertiaires) et 12 TWh de gaz auprès d'environ un million de clients. L'ouverture totale du marché belge au 1er janvier 2007 devrait permettre à SPE de gagner de l'ordre de 400 000 clients supplémentaires (en électricité et en gaz).

Slovaquie

SPP – SPP est un groupe intégré dans l'achat, le transit, le transport, la distribution, la vente et le stockage de gaz naturel en Slovaquie. Le Groupe et E.On-Ruhrgas, par le biais de leur filiale commune à 50 %-50 % Slovak Gas Holding BV (« SGH »), détiennent une participation de 49 % dans SPP, l'Etat slovaque détenant le solde du capital. Gaz de France et E.On-Ruhrgas, au titre du pacte qui lie SGH à l'Etat slovaque, ont le contrôle conjoint du management de la société (quatre membres du Directoire sur un total de sept). La Société a fait transiter en 2006 par ses infrastructures près de 73 milliards de m³ de gaz depuis la frontière Ukrainienne vers l'Autriche et la République Tchèque.

SPP a conduit avec succès au 1er juillet 2006 la séparation juridique et comptable des activités de transit et de distribution en créant deux filiales : SPP Prepava, filiale à 100 % de SPP, en charge des activités de transit

international du gaz naturel en Slovaquie et SPP Distribucia, filiale à 100 % de SPP, en charge des activités de transport et de distribution du gaz naturel en Slovaquie. Les activités commerciales sont assurées directement par SPP.

SPP détient et exploite le réseau de transport et distribution de gaz de Slovaquie d'une longueur totale de 32 962 kilomètres au 31 décembre 2006. La portion du réseau de SPP faisant partie du gazoduc de transit est-ouest mesure 2 267 kilomètres et s'étend de la frontière ukrainienne aux frontières tchèque et autrichienne. Ce gazoduc a une capacité totale d'environ 95 milliards de mètres cubes par an. Le système de transit de SPP inclut quatre stations de compression le long de ce gazoduc, avec une puissance totale de plus de 1 000 mégawatts.

SPP a vendu 68 TWh de gaz naturel à près de 1,5 million de clients au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2006 (données à 100 %). A cette date, SPP détenait 100 % du marché des clients éligibles.

SPP détient 56 % de Nafta, propriétaire et exploitant d'installations de stockage de gaz naturel en Slovaquie avec une capacité d'environ 1,7 milliard de mètres cubes. SPP possède également des installations de stockage en République tchèque, via sa filiale à 50 % SPP Bohemia.

SPP détient 35 % de la société Pozagas, en commun avec Nafta (35 %) et Gaz de France (30 %), société qui possède des installations de stockage situées près des réseaux de transport de SPP avec une capacité utile de 620 millions de mètres cubes et dont Nafta est l'opérateur.

Autriche

BOG – Détenue à 44 % par le Groupe, à 51 % par ÖMV et à 5 % par E.On-Ruhrgas, cette société dispose du droit de commercialiser jusqu'en 2014 les capacités d'une canalisation de 250 kilomètres détenue par ÖMV allant de la frontière slovaque à la frontière allemande avec une connexion en aval à la canalisation de transport MEGAL. En 2006, le Groupe utilisait 56 % de la capacité de cette canalisation.

ESTAG – Le Groupe détient 20 % de la Société d'Investissement en Autriche (SIA)⁽¹⁾, en partenariat avec EDF (80 %), société qui détient elle-même 25 % plus une action de la holding ESTAG (correspondant à la minorité de blocage en droit autrichien). Le Land de Styrie détient le solde des actions d'ESTAG et a conclu avec SIA un pacte d'actionnaires qui donne à SIA des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. En particulier, Gaz de France dispose d'un représentant au Conseil de Surveillance de ESTAG et d'un autre au Directoire de sa filiale STGW. Les principales filiales d'ESTAG sont :

- Steweag-Steg, filiale à 65,4 % le reste étant détenu par Verbund le principal producteur d'électricité d'Autriche, le plus important distributeur et commercialisateur d'électricité du Land de Styrie ;
- Steierische Gas Wärme (STGW), filiale à 100 %, est le principal transporteur, distributeur et commercialisateur de gaz et de chaleur dans le Land de Styrie.

(1) Cette participation n'est pas consolidée dans la mesure où Gaz de France considère ne pas exercer une influence notable sur cette société.



Portugal

Le Groupe détient une participation de 12,7 % dans **Portgas** aux côtés de Elyo (12,7 %) et de Energias de Portugal (EDP) (72,2 %) dans le cadre d'un pacte d'actionnaires se terminant en décembre 2007. Portgas, qui est le second plus grand distributeur de gaz portugais, opère dans les régions de Porto, Braga et Viana do Castelo (nord du pays).

La loi portugaise de transposition de la Directive 2003/55 a été votée le 15 février 2006 : elle prévoit une ouverture progressive du marché à partir du 1^{er} janvier 2007 jusqu'à une ouverture totale au 1^{er} janvier 2010. Portgas se prépare à cette ouverture en séparant dans son organisation les activités de commercialisation et de réseau.

Au 31 décembre 2006, Portgas desservait plus de 163 000 clients grâce à un réseau de 2 642 kilomètres, et réalisait un volume de ventes de 2,07 TWh (données pour 100 %).

Espagne

Le Groupe détient 12 % de **Medgaz**, société de construction et d'exploitation d'un gazoduc sous-marin d'une capacité de 8 milliards de m³ par an qui doit relier directement l'Algérie à l'Espagne, de Beni Saf (près de la frontière marocaine) à Almeria (Andalousie). La mise en service est prévue à partir de 2009, et concernera en même temps un tronçon terrestre en Algérie (2 km), la partie sous marine (200 km) et quelques centaines de mètres en Espagne. Medgaz sera raccordé à un tronçon terrestre de 250 km en Espagne, entre Almeria et Albacete, construit, opéré, et mis en service également en 2009, par Enagas, transporteur national.

La décision d'investissement finale de ce projet a été prise le 21 décembre 2006 par les organes sociaux de Medgaz, et le projet est maintenant en phase de construction.

Hongrie

Egaz-Degaz – Egaz-Degaz Zrt (détenue à 99,6 % par le Groupe) est la société qui résulte de la fusion réalisée en 2006 entre **Degaz et Egaz**, deux distributeurs et vendeurs de gaz naturel sur le marché hongrois. La participation répond à la stratégie du Groupe de développement en Europe avec pour objectif de desservir entre 20 et 25 % du marché hongrois de la distribution. Au 31 décembre 2006, leurs réseaux de distribution totalisaient plus de 23 000 kilomètres et desservaient plus de 780 000 clients avec un chiffre d'affaires consolidé de 588 millions d'euros. Acquisées en contrôle majoritaire en 1995, ces sociétés ont soutenu de manière constante d'importants progrès de productivité et de développement.

Roumanie

Afin de renforcer sa présence en Europe centrale et orientale, Gaz de France a signé le 18 octobre 2004 un contrat pour acquérir 51 % du capital de la société roumaine de distribution **Distrigaz Sud**, le solde du

capital de cette société restant détenu par l'Etat roumain. La transaction, finalisée le 31 mai 2005, donne au Groupe une position importante sur un marché prometteur, dans un pays qui a intégré l'Union Européenne le 1^{er} janvier 2007. Distrigaz Sud dessert en gaz naturel 1 124 000 clients grâce à un réseau de distribution de 14 515 kilomètres. Les ventes de cette société se sont élevées à environ 40 TWh en 2006.

Gaz de France a signé le 28 juin 2005 un contrat avec la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD) et la Société Financière Internationale (SFI) en vue de leur entrée à hauteur de 10 % chacune au capital d'une société holding à laquelle ont été apportés les 51 % détenus dans Distrigaz Sud. L'entrée effective de la SFI et de la BERD a été réalisée le 2 février 2006. Chacune dispose du droit de désigner un observateur sans droit de vote au conseil d'administration de Distrigaz Sud et d'une option de vente de sa participation pendant 120 jours à compter du 1^{er} juin des années 2010 à 2013. Gaz de France dispose de son côté d'une option d'achat pendant 120 jours à compter du 1^{er} juin de chaque année à partir de 2014. Le prix de transfert pour ces options est défini comme un multiple, de 7,75 à 8,25 selon les années, de l'EBITDA de la société, diminué de la dette nette et multiplié par le pourcentage de participation transféré.

Le 30 mai 2006, l'Etat roumain a transféré 12 % du capital de Distrigaz Sud au Fonds de la Propriété, fonds d'Etat créé pour indemniser, par l'attribution gratuite de parts de ce fonds, les propriétaires d'immeubles spoliés sous l'ère communiste dans le cas où les immeubles ne peuvent pas être restitués en nature.

Pologne

Le Groupe est actionnaire minoritaire (22,2 %) aux côtés d'EDF (77,42 %) du cogénérateur **EC Wybrzeze** dans la région de Gdansk. ECW dispose d'une capacité de production électrique installée de 336 MW, principalement à partir de charbon, et alimente les réseaux urbains de chaleur des villes de Gdansk et Gdynia. La participation répond à un objectif de développement dans un pays dont le secteur énergétique est en pleine évolution et promis à un fort développement gazier à moyen terme.

Une convention d'actionnaires datant de juillet 2000 donne à Gaz de France une option de vente de la totalité de sa participation, exécutable entre le 15 janvier 2005 et le 15 janvier 2008 au prix initial d'achat des actions (soit 172 euros par action) plus 6,5 % par an, et une option conditionnelle d'achat lui permettant d'augmenter sa participation dans la société à 25 % plus une action, exécutable entre le 15 janvier 2005 et le 15 janvier 2008, aux mêmes conditions.

6.1.3.2.3.2.2 Au-delà de l'Europe

Canada

Gaz Métropolitain (détenu indirectement à 12,8 % par le Groupe) est le troisième distributeur de gaz naturel au Canada et l'unique distributeur de gaz dans l'Etat du Vermont aux Etats-Unis. Au 31 décembre 2006, Gaz Métropolitain desservait plus de 205 000 clients à partir de réseaux de distribution totalisant plus de 10 000 kilomètres. La société Gaz Métropolitain est inscrite à la Bourse de Toronto sous la référence GZM.UN.

Intragaz (détenu indirectement à 56,4 % par GDF Québec) détient le droit de gérer et d'exploiter des installations de stockage au Québec avec une capacité utile de près de 140 millions de mètres cubes au 31 décembre 2006. La capacité de stockage est entièrement utilisée contractuellement par Gaz Métropolitain.

Mexique

Le Groupe détient, par l'intermédiaire de filiales détenues à 100 % (Consortio Mexigas, Tamauligas et Natgasmex), trois licences de distribution de gaz naturel au Mexique. En vertu de ces licences, le Groupe a distribué du gaz naturel à plus de 224 000 clients dans les banlieues de Mexico, à Puebla et dans la région de Matamoros (Norte Tamaulipas) au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2006. Il a vendu plus de 5,7 TWh à ses clients directs et acheminé plus de 13 TWh pour le compte de tiers.

Le Groupe est le propriétaire unique du gazoduc Bajío de 200 kilomètres de long dans le centre du Mexique. Transnatural, une société commune du Groupe avec Gas Natural, gazier historique espagnol, dans laquelle chaque partie détient 50 % du capital, a contractuellement réservé pour 30 ans toute la capacité de ce gazoduc pour la revendre auprès d'industriels et de Gas Natural Mexico, un distributeur mexicain de gaz, filiale de Gas Natural.

Le Groupe détient 67,5 % de Energia Mayakan (société propriétaire du gazoduc Mayakan), d'une longueur de 700 kilomètres, situé dans la péninsule du Yucatan. CFE, la société nationale d'électricité du Mexique, a contractuellement réservé 92 % de la capacité de ce gazoduc jusqu'en 2026. Ce contrat à long terme a permis au Groupe d'obtenir de la Banque Interaméricaine de Développement un financement d'un montant de 210 millions de dollars nécessaire au programme de construction et de renforcement des ouvrages. Une nouvelle station de compression destinée à l'alimentation d'une nouvelle centrale de la CFE a été mise en service en septembre 2006, conformément au plan d'investissement initial.

Amérique du Sud

En Uruguay, le Groupe a vendu à la société brésilienne Petrobras en juin 2006 la participation de 51 % qu'il détenait dans **Gaseba Uruguay**, société

distribution de gaz de Montevideo. Cette cession fait suite à la signature du contrat de vente avec la société brésilienne en novembre 2005 et l'obtention de l'accord des autorités uruguayennes sur le transfert en juin 2006.

En Argentine, le Groupe a vendu en juin 2006 sa filiale à 100 % **Gaseba**, titulaire du mandat d'opérateur technique de la société Gas Nea, concessionnaire de la distribution du gaz naturel dans cinq provinces au nord-est de l'Argentine. Cette opération fait suite à la cession par le groupe en 2005 de la participation dans Gas Nea.

Après ces deux opérations de 2006, le Groupe n'a plus de participation en Amérique du Sud.

Inde

Petronet LNG, société créée à l'initiative des autorités indiennes pour la réalisation de projets d'importation de GNL en Inde, a développé la première chaîne d'approvisionnement en GNL du marché indien, avec un terminal méthanier mis en service en janvier 2004 à Dahej dans l'Etat du Gujarat. Le Groupe détient 10 % de Petronet LNG, dont 34,8 % des actions sont admises à la cote sur le marché réglementé indien.

Le Groupe est partenaire du projet de Dahej dans le cadre d'un contrat de service conclu avec Petronet LNG qui prévoit une assistance technique pour l'exploitation et la maintenance des équipements. Ce contrat d'assistance technique qui était venu à échéance en 2006 a été prolongé d'un an ; par ailleurs une convention de partenariat a été signée portant notamment sur la formation, les échanges d'expérience et les actions de contrôle et d'audit. Suite au succès de la première phase du projet de Dahej, Petronet LNG a décidé de doubler la capacité de ce terminal pour le faire passer de 5 millions de tonnes de GNL par an à 10 millions de tonnes avec une mise en service prévue en 2009. Les travaux de cette extension sont en cours. De plus la société a projeté la construction d'un deuxième terminal à Kochi dans l'Etat du Kerala.

6.1.4 Environnement législatif et réglementaire en France

La production, le transport et la distribution (ces activités incluant la fourniture de gaz naturel) ont été nationalisés par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 et l'exploitation du quasi-monopole en résultant avait été confiée par cette loi à Gaz de France. Ces divers monopoles ont évolué au fil du temps, notamment à la suite de l'adoption de plusieurs textes d'origine communautaire visant à créer un marché intérieur du gaz naturel au sein de l'Union européenne. L'ouverture des marchés poursuivie au niveau européen implique en particulier la possibilité pour les clients établis dans un Etat membre de s'adresser au producteur ou au fournisseur de leur choix dans le même Etat membre ou dans un autre Etat membre.

Commencée en 1990, l'ouverture progressive des marchés nationaux du gaz s'est faite notamment à travers deux directives: la directive 98/30 du 22 juin 1998 et la directive 2003/55 du 26 juin 2003.

La directive 2003/55 abrogeant la directive 98/30 a parachevé l'ouverture des marchés gaziers. Cette ouverture complémentaire s'adresse aux clients autres que les clients particuliers (les clients achetant du gaz non destiné à leur usage domestique) depuis le 1^{er} juillet 2004, et s'appliquera à l'ensemble des clients à compter du 1^{er} juillet 2007. La directive 2003/55 a été transposée en France par les lois n° 2004-803 du 9 août 2004, n° 2005-781 du 13 juillet 2005 et n° 2006-1537 du 7 décembre 2006,

certaines dispositions de la directive ayant été intégrées dans le droit français avant cette transposition. La loi n°2007-290 du 5 mars 2007 instituant le droit au logement opposable et portant diverses mesures en faveur de la cohésion sociale a institué pour les nouveaux sites de consommation le tarif réglementé de vente d'électricité.

Les directives successives et leurs lois de transposition prévoient en outre des dispositions visant à garantir un accès transparent et non discriminatoire aux principales infrastructures (réseaux de transport et de distribution de gaz, installations de GNL et stockages de gaz), ainsi que, lorsque l'entreprise est intégrée (c'est-à-dire exerce plusieurs activités dans le domaine du gaz naturel), la mise en place d'une séparation comptable entre les différentes activités gazières à laquelle s'ajoute la séparation juridique des activités de gestion des réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de fourniture, sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Energie (la « CRE »).

6.1.4.1 La fourniture en France

6.1.4.1.1 Les clients éligibles

La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 et le décret n° 2003-302 du 1^{er} avril 2003 modifié par le décret n° 2004-420 du 18 mai 2004 définissent comme éligibles tous les clients non particuliers, c'est-à-dire tous les clients achetant du gaz naturel non destiné à leur usage domestique, quel que soit leur seuil de consommation de gaz.

L'éligibilité des clients leur permettant de s'adresser aux fournisseurs de leur choix est appréciée en fonction du site de consommation de gaz. Un tel site est constitué par l'établissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements ou, à défaut, pour les sites qui ne sont ni industriels ni commerciaux, par le lieu de consommation du gaz. Les particuliers seront à leur tour éligibles au 1^{er} juillet 2007, comme en dispose la loi du 7 décembre 2006.

Un consommateur éligible dont la consommation annuelle est inférieure à 100 000 kilowattheures doit, pour exercer son droit à l'éligibilité, adresser à son fournisseur une déclaration écrite attestant qu'il satisfait aux conditions d'éligibilité définies par le décret du 1^{er} avril 2003 tel que modifié par le décret du 18 mai 2004.

Le droit français prévoit qu'un client éligible peut, le cas échéant par l'intermédiaire de son mandataire, s'approvisionner en gaz naturel auprès du fournisseur de son choix. Lorsqu'un client veut exercer son éligibilité, le contrat de transport et de fourniture conclu à un tarif réglementé est résilié de plein droit. Si, en revanche, le client éligible n'exerce pas son droit de s'adresser au fournisseur de son choix pour un site, il conserve pour ce site le contrat de fourniture de gaz naturel en vigueur à la date à laquelle il est devenu éligible ; les clauses tarifaires de ce contrat se voient appliquer, le cas échéant, les mêmes évolutions que celles applicables aux tarifs de vente de gaz aux clients non éligibles. En cas de déménagement, le client peut bénéficier d'un contrat de fourniture à tarif réglementé, si l'occupant précédent du site n'a pas exercé son éligibilité.

La loi du 7 décembre 2006 institue en matière de gaz un tarif spécial de solidarité à tous les fournisseurs et constituant une obligation de service

public. Un décret en conseil d'Etat précisera les conditions du tarif spécial de solidarité, en particulier pour les clients domestiques résidant dans un immeuble d'habitation chauffé collectivement.

Cette loi introduit également de nouvelles dispositions en matière de protection des consommateurs : elles imposent en particulier des obligations d'information au fournisseur dans le cadre des offres et des contrats de fourniture. Elles ont notamment trait aux conditions de résiliation et de modification des contrats ou encore de facturation.

6.1.4.1.2 L'autorisation de fourniture

La directive 2003/55, reprenant les dispositions de la directive 98/30 sur ce point, permet aux Etats membres de délivrer des autorisations pour la fourniture de gaz naturel, c'est-à-dire la vente de gaz naturel à des clients. La directive 2003/55 étend le champ de ces règles au biogaz et au gaz issu de la biomasse ou à d'autres types de gaz, dans la mesure où il est techniquement possible de les injecter et de les transporter en toute sécurité dans le réseau de gaz naturel, dispositions transposées par la loi du 3 janvier 2003.

L'attribution des autorisations est régie par les principes de transparence et de non-discrimination et. Les critères et les procédures sont rendus publics et les refus doivent être motivés.

En France, la loi du 3 janvier 2003 et le décret 2004-250 du 19 mars 2004 prévoient que l'autorisation de fourniture est délivrée par le ministre chargé de l'énergie en fonction des capacités techniques, économiques et financières du demandeur et de la compatibilité du projet avec les obligations du service public. Le ministre dispose d'un délai de cinq mois à compter du dépôt du dossier complet de demande pour délivrer ou refuser l'autorisation, son silence valant décision de rejet. Les autorisations sont nominatives et incessibles par leur titulaire, mais peuvent, en cas de changement d'opérateur, être transférées par décision du ministre chargé de l'énergie. Le fournisseur titulaire d'une autorisation doit mettre à jour chaque année avant le 1^{er} mars certaines des informations fournies avec le dossier de demande d'autorisation, ainsi que les autres informations requises par la loi. Cette mise à jour pourra être faite tous les trois ans à compter du 1^{er} mars 2007.

Chaque autorisation précise les catégories de clients auxquels peut s'adresser le fournisseur, une nouvelle autorisation devant être demandée lorsque le fournisseur souhaite s'adresser à d'autres catégories de clients.

Au titre d'un arrêté du ministre chargé de l'énergie en date du 14 septembre 2004, Gaz de France est autorisé à fournir du gaz naturel aux catégories de clients suivantes :

- les clients non domestiques assurant ou non une mission d'intérêt général;
- les distributeurs;
- les autres fournisseurs de gaz naturel;
- les clients domestiques.

La fourniture par Gaz de France de gaz aux clients non éligibles raccordés au réseau de distribution s'exerce dans le cadre de l'autorisation ministérielle susvisée, ainsi que dans le cadre des cahiers des charges des concessions de distribution qui, jusqu'au 1^{er} juillet 2007, demeurent applicables à la fourniture de gaz aux clients non éligibles. Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie approuvent les tarifs de vente du gaz aux clients non éligibles après avis de la CRE.

Un service public local de la fourniture de gaz à tarif réglementé est institué par la loi du 7 décembre 2006.

6.1.4.2 Le transport, le stockage et le transit de gaz naturel en France

L'activité de transport recouvre, selon la directive 2003/55, le transport du gaz naturel par l'intermédiaire de gazoducs à haute pression. Elle se situe en amont de l'activité de distribution et est destinée à transporter du gaz naturel par l'intermédiaire de réseaux nationaux ou régionaux (dans le cas de la France) de gazoducs aux fins de fourniture à des clients, mais sans comprendre la fourniture elle-même. Quant aux installations de stockage, toujours selon la directive, elles sont détenues et/ou exploitées par des entreprises exerçant une activité dans le secteur du gaz naturel, et, en pratique, servent à optimiser les approvisionnements en gaz compte tenu des fluctuations de la consommation.

La désignation des gestionnaires de réseaux de transport et d'installations de stockage n'est pas réglementée de façon détaillée par la directive. En effet, celle-ci prévoit que cette désignation doit se faire pour une durée à déterminer par les Etats membres en fonction de considérations d'efficacité et d'équilibre économique. La directive précise cependant leurs missions. Il en résulte que les entreprises gestionnaires de réseaux de transport et d'installations de stockage doivent exploiter, entretenir et développer des installations sûres, fiables et efficaces et doivent garantir que le réseau de transport et le stockage de gaz naturel permettent un fonctionnement performant et sécurisé du réseau interconnecté.

Afin d'assurer l'indépendance du gestionnaire de réseau, Gaz de France a séparé la gestion de l'exploitation de son réseau de transport des activités de fourniture et de production, conformément aux exigences de la directive 2003/55. La gestion du réseau de transport est assurée par une entité juridique distincte, GRTgaz, détenue par Gaz de France mais qui en est indépendante (pour de plus amples détails sur les exigences réglementaires, voir paragraphe 6.1.4.5 – « Gestion séparée puis filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution »).

L'accès non discriminatoire aux réseaux de transport de gaz est institué par la loi, sous le contrôle de la CRE.

6.1.4.2.1 La construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel – L'activité de regazéification

La loi du 3 janvier 2003 prévoit que la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel sont soumises à l'octroi d'une

autorisation délivrée par le ministre chargé de l'énergie après une enquête publique en fonction des capacités économiques, financières et techniques du demandeur, de la compatibilité de son projet avec les principes et les missions de service public, de la protection de l'environnement, ainsi que de la sécurité des canalisations de transport de gaz naturel et des réseaux ou installations qui leur sont raccordés. L'autorisation confère à son titulaire le droit d'occuper le domaine public et elle peut lui ouvrir droit à l'application de servitudes spécifiques pour les travaux de construction des canalisations. Les autorisations sont nominatives et incessibles sauf autorisation de l'administration. Les bénéficiaires des autorisations de transport de gaz naturel exercent leurs missions dans les conditions fixées par ces autorisations et par les cahiers des charges qui leur sont annexés.

Les cahiers des charges doivent être conformes au cahier des charges type approuvé par le décret du 15 janvier 1952 modifié par le décret n° 2003-944 du 3 octobre 2003. Ce cahier des charges définit notamment l'utilisation générale des ouvrages de la concession en précisant un ordre de priorité pour les clients à desservir, les conditions dans lesquelles sont établis les réseaux de transport et les obligations de service public qui sont imposées au transporteur.

Ce régime d'autorisation, mis en place par la loi n° 2001-1276 du 28 décembre 2001, loi de finances rectificative pour 2001, a succédé à un régime de concessions octroyées par l'Etat, alors propriétaire des réseaux. En 2002, Gaz de France a racheté à l'Etat le réseau de transport qu'il exploite, dont il est désormais propriétaire. Gaz de France a reçu une autorisation de transport le 4 juin 2004, qui a été transférée le 1^{er} janvier 2005 à Gaz de France Réseau Transport devenu GRTgaz en application de l'article 12 – III de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004.

Aucune autorisation n'est nécessaire pour l'accès à l'activité de regazéification du GNL. Toutefois, un terminal méthanier constitue une installation classée pour la protection de l'environnement (installations Seveso) et, à ce titre, son exploitation est soumise à une autorisation préfectorale spécifique (voir paragraphe 6.1.5.1.2.1 – « Installations classées pour la protection de l'environnement (périmètre France) »).

6.1.4.2.2 Le stockage

La recherche, la création, les essais, l'aménagement et l'exploitation de cavités souterraines naturelles ou artificielles ou de formations naturelles présentant les caractéristiques requises pour constituer des réservoirs étanches en vue du stockage de gaz naturel ou d'hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux (ci-après les « stockages souterrains ») relèvent, selon la loi du 3 janvier 2003, du régime des concessions de mines régi par le Code minier. Ce régime prévoit notamment que les travaux de recherche de stockages souterrains ne peuvent être entrepris que par le propriétaire de la surface ou, à défaut de l'accord de ce dernier, en vertu d'une autorisation du ministre chargé des mines ou par le bénéficiaire d'un permis exclusif de recherche.

Les stockages souterrains ne peuvent être exploités qu'en vertu d'une concession qui détermine le périmètre et les formations géologiques auxquelles elle s'applique. Les concessions sont accordées par décret en

Conseil d'Etat après enquête publique et mise en concurrence. En cas de renouvellement d'une concession antérieure de stockage, celle-ci peut être attribuée, sans appel à concurrence, au titulaire lorsque les formations géologiques faisant l'objet de la demande sont incluses dans les périmètres déjà autorisés.

Les titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz doivent assurer leur exploitation de manière compatible avec un fonctionnement sûr et efficace des réseaux de gaz naturel interconnectés.

La loi du 9 août 2004 et le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 fixent les conditions de priorité pour l'accès aux stockages. Une hiérarchie est ainsi définie entre, par ordre décroissant, le bon fonctionnement et l'équilibrage des réseaux de transport, puis la fourniture des clients domestiques et des clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général ou dont les contrats ne prévoient pas de fourniture interruptible et enfin, la réalisation des obligations de service public légalement prévues. (Voir également l'arrêté du 7 février 2007 relatif aux profils et aux droits unitaires de stockage).

Le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 précise en outre notamment les conditions d'attribution et d'allocation des droits d'accès aux capacités de stockage et de répartition de celles-ci.

Il est également imposé au fournisseur autorisé ou à son mandataire la constitution de stocks, de manière à détenir au 31 octobre de chaque année une quantité suffisante de gaz permettant la fourniture de ses clients sur la période du 1^{er} novembre au 31 mars. Cette détention de stock peut intervenir en complément d'autres instruments. En cas de non-respect de ces obligations, des sanctions administratives et pécuniaires sont instituées par la loi du 9 août 2004.

6.1.4.2.3 Le transit

La directive 91/296 du 31 mai 1991 avait mis en place un régime de transit du gaz naturel entre les grands réseaux de gaz naturel à haute pression et avait dressé la liste des entités qui en étaient responsables. Cette directive définissait le transit comme une activité de transport impliquant le franchissement d'au moins une frontière intracommunautaire, le réseau d'origine ou de destination devant être situé sur le territoire de la Communauté européenne. Elle prévoyait également que la réalisation d'opérations de transit nécessitait la conclusion de contrats de transit entre les responsables de ces réseaux avec, le cas échéant, les entités responsables des importations et exportations de gaz naturel dans les Etats membres concernés.

La directive 2003/55 abroge les dispositions de la directive 91/296 avec effet au 1^{er} juillet 2004; toutefois, les contrats conclus en application de cette directive et produisant des effets à cette date continuent d'être valables et peuvent encore être mis en oeuvre conformément aux dispositions de la directive 91/296. Les gestionnaires de réseaux de transport bénéficient d'un droit d'accès au réseau des autres gestionnaires de transport.

La loi du 3 janvier 2003 telle que modifiée par la loi du 9 août 2004 et le décret n° 2005-877 du 23 juillet 2005 prévoient que, sous certaines conditions, les nouvelles grandes infrastructures gazières (notamment celles qui permettent l'interconnexion entre Etats membres) peuvent déroger aux dispositions prévues pour l'accès des tiers. La loi du 3 janvier 2003 permet par ailleurs, notamment pour les transits, la possibilité de dérogations en matière de tarifs et de conditions d'utilisation des réseaux.

6.1.4.3 La distribution en France

La directive 2003/55 définit la distribution comme le transport de gaz naturel par l'intermédiaire de réseaux locaux ou régionaux de gazoducs aux fins de fourniture à des clients professionnels ou domestiques, mais ne comprenant pas la fourniture. Il s'agit donc, en pratique, des activités de développement et d'exploitation du réseau de distribution et d'acheminement sur ce dernier, ainsi que de livraison de gaz naturel.

6.1.4.3.1 Monopole de distribution

Par les articles 1 et 3 de la loi de nationalisation du 8 avril 1946, Gaz de France s'est vu confier le monopole de la distribution, qui couvre aujourd'hui, en pratique, la quasi-totalité des 9 099 communes qu'il dessert.

Ce monopole est toutefois assorti d'exceptions:

- La première exception découle de l'article 23 de la loi de 1946 : sont maintenues hors du champ de la nationalisation les exploitations gazières locales – régies et sociétés d'économie mixtes – qui relèvent déjà du secteur public. Elles devaient être maintenues dans la situation où elles se trouvaient alors. Cependant, le législateur a autorisé ces distributeurs non nationalisés à étendre leur activité aux communes connexes dès lors que ces dernières ne disposent pas d'un réseau de distribution de gaz (article 88 de la loi du 6 février 1992 relative à l'administration territoriale de la République modifié).
- La deuxième exception a été engagée par l'article 50 de la loi du 2 juillet 1998 portant diverses dispositions d'ordre économique et financier. Cette loi a mis en place un plan national de desserte énumérant les communes – ou les groupements de communes – non desservies en gaz qui souhaitent être alimentées et pour lesquelles Gaz de France – ou un distributeur non nationalisé – était tenu d'engager, dans les trois ans, les travaux de desserte. Les communes non inscrites au plan de desserte ou pour lesquelles les travaux n'avaient pas été engagés dans les trois ans pouvaient être desservies par le distributeur de leur choix, agréé par le ministre chargé de l'énergie dans des conditions objectives et non discriminatoires (article L.2224-31 III du Code général des collectivités territoriales, le « CGCT »). La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 ayant supprimé le plan de desserte, toutes les communes non desservies en gaz peuvent confier leur distribution publique à l'opérateur agréé de leur choix.

Le Conseil constitutionnel, dans sa décision n° 2006-543 DC du 30 novembre 2006, a précisé les fondements de cette organisation.

La filiale de distribution de Gaz de France qui sera créée (voir chapitre « 6.1.4.5 Gestion séparée puis filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution ») bénéficiera de ce monopole.

6.1.4.3.2 Régime de concession

La distribution de gaz naturel constitue en France un service public communal (communes ou le cas échéant leurs établissements publics de coopération mentionnés à l'article L.2224-31 du CGCT). Chaque commune – ou groupement de communes – confie au distributeur, par voie de concession, l'exploitation de ce service public sur son territoire, dit périmètre de la concession. Les concessions lient ainsi les communes et Gaz de France sont conclues ou renouvelées, selon le cas, sur la base d'un modèle de cahier des charges établi conjointement entre la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) et Gaz de France en 1994. Certains éléments de ce modèle de cahier des charges sont présentés ci-après.

Exploitation du service de distribution

La commune garantit au distributeur une exclusivité sur le périmètre de la concession pour construire les ouvrages et assurer leur exploitation.

La commune peut également assurer la construction des ouvrages destinés à la concession.

Le concessionnaire est chargé de l'établissement des ouvrages et du fonctionnement du service qu'il exploite à ses frais ainsi qu'à ses risques et périls; en contrepartie, il est autorisé à percevoir auprès des usagers un prix destiné à rémunérer les obligations mises à sa charge. Le non-respect de ses obligations exposerait notamment le concessionnaire à des pénalités contractuellement prévues.

Redevances et répartition des frais de la concession

Le concessionnaire verse à la commune, d'une part, des redevances de concession dont le montant résulte des stipulations du cahier des charges et, d'autre part, des redevances d'occupation du domaine public, dont le régime est fixé aux articles L.2333-84 et suivants et R.2333-114 et suivants du CGCT.

La redevance de concession comporte elle-même deux éléments: l'un relatif au fonctionnement, pour financer les frais supportés par la commune en vue de lui permettre d'exercer ses compétences principalement dans le domaine du contrôle, l'autre relatif à l'investissement, étant observé que la commune est, comme le concessionnaire, susceptible d'établir elle-même des ouvrages de distribution qu'elle remet alors au concessionnaire.

Régime des biens de la concession

Sur le périmètre de la concession, les ouvrages de distribution appartiennent aux communes dès leur construction (et sont dès lors désignés comme des biens de retour qui, à la fin de la concession reviennent en pleine propriété à la commune), alors même qu'ils sont

construits et financés par le distributeur, auquel l'exclusivité de leur usage est conférée. Cette propriété au profit des communes a été confirmée par la loi du 7 décembre 2006.

Durée de la concession

La concession est par nature limitée dans sa durée : les communes et Gaz de France fixent au cas par cas une durée généralement comprise entre 25 et 30 ans. La résiliation anticipée de la concession est strictement encadrée quant à ses motifs (limitativement énumérés) et quant à sa date (la moitié de la durée devant être écoulée); elle est de surcroît soumise à un préavis de deux ans et donne lieu à indemnisation de Gaz de France par l'autorité concédante.

6.1.4.4 L'accès des tiers aux infrastructures en France

Afin de permettre à tout client éligible établi dans un Etat membre de s'adresser au fournisseur de son choix situé dans le même ou un autre Etat membre, un droit d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'aux installations de stockage et aux terminaux méthaniers, a été institué.

La loi française prévoit la possibilité de dérogations aux conditions commerciales générales et aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et des installations de GNL (voir paragraphe 6.1.3.2.1.2.1.4 – « Tarifs d'acheminement ») lorsqu'elles sont justifiées par des modalités particulières d'utilisation des ouvrages et des installations, notamment en cas de transit. D'autres dérogations peuvent être accordées par le ministre chargé de l'énergie pour de nouvelles infrastructures de GNL, de stockage ou d'interconnexion entre réseaux de transport, après avis de la CRE, la Commission Européenne pouvant demander la modification ou l'annulation de cette décision.

6.1.4.4.1 Modalités d'accès aux réseaux de transport et de distribution et aux installations de GNL et de stockage

La loi du 3 janvier 2003 confère aux clients éligibles, aux fournisseurs et à leurs mandataires un droit d'accès réglementé aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL, y compris les installations fournissant des services auxiliaires.

Ce droit s'exerce, d'une part, pour assurer la fourniture de gaz naturel aux clients éligibles, et, d'autre part, pour permettre l'exécution des contrats de transit de gaz naturel entre les grands réseaux de transport de gaz à haute pression de l'Espace économique européen.

La directive 2003/55 prévoit également que les Etats membres prennent toutes les mesures nécessaires pour permettre aux entreprises de gaz naturel et aux clients éligibles d'obtenir l'accès aux réseaux de gazoducs en amont, c'est-à-dire aux gazoducs ou réseaux de gazoducs exploités et/ou construits dans le cadre d'un projet de production de pétrole ou de gaz, ou utilisés pour le transport du gaz naturel d'un ou de plusieurs sites de production vers une usine, un terminal de traitement ou un terminal d'atterrage final.

Les opérateurs gestionnaires du réseau de transport et de distribution et d'installations de GNL et de stockage doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs des ouvrages ou des installations qu'ils exploitent.

Le refus d'un opérateur de conclure un contrat d'accès à son réseau de transport ou de distribution ou aux installations de GNL doit être motivé et notifié au demandeur ainsi qu'à la CRE. Il ne peut être valablement motivé que si :

- la capacité du réseau est insuffisante;
- des motifs techniques le justifient;
- l'accès au réseau concerné place l'opérateur dans l'impossibilité de remplir ses obligations de service public; ou
- une dérogation temporaire préalable est octroyée par la CRE dans l'hypothèse où l'accès au réseau pourrait générer de graves difficultés économiques et financières pour l'opérateur dans le cadre de l'exécution des contrats *take-or-pay* auxquels il est partie, dans la mesure où l'évolution de ses débouchés ne pouvait raisonnablement être prévue au moment de la conclusion de ces contrats.

Pour assurer techniquement l'accès au réseau de transport, de distribution ou d'installations de GNL, le transporteur ou le distributeur met en oeuvre les programmes de mouvements de gaz naturel établis par les fournisseurs. Dans le cadre de cette mission, l'opérateur doit assurer à tout instant l'équilibre des flux de gaz naturel, la sécurité et l'efficacité de son réseau compte tenu des contraintes techniques auxquelles il est soumis. Il doit également veiller à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau et des interconnexions et procéder aux comptages nécessaires. Tout opérateur exploitant des ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel ou des installations de GNL et tout fournisseur les utilisant est tenu de fournir aux autres opérateurs les informations nécessaires pour assurer le bon fonctionnement du réseau interconnecté et des stockages.

Les transporteurs et distributeurs de gaz naturel ainsi que les exploitants d'installations de GNL et titulaires de concessions de stockage de gaz naturel doivent élaborer et rendre publiques les prescriptions techniques fixant les exigences techniques de conception et de fonctionnement en matière de raccordement à leurs installations.

Concernant le stockage, la directive 2003/55 prévoit l'accès, réglementé ou négocié, aux installations de stockage lorsque la fourniture d'un accès efficace au réseau aux fins de l'approvisionnement de clients l'exige pour des raisons techniques ou économiques. La loi du 9 août 2004 a retenu le principe de l'accès négocié entre le fournisseur autorisé et les exploitants de stockages, ces derniers ayant une obligation de publication des conditions générales d'utilisation des stockages. La notion d'installation de stockage s'étend au gaz en conduite, mais exclut les services auxiliaires et les infrastructures de stockage temporaire de GNL qui sont nécessaires au processus de regazéification du gaz et à sa fourniture ultérieure au réseau de transport.

La loi du 9 août 2004 précise qu'un refus d'accès aux installations de stockage doit être motivé par :

- un manque de capacités ou des motifs techniques tenant à l'intégrité et à la sécurité des installations de stockage;
- un ordre de priorité fixé par le ministre de l'énergie pour assurer le respect des obligations de service public; ou
- la preuve que l'accès n'est pas nécessaire sur le plan technique ou économique pour l'approvisionnement efficace des clients dans les conditions prévues par le contrat.

L'approvisionnement des clients éligibles peut également se faire par conduite directe, la détermination des conditions d'octroi de toute autorisation nécessaire dans le cadre de la construction ou de l'exploitation de conduites directes revenant aux Etats. Les conduites directes relèvent en France du régime juridique du transport. La directive 2003/55 et la loi du 3 janvier 2003 prévoient, à cet égard, que les Etats membres peuvent subordonner l'autorisation de construire une conduite directe à un refus d'accès au réseau ou à l'ouverture d'une procédure de règlement des litiges.

6.1.4.4.2 Non-discrimination, confidentialité des informations et séparation comptable

Selon les dispositions de la loi du 9 août 2004, les activités de gestionnaire de réseau s'exercent désormais par référence à un « code de bonne conduite » pour prévenir les risques de pratiques discriminatoires en matière d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. En ce qui concerne le transport et la distribution de gaz naturel, l'application de ce code a fait l'objet en 2005 d'un rapport annuel établi et rendu public par le gestionnaire du réseau concerné, qui l'a adressé à la CRE. Celle-ci publie chaque année un rapport sur le respect du code de bonne conduite par l'entité concernée. Son premier rapport sur le respect du code de bonne conduite par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution est paru en novembre 2005.

Chaque opérateur exploitant des ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel ou des installations de GNL préserve la confidentialité de toutes les informations dont la communication serait de nature à porter atteinte à une concurrence loyale. Les opérateurs concernés doivent communiquer à la CRE les mesures prises à cet effet. La violation de ces obligations est pénalement sanctionnée par une amende.

Conformément à la loi du 3 janvier 2003, toute entreprise exerçant dans le secteur du gaz naturel une ou plusieurs des activités concernées doit tenir dans sa comptabilité interne des comptes séparés au titre respectivement du transport, de la distribution et du stockage du gaz naturel ainsi qu'au titre de l'exploitation des installations de GNL et de l'ensemble des autres activités en dehors du gaz naturel. En outre, selon la loi du 9 août 2004, toute entreprise exerçant une activité dans le secteur du gaz établit des comptes séparés pour ses activités de fourniture de gaz aux clients éligibles, d'une part, et non éligibles, d'autre

part. La loi du 7 décembre 2006 impose à compter du 1^{er} juillet 2007 l'établissement de comptes séparés pour les activités de fourniture de gaz aux clients qui ont exercé leur éligibilité, d'une part, et à ceux qui n'ont pas exercé cette faculté, d'autre part. Les opérateurs doivent faire approuver par la CRE les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes de dissociation comptable. Ces comptes ne sont pas publiés.

6.1.4.5 Gestion séparée puis filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution

En vertu des dispositions de la directive 2003/55, lorsque le gestionnaire d'un réseau de transport ou de distribution ou, le cas échéant, un gestionnaire de réseau combiné de plusieurs infrastructures (de transport, de GNL, de stockage et de distribution) fait partie d'une entreprise intégrée verticalement, comme Gaz de France, il doit être rendu juridiquement indépendant de l'organisation et des processus de prise de décision des entités gérant d'autres activités, en particulier la production et la fourniture. Pour autant, cette obligation d'indépendance juridique n'entraîne pas *ipso facto* l'obligation pour l'entreprise intégrée verticalement de transférer la propriété des actifs des réseaux concernés, mais seulement de séparer au plan de la gestion ou de filialiser la ou les activités concernées. La directive prévoit également différentes obligations à la charge des dirigeants du gestionnaire du réseau de transport ou de distribution, de manière à garantir leur indépendance. Toutefois, les textes reconnaissent un droit de supervision économique et de gestion de l'entreprise intégrée. Ces dispositions ont été transposées en France par les lois du 9 août 2004 et du 7 décembre 2006 qui imposent de filialiser les activités de transport et de distribution de gaz naturel jusqu'alors exercées au sein de Gaz de France. Cette filialisation a été réalisée et a pris effet le 1^{er} janvier 2005 pour le transport. Elle sera mise en œuvre en 2007 pour l'activité de distribution.

La loi du 7 décembre 2006 prévoit la désignation auprès des gestionnaires des réseaux de transport (GRTgaz) et de distribution filialisés d'un commissaire du gouvernement sans voix délibérative qui assiste aux séances du conseil d'administration et de ses comités et peut présenter des observations lors de toute assemblée générale.

6.1.4.6 Régulation et contrôle de l'application de la réglementation spécifique au secteur du gaz naturel

Afin d'arbitrer les différends susceptibles d'apparaître entre les opérateurs du marché ouvert à la concurrence, la directive 2003/55 dispose, en sus du contrôle général de la Commission européenne sur l'application du droit communautaire, qu'une ou plusieurs autorités compétentes et indépendantes désignées par chaque Etat membre sont chargées d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. A ces fins, elles surveillent notamment la bonne application des règles relatives à la gestion et à

l'attribution des capacités d'interconnexion, les dispositifs destinés à remédier à la congestion des réseaux, le temps nécessaire pour que les gestionnaires effectuent le raccordement et la réparation des réseaux.

En France, la régulation est mise en œuvre de deux manières. D'une part, une autorité administrative indépendante de régulation des secteurs du gaz et de l'électricité, la CRE, a été mise en place et, d'autre part, le ministre chargé de l'énergie dispose de certaines prérogatives en termes de contrôle et de sanctions. Les collectivités locales, en leur qualité d'autorités concédantes, peuvent également exercer des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant des cahiers des charges de la concession de distribution.

6.1.4.6.1 La Commission de régulation de l'énergie

La CRE est une autorité administrative indépendante créée en 2000 pour la régulation du secteur de l'électricité en France dont les activités ont été étendues, par la loi du 3 janvier 2003, à la régulation de l'activité gazière. Le statut de la CRE, comme celui de toute autorité administrative indépendante, garantit son autonomie et son impartialité et la dote de moyens nécessaires à son fonctionnement. La CRE ne dispose pas de la personnalité morale.

La loi du 7 décembre 2006 a modifié sa composition – en renforçant le contrôle parlementaire – et son organisation, puisqu'elle revêt désormais un caractère bicéphale : à côté d'un collège a été créé un comité de règlement des différends et des sanctions.

Ses pouvoirs sont importants et visent principalement à assurer la régulation du réseau notamment par le contrôle de son accès et la régulation du marché du gaz naturel.

Attributions en matière tarifaire

La CRE propose aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution ainsi que des installations de GNL. Depuis la loi du 13 juillet 2005, la décision ministérielle est réputée acquise, sauf opposition de l'un des ministres dans un délai de deux mois suivant la réception des propositions de la CRE. La CRE donne également son avis sur les tarifs réglementés de vente du gaz naturel. Elle donne enfin son avis pour les dérogations, accordées par décret conjointement par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et d'installation de GNL ainsi qu'aux conditions commerciales générales d'utilisation des ouvrages (voir paragraphe 6.1.3.2.1.2.1.3 – « Accès au réseau de transport en France », paragraphe 6.1.3.2.1.2.1.4 – « Tarifs d'acheminement », paragraphe 6.1.3.2.1.2.2.3 – « Accès aux terminaux méthaniers et aux stockages de gaz en France », paragraphe 6.1.3.2.1.2.2.4 – « Tarifs des infrastructures », paragraphe 6.1.3.2.2.2.4 – « Accès aux réseaux de distribution » et paragraphe 6.1.3.2.2.2.5 – « Tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution »). Elle donne également son avis au ministre pour les dérogations qu'il peut accorder pour l'accès aux nouvelles infrastructures.

Attributions en matière de droit d'accès au réseau et d'investissement

La CRE est garante du droit d'accès aux réseaux de gaz naturel. Elle est ainsi préalablement consultée sur les projets réglementaires relatifs à l'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel et aux installations de GNL. Les opérateurs de réseau et les exploitants d'installations de GNL doivent communiquer à la CRE les conditions générales d'utilisation de leurs ouvrages et de leurs installations. En cas de refus d'accès à un ouvrage de transport, de distribution de gaz naturel ou à une installation de GNL justifié par un manque de capacité ou une difficulté liée au raccordement de l'installation du demandeur d'accès au réseau, la CRE peut demander et, le cas échéant, mettre en demeure un opérateur de procéder aux améliorations nécessaires si elles se justifient économiquement ou si un client potentiel indique qu'il s'engage à les prendre en charge.

Enfin, depuis la loi du 7 décembre 2006, la CRE approuve les programmes d'investissements des transporteurs en veillant à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux.

Différends liés à l'accès au réseau

La CRE peut être saisie en cas de différend lié à l'accès au réseau entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ou entre les exploitants et les utilisateurs des installations de gaz naturel liquéfié ou en cas de différend lié au stockage. Elle dispose de pouvoirs d'information et d'enquête importants. Ses décisions peuvent être assorties d'astreintes. La loi du 13 juillet 2005 précise que la demande de règlement d'un différend ne concerne pas les clients non-éligibles.

Attributions en matière de séparation comptable

La CRE approuve, après avis du Conseil de la concurrence, les principes de séparation comptable proposés par les entreprises intégrées, afin de s'assurer qu'aucune discrimination, subvention croisée ou atteinte à la concurrence n'a lieu. Les comptes séparés établis selon ces principes lui sont transmis annuellement. Elle dispose dans ce domaine d'un pouvoir réglementaire.

La CRE dispose en outre d'un droit d'accès à la comptabilité et aux informations économiques, financières et sociales des entreprises exerçant une activité dans le secteur du gaz, dans la mesure où ses missions sont concernées. La CRE a ainsi le pouvoir de contrôler les charges prises en compte par les opérateurs pour le calcul du tarif réglementé.

Au titre de la loi du 9 août 2004, la CRE donne un avis motivé préalable en cas de révocation de toute personne qui assure la direction générale d'un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution. Elle établit en outre chaque année un rapport sur le respect par les gestionnaires de réseau de leur code de bonne conduite, elle évalue leur indépendance de gestion et propose le cas échéant des mesures complémentaires.

Attributions en matière de surveillance des transactions

La CRE s'est vu attribuer un pouvoir de surveillance des transactions effectuées sur les marchés organisés du gaz naturel ainsi que les échanges aux frontières. En outre, la CRE est chargée de surveiller les transactions entre fournisseurs, négociants et producteurs. Elle s'assure de la cohérence des offres de ces derniers avec leurs contraintes économiques et techniques.

Pouvoir de sanction

La CRE peut prononcer une interdiction temporaire d'accès aux réseaux de transport et distribution ainsi qu'aux installations de GNL et de stockage pour une durée n'excédant pas un an ou prononcer une sanction pécuniaire si un opérateur des réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel, un exploitant d'installations de gaz naturel liquéfié ou de stockage ou les utilisateurs de ces réseaux et installations ne se conforment pas aux décisions de la CRE prises :

- suite à un manquement à une disposition législative ou réglementaire relative à l'accès aux réseaux et installations, et à leur utilisation ;
- suite à un manquement aux règles d'imputation, aux périmètres comptables et aux principes déterminant les relations financières entre les activités comptablement séparées qu'elle a approuvées ;
- pour le règlement d'un différend lié à l'accès aux réseaux et installations, ainsi qu'à leur utilisation ;
- suite à un manquement aux obligations de communication de documents et d'informations ou aux obligations de donner accès à sa comptabilité et aux informations économiques, financières et sociales nécessaires à la CRE pour l'exercice de sa mission de contrôle.

La sanction pécuniaire qui peut être encourue dans ces cas est d'un montant maximal de 3 % du chiffre d'affaires hors taxes du dernier exercice clos, porté à 5 % en cas de nouvelle violation de la même obligation.

Pouvoir réglementaire

La loi du 7 décembre 2006 a étendu les pouvoirs de la CRE en lui conférant un pouvoir réglementaire en matière de gaz. Celle-ci peut désormais préciser les règles concernant les missions des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution ainsi que d'installations de GNL et de stockage. Elle peut également préciser les règles en matière de conditions de raccordement des réseaux de transport et de distribution et d'utilisation de ces réseaux et des installations de GNL. Ce même pouvoir réglementaire s'étend à la conclusion des contrats d'achats de gaz pour leur propre consommation des gestionnaires de réseaux et aux périmètres de séparation comptable et aux règles d'imputation comptable.

6.1.4.6.2 Le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie

Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie disposent d'un pouvoir d'enquête notamment pour recueillir toute information sur l'activité des entreprises gazières nécessaire à l'application de la loi du 3 janvier 2003 et de la loi du 13 juillet 2005. Les enquêtes sont réalisées par des fonctionnaires et agents habilités à cet effet. Le ministre chargé de l'énergie et la CRE peuvent, le cas échéant, nommer un expert.

Le ministre chargé de l'énergie peut infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension, pour une durée n'excédant pas un an, de l'autorisation de fourniture de gaz naturel ou de l'autorisation de transport, à l'encontre des auteurs de manquements aux dispositions de la loi relatives à l'accès aux réseaux de gaz naturel, à la transparence du secteur du gaz naturel, aux obligations de service public, à la sécurité d'approvisionnement, au transport et à la distribution de gaz naturel ainsi qu'aux dispositions réglementaires prises pour leur application et aux prescriptions particulières fixées par les autorisations. Des sanctions pécuniaires ou le retrait des autorisations peuvent également être infligés aux titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel en cas de non-respect du cahier des charges de la concession et des dispositions de la loi du 3 janvier 2003 précédemment mentionnées, lorsqu'elles sont applicables au stockage.

Le ministre chargé de l'énergie arrête et rend public un plan indicatif pluriannuel décrivant d'une part l'évolution prévisible de la demande nationale d'approvisionnement en gaz naturel et sa répartition géographique et d'autre part les investissements programmés pour compléter les infrastructures du réseau d'approvisionnement en gaz naturel. Ce plan présente l'évolution prévisible à dix ans de la contribution des contrats de long terme à l'approvisionnement du marché français.

Les ministres chargé de l'économie et chargé de l'énergie ont un pouvoir de décision en matière de tarifs d'utilisation des infrastructures, à l'exception du stockage, et de vente de gaz.

6.1.4.6.3 L'Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz

Cet organisme, créé auprès du Conseil économique et social, a pour objet d'examiner les conditions de mise en œuvre du service public de l'électricité et du gaz. Il émet des avis sur toute question de sa compétence et formule des propositions motivées qui sont rendues publiques. Il remet chaque année au Parlement et au gouvernement un rapport sur l'évolution des tarifs de vente du gaz et de l'électricité pour chaque type de client.

L'Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz est composé de représentants de chaque type de clients, des autorités concédantes, des collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé par la loi du 8 avril 1946, des organisations syndicales représentatives, d'EDF et des autres opérateurs du secteur de l'électricité, de Gaz de France et des autres opérateurs du secteur gazier, des associations intervenant dans le domaine économique et social et d'élus locaux et nationaux.

6.1.4.7 Autres réglementations ou conventions ayant un impact sur l'activité en France

6.1.4.7.1 La gestion du service public

La loi impose des obligations de service public aux opérateurs des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, aux exploitants d'installations de GNL, aux fournisseurs et aux distributeurs de gaz naturel et aux titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel.

De telles obligations ont trait à la sécurité des personnes et des installations, la continuité de la fourniture de gaz, la sécurité d'approvisionnement, la qualité et le prix des produits et des services fournis, la protection de l'environnement, l'efficacité énergétique, le développement équilibré du territoire, la fourniture de gaz en dernier recours aux clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général et au maintien d'une fourniture aux personnes en situation de précarité. Il en va de même de la fourniture de gaz au tarif spécial de solidarité. Elles varient selon les différentes catégories d'opérateurs dans les conditions fixées par le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004. Les obligations de service public sont précisées par les autorisations de fourniture ou de transport de gaz naturel, les concessions de stockage souterrain de gaz naturel ou les cahiers des charges des concessions et règlements de régies de distribution.

6.1.4.7.2 Le contrat de service public

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003. Leur mise en œuvre passe, s'agissant de Gaz de France, par un contrat de service public, en application de l'article 1^{er} de la loi du 9 août 2004.

Le contrat conclu le 10 juin 2005 dans les termes approuvés par le conseil d'administration de Gaz de France le 22 mars 2005 rappelle les obligations de service public auxquelles la Société est soumise et met l'accent sur certaines d'entre elles, comme la sécurité d'approvisionnement et la continuité de fourniture ou la sécurité industrielle. Il contient en outre des dispositions relatives aux moyens qui doivent être mis en place par l'opérateur pour assurer l'accès des clients (y compris des clients démunis) au service public ainsi qu'à la politique de recherche et développement, à la protection de l'environnement, au développement équilibré du territoire et à l'amélioration de la desserte. Par ailleurs, il fixe les principes d'évolution pluriannuelle des tarifs réglementés de vente.

6.1.4.7.3 Passation des marchés

Les achats de la Société dépassant les seuils communautaires établis par la directive 2004/17 du 31 mars 2004 portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux, transposée en droit français par l'ordonnance n° 2005-649 du 6 juin 2005 et le décret n° 2005-1741 du 30 décembre 2005, sont soumis à des procédures de passation de marchés avec mise en concurrence. Ces seuils sont de 420 000 euros pour les marchés publics de fourniture et de services, et de 5 270 000 euros pour les marchés publics de travaux (valeurs hors TVA).

La procédure communautaire de passation de ces marchés publics impose notamment la publication d'un avis de marché, une mise en concurrence entre les candidats et l'attribution du marché en fonction de critères objectifs et non discriminatoires préalablement définis.

6.1.4.7.4 Autorisation de fourniture d'électricité

Gaz de France exerce l'activité d'achat pour revente d'électricité aux clients éligibles conformément aux dispositions du décret n° 2004-388 du 30 avril

2004 relatif à l'exercice de l'activité d'achat d'électricité pour revente aux clients éligibles et aux obligations des fournisseurs relatives à l'information des consommateurs d'électricité. Il a reçu le 13 septembre 2004 le récépissé prévu au titre de l'article 2 de ce décret lui permettant d'exercer l'achat pour revente aux clients éligibles pour une durée de cinq ans à la suite de la déclaration adressée au ministre chargé de l'énergie le 15 juin 2004.

6.1.5 Développement durable / Environnement

6.1.5.1 Développement durable

La démarche développement durable de Gaz de France s'appuie sur une expérience de plus de dix ans, depuis la création du Comité environnement en 1992, simultanément à la conférence de Rio, en passant par le premier rapport annuel environnement dès 1999, et jusqu'au premier Plan d'action développement durable initié en 2004.

Elle répond à une volonté affirmée de mettre le développement durable au cœur de la stratégie du Groupe, de façon à participer de ses enjeux les plus stratégiques comme de la construction de son image à court, moyen et long terme.

Surtout, le développement durable est considéré par Gaz de France comme un véritable levier de performance et de maîtrise des risques au service des intérêts conjoints du Groupe et de ses parties prenantes.

Dans le cadre de ses activités, Gaz de France est confronté à de nombreux enjeux de développement durable qu'il s'efforce de transformer en autant d'opportunités de créer de la valeur :

- en tant qu'énergéticien, Gaz de France participe activement à la lutte contre le changement climatique, à l'effort de préservation des ressources et à la sécurisation des approvisionnements ;
- en tant qu'industriel, Gaz de France est continuellement impliqué dans la sécurité et la maîtrise des risques, la prévention de toute forme de pollution et l'intégration des préoccupations environnementales dans ses offres commerciales ;
- en tant que groupe international socialement responsable, Gaz de France fait le choix d'assumer pleinement ses responsabilités à l'égard de l'ensemble de ses parties prenantes (salariés, partenaires sociaux, actionnaires, partenaires, clients, fournisseurs, communautés locales et société civile).

6.1.5.1.1 Eléments législatifs de contexte

En France, la loi de programme du 13 juillet 2005 fixe les orientations de la politique énergétique nationale. Elle définit quatre objectifs principaux qui recoupent une partie des enjeux de développement durable du secteur énergétique :

- garantir la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique nationale ;
- maintenir la compétitivité des prix des fournitures énergétiques ;
- protéger la santé et préserver l'environnement, en luttant notamment contre l'aggravation de l'effet de serre ;
- favoriser une meilleure cohésion sociale et territoriale.

En termes d'outils, la loi privilégie la diversification du bouquet énergétique français, la maîtrise de la demande d'énergie, le développement de l'innovation et de la recherche dans le secteur énergétique et une plus grande adéquation entre besoins et offre de moyens de transport et de stockage.

6.1.5.1.2 La politique développement durable du Groupe

La politique de développement durable arrêtée en 2004 par le Comité exécutif de Gaz de France structure l'action du Groupe autour de quatre orientations.

6.1.5.1.2.1 Les orientations de la politique développement durable

Répondre aux enjeux énergétiques par l'innovation et la dynamisation de l'offre de produits et services

Cette orientation se décompose de la manière suivante :

- participer activement à la lutte contre l'effet de serre en développant les actions et/ou offres du Groupe en matière de maîtrise de l'énergie, de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de recherche des crédits CO₂, de décarbonisation ou encore de capture stockage du CO₂ ;
- favoriser les énergies renouvelables en mettant l'accent pour l'énergie électrique sur l'éolien et pour l'énergie thermique sur le solaire et la biomasse ;

- renforcer le processus d'innovation des nouvelles offres du Groupe notamment en matière d'efficacité énergétique, d'énergies renouvelables et de nouvelles utilisations du gaz naturel, comme le gaz naturel véhicule ;
- participer aux études et projets permettant de construire l'avenir énergétique (par exemple, scénarii énergétiques à moyen et long terme, potentialité du vecteur hydrogène).

Exercer pleinement la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe

Cette orientation de la politique de développement s'articule autour des volets suivants :

- adapter la gouvernance et le management de l'entreprise à la double exigence sociétale et environnementale ;
- limiter l'empreinte de l'activité de Gaz de France sur l'environnement (activités, bâtiments, véhicules, etc.) en poursuivant les certifications ISO 14001, principalement sur les sites d'installations classées Seveso, mais également en limitant l'impact et les risques pour les populations (qualité et sécurité des installations intérieures, résorption des fontes grises, cartographie des réseaux urbains basse pression, installations de stockage souterrain) ;
- faire évoluer les relations avec les fournisseurs du Groupe, au travers de ses procédures d'achat et de sous-traitance.

Construire un socle ressources humaines et social de Groupe pour relever les enjeux industriels

L'objectif est la construction et le déploiement d'un référentiel Groupe des pratiques dans le domaine des ressources humaines (voir chapitre 17 – « Salariés »). Ce référentiel a vocation à s'appliquer au sein de toutes les filiales contrôlées par le Groupe. La démarche reposera sur la consultation, le dialogue et l'écoute des parties prenantes (direction, salariés et représentants des salariés).

Gaz de France travaille à l'amélioration des conditions de travail, notamment en matière d'hygiène et de sécurité et porte une attention particulière à l'évolution du taux de fréquence et du taux de gravité des accidents.

Enfin, le Groupe prend de nouvelles initiatives pour le renforcement de l'égalité (autour de thèmes tels que la non-discrimination sous toutes ses formes, égalité professionnelle hommes/femme, diversité des origines, des âges, des formations, intégration des personnes handicapées) en cohérence avec les valeurs inhérentes au développement durable.

Prendre une part active au développement des territoires

La présence territoriale et l'intégration du développement durable dans la démarche du Groupe sont des critères de différenciation décisifs, notamment pour les élus. Pour la mise en œuvre de cette orientation, Gaz de France s'engage dans les domaines suivants :

- l'appui aux démarches développement durable des collectivités territoriales notamment sur les Agendas 21 ;
- la promotion des solidarités dans le cadre de la politique du Groupe ;
- le développement économique local par le biais notamment de la densification des réseaux de distribution de gaz ou encore grâce à des actions de soutien spécifiques telles que l'accompagnement des territoires en développement parallèlement à la conduite d'activités d'exploration production ;
- le développement du dialogue avec les parties prenantes territoriales ;
- l'intervention de la Fondation d'entreprise Gaz de France sur des thèmes liés à l'animation solidaire des territoires tels que l'insertion des jeunes, le transfert des bonnes pratiques de gestion environnementale des sites et espaces naturels ; la valorisation du patrimoine culturel (rénovation des vitraux) ou touristique (partenariat avec la Fédération française de randonnée pédestre).

6.1.5.1.2.2 Les politiques et accords dédiés

Plusieurs politiques et accords dédiés viennent compléter la politique développement durable exposée ci-dessus :

- politique santé sécurité au travail,
- politique sécurité industrielle,
- politique environnement (voir paragraphe 6.1.5.2 – « Environnement »),
- politique énergies renouvelables,
- politique risques,
- politique qualité,
- politique des solidarités,
- politique territoires,
- référentiel achats,
- accord égalité professionnelle,
- accord personnes handicapées,
- accord formation professionnelle.

6.1.5.1.3 Dispositifs de mise en œuvre et de suivi de la démarche développement durable

Les outils

La mise en œuvre de la démarche développement durable s'appuie principalement sur un plan d'action développement durable (PADD) 2004-2006 prévoyant la conduite d'une centaine d'actions concrètes assorties d'objectifs mesurables et d'étapes intermédiaires à fin 2004 et fin 2005.

Début 2005, en parallèle de la conduite du PADD, le Groupe a également choisi de mettre l'accent sur un certain nombre de priorités pour les exercices 2005 et 2006. Les priorités retenues pour 2005 / 2006 ont été les suivantes : « Répondre aux enjeux énergétiques majeurs d'aujourd'hui et de demain », « Renforcer la cohésion sociale à l'intérieur du Groupe » et « Répondre aux attentes des parties prenantes ». De nouvelles priorités ont été définies pour 2007 (voir paragraphe 6.1.5.1.4.2 – « Priorités pour 2007 »).

Des tableaux de bord spécifiques (tableau de bord de management intégré Qualité-Sécurité-Environnement et tableau de bord Développement Durable) permettent au Comité exécutif de suivre l'avancée de la mise en œuvre de la politique de développement durable au sein du Groupe. Ces dispositifs s'appuient sur un système de reporting extra-financier alimenté de manière trimestrielle par les différentes directions. Depuis 2001, certaines des données ainsi remontées font l'objet d'une vérification par les commissaires aux comptes. En 2005, certaines des données environnementales vérifiées l'ont été avec un niveau d'assurance raisonnable, niveau d'assurance similaire à celui déclaré dans le cadre de la certification des comptes annuels ; puis, en 2006, c'est l'ensemble des données environnementales et sociales vérifiées qui l'ont été avec un niveau d'assurance raisonnable.

Les acteurs

La mise en œuvre et le suivi de la politique de développement durable de Gaz de France sont placés sous la responsabilité d'une direction spécifique, la direction du développement durable, créée en 2003 par un rassemblement des compétences en environnement, responsabilité sociale et économique et qualité.

Pour relayer son action au sein du Groupe, la direction du développement durable s'appuie :

- d'un point de vue managérial, sur le Comité du développement durable et de l'éthique qui se réunit chaque trimestre et rend un premier niveau de validation avant présentation des dossiers au Comité exécutif ; et
- d'un point de vue opérationnel, sur un réseau de correspondants au sein des différentes directions.

6.1.5.1.4 Bilan à fin 2006 et priorités 2007

Chaque année, le Groupe dresse un bilan des actions déployées au cours de l'exercice passé et le Comité exécutif arrête les priorités pour l'exercice suivant.

6.1.5.1.4.1 Bilan de la démarche développement durable à fin 2006

Le bilan réalisé par le Groupe à fin 2006 montre que le Groupe est en phase par rapport à ses objectifs en matière de développement durable. Ainsi, la plupart des objectifs fixés dans le cadre du PADD 2004-2006 ont été atteints à cette date.

Ce bilan interne rejoint les différentes analyses effectuées par les agences de notation ISR ainsi que les retours issus du panel de parties prenantes constitué avec le Comité 21 en 2005.

Reconnaissant la performance du Groupe en matière de développement durable, l'agence de notation sociale Vigeo a intégré l'action Gaz de France dans l'indice ASPI Eurozone® réunissant les 120 meilleures entreprises cotées du Stoxx 600 en terme de responsabilité sociale et environnementale le 18 septembre 2006.

Enfin, Gaz de France s'est vu décerner le Trophée du meilleur rapport développement durable 2005 par le Conseil supérieur de l'ordre des experts-comptables le 30 janvier 2007.

Dans le cadre des priorités définies pour 2005-2006, les actions suivantes ont été menées au cours des deux derniers exercices :

« Répondre aux enjeux énergétiques majeurs d'aujourd'hui et de demain »

- En matière de scénarii énergétiques : conduite de travaux et d'études sur la vision énergétique à moyen et long terme pour le Groupe (scénarii Facteur 4), organisation d'un colloque en partenariat avec le WWF sur le changement climatique à la Cité des Sciences et de l'Industrie ;
- En matière de CO2 : implication dans le marché des quotas, mise à disposition d'offres nouvelles pour les clients (trading CO2 et/ou optimisation des installations industrielles), mise en œuvre de projets innovants d'investissement pour la réduction des gaz à effet de serre (Fonds Prototype Carbone), développement de projets de recherche autour de la capture stockage du CO2 (projet européen Castor), élaboration d'un projet de plan d'actions CO2 ;
- En matière de développement des énergies renouvelables : élaboration d'une stratégie Groupe en matière d'énergies renouvelables visant à l'horizon 2012 10 % d'actifs renouvelables dans le parc de production d'électricité, incluant notamment 1 000 MW de puissance éolienne installée (en ligne avec ces objectifs, Gaz de France a constitué, en partenariat avec le groupe Maïa Sonnier, une société commune, Maïa Eolis, ayant pour objet le développement et l'exploitation de parcs éoliens en France et en Europe ; au 31 décembre 2006, Maïa Eolis exploitait déjà une capacité de 48 MW), signature de deux partenariats au titre de l'approvisionnement bois avec la filière forestière permettant au Groupe de proposer une offre thermique renouvelable aux collectivités locales ;
- En matière de maîtrise de l'énergie : intégration d'un volet économie d'énergie dans toutes les offres du Groupe avant même la mise en place du dispositif des certificats d'économie d'énergie (en vue de se conformer à l'obligation de collecter 13 457 GWh cumac⁽¹⁾ sur la période 2006-2009 qui lui a été assignée par décret dans le cadre de la loi du 13 juillet 2005 instituant les certificats d'économie d'énergie, Gaz de France a déjà réalisé 40 000 opérations d'économie d'énergie auprès des particuliers à fin 2006, ce qui place le Groupe parfaitement en phase avec l'objectif assigné), participation de Gaz de France à la Fondation Bâtiment Energie, mise en place d'un projet Groupe « Maîtrise de l'énergie ».

Les différentes avancées sur ces sujets se sont également matérialisées par le renouvellement de partenariats majeurs avec l'ADEME et WWF France.

« Renforcer la cohésion sociale à l'intérieur du Groupe »

- En matière de responsabilité sociale :
 - enrichissement des politiques ressources humaines du Groupe (pratiques managériales et reporting social) ;

(1) Le kWh cumac (kWh cumulé actualisé sur la durée de vie de l'équipement) est l'unité de référence des certificats d'économie d'énergie. 1 kWh cumac correspond à une économie d'énergie finale de 1 kWh. L'économie d'énergie finale correspond à la somme des économies d'énergie annuelles réalisées pendant la durée de vie d'un équipement actualisée au taux annuel de 4% sur cette même durée.

- prise en compte des enjeux de droits de l'homme et de lutte contre la corruption avec le renouvellement de l'adhésion à Transparency International et les adhésions à l'ITIE (Initiative de Transparence des Industries Extractives) et à Entreprises pour les Droits Humains, initiative francophone en faveur des droits de l'homme inspirée de la BLIRH (*Business leader initiative on human rights*);
 - signature de la Charte pour la diversité dans l'entreprise et de la Charte de l'apprentissage et de la Charte d'engagement des entreprises au service de l'égalité des chances dans l'entreprise, déclinaison opérationnelle de ces chartes via le projet « Diversité » mis en place ;
 - signature avec les organisations syndicales du 7^{ème} accord en faveur de l'emploi des personnes handicapées pour la période 2006-2008 ;
 - signature de la convention « Villes et cohésion sociale », signature d'un partenariat avec Emmaüs pour lutter contre l'exclusion, signature d'un nouvel accord-cadre triennal avec Codegaz, association humanitaire ouverte aux collaborateurs et retraités de Gaz de France.
- En matière d'éthique : formalisation du dispositif éthique autour d'une charte des valeurs du Groupe, de principes d'actions qui traduisent ces valeurs dans les relations d'affaires au quotidien et vis à vis de chacune des parties prenantes et de codes de déontologie pour certains métiers. Enfin un dispositif de pilotage et de contrôle garantit l'efficacité de la démarche globale.

« Répondre aux attentes des parties prenantes »

- Actions complémentaires au Contrat de service public, avec formalisation de la politique de participation du Groupe à des démarches de développement durable des territoires (accompagnement par Gaz de France des agendas 21 locaux sur les thèmes « énergie » et « solidarité »).
- Tenue d'une démarche transverse de concertation, au niveau Groupe, avec organisation fin 2005 et début 2007 de deux rencontres avec quinze organismes, associations, organisations non gouvernementales et institutionnels visant à échanger sur leurs attentes et les réponses du Groupe sur les enjeux de développement durable.

6.1.5.1.4.2 Priorités pour 2007

Les priorités de Gaz de France pour 2007 s'inscrivent dans la continuité des actions menées au cours des derniers exercices et visent à consolider les résultats déjà obtenus tout en prenant en compte les évolutions des attentes des différentes parties prenantes, notamment les agences de notation ISR.

En termes de gestion et de maîtrise des enjeux énergétiques, la priorité sera donnée aux actions suivantes :

- approfondissement des études de scénarii sur le mix énergétique ;
 - poursuite du développement des projets ENR dans le domaine de l'éolien, du solaire, du biogaz et de la biomasse ;
 - définition et mise en œuvre de nouvelles actions en matière de CO₂ visant à prendre en compte les implications du développement d'une activité de production d'électricité ;
 - poursuite des travaux du projet Groupe Maîtrise de l'énergie.
- En termes de responsabilité sociale, les travaux concerneront les champs suivants :
- *droits de l'homme et lutte contre la corruption* : une priorité toute particulière sera donnée à ces deux domaines dans la continuité des adhésions en 2005 à l'ITIE (Initiative de Transparence des Industries Extractives), à Transparency International et à Entreprises pour les Droits Humains, initiative francophone en faveur des droits de l'homme inspirée de la BLIRH (*Business leader initiative on human rights*) ;
 - *solidarité* : renforcement de l'action dans les zones les plus défavorisées, développement de l'action en matière d'accès à l'énergie, et plus largement d'accompagnement au développement social et économique des territoires dans les pays en voie de développement ;
 - *diversité* : la priorité sera donnée à la déclinaison opérationnelle du projet « Diversité » dans tous les métiers du Groupe : audit de la situation du métier en fonction de ses implantations, identification des priorités par pays, définition d'un plan d'actions, mise en place d'indicateurs et du reporting.

6.1.5.2 Environnement

6.1.5.2.1 Réglementation applicable

Les activités de Gaz de France sont soumises à de nombreuses réglementations environnementales en France et à l'étranger.

En France, les installations dans lesquelles Gaz de France conduit ses activités sont notamment susceptibles de tomber sous le coup de la loi n° 2003-699 du 30 juillet 2003 relative à la prévention des risques technologiques et naturels et à la réparation des dommages. Cette loi crée notamment des plans de prévention des risques technologiques autour de tous les sites classés à risque permettant d'interdire les constructions neuves dans les zones exposées. Elle renforce par ailleurs l'obligation de remise en état d'une installation classée et encadre la sous-traitance dans les usines à risques.

6.1.5.2.1.1 Installations classées pour la protection de l'environnement

En France, certaines installations exploitées par Gaz de France, notamment les stations de compression, les stockages souterrains, les terminaux méthaniers et trois dépôts (propane à Saint-Flour et à Bastia et butane à Ajaccio) constituent des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

Les informations relatives à la réglementation applicable aux ICPE figurent au paragraphe 8.2.1 – « Installations classées pour la protection de l'environnement (périmètre France) ».

6.1.5.2.1.2 Anciens sites industriels

La réhabilitation des anciens sites industriels de Gaz de France a donné lieu à des protocoles passés avec les administrations en France et en Allemagne.

Les informations relatives aux actions entreprises par Gaz de France en vue de la réhabilitation des sites pollués par ses anciennes activités figurent au paragraphe 8.2.2 – « Anciens sites industriels ».

6.1.5.2.1.3 Qualité de l'air, de l'atmosphère et des ressources

En France, le Groupe doit, en application du Code de l'environnement et de réglementations spécifiques (sur les déchets, le bruit, l'air, la protection des ressources en eau, etc.), mettre en œuvre une politique sur l'air visant à réduire les pollutions atmosphériques, préserver la qualité de l'air, protéger les ressources en eau et économiser ou rationaliser l'énergie. Plus spécifiquement, Gaz de France est soumis, en matière de rejets dans l'atmosphère, aux dispositions de différents arrêtés applicables notamment aux installations classées.

6.1.5.2.2 Politique environnementale

L'environnement est un volet essentiel de la démarche développement durable de Gaz de France.

La politique environnementale du Groupe permet une meilleure maîtrise des risques environnementaux. Au delà de la réponse aux exigences réglementaires, sa mise en œuvre est également orientée de manière à ouvrir au Groupe des perspectives de croissance complémentaires au travers de nouveaux produits et de nouvelles offres. Elle a ainsi pour ambition d'accompagner le Groupe dans l'identification de nouveaux vecteurs de développement.

Mise à jour en 2004 dans le cadre de l'actualisation de la politique développement durable du Groupe, la politique environnementale de Gaz de France est structurée autour des trois orientations suivantes :

- répondre aux attentes environnementales (actions contre l'effet de serre, pour la diminution des nuisances et pour préservation de la qualité de l'air et de la santé) ;
- intégrer l'environnement dans le système de gestion global de chaque direction (prise en compte de l'environnement dans le système de maîtrise des risques du Groupe, utilisation de référentiels de gestion environnementale évaluables par des organismes externes indépendants tels que la certification ISO ou les référentiels d'agences de notation environnementale et sociale, définition d'objectifs de performance chiffrés en matière d'environnement) ;
- promouvoir une plus grande responsabilité en matière d'environnement (mieux connaître l'impact sur l'environnement des activités et des produits du groupe, cartographier les risques et opportunités de nature environnementale et leurs conséquences,

développer des offres respectueuses de l'environnement, sensibiliser les fournisseurs, etc.).

6.1.5.2.3 Bilan environnemental

Les paramètres pris en compte pour établir le bilan environnemental (émissions de gaz à effet de serre et d'oxydes d'azote, consommations d'énergie, production de déchets solides et liquides, consommations d'eau) sont suivis au niveau du Groupe au travers d'un indicateur de mesure de l'empreinte environnementale de Gaz de France. Par ailleurs, les directions en charge d'activités opérationnelles procèdent à une évaluation de leur performance dans les domaines suivants : conformité réglementaire, plans d'action, définition d'indicateurs de performance, évaluation des résultats et mise en place d'une boucle d'amélioration continue.

6.1.5.2.3.1 Emissions et rejets

Les activités de Gaz de France aboutissent à l'émission de différents types de substances gazeuses dans l'atmosphère, telles que décrites ci-dessous :

Gaz à effet de serre (dioxyde de carbone et méthane).

Le dioxyde de carbone (CO₂) provient des activités d'exploration-production, de transport et de production d'électricité ou de chaleur (cogénération, cycle combiné, réseaux de chaleur). Le quota annuel alloué à Gaz de France pour la période 2005-2007 dans le cadre du Plan national d'allocation pour la France est de 3,58 millions de tonnes. Hors de France, le quota annuel alloué à Gaz de France est d'environ 1 million de tonnes. Depuis 2004, les émissions font l'objet de suivis et de vérifications en France. Le dispositif a été étendu au périmètre Groupe en 2005.

Le méthane (CH₄) provient des activités de distribution, de transport et d'exploration-production. Le programme de renouvellement des réseaux permet de diminuer chaque année les émissions par mètre cube distribué et/ou acheminé (voir les indicateurs environnementaux). Ces émissions ont ainsi été divisées par deux depuis 1990.

En 2003, Gaz de France a adhéré à l'Association des Entreprises pour la réduction de l'effet de serre (AERES) et pris l'engagement volontaire de maîtriser, par la modernisation de ses installations, les émissions directes (hors véhicules) de :

- dioxyde de carbone et méthane des terminaux méthaniers, stockages et stations de compression ;
- méthane des réseaux de transport et de distribution.

L'objectif fixé à fin 2007 est une diminution de 10% du volume d'émission par rapport à 1990 alors que les ventes et les transits de gaz naturel augmenteront de 60 à 70% sur la même période selon les prévisions. Avec 2,5 millions de tonnes de CO₂eq émis en France en 2006, le groupe Gaz de France respecte l'engagement moyen 2005-2007.

Oxydes d'azote (NOx).

Les NOx proviennent de la combustion du gaz naturel (stations de compression et installations de production d'électricité, notamment) et de divers combustibles utilisés dans le processus de liquéfaction. Dans son PADD, Gaz de France s'était fixé comme objectif de diminuer, d'ici 2006, les émissions de NOx en France de ses compresseurs de 80% par rapport à leur niveau de 1999 à activité équivalente, soit un taux objectif maximum d'émissions de NOx de 1,5 g/ kWh. En 2006, ce taux a été de 1,4 g/kWh pour un total de 1 833 tonnes de NOx émises.

6.1.5.2.3.2 Eau

Les activités de Gaz de France génèrent peu de rejets dans l'eau. Les principaux impacts sur les milieux aquatiques concernent :

- les eaux de *process* des plates-formes de production, qui sont toutes équipées de systèmes de traitement ;
- les rejets liquides issus du traitement in situ par voie biologique et/ou physico-chimique des effluents de soutirage du gaz naturel des stockages en nappe aquifère. Dans le domaine du stockage du gaz naturel en nappe aquifère, le traitement de 80% des effluents est confié à des sociétés spécialisées. Le reste est traité sur site par voie physico-chimique (effluents dilués) ou par incinération (effluents concentrés).

Les consommations d'eau du Groupe proviennent à plus de 99% des usages industriels. Elles interviennent principalement lors de la regazéification du GNL sur les sites des terminaux méthaniers et dans le cadre de la production d'électricité par les centrales à cycle combiné ; l'eau est alors prélevée du milieu naturel avant d'être restituée à ce même milieu. Différentes mesures sont prises afin de limiter les consommations et développer le recyclage des eaux usées.

6.1.5.2.3.3 Déchets

Les principaux déchets de Gaz de France concernent :

- les DIB (déchets industriels banals) et les DID (déchets industriels dangereux) générés par les activités de transport et de réhabilitation des sites d'anciennes usines à gaz ;
- les boues de forage liées aux travaux d'exploration ;
- les déchets de chantier ;
- les effluents de soutirage et de traitement de gaz naturel issus de stockages.

Gaz de France développe la réduction à la source ainsi que le recyclage et la valorisation des déchets. Les saumures produites lors de la réalisation des cavités salines sont prioritairement recyclées dans l'industrie chimique. Les goudrons des sites d'anciennes usines à gaz sont incinérés dans des installations récupérant de l'énergie et les terres polluées retirées de ces sites sont réemployées hors site après désorption thermique. Les boues de forage sont envoyées dans un centre de stockage spécialisé. Tout nouveau chantier de pose de canalisation fait l'objet d'une étude d'impact approfondie sur la biodiversité, l'hydrologie, le sous-sol, ainsi que sur d'autres paramètres.

Les produits dangereux font l'objet d'un suivi des consommations. C'est ainsi que le Groupe a observé une baisse du volume des déchets

produits de l'ordre de 25% depuis 1996 s'agissant du méthanol et de 50% depuis 1999 s'agissant des huiles.

Des informations détaillées sur la démarche développement durable et la politique environnementale du Groupe figurent dans les deux publications suivantes consultables sur www.gazdefrance.com : Rapport Développement Durable 2006 et Gaz de France et le Pacte mondial des Nations Unies, Communication sur le Progrès.

6.1.6 Nouveaux produits ou activités

En France, le Groupe s'est développé dans les énergies renouvelables avec la création de Maïa Eolis, détenue à 49% par le Groupe Gaz de

France et à 51% par Maïa Sonnier. L'objectif de Maïa Eolis est le développement et l'exploitation de parcs éoliens.

6.2 Principaux marchés

6.2.1 Présentation

Voir paragraphe 6.1.1. – « Présentation générale – Le secteur du gaz naturel en France et dans le monde ».



APERÇU DES ACTIVITÉS

Événements exceptionnels
Degré de dépendance
Éléments relatifs à la position concurrentielle

6.2.2 Ventilation des résultats

Ventilation par pôle du résultat opérationnel 2006

En millions d'euros	Fourniture d'Énergie et de Services			Infrastructures			Éliminations intra-pôle et holding	Total Groupe
	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Transport-Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International		
Chiffre d'affaires	1 659	20 481	2 181	2 227	3 289	3 570	(5 765)	27 642
Excédent brut opérationnel	1 270	441	189	1 285	1 412	562	(10)	5 149
Résultat opérationnel	935	391	111	953	726	402	90	3 608

Ventilation par pôle du résultat opérationnel 2005*

En millions d'euros	Fourniture d'Énergie et de Services			Infrastructures			Éliminations intra-pôle et holding	Total Groupe
	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Transport-Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International		
Chiffre d'affaires	1 139	17 265	1 924	2 124	3 426	2 275	(5 281)	22 872
Excédent brut opérationnel	726	248	166	1 271	1 358	372	107	4 248
Résultat opérationnel	457	204	94	942	900	284	(60)	2 821

(*) Données publiées 2005 retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC12 et IFRIC 4

6.3 Événements exceptionnels

Néant

6.4 Degré de dépendance

L'approvisionnement de Gaz de France en gaz naturel est très souvent effectué auprès de l'opérateur public ou de la société nationale du pays d'origine du gaz naturel. Cette particularité peut constituer un facteur de dépendance pour le Groupe et de risque, tant dans la recherche de nouveaux approvisionnements que dans l'exécution des contrats, lié notamment aux conditions politiques et économiques des pays d'approvisionnement.

Gaz de France met en œuvre une politique de diversification de son portefeuille d'approvisionnement en gaz naturel – voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.1.1.2 – « Diversification des approvisionnements »

Voir aussi chapitre 4 – « Facteurs de risques ».

6.5 Éléments relatifs à la position concurrentielle

L'intégration du Groupe sur les différents métiers de la chaîne gazière ainsi que l'évolution de son environnement réglementaire l'exposent à différents types de concurrence. Gaz de France estime que les

principaux facteurs de succès sur son secteur d'activité sont la qualité du service, l'accueil, les prix du gaz et la capacité des acteurs à disposer de contrats d'acheminement.

6.5.1 Exploration-Production

L'activité Exploration-Production est sujette à une concurrence importante entre opérateurs pétroliers et gaziers dans l'acquisition de biens et de permis en vue de l'exploration et de la production de pétrole et de gaz naturel. Le Groupe a produit 32,3 Mtep de gaz naturel en 2006. Il se situe au dixième rang des sociétés productrices de gaz naturel en Europe (données 2004 – source: IFP).

Toutefois, en termes de taille et de nature de l'activité, Gaz de France peut être comparé aux autres acteurs dont les activités sont centrées sur le gaz ayant développé une activité Exploration-Production.

6.5.2 Achat-Vente d'Énergie

Le Groupe est l'un des premiers fournisseurs de gaz naturel en Europe, l'un des plus grands acheteurs mondiaux de gaz naturel et l'un des premiers importateurs de gaz naturel liquéfié (« GNL ») en Europe.

Le segment Achat-Vente d'Énergie compte à fin décembre 2006 environ 10,5 millions de clients particuliers, plus de 607 600 sites-clients affaires composés principalement de professionnels, PME-PMI, résidences collectives, de clients tertiaires privés et publics et collectivités territoriales, et plus de 700 grands clients industriels et commerciaux répartis sur plus de 4 700 sites, dont plus de 500 clients en Europe hors France. Les données figurant dans ce paragraphe concernent uniquement le segment Achat-Vente d'Énergie et s'entendent donc hors segment Transport-Distribution International.

Après l'ouverture totale des marchés le 1er juillet 2007, Gaz de France perdra le monopole de la fourniture à ses clients particuliers. L'ensemble de la clientèle aura alors la faculté de choisir son fournisseur d'énergie en application des directives européennes sur l'ouverture du marché du gaz naturel.

Pour faire face à cette évolution, le Groupe a entrepris une démarche destinée à fidéliser ses clients, avec des marques nouvelles et des offres de produits et services à valeur ajoutée. Ainsi, il propose à ses plus grands clients des solutions d'ingénierie financière et des services de gestion d'énergie. En outre, il développe une offre duale gaz-électricité,

déjà en place pour les clients industriels et professionnels et qui a vocation à être étendue à la clientèle des particuliers dès lors que l'opportunité leur sera donnée de choisir leur fournisseur.

La mise en œuvre des directives européennes de 1998 et 2003 sur l'ouverture du marché du gaz en Europe ainsi que la mise en place progressive d'une nouvelle organisation de ce marché au travers de l'apparition de *hubs* et de marchés spot gaziers au Royaume-Uni et, plus récemment, en Belgique et aux Pays-Bas, tendent progressivement à accroître la concurrence sur le marché du gaz naturel européen. Ce développement de la concurrence se traduit essentiellement par la possibilité pour un nombre croissant de consommateurs de s'adresser au fournisseur de leur choix ainsi que par la mise en œuvre de l'accès des tiers aux réseaux de transport, de distribution et aux infrastructures de GNL nécessaires pour mettre en pratique ce libre choix du fournisseur (voir paragraphe 6.1.4 – « Environnement législatif et réglementaire en France »).

Sur le marché des grands clients ayant le droit de choisir leur fournisseur en France depuis août 2000, Gaz de France estime que sa part de marché est ainsi passée de un peu moins de 73% en 1999 à environ 58% à fin 2006.

Dans d'autres marchés européens ciblés par Gaz de France, celui-ci doit faire face à des opérateurs historiques qui détiennent des parts de marché très importantes.

6.5.3 Services

Sur le marché des particuliers, Savelys tient une position de leader avec plus de 25% du marché.

Pour les services énergétiques classiques aux clients tertiaires et industriels, le positionnement concurrentiel du segment Services est le suivant :

- en France, Cofathec est troisième sur le marché ;

- en Italie, Cofathec est deuxième sur le marché.

Concernant l'activité portée par la filiale GNVert, la concurrence porte sur les activités de construction et d'exploitation de stations de remplissage. Cette concurrence provient essentiellement des fabricants de compresseurs

Depuis peu, de nouveaux entrants sont devenus actifs sur le marché des services particulièrement du Facility Management.

6.5.4 Transport-Stockage France

Réseau de transport : GRTgaz

En Europe, les opportunités de croissance se matérialisent essentiellement par des acquisitions d'opérateurs de réseaux existants ou le développement de nouvelles infrastructures telles que des terminaux méthaniers (Fos Cavaou) ou de nouveaux grands gazoducs (Medgaz pour l'acheminement du gaz algérien vers l'Espagne), et il existe une concurrence forte entre candidats potentiels dans le cadre de ces acquisitions ou de ces projets.

En France l'offre des terminaux méthaniers de Gaz de France est vouée à une concurrence directe avec celle d'un ou de plusieurs autres terminaux en France à l'horizon 2011-2012. Quatre projets ont en effet été annoncés en 2006, aux ports du Havre (site d'Antifer), de Dunkerque et de Bordeaux (deux projets sur le site du Verdon). La réalisation de toutes ces infrastructures multiplierait par deux à deux et demi la capacité de regazéification sur le territoire français.

Stockage

Economiquement et techniquement, la proximité au marché est un avantage compétitif certain dans le métier du stockage de gaz. De ce

point de vue, Gaz de France dispose d'une position très forte en France sur le marché actuel. Pour le futur, Gaz de France dispose d'un bon portefeuille de développement en matière de structures géologiques, dans un contexte assez étroitement rationné. De plus, il est à noter que le poids des investissements à consentir dans la durée (il faut environ entre quinze et vingt ans pour développer un nouveau projet de stockage) tendrait à limiter fortement le nombre de nouveaux entrants potentiels. Le stockage représente une solution parmi d'autres à un besoin du marché en matière de modulation. L'offre de stockage de Gaz de France est à ce titre en concurrence avec diverses possibilités telles que la mise en œuvre d'éventuelles souplesses d'approvisionnement ou la gestion de la demande (notamment le recours à un portefeuille de clients interruptibles, le cas échéant). Dans ce cadre, il est à observer que diverses évolutions en cours au plan européen, telles que le développement de *hubs* gaziers et l'augmentation des capacités des réseaux de transport par gazoduc vont dans le sens d'un renforcement de la concurrence sur le marché de la modulation.

6.5.5 Distribution France

L'activité distribution en France est exercée très majoritairement par Gaz de France. 22 distributeurs non nationalisés visés dans la loi du 8 avril 1946 interviennent sur 5% du marché national de la distribution du gaz en réseau. Le Groupe Gaz de France détient des parts dans trois des plus grandes entreprises locales de distribution : Gaz de Strasbourg avec 24,9% du capital, Gaz de Bordeaux avec 24% du capital et Gaz Electricité de Grenoble avec 4,3% du capital.

Pour les communes qui ont effectivement concédé leur distribution publique de gaz naturel au 11 avril 2000 et celles desservies par Gaz de France au titre du plan de desserte arrêté le 3 avril 2000, Gaz de France bénéficie des droits exclusifs que lui a conférés la loi du 8 avril 1946. Il est

alors le seul opérateur auquel ces collectivités locales peuvent confier leur délégation de service public de distribution du gaz.

Les autres communes, lorsqu'elles souhaitent être alimentées en gaz, procèdent à des mises en concurrence auprès des distributeurs de gaz agréés conformément au paragraphe III de l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (communes désignées sous le vocable délégation de service public). Au 31 décembre 2006, la grande majorité des nouvelles concessions en gaz naturel a été remportée par Gaz de France. De plus, des mises en concurrence en gaz propane ont été engagées par quelques communes. Gaz de France n'a pas participé à ces mises en concurrence, ses critères de rentabilité sur ces exploitations n'étant pas satisfaits.

6.5.6 Transport-Distribution International

En Europe le transport de gaz, constituant un monopole naturel, est un secteur étroitement réglementé. En revanche, la commercialisation du gaz et de l'électricité s'ouvre progressivement à la concurrence selon les termes des deux directives européennes sur le gaz et l'électricité en vigueur.

Le Groupe couvre un ensemble d'entreprises diversifiées actives dans plusieurs pays et dans plusieurs segments de la chaîne de valeur du gaz et de l'électricité, ses concurrents sont donc aussi nombreux que variés.

En Europe ces principaux concurrents sur les marchés ouverts sont les grandes sociétés de négoce d'énergie. De nouveaux concurrents pénètrent le marché du gaz naturel tels les grands producteurs d'électricité européens. Enfin le groupe est bien entendu confronté à la stratégie défensive de l'opérateur historique dans chacun des pays où il est, marginalement, implanté.

Au Mexique, le marché gazier est ouvert à la concurrence. Les sociétés commercialisant du gaz de pétrole liquéfié (GPL) sont les concurrents les plus actifs.

7

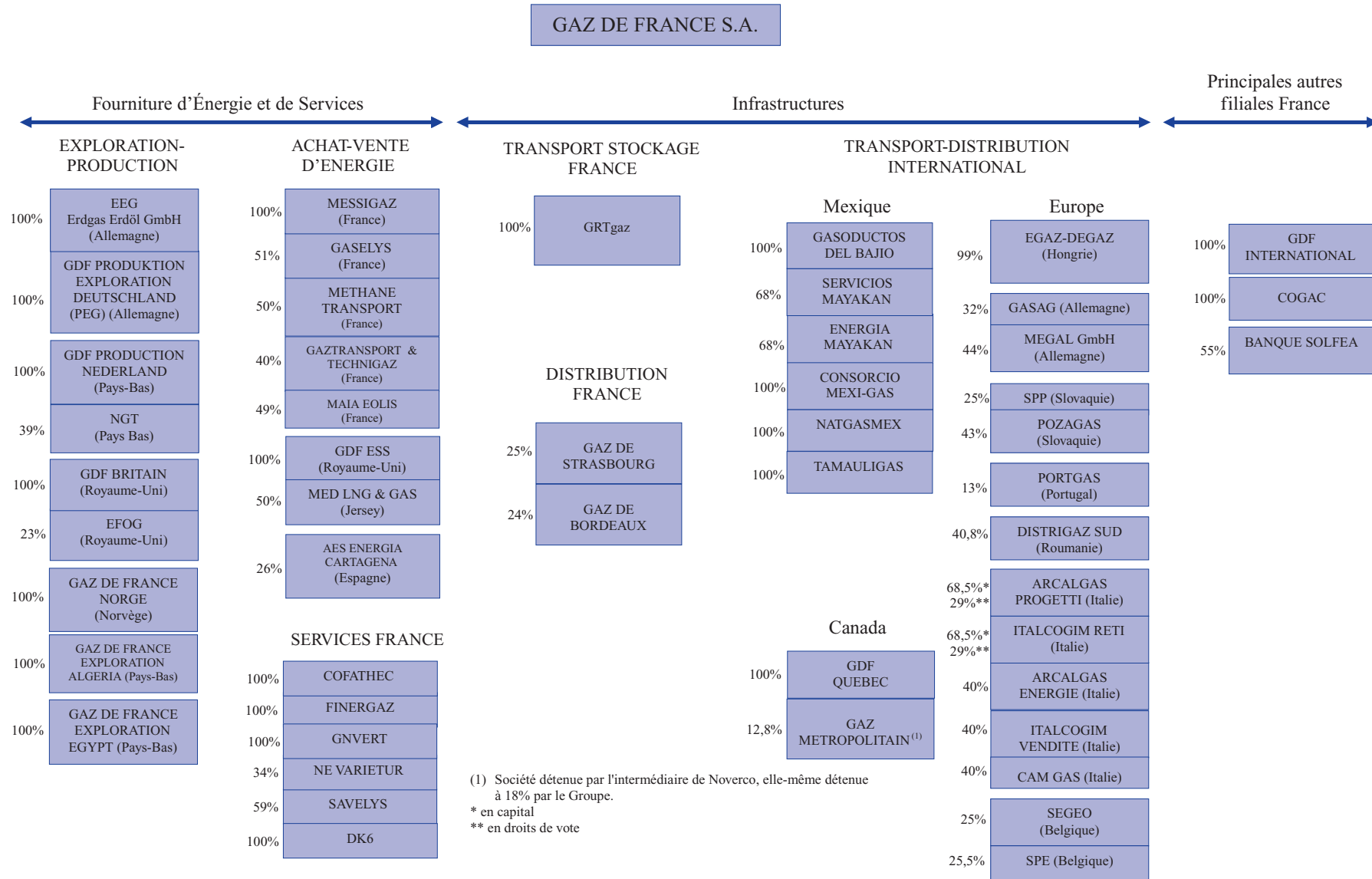
ORGANIGRAMME

La Société exerce une activité économique propre ; elle ne joue pas vis-à-vis de ses filiales le rôle d'une holding simple. La liste exhaustive des sociétés consolidées du Groupe figure au paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 35 ».

Le nombre de filiales directes ou indirectes de la Société est d'environ 270. L'organigramme ci-après est l'organigramme simplifié des

principales sociétés détenues par Gaz de France (en pourcentage arrondi de capital) à la date d'enregistrement du présent document de référence.

Sauf indication contraire, le pourcentage des droits de vote détenus par Gaz de France dans les sociétés du Groupe est identique au pourcentage de capital figurant dans l'organigramme ci-après.



Les fonctions exercées par les dirigeants de la Société (Président-directeur général, directeurs généraux délégués, membres du conseil d'administration et membres du comité exécutif) dans les principales filiales de la Société figurent au chapitre 14 – « Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale ».

Un graphique des flux physiques et économiques entre les segments du Groupe figure au paragraphe 6.1.1 – « Présentation générale ».

La présentation de l'activité et des actifs économiques stratégiques des principales filiales de la Société figure au chapitre 6 – « Aperçu des activités ».

Les principales opérations réalisées au cours de l'exercice 2006 ont été la constitution de Maïa Eolis, société détenue à hauteur de 49% par Gaz de France opérant dans le domaine de l'énergie éolienne en partenariat avec le groupe Maïa Sonnier, la création d'Energie Investimenti, société détenue à hauteur de 40% par Gaz de France, dont les filiales (Cam Gas, Arcalgas Energie, Italcogim Vendite) interviennent dans le domaine de la commercialisation du gaz naturel en Italie, en partenariat avec le groupe Camfin et l'entrée en vigueur le 1^{er} novembre 2006 du contrat *Energy Agreement* conclu entre le Groupe et AES Energia Cartagena.

En outre, les informations relatives aux flux financiers entre la Société et ses principales filiales figurent au chapitre 19 – « Opérations avec des apparentés ».

8.1 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES

P.103

8.2 ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX LIÉS À LA DÉTENTION DES ACTIFS IMMOBILIERS PAR LA SOCIÉTÉ

P.103

8.2.1 INSTALLATIONS CLASSÉES POUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (PÉRIMÈTRE FRANCE)

p.103

8.2.2 ANCIENS SITES INDUSTRIELS

p.104

8.1 Propriétés immobilières

Gaz de France possède ou loue un portefeuille immobilier comprenant 1473 logements (dont 969 en propriété et 504 en location) et 471 sites tertiaires à usage de bureaux ou d'activités, représentant un total de 1 207 000 m² bâtis détenus, soit en pleine propriété (867 000 m²), soit en crédit-bail (174 000 m²), soit encore en location commerciale (166 000 m² pris à bail auprès de tiers). Le parc tertiaire en propriété ou crédit-bail est implanté pour 79 % en province et le reste en Ile de France, alors que le parc pris à bail commercial est situé pour l'essentiel en Ile de France (108 000 m²). Parmi ses actifs immobiliers en propriété ou crédit-bail, Gaz de France gère à ce jour 318 sites construits sur des terrains ayant supporté dans le passé une usine de production de gaz et faisant l'objet d'un programme de réhabilitation ainsi que précisé au paragraphe 8.2.2 – « Anciens sites industriels » ci-après.

Le parc tertiaire est exclusivement mis à la disposition des métiers de Gaz de France ou loué à EDF. Le parc en propriété est occupé avec un taux de vacance de 8 à 10% pour permettre la fluidité.

Aucune charge majeure ne pèse sur les immobilisations corporelles significatives de Gaz de France détenues en pleine propriété qui n'ait déjà fait l'objet d'une provision.

Le Groupe rationalise son portefeuille immobilier en vendant des logements ainsi que les sites tertiaires vacants, en limitant l'acquisition et la construction de nouveaux biens et en confiant l'entretien et la gérance de ses biens à des prestataires spécialisés. Il entend promouvoir l'utilisation rationnelle des biens immobiliers qu'il possède ou loue en facturant à ses métiers la valeur de marché des immeubles qu'ils occupent.

8.2 Aspects environnementaux liés à la détention des actifs immobiliers par la Société

8.2.1 Installations classées pour la protection de l'environnement (périmètre France)

Certaines installations exploitées par Gaz de France, notamment les stations de compression, les stockages souterrains, les terminaux méthaniers et trois dépôts (propane à Saint-Flour et à Bastia et butane à Ajaccio) constituent des installations classées pour la protection de l'environnement (« ICPE »).

Aux termes du Code de l'environnement, sont soumis à la réglementation des ICPE les usines, ateliers, dépôts, chantiers et, d'une manière générale, les installations qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients soit pour la commodité du voisinage, soit pour la santé, la sécurité et la salubrité publiques, soit pour l'agriculture, soit pour la protection de la nature et de l'environnement, soit pour la conservation des sites, des monuments et des éléments du patrimoine archéologique.

Les activités industrielles relevant de cette législation sont énumérées dans une liste arrêtée par décret en Conseil d'Etat – la nomenclature – et sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients présentés

par leur exploitation, soit à un régime de déclaration (auquel cas les installations concernées doivent être exploitées conformément à des prescriptions de fonctionnement standardisées), soit à un régime d'autorisation (l'autorisation d'exploiter prend dans ce cas la forme d'un arrêté préfectoral délivré après consultation de divers organismes et enquête publique, qui contient les prescriptions de fonctionnement spécifiques à l'installation que devra respecter l'exploitant).

Les ICPE sont placées sous le contrôle du préfet et des directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE), chargés de l'organisation de l'inspection des installations classées. La mission des inspecteurs des installations classées consiste essentiellement à définir les prescriptions techniques imposées aux installations soumises à autorisation par l'arrêté préfectoral et à s'assurer du respect de la réglementation applicable par les ICPE au moyen d'examen de documents et d'inspections périodiques.

En cas d'inobservation des conditions imposées à l'exploitant d'une ICPE, et indépendamment d'éventuelles poursuites pénales, le préfet peut prononcer des sanctions administratives telles que la consignation d'une somme égale au montant des travaux de mise en conformité à réaliser, l'exécution forcée des mesures prescrites par arrêté, la suspension du fonctionnement, ou encore proposer la fermeture ou la suppression de l'installation par décret en Conseil d'Etat.

En outre, certaines ICPE sont soumises aux dispositions de l'arrêté du 10 mai 2000. Cet arrêté définit un certain nombre de prescriptions supplémentaires destinées à prévenir les risques majeurs. Les installations dites « Seveso » doivent disposer d'outils spécifiques de gestion de la sécurité en raison de leur importance ou de la nature de leurs activités et du fait qu'elles présentent des risques d'accidents majeurs. C'est notamment le cas des terminaux méthaniers et stockages

souterrains exploités par Gaz de France. Ces installations doivent prendre les mesures nécessaires à la prévention des accidents majeurs et à la limitation des conséquences desdits accidents, notamment par la mise en place d'un « plan d'opération interne » déterminant les modalités de l'intervention de l'exploitant au sein de l'établissement en cas d'accident ainsi que d'un « plan particulier d'intervention » élaboré par le préfet sur la base d'informations fournies par l'exploitant et destiné à prendre le relais du plan d'opération interne lorsque les conséquences de l'accident sont susceptibles de se manifester à l'extérieur de l'établissement. En outre, la mise en activité de ces installations est subordonnée à la constitution préalable de garanties financières, dont le montant est fixé dans l'arrêté préfectoral d'autorisation, qui sont notamment destinées à garantir la prise en charge par l'exploitant du coût des interventions éventuelles en cas d'accident et du coût de la remise en état du site après la fermeture de l'installation.

8.2.2 Anciens sites industriels

Gaz de France apporte une attention toute particulière aux anciennes usines à gaz qui étaient, avant le développement du gaz naturel, le siège de la production de gaz manufacturé et dont la dernière a cessé sa production en 1971. Ces anciennes activités sont susceptibles d'être à l'origine de la présence, dans le sous-sol des sites qui les ont supportées, de matières qui peuvent, dans certaines conditions, présenter un risque environnemental en fonction de leur localisation, de leur nature, de leur mobilité naturelle ou provoquée, ou de leurs caractéristiques chimiques.

Aussi, Gaz de France, dès le début des années 90, s'est-il engagé auprès du ministère chargé de l'environnement dans une action volontaire de traitement ordonné et coordonné de ses sites d'anciennes usines à gaz, au-delà de la stricte application des obligations législatives ou réglementaires. Il a ainsi été procédé à l'inventaire exhaustif de ces sites et à la hiérarchisation de ceux-ci en fonction de la sensibilité à leur environnement, en même temps qu'était lancé un important programme de recherche tant pour assurer une meilleure connaissance des sous-produits gaziers eux-mêmes que pour faire émerger de nouvelles méthodes de traitement. Ces actions ont permis de retenir les mesures effectives et proportionnées visant à prévenir un risque de dommage pour l'homme et pour l'environnement à un coût économiquement supportable et d'en prévoir les modalités et le calendrier d'application.

L'engagement de Gaz de France s'est traduit par la signature, le 25 avril 1996, d'un protocole d'accord relatif à la maîtrise et au suivi de la réhabilitation des anciens terrains d'usines à gaz avec le ministère de l'environnement pour une durée de dix ans. Le protocole s'est enrichi, en 2001, de l'élaboration, avec le ministère, d'objectifs de réhabilitation génériques, spécifiques aux terrains de Gaz de France, afin de fixer le cadre de la dépollution des sites changeant d'usage, ainsi que, en 2002, d'une procédure de surveillance de la qualité des eaux souterraines. Au

26 avril 2006, date d'échéance, les engagements du protocole ont été mis en œuvre pour la totalité des 467 sites. Gaz de France a ainsi respecté l'intégralité de ses engagements au titre du protocole, et un bilan a été dressé conjointement avec le ministère de l'environnement. La réhabilitation des sites d'anciennes usines à gaz a permis de conserver un usage ou de favoriser le retour à l'urbanisation de 342 hectares de terrain. Gaz de France poursuivra cet effort de réhabilitation de ses sites dans le cadre des textes législatifs et règlements en vigueur.

La provision comptable constituée pour faire face aux engagements et au risque financier liés à la remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz gérés par Gaz de France a été ajustée pour tenir compte de l'évolution de la réglementation, de la jurisprudence et de l'arrivée à échéance du protocole avec l'Etat. Au 31 décembre 2006, cette provision atteint 41 millions d'euros et la totalité des sommes consacrées (depuis le début de ce processus) à la réhabilitation des sites d'anciennes usines à gaz s'élève à 155 millions d'euros.

En Allemagne, EEG poursuit son programme de réhabilitation des sites pollués par ses anciennes activités (usines à gaz et sites d'exploration et de production). Ce travail est effectué en liaison avec les autorités compétentes des Länder Saxe-Anhalt, Thuringe et Mecklembourg Poméranie Antérieure et avec le BvS (bureau fédéral allemand des privatisations) pour le Land de Brandebourg qui financent la plus grande part de ces dépenses.

Les obligations de démantèlement futur des installations d'exploration-production sont régies par les lois des différents pays où Gaz de France opère : aux Pays-Bas la loi minière ; en Allemagne, les dispositions fixées par le WEG (Association allemande de l'industrie du pétrole et du gaz) et les dispositions négociées avec l'Etat et les Länder, au Royaume-Uni, le UK Petroleum Act de 1998 et les règles du UK Government's Department of Trade and Industry.

9.1 PRINCIPAUX FACTEURS AYANT UN IMPACT SUR L'ACTIVITÉ ET LES PERFORMANCES DU GROUPE	P.107	9.2.3 AUTRES INDICATEURS D'ACTIVITÉ	p.112
9.1.1 TARIFS ADMINISTRÉS ET RÉGULÉS	p.107	9.3 ANALYSE DES PERFORMANCES OPÉRATIONNELLES DU GROUPE	P.114
9.1.2 PRIX DU PÉTROLE	p.108	9.3.1 CONTRIBUTION DES PÔLES À L'EXCÉDENT BRUT OPÉRATIONNEL ET AU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL DU GROUPE	p.114
9.1.3 TAUX DE CHANGE	p.109	9.3.2 ANALYSE DU BAS DE COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ	p.116
9.1.4 CONDITIONS CLIMATIQUES	p.109	9.3.3 ROE, ROCE	p.117
9.1.5 MOUVEMENTS DE PÉRIMÈTRE	p.109		
9.1.6 SAISONNALITÉ	p.110		
9.2 ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE	P.110		
9.2.1 CROISSANCE ORGANIQUE DE L'ACTIVITÉ	p.110		
9.2.2 VENTILATION PAR SEGMENT DU CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	p.111		

<i>En millions d'euros</i>	2006 Publié	2005 Retraité ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	27 642	22 872
Excédent Brut Opérationnel <i>(avant dépenses de renouvellement)</i>	5 149	4 248
Résultat Opérationnel	3 608	2 821
Résultat Net – Part du groupe	2 298	1 782

(1) retraité des impacts de l'application des normes IFRIC12 et IFRIC 4.

Le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 27 642 millions d'euros, en progression de 21% par rapport à 2005. A climat moyen et à méthodes comptables constantes (hors application IFRIC 12), le chiffre d'affaires progresse de 24% par rapport à 2005.

Après un premier semestre plus froid que le premier semestre de l'exercice précédent, l'année 2006 a connu un automne particulièrement chaud qui a défavorablement impacté la progression du chiffre d'affaires (baisse de 12 TWh entre 2005 et 2006).

Le chiffre d'affaires du Groupe à l'international atteint 10 839 millions d'euros en progression de 33%. Il représente désormais près de 40% du chiffre d'affaires total.

L'excédent brut opérationnel progresse de 901 millions d'euros (+ 21%). Toutes les activités du Groupe contribuent aux résultats 2006 qui constituent, à ce jour, les meilleures performances opérationnelles de Gaz de France.

La principale évolution a concerné le segment Exploration-Production dont la très forte augmentation de l'excédent brut opérationnel (+ 544 millions d'euros) a été tirée par la progression des prix et des volumes.

L'excédent brut opérationnel du segment Achat-Vente d'Énergie a progressé de 193 millions d'euros dans un contexte de marché favorable. Le Groupe a bénéficié de sa position unique dans le gaz en Europe pour ses activités de négoce et de commercialisation.

Enfin l'augmentation de 190 millions d'euros de l'excédent brut opérationnel du segment Transport-Distribution International est liée à la croissance externe à l'évolution des prix.

Le résultat opérationnel progresse de 787 millions d'euros (+ 28%). Hors l'évolution de l'excédent brut opérationnel, le résultat opérationnel reflète le retour à un niveau normal des dotations à la provision pour renouvellement du segment Distribution France en 2006 (provision diminuée en 2005 d'un réajustement non récurrent de 250 millions d'euros).

Le résultat net part du Groupe progresse de 516 millions d'euros. Hors l'évolution du résultat opérationnel, le résultat net bénéficie de l'amélioration de 81 millions d'euros du résultat financier. La charge d'impôt augmente de 310 millions d'euros en 2006 en raison de la progression des résultats (taux effectif d'impôt de 34% en 2006, stable par rapport à 2005).

Préambule : changements de méthodes comptables et de présentation

Les états financiers consolidés du Groupe au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2006 ont été préparés en conformité avec les normes comptables internationales IFRS applicables à cette date telles qu'approuvées par l'Union européenne [y compris l'interprétation IFRIC 4 «déterminer si un accord contient un contrat de location»].

Dans le respect de la recommandation de l'AMF du 19 décembre 2006 relative à l'arrêté des comptes 2006, le groupe a décidé d'une part de suivre les principes comptables de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de

concession de services », publié par l'IASB le 30 novembre 2006, et d'autre part d'apporter des aménagements à ses états financiers afin de répondre aux attentes du marché en matière de meilleure comparabilité sectorielle, en se conformant notamment aux pratiques des entreprises des secteurs couverts par l'activité du Groupe.

En application d'IAS 8, les comptes de l'exercice 2005 présentés en comparatif sont retraités de l'ensemble des impacts des changements de méthodes comptables.

Synthèse des impacts sur les principaux indicateurs du Groupe au titre de l'exercice 2005

<i>En millions d'euros</i>	2005 Publié	Impact IFRIC 12	Autres (*)	2005 Retraité
Chiffre d'affaires	22 394	+ 487	- 9	22 872
Excédent Brut Opérationnel <i>(avant dépenses de renouvellement)</i>	4 219	+ 4	+ 25	4 248
Résultat Opérationnel	2 784	+ 4	+33	2 821
Résultat Net – Part du groupe	1 743	+ 3	+36	1 782

(*) Impact de l'application de l'interprétation IFRIC 4 et de la finalisation du Purchase Price Allocation de SPE (voir chapitre 20 – annexe B.2 « Changements de principes comptables et reclassements de présentation »).

Synthèse des impacts sur les principaux indicateurs du Groupe au titre de l'exercice 2006

<i>En millions d'euros</i>	2006 Avant Changement	Impact IFRIC 12	Autres (*)	2006 Publié
Chiffre d'affaires	27 258	397	-13	27 642
Excédent Brut Opérationnel <i>(avant dépenses de renouvellement)</i>	5 155	7	-13	5 149
Résultat Opérationnel	3 611	5	-8	3 608
Résultat Net – Part du groupe	2 299	3	-4	2 298

(*) Impact de l'application de l'interprétation IFRIC 4 et de la finalisation du Purchase Price Allocation de SPE (voir chapitre 20 – annexe B.2 « Changements de principes comptables et reclassements de présentation »).

Présentation des principaux impacts d'IFRIC 12

Impact sur le chiffre d'affaires : En application d'IFRIC 12, l'intervention du concessionnaire en tant que constructeur des actifs créés pour le compte du concédant (investissements de premier établissement) implique la comptabilisation d'un chiffre d'affaires supplémentaire. Les investissements de premier établissement sont comptabilisés de la façon suivante : la juste valeur des travaux représente le coût d'acquisition de l'actif incorporel qui est comptabilisé au moment de la construction des ouvrages.

Impact sur les performances opérationnelles : Pour Gaz de France, en l'absence de différenciation entre la rémunération de la phase de construction et celle de la phase d'exploitation dans la détermination des tarifs d'accès des tiers aux réseaux et de référence externe de juste valeur pour ces deux éléments, le chiffre d'affaires comptabilisé au titre

de la phase de construction est limité au montant des coûts exposés, et est donc sans impact significatif sur les indicateurs de performance opérationnelle utilisés par Gaz de France.

Les dépenses de renouvellement à l'identique font l'objet de la constitution de provisions pour renouvellement comptabilisées en application d'IFRIC 12.

Elles sont constatées, lorsqu'elles sont exposées, en charges opérationnelles et donnent lieu corrélativement à une reprise de la provision pour renouvellement pour le même montant constatée sur la ligne « Dotations nettes aux amortissements et provisions ».

Voir chapitre 20 – annexe B.2 « Changements de principes comptables et reclassements de présentation ».

Changement de présentation dans le compte de résultat

L'Excédent Brut Opérationnel a été supprimé du compte de résultat, mais il est maintenu en tant qu'indicateur non GAAP de performance opérationnelle. Une réconciliation avec les états financiers est intégrée dans le chapitre 20 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 30.2 ».

Afin d'assurer la comparabilité au regard des périodes précédentes de l'excédent brut opérationnel qui n'était pas affecté par les dépenses de

renouvellement (jusqu'à alors comptabilisées à l'actif du bilan), et de tenir compte de la nature particulière de ces dépenses, l'excédent brut opérationnel est présenté avant dépenses de renouvellement.

Pour les mêmes raisons, s'agissant du tableau de flux (voir chapitre 10 - « Trésorerie et capitaux »), le cash-flow opérationnel est présenté avant dépenses de renouvellement.

9.1 Principaux facteurs ayant un impact sur l'activité et les performances du Groupe

L'activité et les performances du Groupe sont marquées par un certain nombre de facteurs détaillés ci-après tels que l'évolution des tarifs, le cours des produits pétroliers, la parité euro/dollar, les conditions climatiques, les mouvements de périmètre et la saisonnalité.

9.1.1 Tarifs administrés et régulés

L'activité du Groupe dépend de différents systèmes de tarification synthétisés dans le tableau ci-après :

Pôle concerné	Type de tarifs	Commentaires
Fourniture d'Énergie et de Services	Tarifs administrés	Tarifs de vente du gaz naturel pour les clients particuliers et les clients éligibles qui n'ont pas exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz. Il existe deux types de tarifs administrés : les tarifs de distribution publique et les tarifs à souscription.
	Tarifs de distribution publique <i>(type de tarifs administrés)</i>	Tarifs de vente du gaz naturel pour les clients consommant moins de 5 GWh par an et raccordés au réseau de distribution. Tarifs fixés par décision des ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de Gaz de France et après avis de la CRE.
	Tarifs à souscription <i>(type de tarifs administrés)</i>	Tarifs de vente du gaz naturel pour les clients consommant plus de 5 GWh par an et raccordés au réseau de distribution ou directement au réseau de transport. Tarifs proposés par Gaz de France et entrant en vigueur sauf opposition des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE.
Infrastructures	Prix négociés	Tarifs de vente du gaz naturel pour les clients éligibles qui ont exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz
	Tarifs régulés (à l'exception des tarifs de stockage)	Tarifs applicables aux utilisateurs d'infrastructures, suivant le régime fixé par la loi du 3 janvier 2003. Tarifs établis par Gaz de France selon méthodologie approuvée par la CRE.

Evolution des tarifs administrés en 2006

• **Tarifs de distribution publique**

Le tableau ci-dessous présente le niveau moyen des évolutions de tarifs de distribution publique décidées en 2005 et 2006.

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2005	
1 ^{er} juillet	0,124 c€ par kWh
1 ^{er} septembre	0,090 c€ par kWh
1 ^{er} novembre	0,445 c€ par kWh
2006	
1 ^{er} janvier	Annulation des hausses tarifaires prévues en application de l'arrêté du 16 juin 2005
1 ^{er} mai	0,210 c€ par kWh
Au delà du 1 ^{er} mai	Annulation des hausses tarifaires prévues en application de l'arrêté du 16 juin 2005

• **Tarifs à souscription**

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

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2005	
1 ^{er} janvier	1,83 € par MWh
1 ^{er} avril	-1,24 € par MWh
1 ^{er} juillet	3,06 € par MWh
1 ^{er} octobre	2,98 € par MWh
2006	
1 ^{er} janvier	1,99 € par MWh
1 ^{er} avril	- 0,93 € par MWh
1 ^{er} juillet	1,33 € par MWh
1 ^{er} octobre	Pas de mouvement

Perspectives 2007

Concernant les tarifs de Distribution Publique, sauf dispositions législatives ou réglementaires contraires, le contrat de service public signé entre l'Etat et Gaz de France le 10 juin 2005 et les dispositions tarifaires qu'il contient continuent à s'appliquer jusqu'au 31 décembre 2007.

Voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.2.3 – « Prix de vente du gaz naturel / Tarifs administrés » et Annexe B – « Glossaire ».

9.1.2 Prix du Pétrole

Les fluctuations du prix du marché du pétrole ont deux conséquences principales sur les résultats du Groupe :

- **Dans le segment Exploration-Production**, une hausse du prix du pétrole se traduit par une augmentation du chiffre d'affaires et du résultat opérationnel. L'impact sur le résultat opérationnel est proportionnellement plus important car les charges d'exploitation du segment ne varient pas avec le prix du pétrole.

- **Dans le segment Achat-Vente d'Énergie**, une hausse du prix du pétrole a un effet inverse, en augmentant les charges d'exploitation. Cette augmentation est en principe récupérée par le biais des hausses tarifaires, mais éventuellement avec un décalage dans le temps, pour autant que le mouvement tarifaire théorique résultant de l'application des formules soit totalement répercuté dans les tarifs.

Cours moyen	2006	2005	Var. (%)
Brent (en USD)	65,1	54,4	+19,7 %
Brent (en EUR)	51,7	43,8	+18,0 %

9.1.3 Taux de change

Le taux de change entre le dollar américain et l'euro peut affecter les résultats du Groupe principalement en raison de son effet sur le cours du baril de Brent qui est coté en dollars.

Le risque de variation de taux de change fait l'objet d'une couverture par instruments financiers dérivés.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 25 »

Cours moyen	2006	2005	Var. (%)
Parité EUR / USD	1,26	1,24	+1,6%

9.1.4 Conditions climatiques

Des conditions climatiques peuvent avoir des effets significatifs sur l'activité du Groupe tant en termes de volumes que de coûts. Par exemple, une baisse des températures en hiver peut se traduire par une hausse du chiffre d'affaires (augmentation des consommations et/ou des prix de marché), des augmentations des coûts (achats d'énergie sur les marchés de gros à des prix élevés ou consommations externes accrues) et/ou des opérations de maintenance additionnelles.

En France, l'année 2006 a été légèrement plus chaude qu'une année moyenne avec une correction climatique négative de -6,4TWh (contre une correction climatique positive de 5,1 TWh en 2005 qui a été une année plus froide qu'une année moyenne).

9.1.5 Mouvements de périmètre

Les principaux mouvements de périmètre au cours de l'exercice 2006 sont les suivants :

	Entrées de périmètre	Cessions
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services		
Exploration-Production	-	KGM (Kazakhstan)
Achat-Vente d'Énergie	AES Energia Cartagena (Espagne) Maïa Eolis (France)	-
Services	-	-
Pôle Infrastructures		
Transport-Stockage France	-	Cession de 30,3% de Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (France)
Distribution France	-	-
Transport-Distribution International	-	Cession de Gaseba (Argentine et Uruguay) Cession de 10.2% de Distrigaz Sud (Roumanie)

L'ensemble des variations de périmètre impacte positivement le chiffre d'affaires du Groupe au 31 décembre 2006 à hauteur de 843 millions d'euros (3 % du chiffre d'affaires total au 31 décembre 2006) qui concernent principalement l'effet en année pleine de l'acquisition de Distrigaz Sud (51 % du capital acquis le 31 mai 2005) pour 490 millions d'euros et de la consolidation du groupe SPE (25,5 % du capital acquis le 1^{er} octobre 2005) pour 357 millions d'euros.

Les cessions de Distrigaz Sud (10,2 % d'intérêt dans la société) et de Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (30,3 % du capital) ne remettent pas en cause la méthode de consolidation retenue pour ces sociétés.

9.1.6 Saisonnalité

Les résultats du Groupe sont également affectés par la nature saisonnière de la consommation de gaz naturel, qui est plus importante en hiver qu'en été en raison de l'utilisation de gaz naturel pour le chauffage et pour la production d'électricité (elle-même utilisée pour le chauffage de façon importante).

9.2 Analyse de l'évolution de l'activité du Groupe

9.2.1 Croissance organique de l'activité

<i>En millions d'euros</i>	
Chiffre d'affaires 2005 (publié)	22 394
IFRIC 12	487
IFRIC 4	- 9
Chiffre d'affaires 2005 (retraité)	22 872
Croissance organique	4 017
Effet périmètre	843
Autres	- 90
Chiffre d'affaires 2006 (publié)	27 642

En 2006, le chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 27 642 millions d'euros, contre 22 394 millions d'euros en 2005. Corrigé des impacts de changements de méthodes comptables et des effets liés aux variations de périmètre, le chiffre d'affaires a progressé en 2006 de 4 017 millions d'euros.

9.2.2 Ventilation par segment du chiffre d'affaires du Groupe

<i>En millions d'euros</i>	CA 2006	CA 2005 retraité	Var. (%)
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services			
Exploration-Production	1 659	1 139	+45,7%
Achat-Vente d'Énergie	20 481	17 265	+18,6%
Services	2 181	1 924	+13,3%
Pôle Infrastructures			
Transport-Stockage France	2 227	2 124	+4,8%
Distribution France	3 289	3 426	- 4,0 %
Transport-Distribution International	3 570	2 275	+56,9%
Eliminations, autres et non alloué	- 5 765	-5 281	N/A
Total Groupe	27 642	22 872	20,9%

La progression de près de 21 % du chiffre d'affaires est principalement liée à l'accroissement de l'activité des segments Achat-Vente d'Énergie (+ 18,6 %), Exploration-Production (+ 45,7 %) et Transport-Distribution International (+ 56,9 %). Seule l'activité du segment Distribution France marque un léger recul entre 2005 et 2006 (- 4,0 %).

La contribution de chaque segment est analysée ci-après.

9.2.2.1 Exploration-Production

Le chiffre d'affaires de l'activité Exploration-Production a augmenté de 46 % à 1 659 millions d'euros pour 2006, contre 1 139 millions pour 2005 (+ 52 % à périmètre comparable, du fait de la cession de KGM en juillet 2006).

Cette progression provient essentiellement de la hausse (voir paragraphe 9.1.2 « Prix du Pétrole ») des cours des hydrocarbures (produits pétroliers et gaz naturel) et de l'augmentation (+ 10 %) de la production vendue consolidée du Groupe.

9.2.2.2 Achat-Vente d'Énergie

Le chiffre d'affaires de l'activité Achat-Vente d'Énergie progresse de 19 % par rapport à 2005, à 20 481 millions d'euros contre 17 265 millions d'euros. Cette progression résulte essentiellement de la hausse des prix de l'énergie, consécutive à la hausse des prix d'achat du gaz. Pour une analyse des volumes vendus, voir paragraphes 9.2.3.3 – « Ventes de gaz naturel » et 9.2.3.4 – « Ventes d'électricité ».

9.2.2.3 Services

Le chiffre d'affaires de l'activité Services s'établit à 2 181 millions d'euros à fin décembre 2006, à comparer à 1 924 millions d'euros pour l'exercice 2005, soit une progression de 13 %, du fait d'une croissance organique soutenue,

mais aussi de variations de périmètre. A périmètre comparable, l'augmentation du chiffre d'affaires sur la période est de 9 %.

Les opérations de croissance externe réalisées tant en 2005 qu'en 2006, ont permis de renforcer la couverture géographique du segment, à la fois en France, en Belgique et en Grande Bretagne.

9.2.2.4 Transport-Stockage France

Le chiffre d'affaires de l'activité Transport-Stockage France s'établit sur la période à 2 227 millions d'euros contre 2 124 millions en 2005, en progression de 4,8 %. L'augmentation des capacités souscrites sur le réseau de transport, la hausse des réservations de stockage et des quantités de gaz naturel déchargées dans les terminaux méthaniers, ainsi que l'augmentation des tarifs d'accès des tiers aux stockages intervenue au 1^{er} avril 2006, expliquent cette progression.

9.2.2.5 Distribution France

Le chiffre d'affaires du segment Distribution France s'établit à 3 289 millions d'euros à fin décembre 2006 contre 3 426 millions d'euros en 2005, en baisse de 4 %. A climat et méthode comptable (IFRIC 12) comparables, le chiffre d'affaires progresse d'environ 2,1 %.

En effet, en application de l'interprétation IFRIC 12 au titre des contrats de concession, un chiffre d'affaires supplémentaire a été comptabilisé sur le segment Distribution France à hauteur de 384 millions d'euros en 2006 contre 475 millions d'euros en 2005.

En outre, en 2006 qui a connu un automne particulièrement chaud, 327,3 TWh de gaz naturel ont été acheminés sur le réseau de distribution contre 337,4 TWh en 2005.

9.2.2.6 Transport-Distribution international

Le chiffre d'affaires 2006 de l'activité Transport-Distribution International est en augmentation de 57 % par rapport à 2005 et s'établit à 3 570 millions d'euros en 2006 contre 2 275 millions d'euros en 2005. Cette hausse s'explique en partie par un effet périmètre (+ 20 % à périmètre comparable) en raison de l'entrée dans le périmètre de Distrigaz Sud en

Roumanie au 31 mai 2005 et de SPE en Belgique à partir du 1er octobre 2005. Il comprend également des hausses de tarifs obtenues depuis mi-2005 consécutives à la hausse des coûts des approvisionnements.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 30 ».

9.2.3 Autres indicateurs d'activité

9.2.3.1 Production consolidée d'hydrocarbures (hors mises en équivalence)

	2006	2005	Var. (%)
Productions combinées (Mbep)	38,0	34,6	+ 9,8 %
Gaz naturel (Mbep)	28,8	24,1	+ 19,5 %
Hydrocarbures liquides (Mbl)	9,2	10,5	- 12,4 %

La production vendue s'établit à 38,0 Mbep en 2006 contre 34,6 Mbep en 2005, soit une hausse de 9,8%. A périmètre comparable (cession de la participation dans KGM, impact de -1,3 Mbep sur 2005), cette augmentation s'établit à 14,1%, l'augmentation de la production vendue aux Pays-Bas (+ 5,2 Mbep) faisant plus que compenser la baisse de la

production provenant du déclin naturel des champs en Norvège (-1,0 Mbep), en Allemagne (-0,4 Mbep) et au Royaume-Uni (- 0,1 Mbep).

En prenant en compte la part de Gaz de France dans le champ d'Elgin-Franklin (filiale EFOG mise en équivalence) et la part de sociétés non consolidées, la production du Groupe atteint 45,5 Mbep en 2006.

9.2.3.2 Réserves d'hydrocarbures⁽¹⁾

En millions de bep	31.12.2006	31.12.2005
Réserves prouvées et probables	626,8	697,2
<i>dont gaz naturel</i>	<i>488,0</i>	<i>516,5</i>
<i>dont hydrocarbures liquides</i>	<i>138,8</i>	<i>180,7</i>
Quote-part des réserves prouvées et probables des sociétés mises en équivalence	58,5	55,7
Total	685,3	752,9

⁽¹⁾ Sociétés consolidées et y compris quote-part des réserves prouvées et probables des sociétés mises en équivalence (données non auditées)

Au 31 décembre 2006, les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de Gaz de France s'élèvent à 685,3 Mbep (y compris la quote-part des réserves des filiales mises en équivalence) contre 752,9 Mbep en 2005, soit une diminution de 9 %. Cette baisse résulte essentiellement de la cession en 2006 de KGM (- 45,1 Mbep) et d'actifs au Royaume-Uni (- 5,8 Mbep). Hors cet effet, la

diminution des réserves est due à la production de la période (- 45,5 Mbep) partiellement compensée par les découvertes, extensions et révisions de réserves réalisées en 2006 (+ 28,8 Mbep).

Le taux de renouvellement⁽²⁾ des réserves prouvées et probables du Groupe s'établit à + 63% en 2006 contre + 244% en 2005.

⁽²⁾ Le taux de renouvellement se définit comme étant égal au total des découvertes augmenté des révisions et des acquisitions rapporté à la production totale de l'exercice.

9.2.3.3 Ventes de gaz naturel

9.2.3.3.1 Ventes de gaz naturel consolidé du Groupe

Ventes de gaz consolidées par les segments du Groupe ⁽¹⁾ (TWh)	2006	2005
Ventes par le segment Achat-Vente d'Énergie	641	649
Ventes par le segment Transport-Distribution International	102	82
Ventes par le segment Exploration-Production	53	42
Eliminations des ventes inter-segments	- 34	- 24
Total Groupe	762	749

(1) y compris la quote-part du Groupe dans les ventes d'énergie réalisées par les sociétés consolidées par intégration proportionnelle.

9.2.3.3.2 Ventes de gaz naturel par le segment Achat-Vente d'Énergie

Vente par le segment Achat-Vente d'Énergie (TWh)	2006	2005	Var. (%)
En France			
Résidentiel individuel	133	139	- 4,3 %
Clientèle d'affaires	179	189	- 5,3 %
Grands clients industriels et commerciaux	100	115	- 13,0 %
Autres clients	28	26	+ 7,7 %
<i>Total France</i>	440	469	- 6,2 %
En Europe			
Grands clients industriels et commerciaux	119	105	+ 13,3 %
Autres clients	10	10	
<i>Total Europe</i>	129	115	+ 12,2 %
Ventes court terme	72	65	+ 10,8 %
Total segment Achat-Vente d'Énergie	641	649	- 1,2 %

La croissance du chiffre d'affaires en 2006 provient principalement d'un effet prix. La répercussion partielle de la hausse des prix d'achat du gaz explique l'essentiel de cette augmentation.

Les volumes de ventes de gaz naturel aux clients particuliers en France s'élèvent à 133 TWh à fin décembre 2006 en baisse de 4,3 % sur la période, du fait d'un climat exceptionnellement doux au dernier trimestre. Corrigés du climat, les volumes vendus aux clients particuliers en France ont été stables en 2006.

Les ventes de gaz naturel destinées à la clientèle d'affaires et aux grands clients industriels et commerciaux en France enregistrent une diminution de 8 % par rapport à 2005, à 279 TWh, sous l'effet conjugué de l'ouverture des marchés et de la clémence du climat.

En Europe, les volumes de ventes de gaz croissent de 12 % (+ 14 TWh) : ils s'établissent à 129 TWh et bénéficient des bonnes performances commerciales enregistrées en Allemagne, en Belgique, en Italie et au Royaume-Uni.

Le tableau ci-dessous présente par pays la pénétration du Groupe sur le marché des grands clients industriels et commerciaux en Europe.

En TWh	2006	2005
Royaume-Uni	36,4	34,6
Belgique et Luxembourg	25,4	21,2
Pays-Bas	21,0	20,2
Italie	21,0	16,9
Espagne	6,2	5,2
Allemagne	8,7	6,7
Hongrie	0,3	-
Total	119,0	104,8

9.2.3.4 Ventes d'électricité du segment Achat-Vente d'Énergie

En France, les ventes physiques d'électricité (hors volumes vendus dans le cadre d'opérations de couverture) enregistrent une progression de 17 % en 2006 et atteignent 3,3 TWh.

Au Royaume-Uni, porté par la forte hausse des prix sur le marché britannique, le chiffre d'affaires électricité 2006 progresse de 15 % par rapport à 2005.

En Espagne, la centrale à cycle combiné de Carthagène dont la capacité de production s'élève à 1 200 MW et a été mise en service courant novembre 2006.

9.3 Analyse des performances opérationnelles du Groupe

9.3.1 Contribution des pôles à l'excédent brut opérationnel (1) et au résultat opérationnel (2) du Groupe

En millions d'euros	2006		2005			Var. (%)	
	EBO	RO	EBO	RO	EBO	RO	
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services							
Exploration-Production	1 270	935	726	457	75 %	105 %	
Achat-Vente d'Énergie	441	391	248	204	78 %	92 %	
Services	189	111	166	94	14 %	18 %	
Pôle Infrastructures							
Transport-Stockage France	1 285	953	1 271	942	1 %	1 %	
Distribution France	1 412	726	1 358	900	4 %	- 19 %	
Transport-Distribution International	562	402	372	284	51 %	42 %	
Autres et non alloué	- 10	90	107	- 60			
Total Groupe	5 149	3 608	4 248	2 821	21 %	28 %	

(1) EBO : excédent brut opérationnel (avant dépenses de renouvellement)
(2) RO : résultat opérationnel

En 2006, l'excédent brut opérationnel du Groupe s'établit à 5 149 millions d'euros et le résultat opérationnel à 3 608 millions d'euros, en progression respective de 21 % et 28 % par rapport au 31 décembre 2005.

L'objectif financier annoncé d'une croissance de l'EBO d'au moins 20 % est donc atteint et dépassé.

Cette progression de l'EBO et du RO au niveau consolidé est principalement liée à celles constatées sur les segments Exploration-Production, Achat-Vente d'Énergie et Transport-Distribution International.

La répartition de l'EBO par segment est relativement stable entre 2005 et 2006 : les 3 activités les plus contributrices en termes d'EBO au 31 décembre 2006 restent les segments Exploration-Production, Distribution France et Transport-Stockage France.

9.3.1.1 Exploration-Production

L'excédent brut opérationnel, à 1 270 millions d'euros contre 726 millions d'euros en 2005, affiche une progression de 544 millions d'euros (soit environ 75 %). A périmètre comparable (hors plus value de cession de KGM en 2006 et effet périmètre 2005 lié à cette cession), la progression de l'EBO s'établit à environ + 56%. Cette évolution reflète la progression des prix de vente des hydrocarbures et des volumes produits partiellement compensée par l'augmentation des dépenses d'exploration (effort accru par rapport à 2005) et dans une moindre mesure par la progression des dépenses d'exploitation liée à la hausse de la production et à l'augmentation du coût des services pétroliers.

Les dépenses d'exploration (y compris exploration constatée en charges) s'établissent à 143 millions d'euros contre 114 millions d'euros en 2005, soit une progression de 25%.

L'année 2006 a été marquée par huit succès sur quinze puits forés. Les découvertes ont été réalisées au Royaume-Uni (3), en Norvège (3), en Allemagne (1) et en Mauritanie (1).

En 2005, treize puits avaient été forés durant l'année dont onze avec succès. Les découvertes avaient été réalisées au Royaume-Uni (4), aux Pays-Bas (3), en Norvège (1), en Allemagne (1) et en Algérie (2 puits d'appréciation des ressources).

Le résultat opérationnel, à 935 millions d'euros en 2006, augmente de 478 millions d'euros par rapport à 2005. Le résultat opérationnel 2005 incluait des dépréciations d'actifs (impairment) pour un montant de 11 millions d'euros contre 49 millions d'euros en 2006. Hors ces éléments, et à périmètre comparable (hors plus value de cession de KGM et effet périmètre 2005), la progression du résultat opérationnel est de près de 82%. Elle est à mettre en relation avec la croissance en valeur de l'EBO, en partie atténuée par la hausse des amortissements et provisions par rapport à 2005, en ligne avec l'augmentation de la production.

9.3.1.2 Achat-Vente d'Énergie

L'excédent brut opérationnel du segment Achat-Vente d'Énergie atteint 441 millions d'euros en 2006, soit une hausse de 78 % par rapport à 2005.

Cette évolution favorable résulte principalement des activités d'optimisation et d'arbitrage du Groupe, notamment par l'utilisation de nos capacités de stockage dans un contexte de forte volatilité des prix.

Les tarifs de distribution publique ont augmenté de 5,8 % au 1er mai 2006. L'arrêté du 16 juin 2005 prévoyait des révisions trimestrielles à partir du 1er janvier 2006 qui n'ont pas eu lieu. Le Groupe n'a ainsi pas pu répercuter en totalité l'évolution de ses coûts (perte de recettes de 511 millions d'euros sur 2006). Par ailleurs, le Groupe a accordé des gestes commerciaux au cours du premier trimestre 2006 pour un montant de 91 millions d'euros.

La variation de l'excédent brut opérationnel entre 2005 et 2006 intègre la baisse liée aux éléments non récurrents positifs constatés en 2005 et relatifs à l'impact du dénouement des relations croisées avec Total en France, au réajustement d'un tarif de transport facturé par une filiale du segment Transport-Distribution International du Groupe.

Le résultat opérationnel suit la même progression que l'EBO et passe de 204 millions d'euros en 2005 à 391 millions d'euros en 2006.

9.3.1.3 Services

L'excédent brut opérationnel du segment Services s'élève à 189 millions d'euros sur l'année 2006, en augmentation de 23 millions d'euros par rapport à 2005, soit + 14%.

Cette progression de l'excédent brut opérationnel a été réalisée essentiellement par le Groupe Cofathec (poursuite de l'amélioration de la rentabilité de Cofathec Italie, progression des sous-groupes Omega et Cofathec Services), mais également par DK6 (mise en exploitation commerciale en mars 2005) et Savelys.

Le résultat opérationnel s'établit à 111 millions d'euros sur l'année 2006 contre 94 millions d'euros en 2005, en progression de 17 millions d'euros, soit + 18%. Ce résultat intègre en 2006, notamment les amortissements de DK6 sur une année pleine.

9.3.1.4 Transport-Stockage France

L'excédent brut opérationnel s'établit à 1 285 millions d'euros en 2006 contre 1 271 millions d'euros en 2005, en hausse de 1,1 %.

2006 est impactée par une charge non récurrente pour un montant de 37 millions d'euros relatif à des régularisations sur immobilisations.

2005 avait bénéficié notamment de l'enregistrement de la plus value de cession du gaz coussin du stockage d'izaute à Total dans le cadre du dénouement des relations croisées entre Gaz de France et Total.

Le résultat opérationnel s'établit à 953 millions d'euros en 2006 contre 942 millions d'euros en 2005, soit une hausse de 1,2 %, en lien avec la hausse de l'excédent brut opérationnel.

9.3.1.5 Distribution France

L'**excédent brut opérationnel** du segment Distribution France s'établit à 1 412 millions d'euros en 2006 contre 1 358 millions d'euros en 2005, soit une hausse de 4 %.

Le chiffre d'affaires supplémentaire comptabilisé en application d'IFRIC 12 est sans impact sur l'excédent brut opérationnel.

L'excédent brut opérationnel est défavorablement impacté par l'évolution du climat compensé notamment par la disparition du coût de l'abondement spécifique lié à l'actionnariat salarié enregistré en 2005.

En raison principalement du retour à un niveau normal des dotations à la provision pour renouvellement en 2006, le **résultat opérationnel** passe de 900 millions d'euros en 2005 à 726 millions d'euros en 2006, soit une baisse de 19 %.

9.3.1.6 Transport–Distribution International

L'**excédent brut opérationnel** s'élève à 562 millions d'euros pour l'année 2006 contre 372 millions d'euros en 2005, soit une hausse de 51 %.

A périmètre comparable, l'amélioration de l'excédent brut opérationnel est de 29% notamment grâce aux augmentations tarifaires et au réajustement d'un tarif de transport qui avait eu un impact défavorable en 2005 (ce réajustement avait corrélativement bénéficié pour l'essentiel au segment Achat-Vente d'Energie du Groupe).

Le **résultat opérationnel**, à 402 millions d'euros contre 284 millions d'euros l'année précédente, progresse de 42 % ; la progression est de + 22 % à périmètre comparable.

L'année 2005 avait été marquée par des reprises de provision pour dépréciation d'actifs au Mexique et par une reprise de provision pour litige en Allemagne.

9.3.2 Analyse du bas de compte de résultat consolidé

En millions d'euros	2006	2005 retraité
Chiffre d'affaires	27 642	22 872
Résultat opérationnel	3 608	2 821
Résultat financier	(357)	(438)
Résultat avant impôt	3 427	2 572
Impôt	(1 104)	(794)
Résultat net consolidé		
Part du Groupe	2 298	1 782
Intérêts minoritaires	25	(4)

Le **résultat financier** du Groupe s'améliore de 81 millions d'euros avec une charge nette de 357 millions d'euros au 31 décembre 2006 contre 438 millions d'euros au 31 décembre 2005. Voir également paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 20 ».

Eléments relatifs au coût de la dette

Le coût de l'endettement financier net au 31 décembre 2006 s'établit à 123 millions d'euros, en diminution de 79 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2005.

Hors un effet de change favorable de 6 millions d'euros, cette diminution s'explique par :

- une diminution de la charge d'intérêts brute de 26 millions d'euros (206 millions d'euros en 2006 contre 232 millions d'euros en 2005)

comprenant un effet positif de 9 millions d'euros lié à la renégociation d'un contrat de location financement ;

- une augmentation des produits financiers afférents aux équivalents de trésorerie et aux valeurs mobilières de placement pour 47 millions d'euros (73 millions d'euros en 2006 contre 26 millions d'euros en 2005), qui sont essentiellement dus aux plus-values de cessions de parts OPCVM.

Au 31 décembre 2006, le taux d'intérêt effectif moyen des dettes financières long terme s'établit à 4,6 % contre 4,9 % en 2005.

Autres charges financières nettes

Les autres éléments financiers représentent une charge de 234 millions d'euros au 31 décembre 2006 contre 236 millions d'euros au 31 décembre 2005.

Les principaux éléments comptabilisés au cours de la période concernent les charges de désactualisation des provisions pour renouvellement et des provisions pour remise en état des sites, les charges et produits afférents aux retraites (charges de désactualisation et rendement attendu des actifs de couverture), les dividendes reçus des filiales non consolidées, ainsi que les produits nets de cession des titres Technip.

La charge d'impôt au 31 décembre 2006 s'élève à 1 104 millions d'euros contre 794 millions d'euros au 31 décembre 2005. Cette variation s'explique essentiellement par l'amélioration du résultat avant impôt⁽¹⁾ entre les deux périodes (+ 911 millions d'euros). Le taux effectif d'impôt

au 31 décembre 2006 est de 33,96% contre 33,93% au 31 décembre 2005. Voir également paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 21 ».

Le résultat net consolidé – part du Groupe atteint 2 298 millions d'euros en 2006, en hausse de 29 % par rapport aux données IFRS 2005 retraitées. L'objectif affiché d'atteindre en 2006 un résultat net part du Groupe supérieur à 2,2 milliards d'euros est donc atteint et dépassé.

9.3.3 ROE, ROCE

En millions d'euros	31.12.2006	31.12.2005 retraité
Résultat net part du Groupe	2 298	1 782
Capitaux propres part du Groupe	16 197	14 484
ROE (en %)	14,2%	12,3%

En millions d'euros	31.12.2006	31.12.2005 retraité
Résultat net consolidé du Groupe	2 323	1 778
Coût de l'endettement financier net	123	202
Economie d'impôt – coût de l'endettement financier net	-44	-71
Résultat économique	2 402	1 909
Capitaux propres du Groupe	16 663	14 782
Endettement net hors coût amorti et effet des instruments financiers	3 465	2 962
Capitaux employés	20 128	17 744
ROCE (en %)	11,9%	10,8%

L'exercice 2006 permet au Groupe Gaz de France d'afficher une progression du ROE (14,2 % au 31 décembre 2006 contre 12,3 % au 31 décembre 2005) et du ROCE (11,9 % au 31 décembre 2006 par rapport à 10,8 % au 31 décembre 2005).

(1) Résultat avant impôts et impact des écarts d'acquisition et du résultat des sociétés mises en équivalence.

10.1 CAPITAUX PROPRES DE L'ÉMETTEUR	P.120	10.3.2 PRINCIPALES OPÉRATIONS DE FINANCEMENT EN 2006	p.123
10.2 DESCRIPTION, SOURCE ET MONTANT DES FLUX DE TRÉSORERIE	p.120	10.3.3 NOTATIONS DU GROUPE	p.123
10.2.1 FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	p.121	10.4 RESTRICTION À L'UTILISATION DES CAPITAUX	P.124
10.2.2 FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	p.121	10.5 SOURCES DE FINANCEMENT ATTENDUES POUR HONORER LES ENGAGEMENTS	P.124
10.2.3 FLUX ISSUS DU FINANCEMENT	p.122	10.5.1 ENGAGEMENTS DE RETRAITES ET AUTRES AVANTAGES	p.124
10.3 CONDITIONS D'EMPRUNT ET STRUCTURE DE FINANCEMENT	P.122	10.5.2 ENGAGEMENTS CONTRACTUELS	p.124
10.3.1 STRUCTURE DE L'ENDETTEMENT	p.122	10.5.3 SOURCES DE FINANCEMENTS ATTENDUES	p.124

Préambule : changements de méthodes comptables et de présentation

Les comptes de l'exercice 2006 ont été établis en intégrant les principaux changements de méthodes et de présentation suivants :

- Application de l'interprétation IFRIC 12 sur les contrats de concession ;
- Application de l'interprétation IFRIC 4 sur les contrats de location ;

- Changement de présentation du tableau des flux de trésorerie.

Voir « Préambule » du chapitre 9 – « Examen de la situation financière et du résultat ».

Synthèse des impacts sur les principaux indicateurs du Groupe au titre de l'exercice 2005

<i>En millions d'euros</i>	2005 Publié	Impact IFRIC 12	Autres (*)	2005 Retraité
Capitaux propres	14 803	- 49	28	14 782
Endettement financier net	2 993	-	- 31	2 962
Cash flow opérationnel	4 229	-	25	4 254
Flux nets des activités opérationnelles	3 166	- 255	- 123	2 788
Flux nets des investissements	- 2 463	255	98	- 2 110

(*) Impact de l'application de l'interprétation IFRIC 4 et de la finalisation du Purchase Price Allocation de SPE (voir chapitre 20 annexe B.2 – « Changements de principes comptables et reclassements de présentation »).

Impacts sur les capitaux propres au 1^{er} janvier 2005 : L'application de l'interprétation IFRIC 12 s'est traduite par une minoration des capitaux propres à l'ouverture 2005 nette d'impôts différés de 52 millions d'euros.

Synthèse des impacts sur les principaux indicateurs du Groupe au titre de l'exercice 2006

<i>En millions d'euros</i>	2006 avant changement	Impact IFRIC 12	Autres (*)	2006 Publié
Capitaux propres	16 723	- 47	- 13	16 663
Endettement financier net	3 465	-	-	3 465
Cash flow opérationnel	5 131	-	- 13	5 118
Flux nets des activités opérationnelles	3 360	-294	-	3 066
Flux nets des investissements	- 2 468	294	-	-2 174

(*) Impact de l'application de l'interprétation IFRIC 4 et de la finalisation du Purchase Price Allocation de SPE (voir chapitre 20 annexe B.2 – « Changements de principes comptables et reclassements de présentation »).

Changement de présentation dans le tableau de flux de trésorerie

Suite à la comptabilisation des dépenses de renouvellement en charges opérationnelles, les modifications suivantes ont été apportées au tableau des flux de trésorerie :

- le « Cash flow opérationnel » s'entend désormais avant dépenses de renouvellement, impôts payés et variation du besoin en fonds de roulement ;
- une ligne « Dépenses de renouvellement des ouvrages du domaine concédé » est ajoutée avant les « Flux nets des activités opérationnelles », ceux-ci étant diminués du montant de ces dépenses et en contrepartie une diminution symétrique est réalisée dans la ligne

« Investissements d'équipement » de la partie « Flux nets des investissements ».

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note B.2 »

Politique de financement et de gestion de trésorerie du Groupe :

Le Groupe privilégie la centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie de ses filiales contrôlées, afin :

- d'optimiser la liquidité du Groupe ;
- de réduire le coût moyen de financement du Groupe ;
- de limiter l'octroi de garanties sur les dettes de ses filiales.

10.1 Capitaux propres de l'émetteur

Au 31 décembre 2006, le capital social est composé de 983 871 988 actions. La valeur nominale d'une action est de 1 euro.

Evolution des capitaux propres – part du Groupe sur les 2 derniers exercices

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2006	31.12.2005 retraité
Capitaux propres - part du Groupe	16 197	14 484

Pour plus de détails, voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS – Tableau de variation des Capitaux Propres ».

10.2 Description, source et montant des flux de trésorerie

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2006	31.12.2005 retraité
Cash flow opérationnel avant dépenses de renouvellement, variation du besoin en fonds de roulement et impôt	5 118	4 254
Impôts payés	- 1 348	- 562
Dépenses de renouvellement des ouvrages du domaine concédé	- 294	- 255
Variation du Besoin en fonds de roulement opérationnel	- 410	- 649
Flux nets des activités opérationnelles	3 066	2 788
Flux nets des Investissements	- 2 174	- 2 110
Flux nets des Financements	- 566	299
Variation de change, de méthodes et divers	25	10
Variation de trésorerie	351	987

10.2.1 Flux issus des activités opérationnelles

Les cash flows opérationnels avant impôt, dépenses de renouvellement et variation du besoin en fonds de roulement s'établissent à 5 118 millions d'euros au 31 décembre 2006 contre 4 254 millions d'euros au 31 décembre 2005.

La variation du besoin en fonds de roulement (-410 millions d'euros) traduit essentiellement la forte croissance de l'activité ainsi qu'un

accroissement des quantités des valeurs stockées lié à la fois à un effet volume du fait du climat doux de fin d'année et à l'augmentation des coûts d'approvisionnements.

Au total, les activités opérationnelles génèrent une trésorerie positive au 31 décembre 2006 de 3 066 millions d'euros.

10.2.2 Flux issus des activités d'investissement

Au regard du tableau de flux, les investissements totaux (y compris dépenses de renouvellement) s'élèvent à 3 510 millions d'euros en 2006, en hausse de 19,5% par rapport à 2005 (2 938 millions d'euros).

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 22 ».

Les investissements d'équipement (y compris les investissements financés en crédit-bail pour 143 millions d'euros) représentent 2 647 millions d'euros en 2006, soit une hausse de 609 millions d'euros par rapport à 2005.

Ils sont décrits au paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 2 ».

Les investissements de prises de participation nets de la trésorerie acquise atteignent 487 millions d'euros en 2006. Ces investissements concernent principalement la réorganisation des participations dans le pôle italien et la prise de participation dans la société Maia Eolis à hauteur de 49 %.

Les autres investissements s'élèvent à 519 millions d'euros en 2006 (226 millions d'euros en 2005 après retraitement des appels de marges liés

aux opérations de marchés à terme). Ils sont principalement liés à l'acquisition des titres de participation de la société Suez.

Les produits de cession d'actifs s'élèvent à 935 millions d'euros en 2006 (479 millions d'euros en 2005). Ils comprennent essentiellement les cessions des titres détenus dans les sociétés KGM (KazGerMunai), Distrigaz Sud (à hauteur de 10%) et Technip ainsi que les effets comptables induits par la réorganisation des participations dans le pôle italien.

D'un point de vue économique, les investissements totaux en 2006 s'élèvent à 3 982 millions d'euros se décomposant de la façon suivante :

- les investissements hors croissance externe, soit 3 166 millions d'euros (investissements d'équipement pour 2 647 millions d'euros et autres investissements pour 519 millions d'euros) ;
- les investissements de croissance externe qui s'élèvent à 816 millions d'euros dont 671 millions d'euros liés à la consolidation d'AES suite à la mise en service de la centrale et l'entrée en vigueur du contrat *Energy Agreement* et 145 millions d'autres investissements (prise de participation dans la société Maia Eolis et investissements nets liés à la réorganisation des participations dans le pôle italien pour l'essentiel).

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2006	31.12.2005
Investissements d'équipement ⁽¹⁾		
Transport–Stockage France	618	447
Distribution France	787	793
Transport–Distribution International	179	126
Exploration–Production	622	534
Achat–Vente d'Énergie	374	46
Services	43	62
Autres	24	30
Total investissements d'équipement	2 647	2 038
Investissements financiers ⁽²⁾	519	226
Total hors croissance externe	3 166	2 264
Croissance externe	816	674
Total	3 982	2 938

(1) Investissements d'équipements y compris dépenses de renouvellement, dépenses d'exploration et investissements financés par crédit-bail.

(2) Investissements financiers après reclassement des appels de marge Gaselys en BFR.

Pour plus de détail, voir paragraphe 5.2 – « Investissements ».

10.2.3 Flux issus du financement

Les activités de financement présentent un décaissement de 566 millions d'euros au 31 décembre 2006 contre un encaissement de 299 millions d'euros au 31 décembre 2005.

En 2006, les flux de trésorerie des activités de financement correspondent principalement aux dividendes versés pour 669 millions d'euros, aux

remboursements d'emprunts à hauteur de 619 millions d'euros et aux souscriptions de nouveaux emprunts pour 892 millions d'euros.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 22 et Tableaux de Flux de Trésorerie Consolidés ».

10.3 Conditions d'emprunt et structure de financement

10.3.1 Structure de l'endettement

<i>En millions d'euros</i>	31.12.2006	31.12.2005 retraité
Dette brute (hors impact du coût amorti et des instruments dérivés)	6 021	5 104
Dette brute	6 039	5 143
Trésorerie	- 2 574	- 2 518
Endettement financier net	3 465	2 962

Analyse de la dette brute (hors impact du coût amorti et des instruments dérivés)

Au 31 décembre 2006, la dette brute hors impact du coût amorti et des instruments dérivés s'élève à 6 021 millions d'euros. Elle comprend :

- 1 997 millions d'euros d'emprunts obligataires,
- 1 286 millions d'euros d'emprunts bancaires,
- 817 millions d'euros de crédits-bails,
- 624 millions d'euros de titres participatifs,⁽¹⁾
- 679 millions d'euros de découverts bancaires,
- 410 millions d'euros de billets de trésorerie,
- 208 millions d'euros d'autres dettes financières.

Le Groupe dispose également d'une ligne de crédit syndiquée de 3 000 millions d'euros à échéance février 2012 non tirée au 31 décembre 2006

(1) Conformément aux normes IAS 32-39, les titres participatifs sont classés en dettes.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 10 ».

La ventilation long terme / court terme de la dette brute (hors impact du coût amorti et des instruments dérivés) est de 76 % (4 560 millions d'euros) / 24 % (1 461 millions d'euros). Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Notes 11 ».

La part à taux fixe de la dette brute s'établit à 50 % (66 % après couverture) et la part à taux variable est de 50 % (34 % après couverture).

Au 31 décembre 2006, 93 % de la dette brute est libellée en euro, et 7 % en autres devises (dollar américain, livre sterling, yen et autres) contre respectivement 90 % et 10 % au 31 décembre 2005. Voir paragraphe 20.1.1.1. – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 12 ».

L'endettement brut est porté par la maison-mère à hauteur de 62 %.

Voir paragraphe 4.1 – « Principaux risques ».

Analyse de l'endettement net et du ratio d'endettement

	31.12.2006	31.12.2005 retraité
Endettement financier net	3 465	2 962
Capitaux propres	16 663	14 782
Ratio d'endettement	21%	20%

Au 31 décembre 2006, l'endettement net du Groupe s'établit à 3 465 millions d'euros contre 2 962 millions d'euros au 31 décembre 2005, soit une augmentation de 503 millions d'euros.

Le ratio d'endettement reste stable entre le 31 décembre 2006 (21%) et le 31 décembre 2005 (20 %).

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 10 »

10.3.2 Principales opérations de financement en 2006

Aucune opération significative de financement n'a été réalisée au cours de l'année 2006.

10.3.3 Notations du Groupe

Au 31 décembre 2006, les notations des agences de rating sont les suivantes :

	Dettes court terme	Dettes long terme
Moody's	P-1	Aa1 ⁽²⁾
Standard & Poor's	A-1+	AA- ⁽²⁾

(2) Le 27 février 2006, à la suite de l'annonce du projet de fusion entre Gaz de France et Suez, Standard & Poor's et Moody's ont placé les notes de Gaz de France sous surveillance avec implication négative.

L'agence Fitch, qui note Gaz de France de manière non sollicitée, a attribué une notation AA à la dette senior long terme de l'entreprise. Une amélioration de la notation de la dette long terme senior de Gaz de France de AA à AA+ a été enregistrée le 16 février 2006, suite à un

changement de la méthode de notation de l'agence pour les entreprises du secteur de l'énergie et des services aux collectivités. Le 6 mars 2006, Fitch a annoncé la mise sous surveillance «évolutive» de cette note.

10.4 Restriction à l'utilisation des capitaux

Certains emprunts contractés par des filiales du Groupe peuvent comporter des garanties, et des clauses imposant le respect de certains ratios. Au 31 décembre 2006, le Groupe respecte les dispositions desdites clauses.

Le tableau suivant présente de manière détaillée les engagements sur emprunts bancaires :

<i>en millions d'euros</i>	31/12/2006
Emprunts bancaires	1 286
Dont :	
Gaz de France SA ^(a)	105
AES Energia Cartagena ^(b)	609
Energia Mayakan ^(c)	126
Distrigaz Sud ^(d)	75
Gasag ^(e)	56
Autres dettes (montants unitaires < 50 millions d'euros)	315

(a) *Gaz de France SA*

Les emprunts bancaires de Gaz de France SA ne comportent pas de covenants financiers. Par ailleurs, Gaz de France SA dispose d'un crédit syndiqué de 3 milliards d'euros non tiré au 31 décembre 2006 qui ne comporte pas non plus de covenants.

(b) *AES Energia Cartagena*

Cet emprunt amortissable de 609 millions d'euros qui arrive à échéance en juin 2016 est destiné à financer la construction d'une centrale électrique en Espagne pour laquelle Gaz de France est titulaire d'un contrat *Energy Agreement*. Il comporte des covenants classiques en matière de financements de projets.

(c) *Energia Mayakan*

Cet emprunt amortissable à échéance novembre 2014 est destiné à financer la construction d'un pipeline de gaz naturel au Mexique. Il comporte des covenants classiques en matière de financements de projets.

(d) *Distrigaz Sud*

Il s'agit de plusieurs lignes de crédit à taux variable à échéance 2007 et 2011.

Ces emprunts comportent un ratio de dettes bancaires / EBITDA maximum qui était respecté au 31 décembre 2006.

(e) *Gasag*

Les emprunts bancaires de Gasag ne comportent pas de covenants financiers.

10.5 Sources de financement attendues pour honorer les engagements

10.5.1 Engagements de retraites et autres avantages

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 26 ».

10.5.2 Engagements contractuels

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 27 ».

10.5.3 Sources de financement attendues

Gaz de France dispose d'une ligne de crédit syndiquée de 3 000 millions d'euros à échéance février 2012 non tirée au 31 décembre 2006. Le Groupe a également accès depuis janvier 2005 aux marchés de l'US Commercial Paper et Euro Commercial Paper à travers un programme dit « global » dans la limite d'un encours cumulé maximal de 1 000

millions de dollars américains inutilisé en fin d'exercice 2006, et d'un programme de Billets de Trésorerie d'un montant de 1 250 millions d'euros, utilisé à hauteur de 410 millions d'euros au 31 décembre 2006. Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 10 ».

11.1 Recherche et Développement

La Recherche et Développement de Gaz de France a pour vocation de fournir au Groupe des avantages compétitifs créateurs de valeur et d'éclairer sa stratégie face aux enjeux énergétiques et aux choix technologiques d'aujourd'hui et de demain.

En 2006, les dépenses brutes de Recherche et Développement de Gaz de France se sont élevées à environ 84 millions d'euros. Elles sont exposées dans le cadre d'un contrat triennal de recherche qui couvre la période 2005-2007.

Les principaux thèmes de Recherche et Développement

Ils couvrent la totalité de la chaîne du gaz et sont orientés autour de quatre grandes priorités :

- **La sécurité sur chaque maillon de la chaîne gazière** : il s'agit d'un domaine de recherche auquel Gaz de France consacre de manière permanente une part importante de ses efforts. L'obligation de veiller à la sécurité des biens et des personnes est depuis toujours considérée par le Groupe comme la première condition de l'exercice de son activité ; c'est pourquoi, les programmes de recherche intègrent tous cette exigence de sécurité accrue. L'objectif est de développer de nouvelles technologies ou d'améliorer des technologies existantes tant dans le domaine de la sécurité industrielle que de la sécurité des installations intérieures et de la qualité de l'air intérieur.
- **La performance économique et la création de valeur**, tant pour Gaz de France que pour ses clients. Il s'agit d'accroître la performance économique des opérations par la réduction des coûts de construction, d'exploitation et de maintenance ainsi que de l'impact environnemental des installations. L'augmentation de la performance économique passe également par une meilleure maîtrise de la consommation d'énergie et par une optimisation constante de la gestion des actifs physiques ou contractuels. Les chercheurs de Gaz de France travaillent également sur les questions relatives aux mesures, contrôles et spécifications des caractéristiques du gaz pour lesquelles l'opérateur de transport joue un rôle central.
- **Un flux d'innovations produits ou services différenciateurs pour la mise au point d'avantages compétitifs**. Il s'agit de contribuer à positionner la gamme des offres de Gaz de France, en regard de la chaîne énergétique qui les conditionne et des usages qui en découlent, comme solution la plus favorable pour chaque segment de clients. La mise au point d'offres gaz/multi-services et gaz/électricité, la performance des procédés de combustion, la mise au point de nouveaux services notamment pour les plates formes industrielles,

l'offre carburant gaz naturel à domicile sont autant de programmes de recherche qui font la différence.

- **L'anticipation et la préparation de l'avenir dans une perspective de développement durable**. La Recherche et Développement contribue à positionner le Groupe sur des problématiques et des visions de long terme : établissement de scénarios énergétiques et préparation des nouvelles approches correspondantes, développement des énergies renouvelables (solaire, biomasse...), maîtrise de l'énergie, bâtiment du futur, économie de l'hydrogène, pile à combustible, captage et stockage du CO₂.

Les partenariats

La Recherche et Développement de Gaz de France s'appuie sur une démarche originale qui consiste à engager des partenariats chaque fois que c'est possible avec tous les autres acteurs de la filière gazière au sens large que ce soit les centres universitaires en amont ou les prescripteurs (bâtiment et travaux publics, électroménager, automobile,...) ou encore les utilisateurs industriels (sidérurgie, industrie du verre,...).

Ainsi, la Recherche et Développement de Gaz de France participe activement aux programmes de recherche du Pipeline Research Council International (PRCI) et de l'European Pipeline Research Group (EPRG) sur des thèmes relatifs à la sécurité industrielle. Elle est membre fondateur de la chaire de sécurité industrielle de l'Ecole des Mines de Paris. Enfin, elle assurera en 2007 la présidence du Groupement Européen de Recherche Gazière (GERG).

La Recherche et Développement participe également aux projets mis en œuvre dans le cadre du sixième Programme Cadre de Recherche et Développement (PCRD) de l'Union Européenne. A ce titre, elle coordonne le projet EU-DEEP pour le développement de la production décentralisée d'énergie regroupant une quarantaine de partenaires européens et, en tant que membre de la plate-forme technologique européenne sur l'hydrogène, elle contribue au projet Naturalhy du sixième PCRD dont l'objectif est d'évaluer et d'approfondir les scénarios probables d'évolution et de poursuivre les démonstrations technologiques sur l'hydrogène combustible et les piles à combustibles.

En France, elle s'implique fortement dans les programmes dont le but est la diminution des émissions de gaz à effet de serre (Fondation « Bâtiment Energie »), le développement des nouvelles technologies de l'énergie (vecteur hydrogène, pile à combustible) dans le cadre de l'Agence Nationale de la Recherche ou encore le développement des énergies renouvelables, notamment au travers de son implication dans le pôle de compétitivité TENERDIS de la région Rhône Alpes.

Les compétences

La Recherche et Développement de Gaz de France est pilotée par la direction de la recherche qui regroupe 590 collaborateurs sur deux centres : l'un situé à Saint-Denis (Seine-Saint-Denis, France) et l'autre à Alfortville (Val-de-Marne, France).

La pluridisciplinarité des compétences associe les métiers de la chaîne gazière, de l'offre électricité, d'expertises relevant des problématiques de sécurité, de développement durable, de micro et de macro économie, de prospective, d'ergonomie, de nouvelles technologies, ainsi que des questions d'usage des énergies et des services. Les programmes de recherche sont développés par des équipes intégrant le plus souvent de nombreuses compétences transversales. Cette caractéristique fait de la direction de la recherche un point d'entrée privilégié pour les jeunes ingénieurs au sein du Groupe (28,3 % des embauches de cadres de Gaz de France y sont réalisées).

La direction de la recherche met en œuvre un système de management de la qualité de ses activités. Elle est certifiée ISO 9001 V2000 pour ses activités d'essais industriels, accréditée COFRAC pour celles de comptage et d'essais de matériels de réseaux et, enfin, certifiée ISO 14001 en matière d'environnement et de sécurité industrielle. Elle conduit également des activités opérationnelles en synergie avec ses activités de Recherche et Développement dont notamment la maîtrise d'œuvre du système d'information, la gestion de la connaissance, la propriété intellectuelle et la coordination de la normalisation du Groupe.

11.2 Propriété intellectuelle

Gaz de France est propriétaire d'environ 1 500 brevets et, du fait de ses activités de Recherche et Développement, en dépose de nouveaux continuellement. Ainsi, 12 brevets français ont été déposés en 2006. Le Groupe protège également tous les résultats concrets (notamment les prototypes) découlant de ses activités de Recherche et Développement. Certains partenariats génèrent des résultats de recherche qui sont détenus en copropriété. Gaz de France concède aussi des licences à des tiers sur des technologies développées en interne qui peuvent être des produits, des procédés, des dossiers techniques ou des logiciels.

Les innovations de l'année 2006

Parmi les innovations marquantes de l'année 2006, on retiendra :

- **Une nouvelle approche de la gestion de portefeuille d'actifs en « valeur »** avec une prise en compte des aléas climatiques de consommation s'appuyant sur la programmation stochastique. Cette approche permet de tester la robustesse de la stratégie de gestion sur un très large éventail de scénarios.
- **Pour le champ gazier de Touat**, des études portant sur l'évolution de la composition du fluide produit lors de la vie du champ, le dimensionnement initial des installations de surface, leur évolution, et la rentabilité globale de l'opération pour l'exploitation du champ sur lequel Gaz de France occupe la position d'opérateur.
- **Une nouvelle version de LNG Master**, outil de prévision du comportement des mélanges de GNL différents dans les réservoirs des terminaux méthaniers. Ces travaux s'appuient sur une base d'expérience de 40 ans de la direction de la recherche sur le comportement du GNL.
- **La réalisation d'un modèle de prédiction de l'évolution de l'intégrité des ouvrages dans le temps** à partir des résultats d'une inspection initiale permettant ainsi d'optimiser l'intervalle entre deux inspections successives d'une canalisation.
- **La réalisation d'un démonstrateur Prius hybride GNV** à très haute performance environnementale (3,6 l/100 km, entre 66 et 80 g CO₂/km).

En plus du logo de l'entreprise, l'image de Gaz de France se décline sur plusieurs marques bannières porteuses de l'offre commerciale. Ces marques, dont la communication est toujours associée à l'enseigne Gaz de France, sont notamment Dolce Vita®, destinée aux particuliers ; Provalys®, pour les professionnels, résidences collectives, PME-PMI et certains clients tertiaires privés et publics ; Gaz de France energyY®, pour les grands clients industriels et commerciaux ; et Energies Communes® qui s'adresse aux collectivités territoriales. Le détail de la protection de ces marques figure dans le tableau ci-contre :

Tableau des marques bannières de l'offre commerciale

Marque	Nature	Pays	Classe de protection
Dolce Vita	–	France	4, 11, 35, 37, 39
Dolce Vita	Caractères spéciaux	France	4, 9, 11, 16, 35, 36, 37, 38, 39, 42
Dolce Vita	Caractères spéciaux	Uruguay	4, 9, 11, 35, 37, 38, 39, 42
Dolce Vita	Caractères spéciaux	Italie, Allemagne, Espagne, Slovaquie, Hongrie	4, 9, 11, 16, 35, 37, 38, 39, 42
Dolce Vita	Caractères spéciaux	Royaume-Uni	4, 11, 35, 37, 39, 42
Dolce Vita	Caractères spéciaux	Portugal	4, 9, 16, 35, 37, 38, 39, 42
Provalys	–	France, Benelux, Italie, Royaume-Uni, Allemagne, Espagne, Monaco, Suisse	4, 9, 11, 12, 16, 35, 36, 37, 38, 39, 41, 42
Provalys	Et élément figuratif	France	4, 9, 11, 12, 16, 35, 36, 37, 38, 39, 41, 42
Gaz de France energy	Caractères spéciaux	France	16, 25, 35, 38, 41
Gaz de France energy	Caractères spéciaux	Marque communautaire: 25 pays de l'Union européenne	16, 25, 35, 38, 41
Gaz de France energy	Et élément figuratif	France	4, 11, 16, 25, 35, 38, 41
Gaz de France energy	Et élément figuratif	Marque communautaire: 25 pays de l'Union européenne	4, 11
Energies Communes	–	France	4, 11, 12, 16, 35, 37, 38, 39, 41, 42
Energie Commune	–	France	4, 11, 35, 42
Energie Commune	Et élément figuratif	France	4, 11, 35

[Pour une description de l'offre liée à ces marques, voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.2 – « Vente d'énergies ».]

12.1 OBJECTIFS

P.129

12.3 PERSPECTIVES

P.130

12.2 ÉVÉNEMENTS RÉCENTS

P.129

12.1 Objectifs

Objectifs industriels et commerciaux

Gaz de France vise à détenir à moyen terme un portefeuille de réserves prouvées et probables d'environ 1000 Mbeq. Au 31 décembre 2006, les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de Gaz de France s'élevaient à 685,3 Mbeq (y compris la quote-part des réserves des filiales mises en équivalence).

L'objectif global du Groupe en matière de production d'électricité est de détenir à terme en Europe 5000 MWel de capacité en propre, dont 10 % sous forme d'énergie renouvelable. Au 31 décembre 2006, le Groupe détient 2650 MWel, en tenant compte de sa participation dans SPE.

Le Groupe souhaite poursuivre les extensions de réseau en augmentant sensiblement le nombre de points de livraison dans les communes déjà desservies pour atteindre l'objectif de 1 million de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage entre 2003 et 2007. A ce titre, au 31 décembre 2006, et depuis l'origine du projet, 816 135 nouveaux clients chauffage ont été conquis.

Le Groupe a pour objectif de développer un milliard de mètres cubes de capacités de stockage en Europe et dans ce cadre 0,4 milliard de mètres cubes de capacités de stockage en France en 2007.

Le Groupe entend remplacer au cours de l'année 2007, les 153 km de réseaux en fonte grise connus et répertoriés au 31 décembre 2006 en France. En 2006, 966 km ont été remplacés, dépassant de 20.7% l'objectif prévisionnel de 800 km.

Objectifs financiers

Lors de l'introduction en bourse, le Groupe a présenté un plan d'investissement 2005-2008 de 17,5 milliards d'euros. A fin 2006, le Groupe

a investi 6,9 milliards d'euros. Les objectifs d'investissements du Groupe portent sur un montant annuel de l'ordre de 3 milliards d'euros hors croissance externe sur la période 2007-2008.

L'hiver 2006-2007 aura été l'hiver le plus chaud depuis plus de 50 ans ce qui pèse sur l'activité et sur les prix de marché des premiers mois de 2007.

En conséquence, l'année 2007 sera une année de consolidation : l'excédent brut opérationnel devrait être en ligne avec celui de 2006.

A ce stade, le Groupe ne remet pas en cause l'objectif de croissance de l'excédent brut opérationnel de 10% par an en moyenne qu'il s'est fixé sur la période 2005-2008. Au-delà des aléas conjoncturels, les fondamentaux du Groupe sont maintenus et sa stratégie est confirmée.

Les objectifs résumés ci-dessus sont fondés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par Gaz de France. Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au chapitre 4 du présent document de référence enregistré aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Par ailleurs, la réalisation des objectifs suppose le succès de la stratégie présentée au paragraphe 6.1.2. du présent document de référence. Gaz de France ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs et ne s'engage pas à publier ou communiquer d'éventuels rectificatifs ou mises à jour de ces éléments à l'exception de ce qui est requis par les lois et règlements applicables.

12.2 Evénements récents

Nouvelles dispositions européennes visant à renforcer l'indépendance des opérateurs de transport

A la suite de deux enquêtes menées en 2005 et 2006 sur les marchés européens du gaz et de l'électricité, la Commission Européenne a proposé, dans une communication intitulée « Perspectives pour le marché intérieur du gaz et de l'électricité » publiée le 10 janvier 2007, de nouvelles dispositions visant à assurer une indépendance effective des

opérateurs de transport. Si ces dispositions étaient retenues par le Conseil Européen, de nouvelles réglementations européennes pourraient à moyen terme être susceptibles de modifier substantiellement l'organisation intégrée de Groupe.

12.3 Perspectives

Projet de fusion

Projet de fusion entre Gaz de France et Suez

Le conseil d'administration de Gaz de France, réuni le 26 février 2006, ainsi que celui de Suez, réuni le 25 février 2006, ont approuvé le projet de fusion amicale entre les deux groupes. Ce rapprochement s'inscrit dans le prolongement des coopérations existantes entre les deux groupes et concrétise l'aboutissement des discussions engagées quelques mois avant cette annonce.

L'opération projetée s'inscrit dans un contexte de mutation profonde et accélérée du secteur énergétique en Europe : (i) renforcement des enjeux géostratégiques liés à la sécurité des approvisionnements énergétiques européens ; (ii) hausse, combinée à une forte instabilité, des prix des hydrocarbures ; (iii) ouverture totale des marchés à l'horizon du 1^{er} juillet 2007 ; (iv) accélération de la restructuration du secteur de l'énergie et (v) accroissement de la demande des consommateurs.

La fusion des deux entreprises créerait un leader mondial de l'énergie et de l'environnement avec un fort ancrage en France et en Belgique. Cette opération industrielle majeure s'appuie sur un projet industriel et social cohérent et partagé. Elle répond pleinement aux ambitions stratégiques des deux groupes dont elle permet une mise en œuvre accélérée.

Plus spécifiquement, la logique industrielle de l'opération se décline autour des axes principaux suivants :

- une position renforcée sur les marchés mondiaux de l'électricité et du gaz, grâce à un portefeuille équilibré, tant en terme d'activités (infrastructures, fourniture d'énergie, etc.) que de zones géographiques, dont les composantes obéissent à des cycles différenciés ;
- l'optimisation des approvisionnements (i) en électricité par une diversification des moyens de production ou de *sourcing* et (ii) en gaz par le développement d'un pôle exploration-production et la conclusion de contrats à long terme avec des producteurs géographiquement diversifiés ;
- la forte complémentarité géographique et industrielle permettant de renforcer et d'élargir le champ d'une offre compétitive sur les marchés énergétiques européens ;
- la capacité d'investissement renforcée permettant de répondre efficacement aux enjeux sectoriels, en particulier dans le gaz naturel liquéfié (GNL) et dans les infrastructures de transit.

Suez et Gaz de France estiment que la fusion générera deux grands types de synergies et de gains d'efficacité :

- des économies d'échelle et des réductions de coûts, en particulier des approvisionnements (achat d'énergie, mais aussi hors énergie) et des coûts opérationnels (rationalisation des portefeuilles d'activité du groupe et mise en commun de réseaux et de services) ; et

- des effets de complémentarité exploités à travers une offre commerciale améliorée (marques complémentaires, couverture commerciale élargie) et un programme d'investissements efficace (rationalisation et accélération des programmes de développement, possibilité de croissance additionnelle dans de nouveaux marchés géographiques).

Parmi ces gains d'efficacité, certains se matérialiseront à court terme, mais d'autres supposent une mise en œuvre dans la durée avec la mise en place de plates-formes communes et l'optimisation complète des moyens et des structures de la nouvelle organisation.

Le montant des synergies attendu est de l'ordre d'un milliard d'euros par an à moyen terme. Une optimisation fiscale serait également susceptible d'être réalisée sur les deux premières années suivant la fusion.

Plusieurs étapes en vue de la mise en œuvre de ce projet de fusion ont été franchies en 2006.

Au niveau communautaire, Gaz de France et Suez ont notifié conjointement l'opération auprès de la Commission européenne le 10 mai 2006. Le 14 novembre 2006, la Commission européenne a autorisé la réalisation de cette opération. Cette autorisation a été délivrée sous la condition de mise en œuvre de certains engagements, en particulier de :

- la cession de la participation de Suez dans Distrigaz ;
- la cession de la participation de Gaz de France dans SEGEBEL (SEGEBEL détient 51 % de SPE) ;
- la cession à Fluxys de la participation de Gaz de France dans SEGEO ;
- la cession de la société Cofathec Coriance et des réseaux de chaleur de Cofathec Services ;
- la modification de l'actionariat et de la gouvernance de Fluxys ;
- la filialisation des activités de gestion des terminaux méthaniens.

Les deux entreprises sont en discussion avec la Commission Européenne afin de pouvoir harmoniser le processus de cession avec les nouvelles échéances.

Au niveau français, le processus législatif a été mené tout au long du second semestre 2006 et s'est conclu par la promulgation, le 7 décembre 2006, de la loi relative au secteur de l'énergie autorisant la privatisation de Gaz de France. La décision n° 2006-543 DC du Conseil constitutionnel du 30 novembre 2006 est venue préciser que le transfert effectif au secteur privé de Gaz de France pourra prendre effet à compter du 1^{er} juillet 2007.

A la suite de ces étapes et décisions, les conseils d'administration de Gaz de France et de Suez tenus au mois de décembre 2006 ont réaffirmé que le projet de fusion constitue la meilleure option stratégique.

13

PREVISIONS OU ESTIMATIONS DU BENEFICE

Néant.

14

ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE ET DIRECTION GENERALE

14.1. COMPOSITION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

14.1.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION

14.1.2 DIRECTION GÉNÉRALE, COMITÉ EXÉCUTIF ET ORGANISATION OPÉRATIONNELLE

P.133

p.133

p.140

14.2. CONFLITS D'INTÉRÊT AU NIVEAU DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE LA DIRECTION GÉNÉRALE

P.145

14.1. Composition des organes d'administration et de direction

14.1.1 Conseil d'administration

La Société est administrée par un conseil d'administration de dix-huit membres, composé conformément aux dispositions de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 modifiée relative à la démocratisation du secteur public et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935 organisant le contrôle financier de l'Etat sur les entreprises ayant fait appel au concours financier de l'Etat

En application des dispositions de l'article 6 de la loi du 26 juillet 1983 précitée, l'Etat détenant moins de 90 % du capital de la Société (mais plus de la majorité du capital), le conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres, dont six représentants des salariés élus conformément aux dispositions du chapitre II de la loi précitée. Les autres membres sont désignés par l'assemblée générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes, sous réserve, le cas échéant, des représentants de l'Etat qui sont nommés par décret. L'Etat ayant désigné six représentants au conseil d'administration de la Société par décret le 20 novembre 2004, l'assemblée générale des actionnaires a élu le 7 octobre 2005 six administrateurs. Le conseil d'administration est donc composé de six représentants de l'Etat, six membres désignés par l'assemblée générale des actionnaires et six représentants des salariés.

La durée du mandat des administrateurs est de cinq ans. Les statuts de la Société prévoient que l'administrateur nommé en remplacement d'un autre administrateur ne demeure en fonctions que pour la durée restant à courir de ce mandat jusqu'au renouvellement de la totalité du conseil d'administration. Les six administrateurs désignés par l'assemblée

générale des actionnaires le 7 octobre 2005 l'ont été pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du conseil d'administration, soit jusqu'au 22 novembre 2009.

Conformément à la loi et aux statuts de la Société, chacun des administrateurs doit être propriétaire d'au moins une action pendant toute la durée de son mandat, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires applicables. En application de la loi du 26 juillet 1983, cette obligation ne s'applique ni aux représentants de l'Etat, ni aux administrateurs représentant les salariés.

Les représentants de l'Etat et les administrateurs salariés exercent leurs fonctions gratuitement. Toutefois, ils peuvent se faire rembourser par la Société les frais qu'ils ont exposés à cette occasion (article 11 alinéa 3 de la loi du 26 juillet 1983 et article 2 du règlement intérieur du conseil d'administration de Gaz de France).

L'assemblée générale fixe le montant global annuel des jetons de présence, sur proposition du conseil d'administration (voir paragraphe 15.1.1 – « Conseil d'administration »).

Par décret en date du 8 septembre 2006, l'Etat a nommé Monsieur Philippe Favre, Monsieur Xavier Musca et Monsieur Edouard Vieillefond en qualité de représentants de l'Etat au conseil d'administration de la Société, en remplacement de Madame Clara Gaymard, Monsieur Jacques Rapoport et Monsieur Denis Samuel-Lajeunesse. Conformément aux statuts de la Société, ces derniers resteront en fonction jusqu'au renouvellement de la totalité du conseil d'administration, soit jusqu'au 22 novembre 2009.

Composition du conseil d'administration de la Société à la date d'enregistrement du présent document de référence

Nom et adresse professionnelle	Age ⁽¹⁾	Date de première nomination / élection	Date de début du mandat actuel	Principales fonctions exercées hors de Gaz de France et mandats en cours	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Président-Directeur général					
Jean-François Cirelli Gaz de France 23 rue Philibert Delorme 75840 Paris Cedex 17	48	15.09.2004	24.11.2004 (en qualité de personnalité qualifiée) 07.10.2005 (en qualité d'administrateur désigné par l'assemblée des actionnaires)	Administrateur de Neuf Cegetel	-

(1) A la date d'enregistrement du présent document de référence

Nom et adresse professionnelle	Age ⁽¹⁾	Date de première nomination / élection	Date de début du mandat actuel	Principales fonctions exercées hors de Gaz de France et mandats en cours	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Administrateurs (représentants de l'Etat)					
Paul-Marie Chavanne Géopost 2 ter rue Louis Armand 75015 Paris	55	20.11.2004	23.11.2004	Directeur général délégué de La Poste Président-directeur général de Géopost Administrateur de : – Sofipost – Banque Postale – Europe Airpost – Poste Immo – Generali Assurances-Iard – Generali Assurances-Vie – Geopost UK (Royaume-Uni)	Président du directoire d'Autodistribution
Philippe Favre AFIL Paris 77 bd Saint-Jacques 75680 Paris cedex 14	45	08.09.2006	11.09.2006	Président de l'Agence française pour les investissements internationaux Ambassadeur délégué aux investissements internationaux Administrateur d'Ubifrance	–
Christian Frémont Préfecture des Bouches-du-Rhône Bd Paul Peytral 13282 Marseille	65	04.07.1999	23.11.2004	Préfet de la région Provence-Alpes- Côte d'Azur Préfet de la zone de Défense Sud Préfet des Bouches-du-Rhône	–
Xavier Musca Ministère de l'Economie, des finances et de l'industrie Direction générale du Trésor et de la Politique économique 139 rue de Bercy 75012 Paris	47	08.09.2006	11.09.2006	Directeur général du Trésor et de la Politique économique, Ministère de l'Economie, des finances et de l'industrie Président du Comité économique et financier de l'Union Européenne Président du Club de Paris	–
Florence Tordjman Ministère de l'Economie, des finances et de l'industrie Direction générale de l'énergie et des matières premières 61 bd Vincent Auriol 75703 Paris Cedex 13	47	20.11.2004	23.11.2004	Sous-directrice du gaz et de la distribution des énergies fossiles, Direction générale de l'énergie et des matières premières, Ministère de l'Economie, des finances et de l'industrie	Administrateur de l'Association française du gaz naturel pour véhicules
Edouard Vieillefond Ministère de l'Economie, des finances et de l'industrie, Agence des participations de l'Etat 139 rue de Bercy 75012 Paris	36	08.09.2006	11.09.2006	Directeur de participations en charge de la sous-direction énergie, Agence des participations de l'Etat, Ministère de l'Economie, des finances et de l'industrie Administrateur de : – GRTgaz (groupe Gaz de France) – Areva NC (Cogema) Membre du conseil de surveillance de : – RTE (groupe EDF) – Société Nationale Maritime Corse Méditerranée (SNCM)	Administrateur de : – Autoroute et Tunnel du Mont- Blanc (ATMB) – Autoroutes Paris Rhin Rhône (APRR) – Réseau Ferré de France (RFF) – SOVAFIM

(1) À la date d'enregistrement du présent document de référence.

Nom et adresse professionnelle	Age ⁽¹⁾	Date de première nomination / élection	Date de début du mandat actuel	Principales fonctions exercées hors de Gaz de France et mandats en cours	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Administrateurs (désignés par l'assemblée générale des actionnaires)⁽²⁾					
Jean-Louis Beffa Saint Gobain « Les Miroirs » 92096 La Défense Cedex	65	20.11.2004	23.11.2004	Président-directeur général de Saint-Gobain Vice-président du conseil d'administration de BNP Paribas Président de Claude Bernard Participations Administrateur de: – Groupe Bruxelles Lambert (Belgique) – Saint-Gobain Cristeleria (Espagne) – Saint-Gobain Corporation (Etats-Unis) Représentant permanent de la Compagnie de Saint-Gobain au conseil d'administration de Saint-Gobain PAM Membre du conseil de surveillance de : – Le Monde – Société Editrice du Monde – Le Monde et Partenaires Associés	–
Aldo Cardoso 45 Bd de Beauséjour 75016 Paris	51	20.11.2004	23.11.2004	Administrateur de sociétés Administrateur de : – Accor – Imerys – Orange – Rhodia – Mobistar (Belgique) Censeur de : – Axa Investment Managers – Bureau Veritas	Administrateur de : – Axa Investment Managers – Bureau Veritas – Penauilles Polyservices
Guy Dollé 241 Route d'Arlon L-1150 Luxembourg	64	10.09.2004	23.11.2004		Président de la direction générale d'Arcelor Administrateur-directeur général d'Usinor Président de la Fédération française de l'acier Administrateur d'IDRH

(1) À la date d'enregistrement du présent document de référence.

(2) Catégorie dont fait également partie Monsieur Jean-François Cirelli. L'ensemble des administrateurs appartenant à cette catégorie ont été désignés par l'Assemblée Générale du 07 octobre 2005 afin de poursuivre le mandat qu'ils occupaient précédemment en qualité de personnalité qualifiée.

Nom et adresse professionnelle	Age ⁽¹⁾	Date de première nomination / élection	Date de début du mandat actuel	Principales fonctions exercées hors de Gaz de France et mandats en cours	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Peter Lehmann 28 Birchwood Road Londres SW17 9BQ Royaume Uni	62	20.11.2004	23.11.2004	Président du Fuel Poverty Advisory Group (Royaume-Uni) Président de Greenworks (Royaume-Uni) Administrateur de : – l'Agence d'invalidité du Ministère du Travail et des Retraites britannique – CILT (the National Center for Languages)	Président de Energy Saving Trust Administrateur de: – Carbon Trust – Accuread – Project Fullemploy Membre de l'autorité de régulation pour l'énergie en Irlande du Nord
Philippe Lemoine LaSer 66 rue des Archives 75003 Paris	57	20.11.2004	23.11.2004	Président-directeur général de LaSer et Président de LaSer Cofinoga Président de : – Société des Grands Magasins Galeries Lafayette – Banque Sygma Administrateur de : – Monoprix – La Poste – Cetelem Membre du Conseil de Surveillance du BHV Membre de la CNIL Président de la Fondation Internet Nouvelle Génération Co-Gérant de GS1 France. Administrateur de la Maison des Sciences de l'Homme, de Rexecode, de la Fondation Franco-Américaine	Co-Président du directoire du groupe Galeries Lafayette Administrateur de la Fondation Internet Nouvelle Génération
Administrateurs (représentants des salariés)⁽²⁾					
Olivier Barrault Gaz de France Courcellor 2 33-35 rue d'Alsace 92300 Levallois Perret	49	31.05.1994	14.09.2004	Parrainé par la Fédération nationale des syndicats du personnel des industries de l'énergie électrique, nucléaire et gazière – CGT	–
Eric Buttazoni Gaz de France Courcellor 2 33-35 rue d'Alsace 92300 Levallois-Perret	46	06.05.2004	14.09.2004	Parrainé par la Fédération nationale des syndicats du personnel des industries de l'énergie électrique, nucléaire et gazière – CGT	–
Bernard Calbrix Gaz de France Agence Normandie 16 rue Henri Rivière BP 1236 76177 Rouen Cedex	54	18.06.2003	14.09.2004	Parrainé par la Fédération chimie énergie – CFDT	–

(1) À la date d'enregistrement du présent document de référence.

(2) Ces représentants ont été élus le 6 mai 2004 pour une durée de cinq ans par les salariés de Gaz de France et de quatre de ses filiales: Cofathec Services, Omega Concept, ADF Ateliers de Fos et ADF Maintenance Industrielle, conformément à la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 modifiée relative à la démocratisation du secteur public. Ils sont entrés en fonction en tant qu'administrateurs de Gaz de France le 14 septembre 2004.

Nom et adresse professionnelle	Age ⁽¹⁾	Date de première nomination /	Date de début	Principales fonctions exercées hors de Gaz de France et mandats en cours	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
		élection	du mandat actuel		
Jean-François Le Jeune Gaz de France 23 rue Philibert Delorme 75840 Paris Cedex 17	61	06.05.2004	14.09.2004	Parrainé par la Fédération CGT – FO	–
Yves Ledoux Gaz de France Direction Transport Région Normandie 16 rue Henri Rivière 76000 Rouen	50	06.05.2004	14.09.2004	Parrainé par la Fédération nationale des syndicats du personnel des industries de l'énergie électrique, nucléaire et gazière – CGT Administrateur du GRTgaz (groupe Gaz de France)	–
Daniel Rouvery Immeuble Le Guynemer 18 rue du Capitaine Guynemer La Défense 6 92938 Paris La Défense Cedex	59	06.05.1999	14.09.2004	Parrainé par la Fédération des industries électriques et gazières - CFE-CGC	–

(1) A la date d'enregistrement du présent document de référence.

Présidence du conseil d'administration

Conformément à l'article 10 de la loi du 26 juillet 1983 et aux statuts de la Société, le président du conseil d'administration est nommé par décret, parmi les membres du conseil d'administration, sur proposition du conseil d'administration. Monsieur Jean-François Cirelli a été nommé président de la Société par le décret du 13 octobre 2005 publié au Journal Officiel du 14 octobre 2005. Il avait été nommé pour la première fois président du conseil d'administration de la Société sous sa forme de société anonyme par le décret du 24 novembre 2004 (auparavant, Monsieur Jean-François Cirelli avait été nommé président du conseil d'administration de l'EPIC Gaz de France par décret du 15 septembre 2004 et avait exercé les fonctions de représentant légal de la Société et assumé la direction générale de la Société jusqu'à la publication du décret du 24 novembre 2004, soit le 26 novembre 2004).

Il peut être mis fin aux fonctions du président du conseil d'administration dans les conditions prévues à l'article 10 de la loi du 26 juillet 1983 susvisée (révocation par décret).

Nomination d'un commissaire du Gouvernement

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, modifiant la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, prévoit que le ministre en charge de l'énergie nomme un commissaire du Gouvernement qui assiste, avec voix consultative, aux séances du conseil d'administration de la Société. A la date d'enregistrement du présent document de référence, aucun commissaire du Gouvernement n'a été désigné auprès de Gaz de France.

Renseignements personnels concernant les membres du conseil d'administration

A la connaissance de la Société, les membres du conseil d'administration n'ont aucun lien familial entre eux ni avec les deux directeurs généraux délégués.

A la connaissance de Gaz de France, aucun des membres du conseil d'administration n'a fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée au cours des cinq dernières années. Aucun de ces membres n'a participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre ou liquidation au cours des cinq dernières années et aucun n'a fait l'objet d'une incrimination et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire (y compris un organisme professionnel désigné). Aucun de ces membres n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années.

Informations détaillées sur l'expertise et l'expérience en matière de gestion des membres du conseil d'administration

Monsieur Jean-François Cirelli, 48 ans, est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et de l'Ecole Nationale d'Administration; il est également licencié en droit. De 1985 à 1995, il occupe des fonctions à la direction du Trésor au Ministère de l'Economie et des finances avant de devenir conseiller technique à la Présidence de la République de 1995 à 1997 puis conseiller économique de 1997 à 2002. En 2002, il est nommé directeur adjoint au cabinet du Premier ministre, Jean-Pierre Raffarin, chargé des questions économiques, industrielles et sociales. Il est Président-directeur général de Gaz de France depuis septembre 2004.

Monsieur Paul-Marie Chavanne, 55 ans, est diplômé de l'Ecole Centrale de Paris et de l'Ecole Nationale d'Administration. Inspecteur des Finances, Monsieur Paul-Marie Chavanne a travaillé au Ministère de l'Economie et des Finances de 1978 à 1989, à l'Inspection Générale des Finances puis à la direction du Trésor. Directeur général de la Société Sopargès de 1989 à 1991, il est successivement directeur général adjoint de la société Automobiles Citroën de 1992 à 1997, directeur général puis président du groupe Strafor Facom de 1997 à 1999, et président du groupe Autodistribution de 1999 à 2001. Il est Président-directeur général du groupe Géopost et directeur général délégué du groupe La Poste depuis septembre 2001.

Monsieur Philippe Favre, 45 ans, est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et ancien élève de l'Ecole Nationale d'Administration. Il a débuté sa carrière à la direction des relations économiques extérieures (Dree) du Ministère des Finances, chargé des relations avec l'Union soviétique et l'Europe centrale (1987-90). De 1990 à 1993, il est conseiller commercial à l'ambassade de France à Washington (Etats-Unis), puis chef de la mission économique à Hong-Kong de 1993 à 1997 et à Taipei (Taiwan) de 1997 à 2001. Sous-directeur des ressources humaines et de la gestion des moyens à la direction des relations économiques extérieures (Dree) du Ministère de l'Economie, des finances et de l'industrie en 2001, il dirige ensuite le cabinet du Ministre délégué au commerce extérieur (Christine Lagarde) et est directeur adjoint des cabinets des Ministres de l'économie, des finances et de l'industrie de 2002 à 2006. Depuis septembre 2006, il est président de l'Agence française pour les investissements internationaux.

Monsieur Christian Frémont, 65 ans, est diplômé de l'Ecole Nationale d'Administration. De 1972 à 1976 il occupe des fonctions au Ministère de l'Economie et des finances. De 1977 à 1989 il est directeur adjoint puis directeur des stages à l'Ecole Nationale d'Administration, également chargé des relations internationales de l'Ecole de 1984 à 1989. Depuis 1990 il est préfet et a occupé successivement les postes de préfet de l'Ariège, du Finistère, du Pas de Calais puis de la région Aquitaine. Il a également été nommé directeur adjoint du cabinet du Ministre de l'Intérieur en 1992 et directeur général de l'administration de ce ministère de 1997 à 2000. Depuis 2003 il est préfet de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, préfet de la zone de défense Sud et préfet des Bouches-du-Rhône.

Monsieur Xavier Musca, 47 ans, est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris, ancien élève de l'Ecole nationale d'administration et Inspecteur des finances. Il a notamment été, au sein de la direction du Trésor, chef du bureau du marché financier de 1995 à 1996, sous-directeur Europe, affaires monétaires et internationales de 1996 à 2000, chargé de la sous-direction du financement de l'économie et de la compétitivité des entreprises et directeur adjoint en 2000, puis chef du service du financement de l'Etat et de l'économie de 2001 à 2002. De mai 2002 à mars 2004, il est directeur de cabinet du Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie. Il est directeur général du Trésor et de la Politique économique depuis novembre 2004, président du comité

économique et financier de l'Union européenne depuis novembre 2005 et président du Club de Paris depuis juillet 2005.

Madame Florence Tordjman, 47 ans, est diplômée de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et de l'Ecole Nationale d'Administration. Elle est également titulaire d'une maîtrise d'histoire et licenciée en histoire et en géographie de l'Université Paris IV Sorbonne. Depuis 1993, elle a occupé différentes fonctions au sein du Ministère de l'Economie, des finances et de l'industrie. De 1993 à 1997, au sein de la direction générale des technologies de l'information et de la poste, elle est chargée des programmes européens de R&D relatifs aux technologies de l'information et des communications et responsable du bureau de la politique industrielle et de la concurrence à partir de 2000. A la direction du Trésor, de 1997 à 2000, elle est en charge du suivi des banques multilatérales de développement et des questions du financement de l'aide publique au développement. Depuis octobre 2001, elle est responsable de la sous-direction du gaz et de la distribution des énergies fossiles au sein de la direction générale de l'énergie et des matières premières.

Monsieur Edouard Vieillefond, 36 ans, est diplômé de l'Ecole Polytechnique, de l'Ecole Nationale Supérieure de l'Aéronautique et de l'Espace (ENSAE) et titulaire d'un DEA d'économie industrielle. De 1995 à 2003, il a occupé différents postes successivement au Ministère de la Défense puis à la direction du Trésor et enfin à la Commission européenne. Il rejoint l'Agence des participations de l'Etat en octobre 2003 où il exerce d'abord les fonctions de chef du bureau transport ferroviaire et maritime. Depuis septembre 2006, il est directeur de participations en charge de la sous-direction énergie.

Monsieur Jean-Louis Beffa, 65 ans, est diplômé de l'Ecole Polytechnique, ingénieur du corps des mines et diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris. Entré en 1974 à la Compagnie de Saint-Gobain comme directeur du plan, il en est devenu directeur général en 1982. Il est depuis 1986 Président-directeur général du groupe Saint-Gobain.

Monsieur Aldo Cardoso, 51 ans, est diplômé de l'Ecole Supérieure de Commerce de Paris et titulaire d'une maîtrise de droit des affaires et du diplôme d'expertise comptable. De 1979 à 2003, il exerce plusieurs fonctions successives chez Arthur Andersen : consultant, associé (1989), Président France (1994), membre du conseil d'administration d'Andersen Worldwide (1998), Président du conseil d'administration (non exécutif) d'Andersen Worldwide (2000) et directeur général d'Andersen Worldwide (2002-2003). Depuis 2003, il est administrateur de sociétés françaises et étrangères.

Monsieur Guy Dollé, 64 ans, est diplômé de l'Ecole Polytechnique. Il a débuté sa carrière en 1966 à l'Institut de Recherches de la Sidérurgie puis a rejoint le groupe Usinor en 1980. Il assume plusieurs responsabilités industrielles à l'usine de Dunkerque avant de devenir directeur industriel de Sollac postérieurement à la fusion entre Usinor et Sacilor. Il est ensuite successivement président de la branche produits longs, en charge du plan et de la stratégie puis des produits inox d'Usinor. Nommé directeur général d'Usinor en 1999, il a été président de la direction générale d'Arcelor depuis la création d'Arcelor en 2002 jusqu'en 2006.

Monsieur Peter Lehmann, 62 ans, est diplômé de l'Université d'Oxford et titulaire d'un doctorat d'économie de l'Université de Sussex. De 1971 à 1998, il a occupé divers postes chez British Gas, comme *managing director* Europe, directeur de la concurrence et de la régulation et directeur du développement international. En 1997 et 1998, il exerce les fonctions de directeur commercial et membre du conseil d'administration de Centrica, société ayant repris une partie des activités de British Gas. De 1999 à 2005, il est président du Energy Saving Trust, créé par le gouvernement à l'initiative des acteurs du secteur de l'énergie en vue de promouvoir la maîtrise de l'énergie. De 2003 à 2006, il est membre de l'Autorité de régulation de l'énergie d'Irlande du Nord. Peter Lehmann est actuellement président du Fuel Poverty Advisory Group, organisme consultatif en charge de conseiller le gouvernement britannique sur la question de l'accès à l'énergie des plus démunis, membre du conseil d'administration de l'Agence d'invalidité du Ministère du Travail et des Retraites britannique et président de Greenworks, une start-up à but non lucratif qui génère un chiffre d'affaires de 2 millions d'euros.

Monsieur Philippe Lemoine, 57 ans, est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris (Service Public), diplômé d'Etudes supérieures d'économie, licencié en Droit et lauréat du Concours Général de Droit Civil. En 1970, il a commencé une carrière de chercheur à l'INRIA. En 1976, il rejoint le Ministère de l'Industrie (Mission à l'Informatique) où il participe notamment à la rédaction du rapport Nora-Minc. Il rejoint ensuite les cabinets de Norbert Segard et de Pierre Aigrain, puis devient Commissaire du Gouvernement à la CNIL et est chargé de différentes missions par le Ministre de la Recherche, Laurent Fabius, et le Premier Ministre, Pierre Mauroy. En 1984, il rejoint le Groupe Galeries Lafayette dont il deviendra Co-Président du Directoire en 1998, fonction qu'il occupe jusqu'en mai 2005. Actuellement, Philippe Lemoine est Président-Directeur Général de LaSer, société de services se développant en Europe et comptant plus de 7 000 collaborateurs, détenue à parité par le groupe Galeries Lafayette et par le groupe BNP-Paribas.

Monsieur Olivier Barrault, 49 ans, est titulaire d'un BTS de bureau d'études en construction mécanique et d'un diplôme de premier cycle technique en sciences et techniques industrielles (énergétique) du Conservatoire National des Arts et Métiers. Il a débuté sa carrière au sein des industries électriques et gazières en 1979, dans le métier de la distribution. En 1985, il devient chef d'exploitation, puis responsable du service achats du centre d'Essonne. Il est administrateur de Gaz de France depuis 1994, parrainé par la CGT.

Monsieur Eric Butazzoni, 46 ans, diplômé de l'école HEC, a occupé plusieurs postes à la direction financière de Gaz de France avant de devenir chef du service comptable et financier du centre de distribution de Pays de Somme, fonction qu'il occupe de 1991 à 1994. De 1994 à 2001, il est chef du département bilan-résultats à la direction financière de Gaz de France.

Monsieur Bernard Calbrix, 54 ans, a commencé sa carrière en 1976 au sein de la société Sochan, spécialisée dans la gestion des installations collectives de chauffage et de climatisation. De 1980 à 1994, il a exercé plusieurs fonctions syndicales au sein de cette société. En 1994, il intègre le Groupe à l'occasion de l'acquisition par Gaz de France du groupe Cofathec. De 1994 à 2003, il occupe les fonctions de secrétaire général du syndicat CFDT de la construction et du bois de Rouen et représenté la Fédération nationale de la construction et du bois CFDT au sein de la branche gestionnaire de services aux équipements, à l'énergie et à l'environnement. Il est actuellement agent d'exploitation au sein de l'unité régionale Cofathec Services de Rouen.

Monsieur Yves Ledoux, 50 ans, a rejoint Gaz de France en 1979 en tant d'agent technique puis a occupé diverses fonctions techniques et managériales au sein l'activité transport de Gaz de France. Il occupe aujourd'hui une fonction commerciale au sein de GRTgaz.

Monsieur Jean-François Le Jeune, 61 ans, est entré dans les services communs de Gaz de France et EDF en 1964. A partir de 1976, il est détaché aux fins d'exercer des fonctions syndicales. Il est successivement secrétaire général du syndicat de Nanterre, secrétaire général des syndicats FO de la région parisienne, secrétaire général de l'UNSC-FO, secrétaire fédéral de la FNEM-FO, secrétaire général adjoint de la FNEM-FO. Depuis 2004, il occupe un emploi de cadre au sein de la direction des ressources communes de Gaz de France.

Monsieur Daniel Rouvery, 59 ans, est diplômé de l'École Supérieure d'Electricité. En 1973, il intègre EDF-GDF Services. En 1980, il obtient le diplôme de l'Institut Auguste Comte des Sciences de l'Action et rejoint le centre EDF-GDF Services Franche Comté Sud en tant que responsable de la ville de Besançon pour la distribution de l'électricité et du gaz. En 1983, il intègre la direction de la stratégie de Gaz de France où il participe à l'étude et au financement du développement des zones non desservies en gaz naturel et à l'élaboration des programmes d'investissement. En 1987, il rejoint EDF GDF Services, puis, en 1994, la direction générale de Gaz de France lors de la création de la délégation aux achats (hors achats de gaz) du Groupe. Depuis janvier 2004, il participe au programme de transformation gestion finance d'EDF Gaz de France Distribution.

14.1.2 Direction générale, comité exécutif et organisation opérationnelle

Direction générale

Le président du conseil d'administration assume sous sa responsabilité la direction générale de la Société.

En application des statuts de la Société, le conseil d'administration peut, sur proposition du Président-directeur général, nommer jusqu'à cinq personnes chargées d'assister le Président-directeur général avec le titre de directeur général délégué. Dans sa séance du 7 octobre 2005, le

conseil d'administration a ainsi procédé à la nomination en tant que directeurs généraux délégués de Messieurs Yves Colliou et Jean-Marie Dauger. Yves Colliou et Jean-Marie Dauger assumaient déjà auparavant les fonctions de directeurs généraux délégués depuis leur désignation par le conseil d'administration le 17 décembre 2004.

A la date d'enregistrement du présent document de référence, la direction générale du Groupe est ainsi assurée par Messieurs Jean-François Cirelli, Yves Colliou et Jean-Marie Dauger.

Nom	Fonction	Date d'entrée en fonction	Age ⁽¹⁾	Principaux mandats en cours ⁽²⁾	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Jean-François Cirelli	Président-directeur général	15.10.2005 (décret du 13.10.2005)	48	Administrateur de Neuf Cegetel*	-
Yves Colliou	Directeur général délégué Responsable de la branche Infrastructures, des Fonctions d'appui et des Ressources Humaines	07.10.2005	61	Représentant permanent de SIALF au conseil d'administration de GRTgaz Administrateur de l'Institut Français du Pétrole*	-
Jean-Marie Dauger	Directeur général délégué Responsable des Approvisionnements, de la Production et du Négoce d'Energie, ainsi que de l'International	07.10.2005	55	Président du conseil d'administration de : - GDF International - Gaselys Président de : - GNL Transport Investissements - Gaz de France Norvège (Norvège) - GDF Britain (Royaume-Uni) Président du conseil de surveillance de GDF Produktion Exploration Deutschland (Allemagne) Vice-président du conseil de surveillance de Fragaz Administrateur de : - COGAC - MED LNG & GAS (Jersey) Représentant légal de GDF International en tant que gérant de Méthane Transport SNC	-

(1) A la date d'enregistrement du présent document de référence.

(2) Toutes les entités mentionnées dans cette colonne font partie du groupe Gaz de France à l'exception de celles dont le nom est suivi d'un astérisque.

Renseignements personnels concernant le Président-directeur général et les directeurs généraux délégués de la Société

A la connaissance de Gaz de France, Messieurs Jean-François Cirelli, Yves Colliou et Jean-Marie Dauger n'ont aucun lien familial entre eux ni avec aucun des membres du conseil d'administration.

A la connaissance de Gaz de France, Messieurs Jean-François Cirelli, Yves Colliou et Jean-Marie Dauger n'ont pas fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée au cours des cinq dernières années. A la connaissance de la Société aucun d'eux n'a participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre ou liquidation au cours des cinq dernières années et aucun n'a fait l'objet d'une incrimination et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire. A la connaissance de Gaz de France aucun d'eux n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre

d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années.

Comité exécutif

Présidé par le Président-directeur général, le comité exécutif examine et approuve les questions et décisions relatives à la stratégie du Groupe et à son pilotage d'ensemble. Il examine et approuve en particulier les programmes d'investissements de la Société.

Le comité exécutif se réunit de façon hebdomadaire. L'ordre du jour est fixé sur proposition de ses membres.

Le tableau ci-dessous décrit la composition du comité exécutif à la date d'enregistrement du présent document de référence.

Nom	Fonction	Age ⁽¹⁾	Principaux mandats en cours ⁽²⁾	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Jean-François Cirelli	Président-directeur général	48	Administrateur de Neuf Cegetel*	-
Yves Colliou	Directeur général délégué Responsable des Infrastructures, des Fonctions d'appui et des Ressources Humaines	61	Représentant permanent de SIALF au conseil d'administration de GRTgaz Administrateur de l'Institut Français du Pétrole*	-
Jean-Marie Dauger	Directeur général délégué Responsable des Approvisionnements, de la Production et du Négocier d'Energie, ainsi que de l'International	55	Président du conseil d'administration de : - GDF International - Gaselys Président de: - GNL Transport Investissements - Gaz de France Norge (Norvège) - GDF Britain (Royaume-Uni) Président du conseil de surveillance de GDF Produktion Exploration Deutschland (Allemagne) Vice-président du conseil de surveillance de Fragaz Administrateur de: - COGAC - MED LNG & GAS (Jersey) Représentant légal de GDF International en tant que gérant de Méthane Transport SNC	-

(1) A la date d'enregistrement du présent document de référence.

(2) Toutes les entités mentionnées dans cette colonne font partie du groupe Gaz de France à l'exception de celles dont le nom est suivi d'une astérisque.

Nom	Fonction	Age ⁽¹⁾	Principaux mandats en cours ⁽²⁾	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Stéphane Brimont	Directeur de la stratégie Conseiller du président	38	Représentant permanent de SFIG au conseil d'administration de GRTgaz	Administrateur de: – Autoroutes du Sud de la France (ASF) – Société des Autoroutes du Nord et de l'Est de la France (SANEF) – Société Nationale Corse Méditerranée (SNCM) – Compagnie Générale Maritime et Financière (CGMF) – Autoroute et Tunnel du Mont Blanc (ATMB) – Société Française du Tunnel Routier du Fréjus (SFTRF)
Pierre Clavel	Directeur de la branche « International »	50	Directeur général délégué de GDF International Administrateur de: – Arcalgas Energie (Italie) – Cam Gas (Italie) – Energie Investimenti SpA (Italie) – Italcogim Vendite (Italie) – Segebel (Belgique) – SEGEO (Belgique) – SPE (Belgique) Membre du conseil de surveillance de : – Gasag (Allemagne) – MEGAL GmbH & Co.KG (Allemagne)	–
Emmanuel Hedde	Directeur des investissements et des acquisitions	59	Président de Laurentides Investissements Administrateur de : – GDF International – COGAC – Gaz Métro Inc (Canada) – GDF Québec (Canada) – MEG International (Canada) – Noverco (Canada) – GDF Energy (Etats-Unis) – MEG Holdings US (Etats-Unis) Membre du conseil de surveillance de Savelys	–

(1) À la date d'enregistrement du présent document de référence.

(2) Toutes les entités mentionnées dans cette colonne font partie du Groupe à l'exception de celles dont le nom est suivi d'une astérisque.

Nom	Fonction	Age ⁽¹⁾	Principaux mandats en cours ⁽²⁾	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Philippe Jeunet	Directeur financier	53	Président de Banque Solfea Administrateur de : – Gaselys – GDF International – SFIG – SEGEO (Belgique) Membre du conseil de surveillance de : – Gasag (Allemagne) – MEGAL GmbH & Co.KG (Allemagne) Représentant permanent de Gaz de France au conseil d'administration de COGAC Représentant permanent de COGAC au conseil d'administration de : – GRTgaz – Cofathec	Administrateur de: – Vêtements Hertz – Jeunet S.A.
Jean-Pierre Piollat	Directeur de la branche « Clientèles »	56	Administrateur de: – COGAC – Climespace Représentant permanent de Gaz de France au conseil d'administration de : – Banque Solfea – Association française du gaz	–
Raphaële Rabatel	Directrice de la communication	44	–	–
Philippe Saimpert	Directeur des ressources humaines	53	–	Administrateur de SAFIDI (groupe EDF)

(1) A la date d'enregistrement du présent document de référence.

(2) Toutes les entités mentionnées dans cette colonne font partie du Groupe à l'exception de celles dont le nom est suivi d'une astérisque.

Informations détaillées sur l'expertise et l'expérience en matière de gestion des membres de la direction générale et des membres du comité exécutif

Monsieur Jean-François Cirelli, 48 ans, est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et de l'Ecole Nationale d'Administration; il est également licencié en droit. De 1985 à 1995, il occupe des fonctions à la direction du Trésor au Ministère de l'Economie et des finances avant de devenir conseiller technique à la Présidence de la République de 1995 à 1997 puis conseiller économique de 1997 à 2002. En 2002, il est nommé directeur adjoint au cabinet du Premier ministre, Jean-Pierre Raffarin, chargé des questions économiques, industrielles et sociales. Il est Président-directeur général de Gaz de France depuis septembre 2004.

Monsieur Yves Colliou, 61 ans, est ingénieur diplômé de l'Ecole Catholique des Arts et Métiers. En 1974, il intègre le centre de Mulhouse d'EDF GDF Services. En 1978, il rejoint la direction commerciale puis la délégation aux approvisionnements de Gaz de France. A partir de 1985, il exerce différentes responsabilités fonctionnelles, notamment dans le domaine des ressources humaines, et opérationnelles à EDF GDF Services. En 1996, il est nommé directeur du cabinet de la présidence et de la direction générale d'EDF avant de devenir en 1998 directeur d'EDF GDF Services. En janvier 2002, Monsieur Yves Colliou rejoint la direction générale de Gaz de France, en qualité de directeur avant d'être nommé directeur général adjoint en juin. Il est directeur général délégué de Gaz de France depuis décembre 2004 et responsable de la branche Infrastructures, des Fonctions d'Appui et des Ressources Humaines du Groupe.

Monsieur Jean-Marie Dauger, 55 ans, est diplômé de l'école HEC. Après un début de carrière chez Péchiney, à la banque Trad (Liban) et à la direction financière d'EDF, Jean-Marie Dauger intègre le Groupe en 1978. Il exerce tout d'abord des fonctions à la direction de la production et du transport, dans les services de mouvements de gaz. En 1985, il rejoint la délégation aux approvisionnements en gaz dont il assure la direction de 1991 à 1995. En 1995, il devient directeur de la délégation à la stratégie et à la gestion. En 2000, Monsieur Jean-Marie Dauger est nommé directeur général adjoint. Il a été nommé directeur général délégué de Gaz de France en décembre 2004 et responsable des Approvisionnements, de la Production et du Négocier d'Énergie du Groupe ainsi que de l'International.

Monsieur Stéphane Brimont, 38 ans, est diplômé de l'École Polytechnique et de l'École Nationale des Ponts et Chaussées. Après une première expérience au Crédit Lyonnais à New York, il rejoint la direction départementale de l'équipement du Vaucluse en tant que chef du service urbanisme et construction. En 1997, il entre à la direction du budget du Ministère de l'Économie, des finances et de l'industrie où il occupe différents postes, notamment: chef du bureau « recherche, poste et télécommunications » et chef du bureau « transports ». En mai 2002, il rejoint le cabinet du Premier ministre, Jean-Pierre Raffarin, où il est conseiller pour les affaires budgétaires. Il intègre le Groupe en septembre 2004 et est nommé directeur de la stratégie en décembre 2004.

Monsieur Pierre Clavel, 50 ans, est diplômé de l'École Polytechnique et de l'École des Mines de Paris. Il a débuté sa carrière dans l'ingénierie et la maîtrise d'ouvrage d'installations gazières et de production thermique à l'étranger au sein des groupes Gaz de France et EDF. En 1997, il est nommé directeur à la direction transport de Gaz de France. En 1999, il rejoint EDF GDF Services en qualité de directeur du groupement des centres des régions Centre Auvergne et Limousin. En 2002, il est nommé directeur des approvisionnements en gaz naturel du Groupe, puis en 2003 directeur délégué de la direction négoce de Gaz de France et responsable des approvisionnements en gaz naturel du Groupe. Il a été nommé responsable de la branche « International » du Groupe en décembre 2004.

Monsieur Emmanuel Hedde, 59 ans, est ingénieur diplômé de l'Institut Supérieur d'Électronique de Paris et de l'Institut de Contrôle de Gestion. Il a débuté sa carrière comme ingénieur en informatique industrielle dans la société d'ingénierie SOFRESID. En 1973, il devient directeur d'une usine de mécanique et de traitement de surfaces à la Société Nouvelle de Métallisation, puis il rejoint le Crédit d'Équipement des Petites et Moyennes Entreprises (CEPME) en 1980 et devient directeur adjoint de l'Agence Centrale en 1990. Il entre chez Gaz de France en 1993 en qualité de directeur adjoint du service des filiales et participations de la direction des services financiers et juridiques, puis devient directeur de ce service avant d'être nommé directeur délégué de la direction financière en 2000. Il a ensuite été nommé directeur de la direction des grands projets puis,

en décembre 2004, directeur de la direction des investissements et des acquisitions et responsable de l'ouverture du capital.

Monsieur Philippe Jeunet, 53 ans, est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et titulaire d'une maîtrise de droit. Avant de rejoindre Gaz de France, il a effectué la plus grande partie de sa carrière au sein du groupe du Crédit d'Équipement des Petites et Moyennes Entreprises (CEPME), où il a exercé différentes responsabilités dans le domaine du financement des entreprises des secteurs industriel et touristique. Il a dirigé deux sociétés de capital-risque, Avenir Tourisme et Promoteur Investissement. De 1984 à 1986, il a été rapporteur au Comité interministériel de restructuration industrielle (CIRI) et au Bureau des financements industriels de la direction du Trésor. Il a intégré Gaz de France en 1991 en tant que directeur adjoint de la direction des services financiers et juridiques en charge des filiales et participations. Il a occupé successivement au sein du Groupe les fonctions de responsable des approvisionnements et projets gaziers de 1995 à 1998 puis de directeur du développement international de 1998 à 2000. Il est depuis mai 2000 directeur financier de Gaz de France.

Monsieur Jean-Pierre Piollat, 56 ans, est diplômé de l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Il a effectué toute sa carrière à Gaz de France et à EDF, principalement dans des fonctions de *management* et de développement commercial et marketing. Il entre en 1975 à la direction générale d'EDF, puis à la direction commerciale de Gaz de France, où il exerce des fonctions de développement et de marketing. À partir de 1984, il exerce diverses responsabilités opérationnelles et fonctionnelles au sein d'EDF GDF Services. Après avoir dirigé à partir de 1991 le centre de Seine-et-Marne, il est nommé en 1995 directeur en charge des groupements de centres Méditerranée et Ouest à EDF GDF Services. En 1997, il est directeur de la délégation au marketing stratégique, puis en 2002 de la direction commerciale de Gaz de France. Il a été nommé en décembre 2004 directeur de la branche « Clientèles » du Groupe, qui rassemble la direction commerciale, la délégation marketing et le segment Services de Gaz de France.

Madame Raphaële Rabatel, 44 ans, est diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris et licenciée en histoire. Elle a occupé différentes fonctions de communication dans plusieurs entreprises : Rhône-Poulenc de 1988 à 1996, Paribas de 1996 à 2000, Caisse Nationale des Caisses d'Épargne en 2000 et Image Sept de 2000 à 2002. De mars 2002 à décembre 2004, elle a été directrice de la communication du groupe JC Decaux, chargée de la communication externe et interne. Depuis janvier 2005, elle est directrice de la communication du Groupe.

Monsieur Philippe Saimpert, 53 ans, diplômé de l'école HEC, a occupé diverses fonctions au sein d'EDF GDF Services et de la direction du personnel et des relations sociales commune à Gaz de France et à EDF à compter de 1978. Il a été nommé en 2002 directeur des ressources humaines du Groupe, puis a occupé le poste de directeur délégué de EDF GDF Services à compter d'avril 2004. Il est directeur des ressources humaines du Groupe depuis décembre 2004.

14.2 Conflits d'intérêt au niveau des organes d'administration et de la direction générale

Organisation opérationnelle

Depuis fin 2004, Gaz de France est organisé autour de quatre branches opérationnelles:

- Monsieur Yves Colliou, directeur général délégué et responsable de la branche « Infrastructures »;
- Monsieur Jean-Marie Dager, directeur général délégué et responsable de la branche « Approvisionnements et Production »;
- Monsieur Jean-Pierre Piollat, responsable de la branche « Clientèles »; et
- Monsieur Pierre Clavel, responsable de la branche « International ».

Conflits d'intérêt

A la connaissance de la Société, il n'existe pas de conflit d'intérêt entre les devoirs des membres du conseil d'administration et des directeurs généraux délégués à l'égard de la Société et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

Il est toutefois précisé que Monsieur Philippe Lemoine est Président de LaSer Cofinoga, société partenaire de Gaz de France au sein de Banque Solfea et Président-directeur général du groupe LaSer qui entretient des relations d'affaire avec Gaz de France ; Monsieur Yves Ledoux est membre du bureau du SMEDAR (Syndicat Mixte d'Elimination des Déchets de l'Arrondissement de Rouen) qui est partenaire de Gaz de France dans le cadre d'un projet de recherche ; Messieurs Yves Ledoux et Edouard Vieillefond sont administrateurs de GRTgaz, filiale à 100 % de Gaz de France ; Monsieur Edouard Vieillefond est administrateur de RTE qui organise des appels d'offre auxquels Gaz de France est susceptible de se porter candidat ; Monsieur Guy Dollé était président de la direction générale d'Arcelor jusqu'au 30 septembre 2006, le groupe Arcelor entretenant des relations d'affaires avec Gaz de France ; et Monsieur Denis Samuel-Lajeunesse était administrateur d'Alstom, société qui entretient des relations d'affaires avec Gaz de France.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées, la charte de l'administrateur (voir paragraphe 16.4 – « Charte de l'administrateur ») prévoit notamment que chacun des administrateurs doit s'efforcer d'éviter tout conflit pouvant exister entre ses intérêts moraux et matériels et ceux de la Société, doit informer le Conseil de tout conflit d'intérêt dans lequel il pourrait être impliqué et, dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêt, doit s'abstenir de participer aux débats ainsi qu'à toute décision sur les matières concernées.

Arrangements ou accords sur la désignation des membres du conseil d'administration et de la direction générale

Il n'existe aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel l'un quelconque des membres du conseil d'administration ou des directeurs généraux délégués aurait été nommé en tant que tel.

Restrictions concernant la cession des actions

Les actions de la Société éventuellement acquises par les directeurs généraux délégués et les administrateurs représentant les salariés à l'occasion de l'ouverture du capital de la Société qui a eu lieu le 7 juillet 2005, dans le cadre de l'Offre Réservee aux Salariés telle que décrite dans la note d'opération visée par l'AMF le 22 juin 2005, sont susceptibles d'être soumises à des restrictions concernant leur cession. Le cas échéant, les actions acquises peuvent être incessibles pendant des périodes dont la durée est déterminée en fonction de la formule choisie parmi les cinq formules de souscription proposées aux salariés dans le cadre de l'Offre Réservee aux Salariés.

15.1 INTÉRÊTS ET RÉMUNÉRATIONS DES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION, DU PRÉSIDENT DIRECTEUR GÉNÉRAL ET DES DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS	P.147
15.1.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION	p.147
15.1.2 PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL ET DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS	p.148

15.2 MONTANT TOTAL DES SOMMES PROVISIONNÉES AUX FINS DU VERSEMENT DE PENSIONS, DE RETRAITES OU D'AUTRES AVANTAGES	P.148
--	--------------

15.1 Intérêts et rémunérations des membres du conseil d'administration, du Président directeur-général et des directeurs généraux délégués

15.1.1 Conseil d'administration

- **Les administrateurs représentant l'Etat** (Monsieur Paul-Marie Chavanne, Monsieur Philippe Favre, Monsieur Christian Frémont, Monsieur Xavier Musca, Madame Florence Tordjman et Monsieur Edouard Vieillefond) n'ont perçu aucune rémunération (jetons de présence ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de l'exercice 2006. Il en est de même des administrateurs représentant l'Etat ayant démissionné en cours d'exercice (Madame Clara Gaymard, Monsieur Jacques Rapoport et Monsieur Denis Samuel-Lajeunesse).
- **Les administrateurs représentant les salariés** (Monsieur Olivier Barrault, Monsieur Eric Buttazoni, Monsieur Bernard Calbrix, Monsieur Jean-François Le Jeune, Monsieur Yves Ledoux et Monsieur Daniel Rouvery) n'ont perçu aucune rémunération (jetons de présence ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société en contrepartie de l'exercice de leur mandat d'administrateur au titre de l'exercice 2006.
- **Les administrateurs désignés par l'assemblée générale des actionnaires** autres que le Président-directeur général (Monsieur Jean-Louis Beffa, Monsieur Aldo Cardoso, Monsieur Guy Dollé, Monsieur Peter Lehmann et Monsieur Philippe Lemoine) reçoivent des jetons de présence.

L'assemblée générale des actionnaires fixe le montant global annuel des jetons de présence, sur proposition du conseil d'administration. L'assemblée générale annuelle du 24 mai 2006 a fixé l'enveloppe globale des jetons de présence à verser pour l'exercice 2005 à la somme de 105 250 euros, 2 000 euros étant versés par séance du conseil d'administration et 1 250 euros par séance de comité, sauf pour le président du comité d'audit et des comptes, Monsieur Aldo Cardoso, qui a perçu 2 000 euros par séance dudit comité.

Pour l'exercice 2006, le conseil d'administration propose à l'assemblée générale des actionnaires devant se réunir le 23 mai 2007 une enveloppe globale de 138 750 euros, à répartir selon les critères d'attribution suivants : 2 000 euros par séance du conseil d'administration et 1 250 euros par séance de comité, à l'exception des présidents des comités, Messieurs Aldo Cardoso et Peter Lehmann, qui percevront 2 000 euros chacun par séance du comité qu'ils président. L'enveloppe globale des jetons de présence a été augmentée par rapport à l'exercice 2005 du fait du nombre exceptionnellement élevé de réunions du conseil d'administration qui se sont tenues au cours de l'exercice 2006 en raison de la conduite du projet de fusion avec Suez.

Le tableau figurant ci-dessous détaille les sommes versées – ou dont le versement est proposé – aux administrateurs désignés par l'assemblée générale des actionnaires au titre des deux derniers exercices :

Nom	Jetons de présence	
	Au titre de l'exercice 2006 ⁽¹⁾	Au titre de l'exercice 2005
Jean-Louis Beffa	16 000 euros	12 000 euros
Aldo Cardoso	57 000 euros	42 250 euros
Guy Dollé	16 000 euros	12 000 euros
Philippe Lemoine	22 000 euros	20 000 euros
Peter Lehmann	27 750 euros	19 000 euros
Total	138 750 euros	105 250 euros

⁽¹⁾ Sous réserve d'approbation par l'assemblée générale des actionnaires devant se réunir le 23 mai 2007

Ces administrateurs ne perçoivent aucune autre rémunération ou avantage en nature de la Société ou des sociétés contrôlées par la Société au titre de leur mandat pour l'exercice 2006.

15.1.2 Président-directeur général et directeurs généraux délégués

Le tableau ci-dessous présente les montants bruts avant impôt des rémunérations versées et avantages en nature attribués au Président-directeur général et aux directeurs généraux délégués de la Société au cours des deux derniers exercices:

Nom et qualité	Année	Rémunération fixe	Rémunération variable	Rémunération exceptionnelle	Avantages en nature	Total
Jean-François Cirelli Président Directeur Général	2006	320 689 euros	111 593 euros	-	1 311 euros	433 593 euros
	2005	304 748 euros	35 525 ⁽¹⁾ euros	-	16 985 euros	357 257 euros
Yves Colliou Directeur Général Délégué	2006	277 964 euros	90 498 euros	16 660 euros	4 371 euros	389 493 euros
	2005	273 284 euros	67 610 euros	-	20 057 euros	360 951 euros
Jean-Marie Dauger Directeur Général Délégué	2006	278 865 euros	92 338 euros	16 660 euros	13 538 euros	401 401 euros
	2005	274 192 euros	79 512 euros	15 000 euros	16 893 euros	385 597 euros

(1) La rémunération variable versée en 2005 à Monsieur Jean-François Cirelli avait été fixée de manière forfaitaire au titre de l'exercice de son mandat de Président-directeur général pour la période du 15 septembre au 31 décembre 2004.

La rémunération variable annuelle versée à Monsieur Jean-François Cirelli est plafonnée à 40% du montant de sa rémunération fixe annuelle et est calculée pour 70% en fonction des résultats nets, de l'excédent brut opérationnel et de l'évolution de la productivité du Groupe, et pour 30% en fonction de critères qualitatifs.

La rémunération variable annuelle versée à Messieurs Yves Colliou et Jean-Marie Dauger est plafonnée à 30% du montant de leur rémunération fixe annuelle. Elle est calculée en fonction des résultats du

Groupe et des résultats de leurs branches respectives, telles que décrites au paragraphe 14.1.2 – « Direction générale, comité exécutif et organisation opérationnelle ».

Le Président et les directeurs généraux délégués n'ont reçu aucune rémunération ou avantage en nature de la part des sociétés contrôlées par la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce. Ils ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de prime de départ.

15.2 Montant total des sommes provisionnées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages

Les informations relatives à la participation détenue par les membres du conseil d'administration et les directeurs généraux délégués dans le capital social de la Société et aux options existantes sur leurs actions figurent au paragraphe 17.2 – « Participations et stock-options des administrateurs et directeurs généraux délégués ».

Concernant les sommes provisionnées par la Société aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages, voir paragraphe 20.1.1.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS / Annexes / Note 26 ».

16.1 MANDATS DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION	P.149	16.5.2 COMITÉ DE LA STRATÉGIE ET DES INVESTISSEMENTS	p.153
16.2 INFORMATIONS SUR LES CONTRATS DE PRESTATION DE SERVICES LIANT LES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION À LA SOCIÉTÉ OU À L'UNE QUELCONQUE DE SES FILIALES	P.149	16.6 LIMITATIONS APPORTÉES AUX POUVOIRS DE LA DIRECTION	P.154
16.3 FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	P.149	16.6.1 DÉCISIONS SOUMISES À L'AUTORISATION PRÉALABLE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	p.154
16.4 CHARTE DE L'ADMINISTRATEUR	P.151	16.6.2 LIMITATIONS AUX POUVOIRS DES DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS	p.155
16.5 COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	P.151	16.7 LE CONTRÔLE INTERNE	P.155
16.5.1 COMITÉ D'AUDIT ET DES COMPTES	p.152	16.8 DÉCLARATION RELATIVE AU GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE	P.155

16.1 Mandats des membres des organes d'administration

Le mandat de tous les membres actuels du conseil d'administration prendra fin le 22 novembre 2009.

Les dates de première nomination ou élection, ainsi que les dates de début

du mandat actuel, de chaque membre du conseil d'administration et de chaque directeur général délégué figurent au paragraphe 14.1 – « Composition des organes d'administration et de direction ».

16.2 Informations sur les contrats de prestation de services liant les membres du conseil d'administration et de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales

A la connaissance de la Société, il n'existe aucun contrat de prestation de services liant les membres du conseil d'administration ou les directeurs généraux délégués à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales.

Les six administrateurs représentant les salariés et les deux directeurs généraux délégués sont liés à la Société par un contrat de travail.

16.3 Fonctionnement du conseil d'administration

Le fonctionnement du conseil d'administration de la Société est déterminé par les dispositions légales et réglementaires, par ses statuts et par un règlement intérieur adopté par le conseil d'administration dans sa séance du 17 décembre 2004 (le « Règlement Intérieur »)⁽¹⁾. Le Règlement Intérieur précise en particulier les périmètres de responsabilité du conseil d'administration et de ses membres ainsi que le mode de fonctionnement du conseil d'administration et de ses comités spécialisés et établit une charte de l'administrateur qui édicte les règles que chaque administrateur s'oblige à respecter.

Le Règlement Intérieur fait l'objet, en tant que de besoin, d'une revue de la part du conseil d'administration. Par ailleurs, chaque administrateur s'engage à formuler toute recommandation lui paraissant de nature à améliorer les modalités de fonctionnement du conseil, notamment à

l'occasion de l'évaluation périodique de celui-ci. Il accepte l'évaluation de sa propre action au sein du conseil d'administration.

Communication des informations aux administrateurs

Aux termes du Règlement Intérieur, sauf en cas de nécessité, le président du conseil d'administration transmet aux administrateurs, au moins cinq jours ouvrés et francs avant la tenue de chaque réunion, les informations et les documents qui leur sont nécessaires pour exercer pleinement leur mission ainsi que, dans la mesure du possible, le projet de procès-verbal de la séance précédente.

Le Règlement Intérieur prévoit par ailleurs que le président communique de manière régulière aux administrateurs, et entre deux séances au

(1) Le Règlement Intérieur peut être modifié à tout moment par le conseil d'administration.

besoin, toute information pertinente concernant la Société, notamment les articles de presse et rapports d'analyse financière. Le président effectue régulièrement une présentation des principaux projets en cours de développement en précisant leur stade d'avancement. Chaque administrateur peut bénéficier de toute formation nécessaire au bon exercice de sa fonction d'administrateur – et le cas échéant, de membre de comité – dispensée par l'entreprise ou approuvée par elle.

Enfin, les administrateurs peuvent, en vue de compléter leur information, rencontrer les principaux dirigeants de la Société et du Groupe, y compris hors la présence du président et des membres de la direction générale, sur les sujets figurant à l'ordre du jour du conseil d'administration. Ils font part de leur demande au secrétaire du conseil d'administration. Il est répondu à leurs questions dans les meilleurs délais.

Attributions du conseil d'administration

Le conseil d'administration délibère en particulier sur les principales orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de l'activité de la Société et du Groupe, avant l'intervention des décisions qui y sont relatives.

Outre les questions réservées à la compétence du conseil d'administration par les dispositions législatives et réglementaires applicables, doivent être obligatoirement inscrits à l'ordre du jour – après étude le cas échéant par le ou les comité(s) compétent(s) – l'examen et le vote d'un certain nombre d'opérations significatives telles que la conclusion de contrats avec l'Etat relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société, certaines acquisitions ou cessions de participations, certains projets d'achat à long terme d'énergie, certains investissements industriels ou de marchés de travaux et certaines opérations financières.

Par ailleurs, le président doit inscrire à l'ordre du jour :

- au moins deux fois par an, une revue de la situation financière, de la trésorerie, ainsi que des engagements de la Société et du Groupe;
- une fois par an, et en tant que de besoin (notamment en cas de difficultés financières), une information relative à la situation des principales filiales et participations de la Société;
- une fois par an, un examen de la politique d'achats hors gaz ainsi que des opérations de vente de gaz dépassant un seuil annuel significatif;
- une fois par an, un examen de la politique d'approvisionnement en matière énergétique.

Le Règlement Intérieur prévoit également que le président adresse aux administrateurs, au moins une fois par semestre, une information sur les marchés significatifs passés durant la période écoulée.

Réunions du conseil d'administration

Le conseil d'administration de la Société se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et tient au moins huit séances par an, dont au moins une par trimestre. Le président fixe l'ordre du jour des séances.

Le conseil d'administration s'est réuni quinze fois en 2006, avec un taux de présence de ses membres de 83% en moyenne.

Au cours de l'année 2006, le Conseil d'administration a notamment examiné les dossiers concernant :

- le budget,
- l'arrêté des comptes et la proposition d'affectation du résultat,
- la répartition des jetons de présence,
- les états financiers semestriels,
- l'application des normes IFRS,
- les cautions, avals et garanties,
- la stratégie,
- le projet de fusion avec le groupe Suez,
- ainsi qu'un certain nombre d'opérations liées à des investissements ou des engagements importants du Groupe dans le cadre de son développement.

Le Règlement Intérieur prévoit la nomination par le conseil d'administration, sur proposition du président, d'un secrétaire du conseil qui peut ne pas être administrateur.

Aux termes du Règlement Intérieur, si six administrateurs au moins le lui demandent, le président procède à la convocation du conseil d'administration dans un délai de huit jours au plus, à compter de la demande qui lui a été adressée, ou dans un délai fixé en accord avec les administrateurs ayant fait la demande.

Présence d'un commissaire du Gouvernement

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, modifiant la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, prévoit que le ministre en charge de l'énergie nomme un commissaire du Gouvernement qui assiste, avec voix consultative, aux séances du conseil d'administration de la Société. A la date d'enregistrement du présent document de référence, aucun commissaire du Gouvernement n'a été désigné auprès de Gaz de France.

16.4 Charte de l'administrateur

Dans le cadre de l'adoption de son Règlement Intérieur, le conseil d'administration a adopté une charte de l'administrateur. Cette charte prévoit en particulier que :

- L'administrateur doit agir en toute circonstance dans l'intérêt social de l'entreprise, étant entendu que le critère ultime dans la prise de décision doit être celui de l'intérêt à long terme de l'entreprise, celui qui assure sa pérennité et son développement. L'administrateur doit, quel que soit son mode de désignation, se considérer comme représentant l'ensemble des actionnaires.
- L'administrateur doit prendre la pleine mesure de ses droits et obligations. Il doit notamment connaître et respecter les dispositions légales et réglementaires relatives à sa fonction, ainsi que les règles propres à la Société résultant de ses statuts et du Règlement Intérieur du conseil d'administration.
- L'administrateur exerce ses fonctions avec indépendance, loyauté et professionnalisme.
- L'administrateur veille à préserver en toute circonstance son indépendance de jugement, de décision et d'action. Il s'interdit d'être influencé par tout élément étranger à l'intérêt social qu'il a pour mission de défendre. Il alerte le conseil sur tout élément de sa connaissance lui paraissant de nature à affecter les intérêts de l'entreprise. Il a le devoir d'exprimer clairement ses interrogations et ses opinions. Il s'efforce de convaincre le conseil de la pertinence de ses positions. En cas de désaccord, il veille à ce que ceux-ci soient explicitement consignés dans les procès-verbaux des délibérations. Des dispositions seront prises pour assurer l'indépendance des administrateurs salariés, notamment au niveau de leur évolution professionnelle.
- L'administrateur s'efforce d'éviter tout conflit pouvant exister entre ses intérêts moraux et matériels et ceux de la Société. Il informe le conseil d'administration de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être impliqué. Dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, il s'abstient de participer aux débats ainsi qu'à toute décision sur les matières concernées.
- L'administrateur ne prend aucune initiative qui pourrait nuire aux intérêts de la Société et agit de bonne foi en toute circonstance. Il est tenu à la discrétion à l'égard des informations et des débats auxquels il participe et respecte le caractère confidentiel des informations données comme telles par le président du conseil d'administration. Il s'interdit d'utiliser pour son profit personnel ou pour le profit de quiconque les informations privilégiées auxquelles il a accès. En particulier, lorsqu'il détient sur la société où il exerce son mandat d'administrateur des informations non rendues publiques, il s'abstient de les utiliser pour effectuer ou faire effectuer par un tiers des opérations sur les titres de celle-ci.
- L'administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités de l'entreprise, ses enjeux et ses valeurs, y compris en interrogeant ses principaux dirigeants. Il participe aux réunions du conseil d'administration avec assiduité et diligence. Il s'efforce de participer à au moins un des comités spécialisés du conseil. Il assiste aux assemblées générales d'actionnaires. Il s'efforce d'obtenir dans les délais appropriés les éléments qu'il estime indispensables à son information pour délibérer au sein du conseil en toute connaissance de cause. Il s'attache à mettre à jour les connaissances qui lui sont utiles et a le droit de demander à l'entreprise les formations qui lui sont nécessaires pour le bon exercice de sa mission.
- L'administrateur contribue à la collégialité et à l'efficacité des travaux du conseil d'administration et des comités spécialisés éventuellement constitués en son sein. Il formule toute recommandation lui paraissant de nature à améliorer les modalités de fonctionnement du conseil, notamment à l'occasion de l'évaluation périodique de celui-ci. Il accepte l'évaluation de sa propre action au sein du conseil. Il s'attache, avec les autres membres du conseil, à ce que les missions de contrôle soient accomplies avec efficacité et sans entraves. En particulier, il veille à ce que soient en place dans l'entreprise les procédures permettant le contrôle du respect des lois et règlements, dans la lettre et dans l'esprit. Il s'assure que les positions adoptées par le conseil d'administration font l'objet, sans exception, de décisions formelles, correctement motivées et transcrites dans les procès-verbaux de ses réunions.

16.5 Comités du conseil d'administration

Les statuts de Gaz de France donnent la possibilité au conseil d'administration de constituer des comités en son sein, notamment un comité d'audit et des comptes et un comité de la stratégie, appelés à étudier toutes questions relatives à la Société que lui-même ou le président soumet pour avis à leur examen.

Le Règlement Intérieur du conseil d'administration, tel qu'adopté par le conseil d'administration lors de sa séance du 17 octobre 2004, précise

que le conseil d'administration peut décider de créer en son sein des comités, permanents ou temporaires, destinés à faciliter le bon fonctionnement du conseil et à concourir efficacement à la préparation de ses décisions. Le conseil d'administration, sur proposition de son président et après concertation, désigne les membres des comités et leur président, en tenant compte des compétences, de l'expérience, et de la disponibilité des administrateurs qui le souhaitent, dans le respect des

équilibres du conseil. Le commissaire du Gouvernement désigné, en cas de privatisation de la Société, par le ministre en charge de l'énergie assiste, avec voix consultative, aux séances des comités conformément à l'article 39 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. Le rapport annuel de la Société comporte un exposé sur l'activité de chacun des comités au cours de l'exercice écoulé.

La mission d'un comité permanent ou temporaire consiste à étudier les sujets et projets que le conseil d'administration ou le président renvoie à son examen, à préparer les travaux et décisions du conseil d'administration relativement à ces sujets et projets, ainsi qu'à rapporter leurs conclusions au conseil d'administration sous forme de comptes-rendus, propositions, avis, informations ou recommandations. Les comités accomplissent leurs missions sous la responsabilité du conseil d'administration.

La durée du mandat des membres des comités permanents est en principe de deux exercices financiers annuels, sauf lorsque la durée restante des mandats d'administrateurs concernés ne permet pas

d'accomplir entièrement ces deux exercices; dans ce dernier cas, les mandats d'administrateurs et de membres des comités s'achèvent simultanément. Ces mandats de membres des comités permanents sont renouvelables sous réserve du maintien de la qualité d'administrateur des personnes concernées. Le renouvellement des mandats de membres des comités permanents intervient au terme de la séance du conseil d'administration au cours de laquelle les comptes annuels sont arrêtés.

Ont ainsi été constitués le 17 décembre 2004, dans le cadre de l'adoption du Règlement Intérieur, les comités permanents dont la composition, les attributions et les modalités de fonctionnement sont décrites ci-dessous.

Tout comité rend compte de l'ensemble de ses travaux à la réunion suivante du conseil d'administration, en faisant part des informations, avis, propositions ou recommandations consignés aux comptes-rendus de ses séances. Aucun comité ne peut traiter de sa propre initiative de questions qui déborderaient le cadre propre de sa mission. Les comités n'ont pas de pouvoir de décision.

16.5.1 Comité d'audit et des comptes

16.5.1.1 Composition et fonctionnement

Le comité d'audit et des comptes, créé le 17 décembre 2004, est composé de cinq membres : Monsieur Aldo Cardoso, qui le préside, et Messieurs Eric Buttazoni, Edouard Vieillefond, Paul-Marie Chavanne et Bernard Calbrix.

Le comité d'audit et des comptes tient au moins quatre réunions par an, dont deux pour examiner les comptes semestriels et annuels et une pour examiner le budget. L'ordre du jour des réunions du comité est proposé par son président. En 2006, le comité s'est réuni treize fois avec un taux de présence des membres de 77%. Au cours de ses réunions, le comité a abordé, notamment, les sujets suivants : budget 2006, traitement comptable des concessions en normes IFRS, impact sur les comptes du passage aux normes IFRS, comptes sociaux et consolidés 2005, politique financière (bilan 2005 et perspectives 2006-2007), résultats 2005 et perspectives des principales filiales et participations, politique de contrôle interne, critères de rentabilité dans le cadre d'opérations de croissance externe, bilan des audits 2005 et programme d'audit 2006, politique tarifaire et stratégie de couverture afférente, réconciliation des comptes consolidés IFRS avec les US GAAP, mise en œuvre du Sarbane-Oxley Act dans le cadre du projet de Fusion, états financiers semestriels, communication financière, comparaison des méthodes comptables de Gaz de France et Suez, politique d'assurance du Groupe et clôture des comptes 2006.

Le comité d'audit et des comptes a pour interlocuteurs principaux la direction générale, la direction financière, la direction de l'audit, ainsi que les commissaires aux comptes de la Société. L'audition des membres de

la direction financière peut être réalisée hors la présence du Président-directeur général. L'audition des commissaires aux comptes peut être réalisée hors la présence de tout personnel ou dirigeant de la Société. Pour l'accomplissement de ses missions, le comité peut également recourir à des experts extérieurs en tant que de besoin.

Le président du comité de la stratégie et des investissements reçoit les ordres du jour du comité d'audit et des comptes et peut y assister.

16.5.1.2 Missions

Comptes

Le comité d'audit et des comptes a pour missions de :

- s'assurer de la pertinence et de la permanence des méthodes comptables adoptées pour l'établissement des comptes consolidés ou sociaux ainsi que du traitement adéquat des opérations significatives au niveau du Groupe;
- procéder une fois par an, et en tant que de besoin (notamment en cas de difficultés financières) à l'examen des principales filiales et participations de la Société;
- au moment de l'arrêt des comptes, procéder à l'examen préalable et donner un avis sur les projets de comptes sociaux et consolidés, semestriels et annuels préparés par la Direction Financière, avant leur présentation au conseil d'administration. A cet effet, le comité entend les commissaires aux comptes, la direction générale et la direction

financière, en particulier sur les amortissements, provisions, traitements des survaleurs, principes de consolidation, et engagements hors bilan. Il peut également examiner tous comptes établis pour les besoins d'opérations spécifiques (apports, fusions, opérations de marché, mise en paiement d'acomptes sur dividendes, etc.);

- être informé de la stratégie financière et des conditions des principales opérations financières du Groupe;
- examiner les projets de rapports annuels d'activité et de gestion avant leur publication; et
- examiner le périmètre des sociétés consolidées et le choix du référentiel de consolidation des sociétés du Groupe.

Risques

Le comité d'audit et des comptes a pour mission de:

- examiner les risques et les engagements significatifs, notamment au travers d'une cartographie des risques;
- examiner la politique de maîtrise des risques dans tous les domaines (notamment la politique d'assurance, la gestion financière et les interventions sur les marchés à terme);
- procéder annuellement à une revue de performance des principales filiales de la Société.

Contrôle, audit interne, Commissaires aux Comptes

Le comité d'audit et des comptes a pour missions de:

- vérifier que des procédures internes de collecte et de contrôle des informations garantissent la fiabilité de celles-ci et examiner le plan d'audit interne du Groupe et le plan des interventions des commissaires aux comptes;
- entendre les responsables de l'audit interne et du contrôle, donner son avis sur l'organisation de ces services, prendre connaissance des

programmes de travail, et recevoir une synthèse de l'activité d'audit interne de la Société et du Groupe ainsi que tous rapports d'audit demandés par le président du comité;

- entendre régulièrement des rapports des auditeurs externes du Groupe sur les modalités de réalisation de leurs travaux;
- veiller au respect des règles, principes et recommandations garantissant l'indépendance des commissaires aux comptes;
- proposer au conseil d'administration, le cas échéant, une décision sur les points éventuels de désaccord significatif entre les commissaires aux comptes et la Direction Générale susceptibles de naître à l'occasion de la réalisation et du contenu des travaux;
- superviser la procédure de sélection ou de renouvellement (par appel d'offres) des commissaires aux comptes en veillant à la sélection du « mieux-disant », formuler un avis sur le montant des honoraires sollicités pour l'exécution des missions de contrôle légal, formuler un avis motivé sur le choix des commissaires aux comptes et faire part de sa recommandation au conseil d'administration pour ce choix; et
- se faire communiquer le détail des honoraires versés par la Société et le Groupe aux cabinets et aux réseaux des commissaires aux comptes, s'assurer que le montant ou la part que représentent ces honoraires dans le chiffre d'affaires des cabinets et réseaux des commissaires aux comptes ne sont pas de nature à porter atteinte à leur indépendance.

Politique financière

Les missions du comité d'audit et des comptes sont les suivantes:

- être informé par la direction financière de la stratégie et de la situation financière du Groupe, des méthodes et techniques utilisées pour définir la politique financière;
- être informé des communications principales de la Société concernant ses comptes;
- examiner le budget de la Société; et
- examiner toute question de nature financière ou comptable qui lui est soumise par le président ou le conseil d'administration.

16.5.2 Comité de la stratégie et des investissements

16.5.2.1 Composition et fonctionnement

Le comité de la stratégie et des investissements est composé de sept membres : Monsieur Peter Lehmann, qui le préside, Madame Florence Tordjman, Messieurs Philippe Favre, Edouard Vieillefond, Olivier Barrault, Daniel Rouvery et Jean-François Le Jeune.

Le comité de la stratégie et des investissements tient au moins quatre réunions par an. L'ordre du jour de ses réunions est proposé par son président. En 2006, le comité de la stratégie et des investissements s'est réuni 6 fois avec un taux de présence des membres de 81 %.

Au cours de ses réunions, il a abordé, notamment, les sujets suivants : programme d'investissement 2006, stratégie de Gaz de France dans l'exploration-production, projet de cession de la participation détenue dans KazGerMunai [KGM], projet de création d'une société commune avec le groupe Camfin dans le domaine du gaz naturel en Italie, appel d'offre de Réseau de Transport d'Electricité pour la construction d'une centrale électrique en Bretagne, projet de création d'une société commune avec Maia Sonnier dans l'éolien, politique d'approvisionnement en gaz de Gaz de France et filialisation de la distribution.

Pour l'accomplissement de ses travaux, le comité de la stratégie et des investissements peut entendre les membres des directions de la Société et du Groupe ou recourir à des experts extérieurs en cas de besoin.

Le président du comité d'audit et des comptes reçoit les ordres du jour du comité de la stratégie et des investissements et peut assister à ses réunions.

16.5.2.2 Missions

Le comité de la stratégie et des investissements a pour missions:

- en matière de stratégie, d'exprimer au conseil d'administration son avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société et du Groupe, notamment la politique industrielle, commerciale, sociale, de recherche et développement et de développement durable, sur le contrat de service public du Groupe, ainsi que sur toute autre question stratégique importante dont le conseil d'administration le saisit;

- en matière d'investissements, d'étudier et de formuler son avis au conseil d'administration sur les questions qui lui sont soumises relatives aux opérations majeures relevant du conseil d'administration en matière de croissance externe, de désinvestissements et de cessions d'entreprises, de prises ou de cessions de participations, d'investissements, de création et de modernisation d'équipements industriels et de travaux sur une base annuelle ou pluriannuelle, ainsi que les projets immobiliers principaux décrits dans les attributions du conseil d'administration.

16.6 Limitations apportées aux pouvoirs de la direction

16.6.1 Décisions soumises à l'autorisation préalable du conseil d'administration

L'article 2.4 c) du Règlement Intérieur du conseil d'administration de la Société, tel qu'adopté par le conseil d'administration lors de sa séance du 17 décembre 2004, prévoit que, « outre les questions réservées à la compétence du conseil par les dispositions législatives et réglementaires applicables, doivent être obligatoirement inscrits à l'ordre du jour, après étude le cas échéant par le ou les comité(s) compétent(s), l'examen et le vote :

1. des contrats à conclure avec l'Etat relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société ; la réalisation de ces contrats est ensuite inscrite une fois par an à l'ordre du jour du conseil ;
2. du plan stratégique pluriannuel du Groupe Gaz de France ;
3. du projet de budget annuel de la Société ;
4. des projets d'acquisition, d'extension, de cession de participations ou d'activités, de projets de joint venture ou de réalisation d'apports ayant des implications financières ou stratégiques importantes dans lesquelles la Société ou son

Groupe accorde son concours ou accepte des concours extérieurs, lorsque son exposition financière par opération (y compris les passifs repris et les engagements hors bilan) dans ce type d'opérations excède 100 millions d'euros hors taxes ou sa contre-valeur en devises étrangères ; pour les projets ne s'inscrivant pas dans le plan stratégique de la Société et pour ceux ne relevant pas du secteur énergétique, ce seuil est abaissé à 30 millions d'euros hors taxes par opération ;

5. des projets d'achat à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à 10 milliards de kWh par an ;
6. des projets d'investissements industriels du Groupe ou de marchés de travaux dont le montant est évalué à plus de 50 millions d'euros hors taxes par opération ;
7. des projets de marchés de fournitures et de services (hors approvisionnements d'énergie) dont le montant est évalué à plus de 30 millions d'euros, hors taxes par opération ;

8. des projets d'emprunt sous forme d'émissions de titres ou de conventions de crédit concernant la Société et ses filiales, lorsque leur montant par opération excède une valeur de 100 millions d'euros et qu'ils ne s'inscrivent pas dans le cadre d'une enveloppe préalablement et dûment autorisée par le conseil d'administration. De même, ce plafond (ou cette disposition) ne s'applique pas au refinancement de concours existants ;

9. des projets d'acquisition, de vente ou d'échange par la Société d'immeubles ou de droits immobiliers ainsi que de projets de location d'immeubles pour un montant de plus de 25 millions d'euros, hors taxes par opération ;

10. du montant total et par opération des cautions, avals ou garanties que le conseil autorise pour l'année au Président-directeur général. »

16.6.2 Limitations aux pouvoirs des directeurs généraux délégués

Le conseil d'administration a décidé, lors sa séance du 26 janvier 2005, d'harmoniser les pouvoirs des directeurs généraux avec les dispositions précitées du Règlement Intérieur du conseil d'administration en limitant lesdits pouvoirs ainsi qu'il suit :

« Pour les domaines dont Messieurs Jean-Marie Dauger et Yves Colliou respectivement chargés en leur qualité de Directeur Général Délégué, Jean-Marie Dauger et Yves Colliou pourront chacun conclure tous actes, contrats et marchés et engager Gaz de France dans la limite d'une exposition par opération fixée à un montant de 100 millions d'euros, sous réserve des matières spécifiques suivantes pour lesquelles leurs pouvoirs seront limités à :

- 30 millions d'euros hors taxes ou sa contre-valeur en devises étrangères pour les projets d'acquisition, d'extension, de cession de participations ou d'activités, de projets de joint venture ou de réalisation

d'apports ayant des implications financières stratégiques importantes et dans lesquelles Gaz de France ou son Groupe accordera son concours ou acceptera des concours extérieurs (y compris les passifs repris et les engagements hors bilan) lorsque de tels projets ne s'inscriront pas dans le plan stratégique de Gaz de France ou lorsqu'ils ne relèveront pas du secteur énergétique ;

- 10 milliards de kWh par an pour des projets d'achat à long terme d'énergie du Groupe ;
- 50 millions d'euros hors taxes pour des projets d'investissements industriels du Groupe ou de marchés de travaux ;
- 30 millions d'euros hors taxes pour des projets de marchés de fournitures et de services (hors approvisionnements d'énergie) ;
- 25 millions d'euros hors taxes pour des projets d'acquisition, de vente ou d'échange par Gaz de France d'immeubles ou de droits immobiliers ainsi que des projets de location d'immeubles ».

16.7 Le contrôle interne

Le rapport du président du conseil d'administration établi conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 alinéa 6 du Code de commerce, qui sera présenté à l'assemblée générale annuelle statuant sur les comptes

de l'exercice clos le 31 décembre 2006 appelée à se réunir le 23 mai 2007, figure en Annexe C au présent document de référence. Le rapport des commissaires aux comptes sur ce rapport figure en Annexe D.

16.8 Déclaration relative au gouvernement d'entreprise

A la date d'enregistrement du présent document de référence, la Société se conforme au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur en France sous réserve des spécificités liées à son appartenance au secteur public.

Le Règlement Intérieur du conseil d'administration de la Société, adopté par celui-ci lors de sa séance du 17 décembre 2004, vise à garantir la transparence du fonctionnement du conseil d'administration. Les principales dispositions du Règlement Intérieur sont résumées au paragraphe 16.3 – « Fonctionnement du conseil d'administration ». La charte de l'administrateur qui est annexée au Règlement Intérieur traite en outre notamment de l'indépendance, de la loyauté et du

professionnalisme des administrateurs ; ses principales dispositions sont résumées au paragraphe 16.4 – « Charte de l'administrateur ».

Dans un souci de transparence et d'information du public, la Société a pour objectif de s'inspirer des recommandations du rapport du groupe de travail présidé par Monsieur Daniel Bouton pour l'amélioration du gouvernement d'entreprise, dont les conclusions ont été présentées au public le 23 septembre 2002, dans la limite des dispositions législatives et réglementaires qui lui sont applicables, notamment en raison de son appartenance au secteur public. L'application des règles de gouvernement d'entreprise dans le respect des principes législatifs et réglementaires a pour objectif d'éviter un exercice abusif du contrôle par l'actionnaire majoritaire.

17.1 RESSOURCES HUMAINES - EFFECTIFS	P.157	17.4 ORGANISATION SOCIALE DU GROUPE	P.162
17.1.1 EFFECTIFS DU GROUPE (FRANCE ET ÉTRANGER)	p.157	17.4.1 POLITIQUE RH DU GROUPE	p.162
17.1.2 EFFECTIFS EN FRANCE (SOCIÉTÉ ET FILIALES EN FRANCE)	p.158	17.4.2 PERSONNEL DU GROUPE AU SEIN DE LA SOCIÉTÉ (EN FRANCE)	p.164
17.1.3 EFFECTIFS HORS DE FRANCE (FILIALES ET AUTRES ENTITÉS À L'ÉTRANGER)	p.158	17.4.3 PERSONNEL DU GROUPE AU SEIN DE GRTGAZ	p.168
17.2 PARTICIPATIONS ET STOCK OPTIONS DES ADMINISTRATEURS ET DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS	P.160	17.4.4 PERSONNEL DU GROUPE AU SEIN DE L'ACTIVITÉ SERVICES	p.170
17.3 INTÉRESSEMENT, PARTICIPATION ET ACTIONNARIAT SALARIÉ	P.161	17.4.5 PERSONNEL DES FILIALES ET AUTRES ENTITÉS À L'ÉTRANGER DU GROUPE, HORS ACTIVITÉ SERVICES	p.171
17.3.1 INTÉRESSEMENT	p.161		
17.3.2 PARTICIPATION	p.161		
17.3.3 ACTIONNARIAT SALARIÉ	p.161		

L'organisation des ressources humaines au sein du Groupe distingue la Société, les filiales françaises parmi lesquelles GRTgaz et, dans le domaine des services, les sociétés des groupes Cofathec et Savelys, et

enfin les autres filiales étrangères. L'intégration de ces entités au sein des ressources humaines du Groupe est variable selon l'ancienneté de chaque entité au sein du Groupe.

17.1 Ressources humaines – Effectifs

17.1.1 Effectifs du Groupe (France et étranger)

Le Groupe employait 50 244 personnes au 31 décembre 2006, dont 68,25% en France. Le calcul de l'effectif est effectué sur une base consolidée, c'est-à-dire sur la base de l'effectif physique dans chacune des filiales du Groupe, pondéré par le pourcentage de consolidation financière de la filiale (voir paragraphe 17.1.2 – « Effectifs en France (Société et filiales en France) »). Parmi ces salariés, 21 836 travaillaient au 31 décembre 2006 dans la Société et dans les services communs à EDF, soit 43,46% de l'effectif total du Groupe, et 28 408 salariés travaillaient

dans les filiales et entités françaises et étrangères, soit 56,54% de l'effectif total du Groupe.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution au cours des trois dernières années des effectifs du Groupe (effectifs consolidés au 31 décembre) répartis par segments :

	2004	2005	2006
Exploration-Production	1 232	1 205	1 115
Achat-Vente d'Énergie	2 814	2 940	3 171
Services	8 124	12 545	12 865
Transport-Stockage France	4 413	4 383	4 396
Distribution France	15 345	15 110	14 712
Transport-Distribution International	3 786	14 479	11 696
Autres (dont fonctions communes)	2 374	2 296	2 289
Total	38 088	52 958	50 244

L'effectif du Groupe baisse en 2006 de 5,12%. Cette baisse est liée à des efforts de productivité dans les différents segments et plus

particulièrement au sein des filiales du segment Transport-Distribution International.

Le tableau ci-dessous présente les effectifs du Groupe au 31 décembre 2006 par segments :

	Exploration- Production	Achat- Vente	Services	Transport Stockage France	Distribution France	Transport- Distribution International	Autres	Total
Société	145	2 892	0	1 731	14 712	111	2 245	21 836
Filiales et autres entités à l'étranger	970	279	12 865	2 665	0	11 585	44	28 408
Total	1 115	3 171	12 865	4 396	14 712	11 696	2 289	50 244

17.1.2 Effectifs en France (Société et filiales en France)

Au 31 décembre 2006, le Groupe employait 34 293 personnes en France, dont 21 836 personnes au sein de la Société soit 63,67 % des effectifs en France. La part de la Société dans les effectifs totaux est en diminution constante depuis une vingtaine d'années. Entre 2005 et 2006, les effectifs de la Société ont diminué d'environ 0,3%.

Les catégories d'emplois de la Société reflètent la technicité des métiers avec 23,4% de cadres, 49,5% d'agents de maîtrise et 27,1% d'employés et ouvriers.

Au 31 décembre 2006, 13 265 salariés soit 60,74 % de l'effectif de la Société étaient affectés à la direction commune entre EDF et Gaz de France (EGD) (voir paragraphe 6.1.3.2.2.3 – « Organisation du distributeur »). Ce chiffre résulte de la prise en compte de la part individuelle d'activité gaz des salariés d'EGD.

17.1.3 Effectifs hors de France (filiales et autres entités à l'étranger)

Hors de France, le Groupe comptait, au 31 décembre 2006, 15 951 salariés. Pour mémoire, il était de 18 950 salariés au 31 décembre 2005.

Le calcul du nombre de salariés est effectué sur la base de l'effectif consolidé, c'est-à-dire sur la base de l'effectif physique dans chacune des filiales du Groupe, pondéré par le pourcentage de consolidation financière.

Le tableau ci-dessous présente la répartition des effectifs hors de France par pays et par métiers au 31 décembre 2006 :

	Exploration Production	Achat Vente d'Energie	Services	Transport Distribution International	Total
Algérie	7	-	-	-	7
Allemagne	671	-	-	407	1 078
Autriche	-	-	-	6	6
Belgique	-	17	183	259	459
Canada	-	-	-	13	13
Egypte	9	-	-	-	9
Espagne	-	3	-	-	3
Hongrie	-	-	-	1 182	1 182
Inde	-	-	-	4	4
Italie	-	14	2 103	9	2 126
Mauritanie	3	-	-	-	3
Mexique	-	-	-	389	389
Monaco	-	-	25	-	25
Norvège	30	-	-	-	30
Pays-Bas	205	9	-	-	214
Pologne	-	-	-	2	2
Portugal	-	-	-	1	1
Roumanie	-	-	-	8 090	8 090
Royaume-Uni	45	181	684	1	911
Russie	-	12	-	-	12
Slovaquie	-	-	-	1 271	1 271
Suisse	-	1	114	-	115
Ukraine	-	-	-	1	1
Total	970	237	3 109	11 635	15 951

17.2 Participations et stock options des administrateurs et directeurs généraux délégués

Le tableau ci-dessous présente le nombre d'actions de la Société détenues, à la connaissance de la Société, par les administrateurs et directeurs généraux délégués au 31 décembre 2006 :

Nom	Mandat social	Nombre d'actions au 31 décembre 2006
Jean-François Cirelli	Président-directeur général Administrateur désigné par l'assemblée générale	4 044
Jean-Louis Beffa	Administrateur désigné par l'assemblée générale	4 096
Aldo Cardoso	Administrateur désigné par l'assemblée générale	1 044
Guy Dollé	Administrateur désigné par l'assemblée générale	76
Peter Lehmann	Administrateur désigné par l'assemblée générale	600
Philippe Lemoine	Administrateur désigné par l'assemblée générale	575
Paul-Marie Chavanne	Administrateur représentant de l'Etat	-
Philippe Favre	Administrateur représentant de l'Etat	0
Christian Frémont	Administrateur représentant de l'Etat	0
Xavier Musca	Administrateur représentant de l'Etat	0
Florence Tordjman	Administrateur représentant de l'Etat	44
Edouard Vieillefond	Administrateur représentant de l'Etat	0
Olivier Barrault	Administrateur représentant les salariés	0
Eric Buttazzoni	Administrateur représentant les salariés	0
Bernard Calbrix	Administrateur représentant les salariés	Parts de FCPE correspondant à 128 actions
Yves Ledoux	Administrateur représentant les salariés	0
Jean-François Le Jeune	Administrateur représentant les salariés	-
Daniel Rouvery	Administrateur représentant les salariés	Parts de FCPE correspondant à 737 actions
Jean-Marie Dauger	Directeur général délégué	2 540
Yves Colliou	Directeur général délégué	2 090

Aucun administrateur ni dirigeant ne bénéficie d'options de souscription ou d'achat d'actions.

17.3 Intéressement, participation et actionnariat salarié

17.3.1 Intéressement

L'accord d'intéressement conclu le 3 juin 2005 pour la période 2005-2007 a permis de verser en moyenne, à chaque salarié de Gaz de France 1 037 euros au titre des résultats 2005. Le montant total distribué au titre de l'intéressement 2005 s'est élevé à 22,8 millions d'euros, soit 3,29 % de la masse salariale. Pour mémoire, le montant moyen versé avait été de 950 euros au titre de ceux de 2003 et de 991 euros au titre de ceux de 2004 dans le cadre de l'accord précédent, qui incluait également les salariés de GRTgaz.

Cet accord s'appuie sur deux niveaux de critères : des critères analysés au niveau de l'entreprise (l'excédent brut d'exploitation divisé par le chiffre d'affaires et le respect des quotas d'émission de CO₂) et des critères analysés au niveau décentralisé (5 à 6 critères au niveau du métier ou au niveau de la direction d'appartenance du salarié). Le plafond a été porté à 3,7 % des salaires bruts.

L'intéressement est constitué de trois parts calculées respectivement au niveau du Groupe, au niveau de regroupements d'entités et au niveau local afin de prendre en compte les résultats spécifiques liés aux différents

métiers. Les salariés communs à Gaz de France et à EDF bénéficient de l'intéressement au *pro rata* de leur activité consacrée à chacune des deux sociétés conformément à une clef de répartition.

Les salariés ont eu le choix entre percevoir immédiatement l'intéressement, l'investir dans le Plan d'épargne d'entreprise (« PEE ») de la Société, le placer sur le compartiment « Revenus » du FCPE Action Gaz 2005 dans le Plan d'épargne groupe (« PEG ») ou le verser dans un compte-épargne temps. Les sommes placées dans le PEE, le PEG ou le compte-épargne temps ouvrent droit à l'abondement à hauteur de 100 % des montants versés.

Les salariés de la Société peuvent par ailleurs faire des versements à titre individuel dans le PEE. Ces versements individuels sont abondés à hauteur de 60% à concurrence de 610 euros et à hauteur de 35% pour les 610 euros suivants dans la limite d'un plafond global annuel par salarié. Ces dispositions relatives à l'abondement sont applicables pour une durée de trois ans qui expirera le 31 décembre 2007. Les salariés peuvent aussi faire des versements volontaires dans le PEG mais ceux-ci ne seront pas abondés.

17.3.2 Participation

Gaz de France ne figure pas sur la liste des entreprises publiques auxquelles s'applique la participation des salariés aux résultats de

l'entreprise. Certaines filiales du Groupe ont néanmoins mis en place un régime de participation.

17.3.3 Actionnariat salarié

Lors de l'ouverture de son capital en 2005, Gaz de France a proposé aux salariés et anciens salariés du Groupe d'en devenir actionnaires. 68 906 d'entre eux le sont devenus en bénéficiant des incitations financières permises par le Code du travail, la loi du 6 août 1986 relative aux modalités de privatisation et la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. A l'issue de cette opération, les salariés et anciens salariés du Groupe détenaient 2,3 % du capital de la Société, ce qui est toujours le cas au 31 décembre 2006.

Un plan d'épargne groupe (PEG) a été mis en place dans le cadre d'un accord à durée indéterminée signé par les syndicats le 22 février 2005 et ouvert à toutes les filiales françaises du Groupe détenues à plus de 50 %.

Ainsi un salarié en France a pu choisir entre cinq formules différentes, décrites dans la Note d'Opération visée par l'AMF le 22 juin 2005 sous le numéro 05-583, panachant décote sur le prix d'achat, abondement de

l'entreprise, actions gratuites, différé de paiement, prise en charge des frais de gestion des titres ou mise en place d'un mécanisme financier permettant de minimiser le risque action encouru (effet de levier). L'ensemble des dispositions permettait de diminuer de façon significative le prix d'acquisition des actions en contrepartie d'une durée de blocage des titres plus ou moins longue. (Voir aussi le paragraphe 21.1.7.2.2 – « Attribution d'actions gratuites dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés »).

Ces informations ont fait l'objet d'une communication très importante sous diverses formes pour que chaque ayant droit de l'offre soit informé.

En 2006, les salariés du Groupe en France ont pu continuer à acquérir des actions Gaz de France à travers le PEG. Cette acquisition pouvait notamment être réalisée dans le cadre du placement de l'intéressement au titre des résultats, celui-ci était alors accompagné d'un abondement de l'entreprise à hauteur de 100 % des sommes investies.

17.4 Organisation sociale du Groupe

17.4.1 Politique RH du Groupe

La politique RH du Groupe est indissociable de son projet industriel. Elle accompagne son développement et évolue avec lui afin de mobiliser tous les collaborateurs : chacun doit y être associé et tous doivent en bénéficier. Une des conditions majeures de réussite du projet industriel réside dans la capacité du Groupe à susciter, par ses pratiques en matière de politiques de ressources humaines et sociales, la motivation de ses collaborateurs, à conforter leurs compétences dans leur emploi, à les préparer aux évolutions de leurs métiers et à développer leur sentiment d'appartenance au Groupe. Cette dimension essentielle du projet doit être construite dans la durée, en concertation permanente avec les représentants des salariés sur le périmètre du Groupe.

Les actions et projets engagés concourent à la réussite de ces objectifs.

17.4.1.1 Les dispositifs RH confortés en 2006

Dispositif Groupe d'optimisation des compétences

Une année après le lancement de ce dispositif, des travaux de gestion prévisionnelle de l'emploi et des compétences ont été engagés dans l'ensemble des 38 domaines d'activités (les « macro-compétences ») identifiés. Ces travaux sont conduits par des « hommes métiers » (les référents). Ils alimentent la prise de décision du management et les volets RH des plans d'affaires. Ces travaux ont également permis d'identifier une première liste de compétences clés Groupe. Afin que Gaz de France dispose durablement de ces compétences clés, des dispositifs de gestion appropriés ont été mis en place. Le dispositif permet d'alimenter les processus recrutement, mobilité, orientation professionnelle et formation pris en charge par la délégation opérationnelle emploi et le service de la formation de Gaz de France. En outre, dans le cadre de l'Observatoire National des Métiers, les échanges sur les macro-compétences ont permis d'améliorer le dialogue social. Pour assurer une meilleure connaissance des métiers par les managers et les salariés, une communication est en cours de déploiement sur l'Intranet du Groupe. L'année 2007 permettra de renforcer la prise en compte de la dimension Groupe dans la gestion des compétences.

Dispositif de professionnalisation de l'encadrement du Groupe Cap Compétences

Déployé depuis 2003, le dispositif de professionnalisation Cap Compétences s'adresse à l'encadrement du Groupe et a pour objectifs de :

- faciliter et accompagner les évolutions du Groupe ;
- intégrer les nouveaux arrivants cadres du Groupe ;

- motiver et fidéliser l'encadrement ;
- créer une culture managériale de Groupe et une compréhension commune des mutations en cours et à venir ;
- sensibiliser à l'interculturel, et favoriser la culture d'appartenance au Groupe.

En 2006, 471 cadres de tous niveaux – dont les cadres nouvellement arrivés dans le Groupe – ont participé à vingt et une sessions de Cap compétences dans les deux domaines suivants : « Connaissance du Groupe et de son projet industriel et social » et « Création d'une culture managériale commune Groupe » (dont la conduite du changement et les fondamentaux du management).

Le dispositif Cap Compétences est en cours de rénovation. Des études qualitatives internes ont été menées sur les besoins en professionnalisation des cadres et managers du Groupe et un *benchmark* externe sur les pratiques de groupes industriels en matière de dispositif *corporate* de professionnalisation du management a été établi.

Au-delà du maintien des actions de l'offre actuelle (telles quelles jusqu'au déploiement du nouveau dispositif, ou en les adaptant aux nouveaux besoins), quatre axes ont été définis pour faire de Cap Compétences un dispositif pour tout le groupe Gaz de France :

- définir les actions proposées à chacune des population-cibles dans des domaines tels que l'accueil et l'intégration Groupe ou la mobilité,
- poursuivre le développement de la culture managériale commun Groupe ;
- définir la population qui doit être informée de la stratégie du Groupe et préciser à quel moment cette information doit être délivrée,
- promouvoir la création de réseaux thématiques et l'échange de bonnes pratiques pour favoriser les échanges interculturels.

17.4.1.2 Les projets engagés et déployés en 2006

L'ambition de Gaz de France est de figurer parmi les entreprises exemplaires dans le domaine de la Responsabilité Sociale et Environnementale (RSE).

Parallèlement à la construction d'un dispositif éthique de groupe, des travaux d'élaboration d'un référentiel de pratiques managériales (PROMAP) ont abouti en 2006. Ces deux démarches, tout comme l'objectif de recherche d'un accord RSE de groupe sont fondées sur l'expression de valeurs partagées par le corps social exprimant l'identité de Gaz de France.

PROMAP (Progress in Management Practices) est issu d'un travail de concertation avec les directions et les filiales, finalisé en 2006 par la

direction des ressources humaines Groupe. Ce dispositif vise à promouvoir la responsabilité sociale du manager par rapport à un ensemble de pratiques managériales de référence.

Ces pratiques sont regroupées au sein de six domaines (communication avec les salariés et leurs représentants, diversité, employabilité, reconnaissance et rétribution, conditions de travail, et accompagnement des restructurations) à l'intérieur desquels il sera demandé chaque année aux managers du Groupe de sélectionner les pratiques à améliorer en priorité, compte tenu de leurs problématiques locales. La mise en œuvre de ce dispositif est programmée pour le premier semestre 2007.

Ce déploiement sera consolidé annuellement sur le périmètre du reporting social Groupe. Il permettra de mesurer l'amélioration continue des pratiques managériales au sein du Groupe et de proposer, le cas échéant, des évolutions dans ce domaine.

Élaboration des orientations communes et réponses adaptées pour la formation des cadres dirigeants, cadres supérieurs et futurs dirigeants du Groupe.

En début d'année de nouvelles orientations concernant la professionnalisation des cadres dirigeants et futurs dirigeants ont été définies pour l'ensemble du groupe Gaz de France. Elles ont pour objectif de servir les ambitions de Gaz de France en préparant les dirigeants et futurs dirigeants à des modes de management adaptés à un Groupe de plus en plus international, coté et en concurrence globale (dont notamment une nouvelle approche financière). L'objectif est posé : développer l'esprit entrepreneurial, la créativité, le leadership, la posture multiculturelle, la capacité à prendre des risques dans un univers complexe, la capacité à motiver des équipes de travail en responsabilisant chacun de ses membres et la capacité à développer la culture client. Ces orientations ont ainsi donné naissance à un nouveau Programme « Diriger aujourd'hui et demain dans le Groupe ». Les cadres supérieurs ont désormais leur propre schéma de professionnalisation et catalogue de formation dans le cadre du programme « Cap Compétences » depuis novembre 2006. Des outils personnalisés et adaptés aux différentes situations ont donc été conçus pour que les managers de ces populations puissent au moment de l'entretien annuel faire le point sur la professionnalisation des personnes concernées. Ces programmes sont pilotés trimestriellement par la délégation aux cadres dirigeants.

17.4.1.3 Le reporting social Groupe : un outil de suivi de l'évolution de la politique sociale du Groupe

Fin juin 2006, Gaz de France a déployé son premier reporting social Groupe. Etabli sur le périmètre des entités contrôlées par Gaz de France en intégration globale, il concerne environ 96% des effectifs du Groupe.

Piloté par la DRH Groupe, il a été conçu dans le cadre d'une collaboration menée avec des représentants de l'ensemble des parties prenantes internes. Il constitue un dispositif unique de reporting social / RH grâce à une harmonisation et à une cohérence globale Groupe, au niveau des définitions et modes de calcul de l'ensemble des indicateurs RH / sociaux et au niveau des indicateurs « maison-mère » / filiales.

Pour 2006, une vingtaine d'indicateurs obligatoires ont été retenus en raison de leur pertinence compte tenu du projet industriel et social de Gaz de France, de leur correspondance avec la loi NRE et le GRI (Global Reporting Initiative) et de la possibilité que les entités du Groupe ont de les comprendre et de les produire. Une enquête qualitative annuelle complète les données obtenues à partir de la collecte de ces indicateurs.

Une convention Groupe sur les effectifs harmonise toutes les définitions liées aux effectifs et à leur mode de comptage. Elle répond ainsi aux besoins du Groupe de mettre en conformité ses différents reportings – financier / gestion et RH / social – et aux exigences de communication sur les effectifs, tant en interne qu'en externe. Un manuel de reporting social Groupe regroupe toutes les informations utiles à la partie RH / social du reporting, complétant ainsi le Manuel de reporting du Groupe.

La mise en œuvre du reporting social est semestrielle, à fin juin et à fin décembre. Elle a été calée, à fin décembre 2006, pour une collecte unique d'indicateurs Groupe, sur un calendrier commun à tous ceux qui demandent des informations RH / sociales aux entités du Groupe.

Le succès du déploiement de ces démarches à la maille du Groupe repose sur l'implication des managers et de la filière RH. Afin de fédérer et motiver cette filière, une convention a eu lieu en 2006. Les représentants RH de 7 pays et 19 sociétés ont été réunis : des informations sur l'actualité RH du Groupe et les projets en cours ont été présentés. Cet événement a permis la mise en place de réseaux thématiques qui permettront de promouvoir l'échange de bonnes pratiques.

Les enquêtes d'opinion interne sont un des moyens de connaître la motivation du personnel. Ainsi, une enquête réalisée en janvier 2007 au sein du périmètre de la Société et de GRTgaz par Tns Sofres a mis en évidence que 82 % des salariés interrogés se déclarent satisfaits ou très satisfaits de leur emploi chez Gaz de France. 81 % s'estiment satisfaits ou très satisfaits de l'intérêt de leur travail.

17.4.2 Personnel du Groupe au sein de la Société (en France)

17.4.2.1 Statut du personnel des IEG

21 686 salariés employés par la Société au 31 décembre 2006 bénéficient d'un statut particulier : le statut du personnel des Industries électriques et gazières (« IEG »). Le statut des IEG a été mis en place par le décret n° 46-1541 du 22 juin 1946 pris en application de la loi du 8 avril 1946.

Conformément aux dispositions de l'article L.134-1 du Code du travail, les stipulations statutaires peuvent être complétées et leurs modalités d'application peuvent être déterminées par des conventions ou accords d'entreprise, dans les limites fixées par le statut.

En outre, la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a élargi la voie conventionnelle dans le secteur électrique et gazier en introduisant les accords collectifs de branche, auxquels doivent se conformer toutes les entreprises du secteur, y compris les sociétés étrangères pour l'exercice de leur activité en France. Le statut des IEG est un véritable statut de branche professionnelle.

Le statut des IEG présente certaines caractéristiques particulières, notamment :

- un régime particulier de retraite dont les modalités de financement ont été modifiées avec effet au 1^{er} janvier 2005 (voir paragraphe 17.4.2.5 – « Retraites »);
- un régime complémentaire obligatoire de maladie;
- un système spécifique d'institutions représentatives du personnel dans lequel les fonctions de délégués syndicaux et de délégués du personnel sont imbriquées;
- des dispositions concernant la mobilité des salariés entre les entreprises de la branche des IEG;
- certains avantages familiaux, dont notamment des indemnités en cas de mariage ou de naissance d'un enfant, et diverses dispositions relatives à des domaines habituellement traités dans les conventions collectives de branche ou au niveau des entreprises (notamment des composantes de la rémunération).

17.4.2.2 Embauches

En 2006, 688 embauches au statut du personnel des IEG ont été réalisées par la Société. A titre de comparaison, 578 salariés avaient été embauchés en 2005.

17.4.2.3 Départs, licenciements et préretraite

En 2006, 838 personnes bénéficiant du statut des IEG ont quitté définitivement la Société (dont 84 démissions). A titre de comparaison, 699 salariés avaient quitté définitivement la Société en 2005.

17.4.2.4 Régime complémentaire obligatoire de maladie

Au sein des industries électriques et gazières, la couverture maladie des actifs et des retraités est assurée, à titre obligatoire, par un régime spécial de sécurité sociale offrant :

- les prestations de base du régime général ; et
- des prestations complémentaires.

Dans le cadre de la réglementation en vigueur jusqu'à début 2005, les entreprises de la branche contribuaient au financement de ce régime à parité avec les assurés (personnels actifs et retraités).

Des dispositions réglementaires ont été prises en février 2005 pour adapter le financement du régime et réactualiser les taux de cotisation (décrets n° 2005-126 et n° 2005-127 du 15 février 2005).

Ces mesures ont :

- permis d'assurer le financement du régime complémentaire de maladie et la continuité des remboursements aux salariés, aux retraités et à leurs familles ;
- conduit à la suppression de toute participation des entreprises au financement de la section des retraités ; de ce fait, l'entreprise n'avait plus d'engagement à ce titre à l'arrêté des comptes 2004.

Des négociations ont été engagées en 2006 au niveau de la branche des IEG, en vue d'une modernisation du régime spécial obligatoire de couverture maladie (couvrant à la fois le régime de base et le régime complémentaire). Ces travaux ont conduit à une rénovation de l'organisation et du pilotage du régime spécial, concrétisée par l'adoption des décrets n° 2007-489 et n° 2007-490 le 30 mars 2007. Ces décrets prévoient notamment la création au 1^{er} avril 2007 de la caisse d'assurance maladie des industries électriques et gazières (CAMIEG).

17.4.2.5 Retraites

Un régime spécial de branche

Dans le cadre de la loi de nationalisation de l'électricité et du gaz n° 46-628 du 8 avril 1946, les pouvoirs publics ont mis en place un régime spécial de retraites, légal et obligatoire applicable à l'ensemble de la branche des IEG.

Les conditions de détermination des droits à la retraite de ce régime sont fixées par le statut national du personnel (décret n° 46-1541 du 22 juin 1946), les entreprises n'ayant pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes. Outre le service des pensions des agents des IEG, ce régime contribue également au financement d'autres régimes de retraites au travers de mécanismes de compensation et de surcompensation.

Les pouvoirs publics ont été conduits à entreprendre une réforme du fonctionnement et du financement de ce système de retraites ; en effet :

- les piliers de ce système de retraites par répartition dont la base d'ayants droit et surtout d'employeurs était restreinte consistaient, d'une part, dans la concentration entre Gaz de France et EDF de l'essentiel des marchés dont elles bénéficiaient historiquement et, d'autre part, dans le monopole de droit dont bénéficiaient, chacun dans leur activité, ces deux acteurs ;
- le contexte a largement évolué ces dernières années, en raison notamment de l'ouverture des marchés à la concurrence ainsi que de la mise en place des normes IFRS début 2005.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 (titre IV) a défini les grandes orientations de cette réforme dont la mise en œuvre s'est faite à partir du 1^{er} janvier 2005, un certain nombre de décrets d'application ayant été pris fin 2004 et au cours du premier semestre 2005.

L'équilibre du régime avant la réforme de 2004

Jusqu'au 1^{er} janvier 2005, le financement de ces prestations et charges était assuré par les seuls acteurs de la branche des IEG avec, d'une part, une cotisation salariale de 7,85% du salaire brut et, d'autre part, une contribution des entreprises (« contribution d'équilibre »), déterminée au prorata des masses salariales respectives au sein des IEG. Cette contribution permettait également d'assurer le paiement d'autres prestations sociales dont le financement était mutualisé au sein des IEG, comme les rentes versées au titre des accidents du travail ou maladies professionnelles. En 2004, à titre indicatif, cette contribution avait représenté 472 millions d'euros pour Gaz de France, soit 63,79% de la masse salariale hors primes des personnels concernés.

Les étapes de la réforme de 2004

Les principales étapes de la réforme ont été les suivantes :

- Dès 2002, à la demande des pouvoirs publics, des négociations ont été engagées avec les organisations syndicales pour définir un cahier des charges permettant d'aboutir à la réforme du financement des retraites. Ces négociations ont conduit en décembre 2002 à la signature par la branche des IEG (employeurs) et par trois organisations syndicales représentatives d'un « relevé de conclusions », définissant les principales étapes de la réforme.
- Sur cette base, les pouvoirs publics ont élaboré un projet de réforme et ont saisi les instances européennes. Le 16 décembre 2003, ces dernières ont donné leur accord formel à la réforme.
- La réforme a été traduite au plan législatif dans le cadre de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, dont le titre IV réforme le régime d'assurance vieillesse des IEG.
- La réforme a été mise en œuvre le 1^{er} janvier 2005.

Les principales caractéristiques de la réforme de 2004

Sur la description de la réforme, et son impact sur les engagements de retraites de Gaz de France, voir également le chapitre 20 – « Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur ».

Les caractéristiques essentielles de cette réforme sont :

- Le maintien du régime spécial des IEG.
- La création d'une caisse nationale des IEG, organisme de sécurité sociale de droit privé, chargé de reprendre les risques gérés précédemment par un service des pensions rattaché à Gaz de France et à EDF (vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles). Cette caisse, placée sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie, est administrée par un conseil d'administration comprenant pour moitié des représentants des employeurs et pour moitié des représentants des salariés.
- Un adossement financier du régime des IEG aux régimes de droit commun de sécurité sociale de base (Caisse nationale d'assurance vieillesse (« CNAV »)) et complémentaires (AGIRC et ARRCO)). Cet adossement, qui pourrait être apparenté à un mécanisme de réassurance, est réalisé par le biais de conventions financières conclues avec ces régimes et consiste à faire financer par les régimes de droit commun les prestations dues aux retraités et leurs ayants droit, en contrepartie :
 - du paiement par les salariés et par les entreprises des IEG de cotisations équivalentes à celles payées par les entreprises adhérant directement à ces régimes, et
 - d'une « contribution exceptionnelle » destinée à assurer la neutralité économique de long terme de cet adossement.
- Pour les prestations de retraites du régime des IEG non couvertes par les prestations assurées par les régimes de droit commun et dénommées droits spécifiques, la réforme distingue :
 - Les prestations liées à des droits acquis au 31 décembre 2004 et afférentes à une activité de transport ou de distribution de gaz ou d'électricité (dites activités régulées). Elles seront financées par une contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel. Cette contribution tarifaire finance également la part affectée aux activités de transport et de distribution de la contribution exceptionnelle définie dans la convention avec la CNAV et, le cas échéant, à la clause de « revoyure » intégrée aux conventions avec les régimes de retraites complémentaires (cette clause est décrite dans la note 21a-« pensions » annexée aux comptes consolidés au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2004). Le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005 (relatif à l'évaluation et aux modalités de répartition des droits spécifiques passés) a fixé la part des activités régulées de Gaz de France à 81 %.

- Les prestations liées à des droits acquis au 31 décembre 2004 et afférents à d'autres activités. Elles restent à la charge des entreprises. Restent de même à la charge de ces entreprises les parts propres aux autres activités de la contribution exceptionnelle due à la CNAV ainsi que la contribution exceptionnelle due à l'AGIRC et à l'ARRCO et, le cas échéant, à la clause de « revoyure » intégrée aux conventions avec les régimes de retraites complémentaires. Elles font l'objet en norme IFRS d'une provision pour la part non couverte par des fonds externalisés.
- Les prestations liées à des droits acquis postérieurement au 1^{er} janvier 2005. Elles restent à la charge de chaque entreprise de la branche au prorata des masses salariales. Elles font l'objet en norme IFRS d'une provision pour la part non couverte par des fonds externalisés.

17.4.2.6 Main-d'œuvre extérieure à la Société

En 2006, le nombre mensuel moyen de travailleurs intérimaires était de 879, soit 4,02 % de l'effectif mensuel moyen des salariés statutaires. En 2005, ce chiffre était de 582 personnes, soit 2,65 % de l'effectif mensuel moyen des salariés statutaires. La durée moyenne des contrats de travail intérimaire a été de 50 jours. Ce recours à la main-d'œuvre extérieure concerne l'ensemble des secteurs d'activité de la Société.

17.4.2.7 Informations relatives aux plans de réduction des effectifs et de sauvegarde de l'emploi, aux efforts de reclassement, aux réembauches et aux mesures d'accompagnement

Le statut du personnel des IEG ne prévoit pas de garantie d'emploi. Cependant, la Société a réussi jusqu'alors à préserver l'emploi grâce à des politiques :

- d'anticipation et d'accompagnement des indispensables évolutions d'organisation;
- d'accompagnement et d'incitation à la mobilité tant géographique que fonctionnelle;
- de développement des compétences (formation, parcours professionnalisant, etc.) en accompagnement de l'évolution des métiers.

Ces politiques ont permis non seulement d'éviter tout licenciement collectif mais également de fidéliser les talents et de développer le sentiment d'appartenance des salariés. Enfin, un accord été signé le 5 avril 2005 avec les syndicats mettant en place un processus de concertation avec ces derniers en amont des réorganisations.

Pour réussir ses changements d'organisation, Gaz de France veut s'appuyer sur un dialogue social de qualité. En 2006, la Société a décidé de systématiquement proposer aux partenaires sociaux l'ouverture de

négociations collectives lors de chaque réorganisation afin de définir les dispositifs d'accompagnement des salariés. Un guide méthodologique sur le contenu type de telles négociations a été conçu à destination des managers et de la filière RH.

En complément, Gaz de France a créé deux nouveaux dispositifs (mobilisables par accord collectif) pour accompagner les salariés touchés par une réorganisation :

- la « prime d'incitation à la mobilité fonctionnelle orientée » (deux mois de salaire) a été créée pour inciter les salariés à réaliser certains changements de métier qui intéressent plus particulièrement Gaz de France ;
- La possibilité pour les salariés à moins de 3 ans de leur mise en inactivité de bénéficier d'un congé de fin de carrière pendant 3 ans tout en percevant une rémunération égale à 70 % de leur dernier salaire.

Ces nouveaux dispositifs, disponibles jusqu'à fin 2007, sont d'ores et déjà mobilisés dans les accords collectifs concernant la réorganisation de la fonction clientèle, celle du SFP qui devient pour Gaz de France le Service de la Formation, ainsi que la réorganisation des fonctions supports logistiques d'EGD.

17.4.2.8 Organisation et durée du temps de travail, absentéisme

L'accord cadre du 25 janvier 1999 a fixé le temps de travail au sein de Gaz de France à 35 heures hebdomadaires et ouvert la possibilité, en maintenant voire augmentant les amplitudes de fonctionnement des services, de travailler à temps individuel réduit, grâce à des dispositifs d'aménagement du temps de travail.

Le nombre d'heures d'absence (hors congés annuels) a été de 1 573 335 heures en 2006, ce qui représente 4,79 % du nombre d'heures travaillées contre 5,66 % en 2005. Les causes d'absence les plus fréquentes ont trait aux maladies.

17.4.2.9 Rémunération

Le système de rémunération appliqué au sein de Gaz de France est défini au niveau de la branche des IEG. Les augmentations générales sont négociées à ce niveau.

Le système des rémunérations repose sur la classe de l'emploi, déterminée par une méthode analytique dérivée de la méthode Hay, et à laquelle correspond une plage de rémunération (amplitude supérieure à 50 %) à l'intérieur d'une grille comportant environ 80 niveaux de rémunération, espacés d'environ 2,3 %⁽¹⁾. Des augmentations de salaire sont attribuées annuellement à près de 30% des salariés choisis par la hiérarchie en fonction de l'évaluation de leur contribution, sur la base de taux d'attribution négociés par accord d'entreprise après qu'une négociation de branche ait fixé un taux plancher pour la branche.

(1) La grille de rémunération de la branche des IEG a été aménagée à partir de 2006, dans le cadre de l'accord salarial de branche pour les années 2006 et 2007.

La rémunération mensuelle moyenne brute des salariés de Gaz de France était en 2006 de 3 338 euros (sur une base de 12 mois). Sa ventilation par collège était de 5 645 euros pour les cadres, 2 858 euros pour les agents de maîtrise et 2 307 euros pour les ouvriers et employés.

17.4.2.10 Relations professionnelles et accords collectifs

Accords collectifs au niveau de Gaz de France

La pratique de la négociation collective s'est développée au sein de Gaz de France depuis une dizaine d'années.

En 2006, douze accords collectifs ont été conclus, dont notamment un accord sur l'agenda social de Gaz de France. Par cet accord en date du 6 septembre 2006, Gaz de France et les organisations syndicales ont réaffirmé leur ambition commune de situer le dialogue social au centre des travaux à conduire pour débattre, échanger, innover et s'engager dans des accords sociaux en privilégiant la voie de la négociation collective. Cet accord comprend les quatre axes suivants : Anticiper les évolutions de l'emploi et adapter les compétences, Développer le dialogue social, Améliorer la lisibilité des rémunérations, Améliorer les conditions de Travail.

Accords collectifs au niveau de la branche des IEG

Dans le cadre de la branche des IEG, les relations sociales se développent depuis 2001. Outre les négociations annuelles sur l'évolution du salaire national de base ou sur les taux d'avancements au choix au 1^{er} janvier, un accord sur les évolutions salariales dans les IEG pour les années 2006 et 2007 a été signé en 2006.

Heures de grève

Le nombre d'heures de grève s'est élevé au sein de la Société à 153 484 heures en 2006, soit 0,47 % des heures de travail de l'année. La mobilisation a été centrée en 2006 sur les revendications suivantes : refus de la privatisation de Gaz de France et opposition au projet de fusion avec Suez. A titre de comparaison, en 2005, le nombre d'heures de grèves était de 116 540 heures, soit, 0,4% des heures travaillées.

17.4.2.11 Représentation du personnel et représentation syndicale

Bien qu'étant dans le champ d'application des lois Auroux de 1982 à l'origine des dispositions actuelles du Code du travail sur les comités d'entreprise et les délégués du personnel, les actuelles instances représentatives du personnel des IEG, et donc de Gaz de France, obéissent à un régime encore largement propre et spécifique.

Les principales différences qui distinguent les entreprises de la Branche des IEG du droit commun sont les suivantes :

- une procédure d'élection spécifique (élections triennales à un tour, monopole de désignation des organisations syndicales, etc.) ;
- des commissions secondaires du personnel qui jouent un rôle équivalent à celui des délégués du personnel et des comités mixtes à la production (« CMP ») aux attributions similaires à celles d'un comité d'entreprise à l'exception de la formation qui relève des commissions secondaires et des œuvres sociales qui relèvent des CMCAS ;

Le régime spécifique des IEG va cependant évoluer en 2007. Ainsi, les prochaines élections professionnelles, prévues en 2007 se dérouleront conformément aux dispositions de droit commun avec la mise en place de délégués du personnel et de comités d'établissements. Les commissions secondaires du personnel, organismes propres au statut des IEG, et aux attributions plus larges que les délégués du personnel seront maintenues. Leurs attributions seront articulées avec celles des délégués du personnel. Ce dispositif a été validé par les décrets n°2007-548 et 2007-549 du 11 avril 2007.

17.4.2.12 Conditions d'hygiène et de sécurité

Dans le cadre de son engagement en matière de conditions de travail, de santé et de sécurité, Gaz de France met en œuvre une politique active de prévention des accidents du travail (notamment risque spécifique gaz, risque routier et risque plain-pied) et de maîtrise des risques susceptibles d'avoir un effet sur la santé des personnels (notamment risques chimiques, troubles musculo-squelettiques et risques psycho-sociaux).

Un engagement important du management, la participation de tous dans l'analyse des risques des postes de travail et dans les actions entreprises, la synergie entre les acteurs de la prévention, la mise en place de démarches d'amélioration continue, la promotion de l'innovation, le partage des bonnes pratiques, le développement de partenariats avec les entreprises prestataires, une attention soutenue à la professionnalisation des personnels ainsi qu'un suivi médical régulier des salariés constituent les principaux moteurs de progrès.

Par ailleurs, le Groupe a mis en place un dispositif opérationnel relatif à la sécurité des personnels en mission à l'international.

Les résultats en matière de sécurité dans la Société, où la grande majorité du personnel travaille dans les métiers historiques de l'entreprise tels que le transport, la distribution et les ventes, s'inscrivent dans une amélioration constante. Pour l'exercice 2006, le taux de fréquence d'accidents avec arrêt s'établit à 3,4 contre 4,1 en 2005. Le taux de gravité est de 0,17 contre 0,20 en 2005.

17.4.2.13 Formation

Gaz de France a toujours accordé une attention particulière à la gestion de ses compétences, convaincue que sa capacité d'innovation technique et commerciale dépendait pour beaucoup des niveaux de professionnalisme et d'implication de ses salariés.

En 2006, la Société a consacré 35,4 millions d'euros à la formation, soit 4,1 % de sa masse salariale brute. Pour mémoire, en 2005 36,2 millions d'euros ont été consacrés à la formation, soit, 4,4 % de la masse salariale.

Parallèlement à cet investissement important, Gaz de France et GRTgaz ont conclu le 1^{er} mars 2006 un accord collectif unanime sur « la formation tout au long de la vie professionnelle ». Cet accord définit en particulier l'organisation générale du processus formation et les conditions de mise en œuvre des nouvelles dispositions issues de la Loi « Formation » de 2004 (nouvelles catégorisation du plan, DIF, périodes de professionnalisation, ...), dans le prolongement de l'accord signé dans la branche des IEG en septembre 2005.

La Société a engagé en 2006 des travaux pour se doter de son propre service de la formation qui est opérationnel depuis le 1^{er} janvier 2007.

Gaz de France a par ailleurs amplifié en 2006 ses efforts dans le domaine de la formation en alternance en accueillant près de 200 jeunes en apprentissage et en contrats de professionnalisation, portant ainsi à près de 450 le nombre total de contrats en alternance en cours à fin 2006 (soit plus de 2 % des effectifs).

Un accord collectif centré sur l'apprentissage a été signé par l'ensemble des partenaires sociaux le 21 décembre 2006. Il améliore sensiblement les conditions d'accueil et d'accompagnement des apprentis dans la préparation de leur diplôme et dans l'accès à l'emploi à la fin de leur contrat.

Cette démarche citoyenne permet en outre à l'entreprise de constituer un vivier de compétences grâce auquel elle est en mesure d'assurer une part importante du renouvellement de ses compétences dans ses emplois « cœur de métier ».

A noter que les besoins prospectifs de Gaz de France sont aujourd'hui éclairés par les travaux de l'observatoire national des métiers, mis en place dans l'entreprise depuis 2005.

17.4.2.14 Emploi et insertion des travailleurs handicapés

Gaz de France et GRTgaz ont signé le 12 avril 2006, un nouvel accord triennal pour l'intégration des personnes handicapées, couvrant la période 2006 – 2008.

L'accord comporte une forte ambition qualitative et met l'accent sur l'amélioration de l'intégration professionnelle des personnes handicapées dans la durée, tout au long de leur carrière dans l'entreprise.

Il a pour objectif de :

- favoriser l'accès à l'emploi en recrutant a minima 4 % de personnes handicapées sur la durée de l'accord (et en accueillant 40 apprentis handicapés). Il s'agit d'atteindre, au terme de l'accord, un nombre de personnes reconnues COTOREP supérieur à ce qu'il était au 31 décembre 2005, soit 336 (310 dans la maison mère et 26 à GRTgaz) ;
- réussir l'intégration du salarié en sensibilisant le personnel et les managers et en améliorant l'accueil, l'accessibilité des lieux de travail, l'aménagement des postes de travail, l'attention au parcours professionnel et le maintien dans l'emploi ;
- soutenir le secteur protégé et les associations de personnes handicapées, en confiant 1,5 million d'euros en moyenne annuelle sur la durée de l'accord au secteur protégé et en finançant, à l'externe, 15 000 h de formation par an pour des personnes handicapées, soit en recherche d'emploi, soit employées dans le secteur protégé.

17.4.2.15 Œuvres sociales

Le versement global par Gaz de France aux organismes de gestion des activités sociales (prélèvement de 1% sur les recettes de distribution aux clients finals prévu par le statut de la branche des IEG) s'est élevé à 140,1 millions d'euros en 2006. Pour mémoire, ce chiffre était de 135,4 millions d'euros en 2005.

S'ajoutent à ce versement, conformément aux dispositions de l'article R.432-2 du Code du travail, certaines dépenses liées au transport, à la restauration et au logement qui se sont élevées à 34,0 millions d'euros en 2006 contre 28,5 millions d'euros en 2005.

La Caisse Centrale d'Activités Sociales (CCAS) au financement de laquelle contribue Gaz de France au titre du statut de la branche des IEG est dotée de la personnalité morale et est pleinement indépendante. Elle est administrée exclusivement par les représentants du personnel et est placée sous la tutelle des pouvoirs publics. Ni Gaz de France, ni aucune autre entreprise de la branche des IEG n'y est représentée.

17.4.3 Personnel du Groupe au sein de GRTgaz

17.4.3.1 Politique sociale de GRTgaz

Après avoir transposé en 2005 une partie des accords collectifs de sa maison-mère, GRTgaz affirme sa spécificité en créant en 2006 son propre comité d'entreprise. Souhaitant aller plus loin avec ses salariés dans la compréhension de sa nouvelle identité, le transporteur compte faire de ses managers les porteurs des changements et du projet de l'entreprise.

Au sein d'un marché européen en pleine mutation, GRTgaz est soumis à des exigences croissantes en matière de sécurité et d'environnement. A ce contexte vient se greffer un programme d'investissements décennal particulièrement ambitieux puisqu'il correspond en moyenne pour les 10

années à venir à 320 millions d'euros par an contre 180 millions d'euros en 2004 et 196 millions d'euros en 2005.

Cap vers l'avenir

Pour la direction de l'entreprise comme pour ses collaborateurs, l'enjeu est de taille : nouvelle donne du marché, nouveaux équipements (5 nouvelles stations de compression utilisant des électro-compresseurs en 2006), métiers en évolution... autant de défis qui exigent une vision à moyen et long terme de la gestion des hommes, mais aussi une mobilisation sans faille des forces vives de l'entreprise.

Les évolutions du contexte et des missions de GRTgaz impactent les priorités de sa politique de ressources humaines. D'où la place donnée, dès 2006, à une réflexion de fond sur l'évolution des compétences et des métiers. GRTgaz s'est en effet fixé quatre priorités : consolider son cadre social ; garantir les besoins en compétences et accompagner les évolutions liées à l'organisation et aux métiers ; développer, en appui du management, les leviers d'action nécessaires à la gestion des ressources humaines ; enfin renforcer le dialogue social avec ses salariés comme avec ses partenaires sociaux.

Un cadre social à son image

En 2005, l'adaptation du corpus social était au cœur des préoccupations de la filière RH et de la direction. GRTgaz s'est donc attaché à transposer, conformément au droit du travail, les accords hérités de sa maison-mère. Ce fut en particulier le cas dans le registre du temps de travail. En 2006, qu'il s'agisse d'accords collectifs ou d'instances de représentation du personnel, le transporteur affirme sa spécificité et consolide son cadre social avec des accords renégociés, plus précisément à son image et à son périmètre. En 2006, pas moins de 4 accords nationaux ont été conclus et d'importantes dispositions concernant la santé au travail ont été prises.

Pour la direction de l'entreprise comme pour ses salariés, cet exercice a constitué une opportunité d'intégrer au corpus social de l'entreprise des éléments récents de législation sociale et des aspects relatifs à l'exercice des métiers du transport de gaz. Grâce à cela, GRTgaz dispose désormais d'un socle social plus pertinent, plus proche des salariés de GRTgaz et plus adapté à la taille de l'entreprise et à ses enjeux.

Un engagement au sein du Groupe qui perdure

Ce faisant, l'entreprise n'en continue pas moins de négocier conjointement avec Gaz de France dans des domaines comme la formation professionnelle, l'emploi des personnes handicapées, l'apprentissage ou l'égalité homme-femme.

En 2006, GRTgaz a souhaité mettre l'accent sur l'égalité homme-femme. Un plan d'action spécifique a été établi et mis en œuvre autour des thèmes suivants : égalité salariale, mixité de l'emploi et du recrutement, mixité des parcours professionnels, accès des femmes à la formation professionnelle, prise en compte du temps de travail et adaptation des conditions de travail, sensibilisation et information des acteurs pour accompagner l'évolution des mentalités.

De nouvelles voies de dialogue

2006 a également vu la constitution du comité central d'entreprise de la société sur la base des élections de représentativité qui s'étaient déroulées fin 2005. Cette instance représentative des salariés, constituée de 10 représentants des salariés et de 10 suppléants, est présidée par le directeur général de la société. Elle a permis de développer un dialogue social nouveau et constructif.

En travaillant sur son corpus social, l'entreprise a également été amenée à s'interroger sur son identité. C'est pourquoi, en 2006, GRTgaz a engagé un travail sur sa stratégie d'entreprise, ses atouts, ses spécificités et son projet. Autant de réflexions qui alimenteront en 2007 des actions de communication et de partage avec les managers et les salariés.

Un accompagnement à l'évolution des métiers

Pour garantir à l'entreprise de disposer demain des compétences indispensables à son succès, GRTgaz a engagé une réflexion de fond sur tous les aspects de l'évolution des métiers : organisationnels, technologiques, structurels, etc. En 2006, des outils d'accompagnement des redéploiements comme la prime de mobilité fonctionnelle et le congé de fin de carrière ont été créés et mis à la disposition du dialogue social en unités.

Ainsi, la politique de ressources humaines est mise au service du projet d'entreprise et de celles et ceux qui l'animent au quotidien. La gestion des compétences accompagne pas à pas l'évolution du réseau gazier ; à ce titre, la politique de ressources humaines joue un rôle important dans le succès des missions dévolues à GRTgaz.

17.4.3.2 Bilan social de GRTgaz

Effectifs et mouvements de personnel

GRTgaz employait au 31 décembre 2006, 2 665 salariés, dont 2 639 bénéficient du statut des IEG. Ces salariés se répartissent comme suit : 19 % d'employés et ouvriers, 52 % d'agents de maîtrise et 29% de cadres.

En 2006, on a recensé 53 embauches et 88 départs de salariés au statut des IEG.

La formation

Prenant appui sur l'accord « Formation tout au long de la vie professionnelle », GRTgaz a défini, en concertation avec les partenaires sociaux, quatre axes prioritaires pour sa politique de formation :

- conforter le maintien et le développement des compétences cœur de métier ;
- préparer et accompagner les changements d'environnement ;
- accompagner la mise en œuvre de l'Accord Formation ;
- renforcer la professionnalisation du management.

Ces priorités ont été déclinées dans chacune des unités de GRTgaz, en accompagnement de leurs plans de formation prévisionnels 2007.

GRTgaz a également posé les fondements d'une démarche d'amélioration continue de la conduite des entretiens annuels d'appréciation et de professionnalisation en :

- élaborant un cadre de cohérence national, utilisé comme référentiel de déploiement dans les unités ;

- établissant un état des lieux des pratiques locales d'entretien, associé à des actions de progrès ;
- actualisant le support d'entretien annuel pour renforcer le volet consacré à la professionnalisation.

L'investissement formation de GRTgaz s'élève à environ 5,5 millions d'euros pour l'exercice 2006, soit l'équivalent de 5 % de la masse salariale de l'entreprise. Il témoigne de l'engagement de l'entreprise à soutenir le professionnalisme de ses salariés et à les préparer aux compétences nécessaires demain.

Alternance

GRTgaz mise également, de façon renforcée chaque année, sur la formation initiale des jeunes.

Fin 2006, 42 apprentis étaient en cours de formation au sein de l'entreprise : 50 % pour préparer un bac professionnel, 35 % un BTS et 15% un diplôme de l'enseignement supérieur long.

17.4.4 Personnel du Groupe au sein de l'activité Services

Le périmètre de l'activité Services englobe, d'une part, sous la société holding Cofathec, des sociétés très différentes, souvent constituées en sous-groupes, dans divers pays européens ; d'autre part, d'autres sociétés ou groupes, telle que Savelys.

Les salariés travaillant dans l'activité Services de Gaz de France ne bénéficient pas du statut du personnel des IEG tel que décrit au paragraphe 17.4.2.1 – « Statut du personnel des IEG ».

17.4.4.1 Politique sociale du groupe Cofathec

La politique sociale du groupe Cofathec est sous-tendue par les objectifs suivants :

Favoriser la convergence entre les différentes entités du Groupe : en effet, compte tenu de la diversité des sociétés qui forment le groupe Cofathec, plusieurs conventions collectives et politiques de ressources humaines cohabitent et ont à résoudre des problématiques différentes. Cette recherche de convergence a été conduite progressivement au rythme du redressement d'ensemble du Groupe, qui a débuté en 2002.

Cofathec s'efforce de rapprocher les entités socialement différentes qui le composent, sans pour autant les assimiler (pas de fusion sociale).

La politique de convergence vise à éviter l'apparition de différences sociales qui seraient de nature à nuire à la cohésion d'un ensemble d'entités « rapprochées ». Elle s'efforce de créer des synergies au sein du métier et, au-delà, au sein de la branche clientèle de Gaz de France et doit maintenir en même temps la dimension sociale des entités qui sont les centres de profit.

Maintenir les différentes entités qui composent le Groupe dans l'univers social de leurs concurrents afin de préserver leur compétitivité.

Intéressement

L'intéressement versé aux salariés est régi par un accord signé en 2005 entre les organisations syndicales et la direction de la GRTgaz pour la période 2005-2007.

Conformément à cet accord, chaque salarié a perçu en 2006 1 163 euros en moyenne au titre des résultats 2005, soit un montant total de 3,09 millions d'euros représentant 3,65 % de la masse salariale.

Le montant annuel de l'intéressement est calculé en fonction à la fois d'indicateurs financiers (Capex et Opex) mais aussi d'indicateurs qualitatifs (continuité de service, émissions de CO2).

Les salariés peuvent décider de placer l'intéressement perçu dans le PEE de GRTgaz ou dans le PEG du Groupe. Les sommes versées sont alors abondées à hauteur de 100 % par l'employeur.

Sur cette base, les dénominateurs communs sociaux au sein de Cofathec s'articulent autour des axes suivants :

- la gestion des compétences communes au périmètre du métier (cadres dirigeants et supérieurs), avec la mise en place d'une politique de mobilité gérée par un comité de carrières ;
- la rémunération de la performance à travers une politique d'incitations individuelles (sur objectif de performance) pour le management et une politique de mise en place d'accords d'intéressement collectifs incitatifs ;
- l'élaboration progressive d'un socle minimum de garanties sociales (mutuelle, prévoyance, retraite par capitalisation, etc.) ;
- la gestion des effectifs (recherche de gains de productivité) et le pilotage des masses salariales (coordination des différentes négociations annuelles obligatoires conduites dans les entités) ;
- le prix attaché à la sécurité des salariés ;
- la coordination des instances représentatives du personnel au sein du comité de groupe Cofathec.

17.4.4.2 Bilan social de Cofathec

Le groupe Cofathec comptait, au 31 décembre 2006, 8 706 salariés, contre 8 351 fin 2005 et 8 116 fin 2004. Parmi les salariés travaillant au sein des activités Services de Cofathec, 3 109 personnes travaillaient dans les filiales étrangères en Italie, au Royaume-Uni, en Suisse, au Benelux et dans la principauté de Monaco.

L'année 2006 a été marquée par la reprise d'opérations de croissance externe en la France. Cofathec Services a repris la société SAMEE (202

salariés), située dans le Nord de la France. Dans le même temps, Cofathec ADF a intégré la société C.T.R.A (254 salariés) en tout début d'année 2006 ce qui devrait lui permettre de se développer sur le plan géographique et d'étendre le champ de ses compétences.

Le taux de renouvellement des effectifs au sein de Cofathec Services confirme une tendance à la baisse déjà observée en 2005 (10,6% en 2006 contre 11,8% en 2005).

Le groupe Cofathec recourt à la main d'œuvre extérieure pour remplacer le personnel absent du fait de maladies ou de congés payés, pour satisfaire à un surcroît temporaire d'activité et dans le cadre de pré-embauches. Certains travaux du groupe Cofathec sont par ailleurs sous-traités en fonction de besoins ponctuels ou lorsque les travaux ne correspondent pas au métier de l'entité sous-traitante.

Le groupe Cofathec employait près de 95,67% de personnes au titre de contrats à durée indéterminée.

Le personnel du groupe Cofathec en France bénéficie du régime des 35 heures depuis 2001, avec un aménagement spécifique sous forme de forfait annuel pour les cadres.

Certaines filiales du groupe Cofathec bénéficient d'un accord d'intéressement prévoyant d'intéresser les salariés aux résultats financiers de l'entreprise sur un plan économique tout en prenant également en compte les performances des agences en matière de sécurité au travail. Ainsi, en 2007, la société Cofathec Services a versé 3 218 538 euros à ses salariés au titre de l'intéressement de l'année 2006 (contre 1 887 433 euros en 2006 au titre de l'intéressement de l'année 2005).

Par ailleurs, le groupe confirme sa politique salariale engagée depuis plusieurs années qui s'est traduite par la signature d'accords portant sur les négociations annuelles obligatoires avec les organisations syndicales en 2005, 2006 et 2007.

Le taux de participation des salariés du groupe Cofathec aux élections professionnelles est moins élevé que celui constaté dans la Société, avec par exemple un taux d'abstention aux élections compris entre 41,4 % et 64,7 % selon les élections concernées pour la société Cofathec Services.

La société Cofathec Services met en œuvre une politique de formation active visant à développer les compétences et faciliter la mobilité professionnelle de ses salariés. En 2006, les dépenses de formation ont représenté un montant sensiblement identique à celui de l'année 2005 (soit 3,5 % de la masse salariale), avec un nombre toujours important de bénéficiaires. Le budget des œuvres sociales de la société Cofathec Services était de l'ordre de 1,1 % de la masse salariale en 2006.

17.4.4.3 Politique sociale du groupe Savelys

Leader français de l'entretien et du dépannage des chaudières individuelles et des petites chaufferies, Savelys comptait 4 150 salariés, dont 2 546 techniciens au 31 décembre 2006.

Les valeurs clés de Savelys se déclinent comme suit :

- Respect et convivialité
- Proximité
- Sécurité et qualité
- Performance

Ces quatre valeurs sont entretenues en interne par une constante recherche de motivation des équipes, qui s'exprime par une politique sociale attractive. Ainsi, chaque salarié en relation directe avec la clientèle individuelle est intéressé au chiffre d'affaires qu'il développe.

Le statut collectif mis en œuvre à l'occasion de la création de Savelys garantit une protection sociale de haut niveau.

La participation active des instances représentatives à la vie de l'entreprise favorise l'adhésion des salariés aux décisions qui sont prises, et dynamise le sentiment d'appartenance au groupe : c'est ainsi que le *turn over* a diminué de 50 % en quatre ans.

L'investissement formation, qui représente plus de 3 % de la masse salariale annuelle, assure un développement des compétences et favorise la promotion interne. Ainsi, plus de 80 % des responsables de centre de profit (les agences) sont issus de la promotion, gage d'efficacité et de performance.

17.4.5 Personnel des filiales et autres entités à l'étranger du Groupe, hors activité Services

17.4.5.1 Filiales et autres entités à l'étranger intégrées dans la politique sociale du Groupe

Les filiales et autres entités situées à l'étranger dont le capital est détenu en totalité ou majoritairement par le Groupe sont intégrées dans la politique sociale mise en place par Gaz de France, telle que décrite ci-dessous.

Hors segment Services, le nombre total des salariés travaillant dans l'ensemble de ces filiales et autres entités du Groupe à l'étranger s'élève à 12 842 personnes, représentant 25,56 % de l'effectif global Groupe. Il s'agit

notamment des filiales et entités représentatives de l'ensemble des activités du Groupe, intervenant dans l'exploration-production en Allemagne, aux Pays-Bas, en Norvège et au Royaume-Uni (970 salariés), la distribution en Hongrie et en Roumanie (9 272 salariés), la distribution et le transport au Mexique (389 salariés), le transport, le stockage, la distribution et la commercialisation en Slovaquie (1 271 salariés), le transport, la distribution et la commercialisation en Allemagne (407 salariés) et, enfin, le négoce au Royaume-Uni (181 salariés).

17.4.5.2 Dialogue social au niveau européen

En 2006, Gaz de France a poursuivi le dialogue social au niveau Groupe, notamment au sein du Comité d'Entreprise Européen (CEE). Cet organisme est un lieu d'information et de consultation des représentants des salariés sur les questions concernant l'ensemble de Groupe.

Des présentations ont eu lieu concernant des sujets tels que la politique commerciale, le développement durable, la politique de recherche et la démarche RSE qui ont été autant d'occasion d'engager un débat avec les représentants des salariés dans ces domaines et de les informer sur les orientations du Groupe en la matière. En 2006 à la demande du CEE, trois nouveaux groupes de travail ont été également mis en place pour travailler sur les indicateurs sociaux spécifiques au CEE et sur les pratiques sociales du Groupe.

18.1 PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	P.173	18.2 DROITS DE VOTE	P.173
18.1.1 RÉPARTITION DU CAPITAL	p.173	18.3 DÉCLARATION RELATIVE AU CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ PAR L'ACTIONNAIRE MAJORITAIRE	P.173
18.1.2 FRANCHISSEMENT DES SEUILS LÉGAUX	p.173	18.4 ACCORD PORTANT SUR LE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ	P.173

18.1 Principaux actionnaires

18.1.1 Répartition du capital

Jusqu'au 7 juillet 2005, l'Etat détenait 100% des actions de Gaz de France. A l'issue de l'ouverture du capital de Gaz de France par voie d'admission aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris de ses actions, le 8 juillet 2005, l'Etat détenait 80,2% des actions de Gaz de France. Suite à la cession par l'Etat d'actions aux bénéficiaires des actions gratuites attribuées dans

le cadre de l'Offre à Prix Ouvert et de l'Offre réservée aux Salariés (voir paragraphe 21.1.7.2 – « Actions donnant droit à l'attribution d'actions gratuites »), l'Etat détient, à la date d'enregistrement du présent document de référence, 79,8% des actions de Gaz de France.

18.1.2 Franchissement des seuils légaux

A la connaissance de la Société, il n'existe à la date d'enregistrement du présent document de référence aucun autre actionnaire que l'Etat, agissant seul ou de concert, détenant plus du vingtième, du dixième, des trois vingtièmes, du cinquième, du quart, du tiers, de la moitié, des deux tiers, des dix-huit vingtièmes ou des dix-neuf vingtièmes du capital ou des droits de vote de Gaz de France, pourcentages de détention qui doivent être notifiés dans un délai de cinq jours de bourse à la Société et à l'Autorité des marchés financiers en vertu de l'article L. 233-7 du Code de commerce.

A défaut d'avoir été déclarées dans les conditions prévues aux I et II de l'article L. 233-7 du Code de commerce, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée sont privées du droit de vote pour toute assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de 2 ans suivant la date de régularisation de la notification.

18.2 Droits de vote

Aux termes de l'article 11 des statuts de la Société, sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droit de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

18.3 Déclaration relative au contrôle de la Société par l'actionnaire majoritaire

A la date d'enregistrement du présent document de référence, l'Etat détient 79,8% des actions de la Société.

L'article 24 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, tel que modifié par l'article 39 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, prévoit que l'Etat doit détenir plus du tiers du capital de la Société⁽¹⁾. Dans la mesure où la Société appartient actuellement au secteur public français, la cession de son contrôle au secteur privé est subordonnée à l'application des procédures prévues par la loi n° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités de privatisations, telle que modifiée par la loi n° 93-923 du 19 juillet 1993. En particulier, le transfert de la Société au secteur privé doit être préalablement autorisé par voie de décret.

Voir paragraphe 16.8 – « Déclaration relative au gouvernement d'entreprise ».

18.4 Accord portant sur le contrôle de la Société

En l'état actuel de la législation, l'Etat est tenu de détenir plus du tiers du capital de la Société⁽¹⁾ (voir paragraphe 18.3 – « Déclaration relative au contrôle de la Société par l'actionnaire majoritaire » et chapitre 12 – « Tendances susceptibles d'influer sur les perspectives de la Société »).

⁽¹⁾ La décision n° 2006-543 DC du Conseil Constitutionnel du 30 novembre 2006 précise que le transfert effectif au secteur privé de Gaz de France ne pourra prendre effet qu'à compter du 1^{er} juillet 2007.

19.1 RELATIONS AVEC L'ETAT	P.175	19.3.2 RELATIONS AVEC LA SOCIÉTÉ DU TERMINAL MÉTHANIER DE FOS CAVAOU	p.176
19.2 RELATIONS AVEC LE GROUPE EDF	P.175	19.3.3 RELATIONS AVEC COFATHEC MAINTENANCE	p.176
19.3 RELATIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU GROUPE	p.176	19.3.4 RELATIONS AVEC D'AUTRES SOCIÉTÉS DU GROUPE	p.177
19.3.1 RELATIONS AVEC GRTGAZ	p.176		

19.1 Relations avec l'Etat

Contrat de service public 2005-2007 entre Gaz de France et l'Etat

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003. Leur mise en œuvre passe, s'agissant de Gaz de France, par un contrat de service public, en application de l'article 1^{er} de la loi du 9 août 2004. Un contrat de service public a été signé entre Gaz de France et l'Etat le 10 juin 2005. Pour plus de précisions, voir paragraphe 6.1.4.7.2. – « Le contrat de service public ».

Protocole d'accord entre Gaz de France, l'Etat et la Société Générale relatif à la mise en œuvre de l'Offre Réservée aux Salariés

Dans le cadre de l'opération d'ouverture du capital de la Société, telle que décrite au paragraphe 21.1.7.1 – « Ouverture du capital de la Société », un protocole d'accord tripartite a été signé le 7 septembre 2005 entre Gaz de France, l'Etat français et la Société Générale (le « Protocole »). Le Protocole a été approuvé par le conseil d'administration de Gaz de France le 11 juillet 2005. L'objet du Protocole est de préciser les modalités de la mise en œuvre de l'Offre Réservée aux Salariés, telle que décrite dans la Note d'Opération visée par l'AMF le 22 juin 2005. Le Protocole règle

notamment les modalités de la collecte des ordres d'achat, du règlement-livraison des actions, du recouvrement du prix d'acquisition des actions et de l'attribution d'actions gratuites telle que décrite au paragraphe 21.1.7.2.2 – « Attribution d'actions gratuites dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés ».

Concernant les modalités de recouvrement du prix d'acquisition des actions, l'Etat a proposé à certains personnels et anciens personnels bénéficiaires de l'Offre Réservée aux Salariés une option entre le paiement comptant du prix d'acquisition de leurs actions au jour du règlement-livraison et un échéancier de paiement en trois fois sur deux ans du prix d'acquisition de leurs actions. En outre, Gaz de France et les sociétés du Groupe concernées ont proposé à certains personnels et anciens personnels bénéficiaires de l'Offre Réservée aux Salariés un échéancier de paiement du prix d'acquisition de leurs actions en 24 mensualités ou 36 mensualités. Dans le cadre du Protocole, Gaz de France a pris l'engagement de se substituer aux personnels et anciens personnels bénéficiant de cet échéancier de paiement en 24 mensualités ou 36 mensualités lors de chaque paiement à l'Etat et de régler l'Etat en trois fois sur deux ans.

19.2 Relations avec le groupe EDF

Convention relative à l'activité de distribution d'EDF Gaz de France Distribution entre Gaz de France et EDF

Gaz de France et EDF ont signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution d'EDF Gaz de France Distribution. Pour plus de précisions, voir paragraphe 6.1.3.2.2.3 – « Organisation du distributeur ».

Convention relative à la construction et l'exploitation d'une centrale électrique entre Gaz de France et RTE

Après avoir remporté l'appel d'offres lancé par RTE en février 2005 relatif à la construction et l'exploitation d'une centrale électrique située Saint-Brieuc d'une capacité de production d'environ 200 MWe1, Gaz de France et RTE ont signé le 6 décembre 2006 un contrat de réservation de production électrique prenant effet à partir de 2010.

19.3 Relations avec les sociétés du Groupe

19.3.1 Relations avec GRTgaz

Contrats de prestation de services entre Gaz de France et GRTgaz

Gaz de France et sa filiale GRTgaz ont conclu en 2005 un contrat par lequel Gaz de France réalise pour le compte de GRTgaz des prestations de services informatiques. Ces prestations ont représenté un montant total de près de 44,4 millions d'euros en 2005 et 44,6 millions d'euros en 2006.

En outre, Gaz de France et GRTgaz ont conclu en 2005 un contrat ayant pour objet de définir et de valoriser les charges liées à l'application du statut des Industries Electriques et Gazières aux agents de GRTgaz ainsi que les prestations répartissables non individualisables réalisées par les fonctions support de Gaz de France pour le compte de GRTgaz. Ces

charges et prestations ont donné lieu à des paiements par GRTgaz à Gaz de France d'un montant total de 71,5 millions d'euros en 2005 et 60,2 millions d'euros en 2006.

Contrat de réservation de capacité au titre de l'accès des tiers aux réseaux entre Gaz de France et GRTgaz

Gaz de France et sa filiale GRTgaz ont conclu en février 2005 un contrat de réservation de capacité au titre de l'accès des tiers au réseau pour un montant total de 1 116 millions d'euros en 2005 et 1 087 millions d'euros en 2006.

19.3.2 Relations avec la Société du terminal méthanier de Fos Cavaou

Contrat d'accès au terminal méthanier de Fos Cavaou entre Gaz de France et la Société du terminal méthanier Fos Cavaou

Gaz de France et la Société du terminal méthanier de Fos Cavaou ont conclu en 2006 un contrat organisant l'accès de Gaz de France au terminal méthanier de Fos Cavaou en vue de la réception du GNL acheminé depuis l'Egypte dans le cadre des contrats d'approvisionnement liant le Groupe et Egyptian LNG (5,18 milliards de mètres cubes par an).

Contrat d'exploitation et de maintenance du terminal méthanier de Fos Cavaou entre Gaz de France et la Société du terminal méthanier de Fos Cavaou

Gaz de France et la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou ont signé le 26 janvier 2006 un contrat aux termes duquel la Société du terminal méthanier de Fos Cavaou confie à la direction des grandes infrastructures de Gaz de France l'exploitation et la maintenance du terminal méthanier de Fos Cavaou pour une durée de 25 ans à compter de la réception opérationnelle de l'ouvrage, et promet de payer à Gaz de France l'ensemble des dépenses remboursables engagées par lui pendant la phase de construction et de mobilisation et pendant la phase opérationnelle. Ce contrat devrait se traduire par un produit d'environ 25 millions d'euros par an pour Gaz de France en phase opérationnelle.

19.3.3 Relations avec Cofathec Maintenance

Convention de facility management entre Gaz de France et Cofathec Maintenance

Gaz de France et Cofathec Maintenance ont signé en janvier 2007 un contrat par lequel Gaz de France confie à Cofathec Maintenance l'entretien et la maintenance d'immeubles représentant environ 768 800 m², dont il

est propriétaire ou preneur à bail, pour une durée de trois ans et montant annuel d'environ 26 millions d'euros. La signature de cette convention avait été préalablement autorisée par le conseil d'administration de Gaz de France le 20 décembre 2006.

19.3.4 Relations avec d'autres sociétés du Groupe

Contrats d'achat d'énergie entre Gaz de France et d'autres sociétés du Groupe

Gaz de France a conclu avec certaines de ses filiales dont elle détient le contrôle exclusif les contrats d'achat d'énergie suivants :

- avec la société GDF Production Nederlands BV, des contrats d'achat de gaz pour un montant total de 58 millions d'euros en 2004, 54 millions d'euros en 2005 et 175 millions d'euros en 2006 ; et
- avec la société GDF Britain Ltd, des contrats d'achat de gaz pour un montant total de 105 millions d'euros en 2004, 125 millions d'euros en 2005 et 197 millions d'euros en 2006.

En outre, Gaz de France a signé avec des sociétés du Groupe dont elle ne détient pas le contrôle exclusif les contrats d'achat d'énergie suivants :

- avec la société Gaselys, un contrat d'achat de gaz pour un montant total de 922 millions d'euros en 2004, 1 306 millions d'euros en 2005 et 2 390 millions d'euros en 2006 ;
- avec la société EFOG, un contrat d'achat de gaz pour un montant total de 188 millions d'euros en 2004, 262 millions d'euros en 2005 et 399 millions d'euros en 2006 ; et
- avec la société FRAGAZ, deux contrats d'achat à long terme de gaz en provenance de Russie pour un montant total de 129 millions d'euros en 2004, 190 millions d'euros en 2005 et 5 millions d'euros en 2006.

Gaz de France avait conclu un ensemble de contrats d'achat d'énergie avec la société Dunelys pour un montant total de 1 million d'euros en 2004 et 149 millions d'euros en 2005. Cette société a été absorbée par Gaz de France le 1^{er} janvier 2006.

Contrats de vente d'énergie entre Gaz de France et d'autres sociétés du Groupe

Gaz de France a conclu avec certaines de ses filiales dont elle détient le contrôle exclusif les contrats de vente d'énergie suivants :

- avec la société Gaz de France Deutschland GmbH, un contrat de vente de gaz pour un montant total de 35 millions d'euros en 2004, 113 millions d'euros en 2005 et 181 millions d'euros en 2006 ;

- avec la société GDF ESS, des contrats de vente de gaz pour un montant total de 417 millions d'euros en 2004, 553 millions d'euros en 2005 et 818 millions d'euros en 2006 ;
- avec la société GDF STM The Netherlands BV, un contrat de vente de gaz pour un montant total de 280 millions d'euros en 2005 et 428 millions d'euros en 2006 ;
- avec la société GDF Comercializadora, un contrat de vente de gaz pour un montant total de 64 millions d'euros en 2005 et 140 millions d'euros en 2006 ;
- avec la société GDF International Trading, un contrat de vente de gaz pour un montant total de 27 millions d'euros en 2005 et 107 millions d'euros en 2006 ;
- avec la société GDF Marketing, un contrat de vente d'électricité pour un montant de 375 millions d'euros en 2006.

Gaz de France avait conclu un contrat de vente de gaz avec la société Dunelys pour un montant de 5 millions d'euros en 2004 et 80 millions d'euros en 2005. Cette société a été absorbée par Gaz de France le 1^{er} janvier 2006.

En outre, Gaz de France a signé avec des sociétés du Groupe dont elle ne détient pas le contrôle exclusif les contrats de vente d'énergie suivants :

- avec la société Gaselys, un ensemble de transactions de vente d'énergie pour un montant total de 558 millions d'euros en 2004, 663 millions d'euros en 2005 et 1 192 millions d'euros en 2006 ;
- avec les sociétés du sous-groupe SPE (SPE et ses filiales City Power, ALG Négoce et Luminus) un ensemble de transactions de vente d'énergie et de services associés pour un montant total de 346 millions d'euros en 2006.

Le rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées pour l'exercice clos le 31 décembre 2006 figure ci-après :

Gaz de France S.A. Exercice clos le 31 décembre 2006

Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration.

Il ne nous appartient pas de rechercher l'existence éventuelle d'autres conventions et engagements mais de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de ceux dont nous avons été avisés, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Nous avons effectué nos travaux selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

1. Avec Arcelor

Administrateur concerné

M. Guy Dollé, Administrateur de Gaz de France et Président de la Direction Générale d'Arcelor.

Nature et objet

Fourniture de gaz naturel à long terme par Gaz de France à Arcelor pour ses sites français.

Modalités

Votre conseil d'administration du 26 avril 2006 a autorisé Gaz de France à conclure avec Arcelor un accord cadre pour une offre de fourniture à long terme de gaz naturel. Cet accord n'était pas signé au 31 décembre 2006 et n'a donc pas produit d'effet sur l'exercice. Le conseil qui a autorisé cette convention a également confié à une filiale de Gaz de France la réalisation du projet de centrale à cycle combiné et la signature de contrats commerciaux avec Arcelor Méditerranée, filiale du groupe Arcelor, n'ayant pas d'administrateur commun avec Gaz de France.

2. Avec Cofathec Maintenance

Actionnaire concerné

Gaz de France, représenté par M. Jean-François Cirelli, Président Directeur Général.

Nature et objet

Contrat de prestations de facility management fournies par Cofathec Maintenance à Gaz de France.

Modalités

Votre conseil d'administration du 20 décembre 2006 a autorisé la signature d'un contrat de prestations de facility management entre Gaz de France et Cofathec Maintenance, d'une durée de trois ans à compter du 1er janvier 2007 pour un montant total de 88,5 M€ H.T dont:

- partie forfaitaire : 76,9 M€ H.T,
- partie hors forfait estimée : 11,5 M€ H.T

Ce contrat, renouvelable deux fois par tacite reconduction de période d'un an, n'a pas produit d'effet sur l'exercice 2006.

Par ailleurs, en application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, approuvés au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

Avec l'Etat français et la Société Générale

Actionnaire concerné

L'Etat français.

Nature et objet

Protocole d'accord tripartite relatif à la mise en œuvre de l'Offre Réservee aux Salariés signée le 7 septembre 2005 telle que décrite dans la Note d'Opération visée par l'AMF le 22 juin 2005.

Modalités

Au titre de l'exercice 2006, les effets de cette convention sont les suivants:

- Règlement, le 7 septembre 2006, d'un montant de 55,5 M€ par Gaz de France à l'Etat de la deuxième échéance de 30% du prix des Actions acquises par les Ayants Droit,
- Paiement par Gaz de France à la Société Générale des commissions et frais pour 88 K€,
- Diminution, en fonction des échéanciers de remboursement, de la dette des salariés vis-à-vis de Gaz de France pour 32 M€.

Fait à Paris-La Défense, le 3 avril 2007

Les Commissaires aux Comptes

MAZARS & GUERARD

ERNST & YOUNG AUDIT

Michel Barbet-Massin

Xavier Charton

Patrick Gounelle

Philippe Hontarrède

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

20.1 INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES	P.182	20.1.2 INFORMATIONS FINANCIÈRES AU 31 DÉCEMBRE 2005	p.295
20.1.1 INFORMATIONS FINANCIÈRES AU 31 DÉCEMBRE 2006	p.182	20.1.3 INFORMATIONS FINANCIÈRES AU 31 DÉCEMBRE 2004	p.295
20.1.1.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en normes IFRS	p.182	20.2 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DES DIVIDENDES	P.295
Bilan consolidé	p.182	20.3 PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGES	P.295
Compte de résultat consolidé	p.184	20.4 ABSENCE DE CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE	P.296
Tableau des flux de trésorerie consolidés	p.185		
Etat des produits et charges comptabilisés	p.186		
Tableau de variation des capitaux propres	p.187		
Annexes A - Principes comptables et méthodes d'évaluation	p.188		
Annexes B - Comparabilité des exercices	p.204		
Annexes C - Compléments d'information	p.220		
20.1.1.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2006	p.293		

20.1 Informations financières historiques

20.1.1 Informations financières au 31 décembre 2006

20.1.1.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2006 en norme IFRS

BILAN CONSOLIDÉ - ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	2006 Net	2005 Net*	2004 Net*
ACTIFS NON COURANTS				
Ecart d'acquisition	1	1 649	1 501	1 190
Actifs incorporels du domaine concédé	1	5 704	5 677	5 562
Autres immobilisations incorporelles	1	564	473	131
Immobilisations corporelles	2	16 625	15 153	13 982
Participations mises en équivalence	3	718	693	385
Actifs financiers non courants	3	1 341	1 169	1 055
Instruments financiers dérivés non courants	24	17	-	-
Actifs d'impôts différés	21	61	99	46
Autres actifs non courants		530	541	449
Placements du secteur financier	3	167	99	259
Total Actifs non courants	I	27 376	25 405	23 059
ACTIFS COURANTS				
Stocks et en-cours	4	1 935	1 452	907
Créances				
Créances clients et comptes rattachés	5	7 117	6 544	4 989
Créance d'impôts		84	69	298
Autres débiteurs	5	1 085	1 646	928
Instruments financiers dérivés courants	24	2 325	1 783	-
Titres de placements de Trésorerie		360	245	111
Disponibilités et équivalents de disponibilités	6	2 196	1 897	773
Actifs du secteur financier	5	431	895	440
Total Actifs courants	II	15 533	14 531	8 446
Actifs destinés à être cédés	III	-	-	402
TOTAL ACTIF	I à III	42 909	39 936	31 907

* Les modifications apportées aux informations comparatives antérieurement publiées sont décrites dans l'Annexe B.2

BILAN CONSOLIDÉ - PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	2006	2005*	2004*
CAPITAUX PROPRES – part du Groupe				
Capital	7	984	984	903
Prime d'émission		1 789	1 789	-
Réserves et résultats consolidés		13 075	11 517	9 933
Ecart de conversion		349	194	104
TOTAL CAPITAUX PROPRES – part du Groupe	I	16 197	14 484	10 940
INTÉRÊTS MINORITAIRES	II	466	298	211
TOTAL CAPITAUX PROPRES		16 663	14 782	11 151
PASSIFS NON COURANTS				
Provisions pour avantages au personnel	26	1 142	1 090	1 067
Provisions	8	5 750	5 537	5 438
Passifs d'impôts différés	21	2 608	2 771	2 711
Titres participatifs	9	624	623	485
Dettes financières	10	3 943	3 324	3 849
Instruments financiers dérivés non courants	24	8	13	-
Dettes du secteur financier		93	19	274
Autres passifs non courants		143	140	137
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	III	14 311	13 517	13 961
PASSIFS COURANTS				
Provisions	8	167	180	94
Dettes au personnel		556	536	377
Dettes financières	10	1 461	1 165	971
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		3 623	3 202	1 848
Impôts exigibles		208	154	115
Autres dettes fiscales		724	1 170	948
Autres dettes		2 615	2 344	1 853
Instruments financiers dérivés courants	24	2 189	1 788	-
Dettes du secteur financier		392	1 098	550
TOTAL PASSIFS COURANTS	IV	11 935	11 637	6 756
Passifs liés aux actifs destinés à être cédés	V	-	-	39
TOTAL PASSIF	I à V	42 909	39 936	31 907

* Les modifications apportées aux informations comparatives antérieurement publiées sont décrites dans l'Annexe B.2

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2006	2005*	2004*
Ventes d'énergie		23 849	19 479	15 497
Ventes de services		3 671	3 306	2 674
Produits des activités du secteur financier		122	87	35
Chiffre d'affaires	14	27 642	22 872	18 206
Consommations externes	15	-19 976	-16 294	-11 677
Charges de personnel	17	-2 581	-2 409	-2 043
Autres produits opérationnels	18	626	565	288
Autres charges opérationnelles	18	-856	-741	-497
Amortissements et provisions	19	-1 247	-1 040	-1 738
Actionnariat salarié		-	-132	-
Résultat opérationnel		3 608	2 821	2 539
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie		73	26	3
Coût de l'endettement financier brut		-196	-228	-182
Coût de l'endettement financier net	20	-123	-202	-179
Autres produits financiers	20	515	488	402
Autres charges financières	20	-749	-724	-1 316
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	3	176	189	125
Résultat avant impôt		3 427	2 572	1 571
Impôts sur les résultats	21	-1 104	-794	-427
Résultat net consolidé du Groupe		2 323	1 778	1 144
Part du Groupe		2 298	1 782	1 105
Intérêts minoritaires		25	-4	39
		2 323	1 778	1 144
Résultat net et résultat net dilué par action (en euros) – Part du Groupe	29	2,34	1,89	1,22**

* Les modifications apportées aux informations comparatives antérieurement publiées sont décrites dans l'Annexe B.2

** Nombre moyen d'actions et résultat par action pro-forma sur la base d'un nominal d'un euro. Le nombre de titres a été doublé au 1^{er} semestre 2005 par division du nominal par deux (Annexe C Note 7). Sur la base du nominal effectif, le résultat par action 2004 est de : 2,45 euros.

TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	Note 22	2006	2005*	2004*
I – FLUX NETS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES				
Résultat avant impôt		3 427	2 572	1 571
Amortissements, dépréciation des actifs long terme		1 478	1 318	1 331
Provisions		63	-31	477
Dépenses d'exploration		86	44	45
Autres		64	351	775
Cash flow opérationnel avant impôt, dépenses de renouvellement et variation du Besoin en fonds de roulement		5 118	4 254	4 199
Dépenses de renouvellement des ouvrages du domaine concédé		-294	-255	-170
Variation du Besoin en fonds de roulement opérationnel		-410	-649	-311
Stocks		-461	-382	59
Créances clients et comptes rattachés actifs et passifs		150	-1 465	-807
Dettes fournisseurs		293	1 077	146
Autres créances et dettes		-392	121	291
Impôts payés		-1 348	-562	-705
Flux nets des activités opérationnelles	I	3 066	2 788	3 013
II – FLUX NETS DES INVESTISSEMENTS				
1. Investissements				
Investissements d'équipement		-2 169	-1 749	-1 451
Investissements d'exploration directement passés en charges		-41	-34	-35
Investissements en titres de participation et assimilés		-487	-674	-153
Autres investissements		-519	-226	-320
Sous-total		-3 216	-2 683	-1 959
2. Désinvestissements et autres ressources				
Subventions et contributions de tiers		8	13	15
Produits de cessions d'actifs corporels, incorporels et titres de participation		935	479	74
Réduction des autres actifs financiers		76	105	178
Intérêts reçus		-31	-52	-20
Dividendes reçus		54	28	31
Sous-total		1 042	573	278
Flux nets des Investissements	(I + 2) II	-2 174	-2 110	-1 681
III – DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I + II) III	892	678	1 332
IV – FLUX NETS DES FINANCEMENTS				
Augmentation de capital et des primes		67	1 869	-
Mouvements sur actions propres		1	-	-
Dividendes versés		-669	-420	-322
Souscriptions d'emprunts		892	1 297	2 723
Remboursements d'emprunts		-619	-2 124	-3 377
Variation des titres de placements de trésorerie		-110	-134	-
Intérêts payés		-128	-189	-145
Flux nets des Financements	IV	-566	299	-1 121
V – VARIATIONS DE CHANGE, DE MÉTHODES ET DIVERS	V	25	10	6
VI – VARIATION DE LA TRÉSORERIE (NOTE 6)	(III + IV + V) VI	351	987	217
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture		1 224	237	20
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture		1 575	1 224	237

* Les modifications apportées aux informations comparatives antérieurement publiées sont décrites dans l'Annexe B.2

ÉTAT DES PRODUITS ET CHARGES COMPTABILISÉS

(en millions d'euros)	31.12.2006			31.12.2005			31.12.2004		
	Part Groupe	Part Minoritaire	Total	Part Groupe	Part Minoritaire	Total	Part Groupe	Part Minoritaire	Total
Résultat de la période	2 298	25	2 323	1 782	-3	1 779	1 105	39	1 144
Ecart actuariel sur les engagements postérieurs à l'emploi	- 3	-	- 3	- 48		- 48	-365		-365
Ajustements à la juste valeur des instruments financiers de couverture :									
- gain ou perte latent	1	2	3	- 82	2	- 80			
Ajustements de juste valeur sur actifs disponibles à la vente :									
- réévaluation en capitaux propres	45		45	62		62			
- transfert en résultat de la réévaluation	-120		-120	- 119		- 119			
Ecart de conversion	155	25	180	89	- 2	87	104	-1	103
Impôts différés	-3	-	-3	49		49	129		129
Produits et charges comptabilisés directement en capitaux propres	75	27	102	- 49	-	- 49	-132	-1	-133
Total produits et charges comptabilisés	2 373	52	2 425	1 733	- 3	1 730	973	38	1 011

TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros)	Capitaux propres – Part du Groupe										
	Capital	Auto-contrôle	Primes	Ecarts actuariels	Réserves de juste valeur	Réserves	Résultat	Ecarts de conversion	TOTAL	Intérêts Minoritaires	TOTAL Capitaux propres
Capitaux propres au 01.01.2004 IFRS	903					779	910		2 592	254	2 846
Résultat net de la période							1 105		1 105	39	1 144
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres				-236				104	-132	-1	-133
Total produits et charges comptabilisés*				-236			1 105	104	973	38	1 011
Résultat affecté en réserves						592	-592		-		-
Dividendes distribués (0,35 euros par action)**							-318		-318	-5	-323
Impacts de la première application d'IFRIC 4 et IFRIC 12						-12			-12		-12
Autres						7 705			7 705	-76	7 629
Capitaux propres au 31.12.2004 IFRS	903			-236		9 064	1 105	104	10 940	211	11 151
Impact de la 1 ^{ère} application des normes IAS 32 et 39 au 01.01.2005 (note 7.d)					261	-63			198	-6	192
Capitaux propres au 01.01.2005	903			-236	261	9 001	1 105	104	11 138	205	11 343
Résultat net de la période							1 782		1 782	-3	1 779
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres				-32	-107			90	-49	-	-49
Total produits et charges comptabilisés*				-32	-107	-	1 782	90	1 733	-3	1 730
Résultat affecté en réserves						1 105	-1 105		-		-
Dividendes distribués (0,46 euros par action)**							-418		-418	-2	-420
Emission d'actions	81		1 789						1 870	-	1 870
Actionariat salarié						132			132	-	132
Variations de périmètre										100	100
Divers					3	26			29	-2	27
Capitaux propres au 31.12.2005	984		1 789	-268	157	9 846	1 782	194	14 484	298	14 782
Résultat net de la période							2 298		2 298	25	2 323
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres				-2	-78			155	75	27	102
Total produits et charges comptabilisés*				-2	-78		2 298	155	2 373	52	2 425
Résultat affecté en réserves						1 782	-1 782				
Dividendes distribués (0,68 euro par action)									-669	-1	-670
Variations de périmètre										52	52
Divers						9			9	65	74
Capitaux propres au 31.12.2006	984		1 789	-270	79	10 968	2 298	349	16 197	466	16 663

* Voir détail dans l'Etat des produits et charges comptabilisés – page précédente.

** Dividende par action pro-forma sur la base d'un nominal d'un euro. Le nombre de titres a été doublé au 1er semestre 2005 par division du nominal par deux. Sur la base du nominal effectif (soit 2 euros), le dividende par action était de 0,93 euros.

ANNEXES

A – Principes comptables et méthodes d'évaluation

Introduction

1. Base de préparation de l'information financière

En application du règlement européen n 1606/2002 du 19 juillet 2002, les états financiers consolidés du Groupe au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2006 ont été préparés en conformité avec les normes comptables internationales IAS/IFRS applicables à cette date telles qu'approuvées par l'Union européenne et, pour ce qui concerne le domaine des concessions, le Groupe a suivi les principes comptables de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », publié par l'IASB le 30 novembre 2006, considérant, conformément à la recommandation de l'AMF de décembre 2006 que cette interprétation permet de fournir une meilleure information financière.

2. Normes et interprétations adoptées au cours de l'exercice 2006 et dont l'application, optionnelle en 2006, n'a pas été retenue par le Groupe

Le Groupe n'a pas opté pour une application anticipée des normes, amendements ou interprétations suivants dont l'application est optionnelle au 31 décembre 2006 :

- IFRS 7 « instruments financiers – informations à fournir », qui sera appliquée à partir du 1^{er} janvier 2007 ;
- l'amendement IAS 1 portant sur les informations à fournir sur le capital, qui sera appliqué à partir du 1^{er} janvier 2007 ;
- IFRIC 7 « application de l'approche du retraitement dans le cadre d'IAS 29 Information financière dans les économies hyperinflationnistes » ;
- IFRIC 8 Champ d'application IFRS 2 « paiement fondé sur des actions » ;
- IFRIC 9 « réexamen des dérivés incorporés ».

Ces textes ne devraient pas avoir d'impact significatif sur la comptabilisation ou l'évaluation.

3. Nouvelles normes ou interprétations appliquées à partir du 1er janvier 2006

Normes ou interprétations d'application obligatoire à compter du 1er janvier 2006 :

- L'amendement à IAS 39 « couverture des flux de trésorerie d'une transaction intra-groupe future » ;
- IFRS 6 « prospection et évaluation de ressources minérales » ;
- IFRIC 4 « conditions permettant de déterminer si un accord contient une location » ;

- IFRIC 5 « droits aux intérêts émanant de fonds de gestion dédiés au démantèlement, à la remise en état et à la réhabilitation de l'environnement » ;
- IFRIC 6 « passifs découlant de la participation à un marché déterminé – déchets d'équipements électriques et électroniques » ;
- L'amendement IAS 21 « effets des variations des cours des monnaies étrangères – investissement net dans une activité à l'étranger » ;
- L'amendement IAS 39 « instruments financiers : comptabilisation et évaluation » Option juste valeur,
- L'amendement IAS 39 et IFRS 4 concernant les contrats de garantie financière.

L'application de l'interprétation IFRIC 4 a conduit à retraiter un contrat commercial par lequel le Groupe alloue des capacités de transport (voir Annexe B.2).

L'application des autres textes n'a pas eu d'impact sur les comptes présentés.

Normes ou interprétations appliquées par anticipation à partir du 1er janvier 2006 :

- IFRIC 12 « Accords de concession de services », publiée par l'IASB le 30 novembre 2006 et pour lequel l'EFRAG a émis un projet d'avis favorable (cf Comparabilité des exercices en B.2).

4. Options retenues pour la préparation de l'information financière lors de la transition aux normes comptables internationales

Conformément aux dispositions prévues par IFRS 1, le Groupe avait choisi de retenir, pour l'établissement du bilan d'ouverture 2004 et la préparation des premiers comptes IFRS, les exemptions au principe général d'application rétrospective des IFRS suivantes :

- les *regroupements d'entreprises* : le Groupe n'a pas retraité de manière rétrospective, conformément à IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus avant le 1er janvier 2004.
- les *engagements de retraite et avantages assimilés* : le cumul des écarts actuariels liés au corridor existant à la date de transition et non constatés, a été intégralement comptabilisé au passif du bilan en contrepartie des capitaux propres.
- les *écarts de change liés à une activité à l'étranger* : les écarts de conversion cumulés au 1er janvier 2004 relatifs à la conversion des états financiers des activités à l'étranger ont été reclassés en réserves consolidées dans le bilan de transition.
- la *désignation des instruments financiers* précédemment comptabilisés : la classification de certains instruments financiers en actifs financiers disponibles à la vente ou à la juste valeur par le compte de résultat a été effectuée à la date d'application d'IAS 39 et non à partir de la date de comptabilisation initiale.

- les *paiements en actions* : le Groupe a opté pour l'application de la norme IFRS 2 aux seuls instruments de capitaux propres octroyés après le 7 novembre 2002 dont les droits n'étaient pas encore acquis au 31 décembre 2004. De même, les passifs résultant de transactions dont le paiement est fondé sur des actions qui ont été réglés avant le 31 décembre 2004 n'ont pas fait l'objet de retraitement.

Le groupe, n'a pas opté pour l'application des exemptions suivantes :

- la *juste valeur ou réévaluation utilisée comme coût présumé* : le groupe a choisi de reconstruire le coût historique des immobilisations corporelles et incorporelles conformément à IAS 16 et IAS 38 et de ne pas utiliser cette option.

Les impacts des normes IFRS sur les capitaux propres du Groupe au 1^{er} janvier 2004 et sur le résultat 2004 ont été publiés dans le cadre de l'information financière IFRS 2004 préliminaire, incluse dans le document de base enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 1^{er} avril 2005 sous le numéro I. 05-037.

1 – GÉNÉRALITÉS

1 – 1 Examen des comptes

Les états financiers consolidés 2006 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'Administration qui les a arrêtés par une délibération en date du 12 mars 2007.

Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires qui aura lieu le 23 mai 2007. Cette Assemblée dispose du pouvoir de modifier les comptes qui lui seront présentés.

1 – 2 Principes généraux d'établissement des états financiers

L'exercice d'une durée de 12 mois couvre la période du 1^{er} janvier au 31 décembre. Pour les sociétés ne clôturant pas leurs comptes annuels au 31 décembre, il n'est pas établi de situation intermédiaire en raison du faible impact de ces sociétés et leur date de clôture n'étant pas antérieure de plus de 3 mois au 31 décembre.

Les comptes consolidés sont préparés sur la base du coût historique, à l'exception de certains instruments financiers qui sont inscrits, à compter du 1^{er} janvier 2005, sur la base de leur juste valeur, à savoir :

- les actifs financiers détenus à des fins de transaction (trading),
- les actifs financiers disponibles à la vente,
- les instruments financiers dérivés,
- ainsi que les actifs et passifs qui font l'objet de couverture de juste valeur.

2 – PRINCIPES COMPTABLES

2 – 1 Principes de présentation

Structure du Bilan

Les actifs courants regroupent :

- les actifs destinés à être cédés ou consommés au cours du cycle d'exploitation du Groupe,

- les disponibilités et équivalents de disponibilités.

Les autres actifs constituent des actifs non courants.

Les passifs courants comprennent :

- les dettes afférentes au cycle normal d'exploitation du Groupe,
- ainsi que celles arrivant à échéance au cours des 12 prochains mois.

Les autres dettes constituent des passifs non courants.

Les découverts bancaires sont compris parmi les passifs courants.

Endettement financier net : le Groupe considère que « l'endettement financier net », agrégé à caractère non strictement comptable, est un indicateur pertinent de la mesure de l'endettement du groupe. Il est défini comme étant la somme des dettes financières courantes et non courantes et de la juste valeur des dérivés de couverture diminuée des disponibilités et équivalents de disponibilités et des titres de placement de trésorerie.

Structure du compte de résultat

Le compte de résultat est présenté par nature et est structuré autour des indicateurs suivants.

Résultat Opérationnel (RO)

Le résultat opérationnel regroupe l'ensemble des charges et produits directement liés aux activités du Groupe, que ces éléments soient des éléments récurrents (et usuels ou habituels) du cycle d'exploitation ou qu'ils résultent d'événements ou de décisions ponctuels ou inhabituels, y compris d'événements extraordinaires, sur lesquels le Groupe peut n'avoir aucune maîtrise.

Résultat net consolidé du Groupe (RESNET)

Il correspond au RO sous déduction des charges et des produits financiers et après prise en compte des impôts (courants et différés) et de la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence (déduction faite des éventuelles pertes de valeur y afférentes).

Devise de présentation

La devise de présentation des comptes est l'euro qui est la monnaie fonctionnelle de la société-mère. Les états financiers sont présentés en millions d'euros.

2 – 2 Jugement de la Direction et utilisation d'estimations

L'établissement des états financiers consolidés conduit la Direction de Gaz de France à effectuer des estimations et à formuler des hypothèses qui affectent les montants inscrits à l'actif, au passif, en produits et en charges dans les états financiers ou dans les notes annexes.

Les états financiers reflètent les meilleures estimations dont puisse disposer la Direction, sur la base des informations disponibles à la date d'arrêt des comptes. Les principes comptables appliqués par le Groupe ainsi que les hypothèses ou estimations afférents aux domaines complexes qui requièrent un haut degré de jugement ou qui ont un impact significatif sur les états financiers sont validés par la Direction du Groupe et ont été préalablement approuvés par le Comité d'Audit.

Les résultats définitifs peuvent cependant diverger sensiblement de ces estimations en fonction d'hypothèses ou de situations qui pourraient s'avérer différentes de celles envisagées, notamment pour :

- les provisions pour démantèlement et remise en état des sites (cf notes 2.22 et 8)

Les estimations prises en compte pour la détermination du niveau de provision sont fondées sur les informations actuelles relatives aux coûts et modalités techniques de réalisation. Ainsi, l'évaluation des montants à régler au titre de l'obligation est sensible aux évolutions réglementaires et technologiques.

L'évaluation des provisions pour démantèlement et remise en état des sites est également sensible aux hypothèses de taux d'actualisation et à l'échéance des coûts futurs envisagés.

La provision est revue à minima annuellement.

- les provisions pour avantages liés au personnel (cf note 2.21 et 26)

Les engagements de retraites sont calculés conformément à la norme IAS 19 selon la méthode actuarielle des unités de crédit projetées, les écarts actuariels dégagés sont constatés par inscription directe en capitaux propres (méthode SORIE).

Les concepts importants d'estimation concernent notamment les dispositions du régime, la maturité du régime, les caractéristiques des effectifs concernés, les hypothèses économiques parmi lesquelles l'hypothèse d'inflation qui affecte le niveau de toutes les autres hypothèses économiques ainsi que les hypothèses de rendement des actifs.

L'estimation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi est sensible aux hypothèses de taux d'actualisation, de taux d'augmentation des salaires et d'autres hypothèses actuarielles.

- les autres provisions pour risques (cf note 2.22 et 8),

Tout changement affectant les modalités définitives de résolution du risque, notamment en matière de litiges, peut avoir un effet significatif sur le montant de provision reconnue.

S'agissant de provisions à long terme, l'évaluation des provisions pour risques peut être sensible aux hypothèses de taux d'actualisation.

Les provisions sont revues à chaque arrêté.

- la charge d'impôt et la reconnaissance des impôts différés actifs (cf note 2.8 et 21)

L'évaluation des impôts différés dépend de différents facteurs parmi lesquels l'échéancier de retournement des paiements des impôts. Les données utilisées sont sensibles aux évolutions de taux d'impôt et de résultats fiscaux futurs, notamment au titre de l'évolution de la situation fiscale du Groupe résultant de transactions futures significatives.

- le chiffre d'affaires réalisé non relevé non facturé (cf note 2.15),

Le gaz livré non relevé et non facturé dit « Gaz en Compteurs » est déterminé pour Gaz de France SA sur la base d'une méthode intégrant les chroniques de consommations des clients et valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteurs.

Ces estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté de comptes.

- les tests de perte de valeur (cf note 2.12)

Lorsque des tests d'impairment sont conduits, la valeur recouvrable de l'unité Génératrice de Trésorerie (UGT) est appréciée en fonction soit d'une mesure de cash flows futurs soit de la valeur de marché de l'entité si cette dernière lui est supérieure. Ces estimations impliquent un haut degré de jugement et sont en cohérence avec les prévisions et plans tels qu'établis par la direction du Groupe.

Le taux d'actualisation est fonction du coût moyen pondéré du capital ajusté des risques spécifiques de l'entité.

Compte tenu des sensibilités spécifiques et des variables propres aux principaux secteurs d'activité du Groupe, cours des matières premières, cours des devises, les estimations de résultats et de flux futurs de trésorerie sont susceptibles de varier.

- La valorisation des instruments dérivés (cf note 2.24.4)

La juste valeur des instruments financiers dérivés est déterminée soit en fonction de cotations publiées sur des marchés actifs, soit sur la base de transactions récentes si elles sont disponibles, soit à partir de modèles de valorisation développés par le Groupe et qui sont basés sur des données de marché.

2 – 3 Positions comptables retenues par le Groupe en l'absence de dispositions spécifiques prévues par les normes

Acquisitions d'intérêts minoritaires

La comptabilisation des acquisitions d'intérêts minoritaires n'est pas traitée actuellement par le référentiel IFRS, et les réflexions en cours de l'IASB sur la comptabilisation de ce type de transactions s'inscrivent dans le cadre des amendements conceptuels importants attendus sur la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises ». Aussi, et en l'absence de règles spécifiques, le Groupe a conservé la méthode appliquée selon les textes français. Ainsi, en cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une filiale, la différence entre le prix payé et la valeur comptable des intérêts minoritaires acquis telle qu'elle ressort des comptes consolidés du Groupe avant l'acquisition, est comptabilisée en tant qu'écart d'acquisition.

Engagements de rachat d'intérêts minoritaires

Le Groupe a conclu des accords avec des actionnaires minoritaires de filiales consolidées, par lesquels il s'engage à leur racheter, à partir d'une certaine date, leurs participations, pour un montant qui peut être fixe ou déterminé au moment du rachat.

En l'état des textes actuels, ces engagements sont comptabilisés en dettes financières pour la valeur de rachat (qui peut être la valeur actualisée du prix d'exercice en cas de prix fixe) en contrepartie d'une réduction des intérêts minoritaires, la différence entre leur montant et celui de l'engagement étant portée en « écarts d'acquisition ». Cette approche reflète le traitement comptable qui aurait été appliqué au moment du rachat. Dans le compte de résultat, les intérêts minoritaires continuent d'être constatés et la variation ultérieure de la valeur de l'engagement est comptabilisée par ajustement du montant de l'écart d'acquisition.

Bien que l'IFRIC ait confirmé la nécessité de comptabiliser une dette financière, aucune interprétation ne sera finalement publiée. Aussi, la révision de ce mode de comptabilisation n'interviendra éventuellement qu'à l'issue des travaux engagés par l'IASB sur l'amendement de la norme IFRS 3 – Regroupement d'entreprises.

Comptabilisation des droits d'émission de gaz à effet de serre

En l'absence de norme IFRS ou interprétation relative à la comptabilisation des quotas d'émission de CO₂, les dispositions suivantes ont été mises en œuvre. Les quotas attribués à titre gratuit sont comptabilisés pour une valeur nulle. Les opérations réalisées sur le marché sont comptabilisées à leur valeur de transaction. L'écart éventuel défavorable entre les quotas disponibles et les obligations de restitution à l'échéance fait l'objet de provisions pour risques et charges pour leur valeur de marché.

2 – 4 Filiales du secteur financier

Les comptes des filiales du secteur financier sont élaborés selon le plan comptable des établissements financiers, pour l'établissement des comptes consolidés IFRS, les comptes sont reclassés comme suit :

- les crédits à la clientèle relèvent des postes actifs courants ou actifs non courants du secteur financier ;
- le refinancement des crédits à la clientèle est inscrit en dettes du secteur financier.

Les produits de l'activité crédit à la clientèle sont inscrits sous la rubrique « produits des activités du secteur financier » et font partie du chiffre d'affaires.

Concernant les activités de Gaselys, seule la marge brute comptable dégagée par ces activités est inscrite sous la rubrique « produits des activités du secteur financier ».

2 – 5 Conversion

2 – 5.1 Conversion des transactions exprimées en devises

Les transactions en devises sont converties dans la monnaie fonctionnelle de l'entité en appliquant le cours de change en vigueur à la date de la transaction. Les actifs et passifs monétaires libellés en devises sont convertis au cours de change en vigueur à la date de clôture. Les différences de change qui résultent de ces opérations sont comptabilisées au compte de résultat en produit ou en perte de change.

Les actifs et passifs non monétaires libellés en devises étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

En revanche, la valeur recouvrable des actifs corporels dépréciés est déterminée à partir du cours de change à la date de clôture.

2 – 5.2 Conversion des états financiers libellés en devises des filiales hors zone euro

Les états financiers des sociétés du Groupe dont la monnaie fonctionnelle est différente de celle de la société mère sont convertis selon la méthode du cours de clôture.

Les actifs et passifs, y compris l'écart d'acquisition et les ajustements relatifs à la détermination de la juste valeur en consolidation, sont convertis en euros au cours de change en vigueur à la date de fin de période (clôture des comptes).

Les produits et charges sont convertis en euros au cours de change moyen de la période tant que celui-ci n'est pas remis en cause par des évolutions significatives des cours.

Les écarts de conversion qui en découlent sont comptabilisés directement dans les capitaux propres.

Pour les filiales autonomes dont la monnaie de fonctionnement est différente de la monnaie locale, la conversion est effectuée en deux étapes : de la monnaie locale à la monnaie de fonctionnement, selon la méthode du cours historique, puis de la monnaie de fonctionnement à l'euro, selon la méthode du cours de clôture.

Principaux cours de conversion

Les principaux taux de change appliqués hors zone euro en 2006, 2005 et 2004 figurent en Annexe C Note 36.

2 – 6 Périmètre et méthodes de consolidation

Principes de consolidation

Les sociétés contrôlées par le Groupe, c'est-à-dire sur lesquelles le Groupe dispose du pouvoir de diriger les politiques financière et opérationnelle afin d'en obtenir les avantages, sont consolidées selon la méthode de l'intégration globale.

Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe ou indirecte, est supérieure à 50 % des droits de vote. Le contrôle exclusif concerne également les entités ad hoc contrôlées, quelle que soit leur forme juridique, y compris en l'absence de lien en capital.

Les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint avec un nombre limité d'associés en vertu d'un accord contractuel sont consolidées selon la méthode de l'intégration proportionnelle : les actifs, passifs, revenus et charges sont consolidés ligne à ligne et inclus avec les éléments similaires sous chaque rubrique d'actifs et de passifs des états financiers au prorata de la participation.

Les entités associées sur lesquelles le Groupe exerce une influence notable sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. L'influence notable est le pouvoir de participer aux décisions de politiques financière et opérationnelle sans pour autant exercer le contrôle ou un contrôle conjoint sur ces politiques. Elle est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure à 20 %. L'écart d'acquisition lié à ces entités est inclus dans la valeur comptable de la participation.

L'existence et l'effet des droits de vote potentiels exerçables ou convertibles à la date de clôture sont pris en compte lors de la détermination du contrôle ou de l'influence notable exercés sur l'entité sauf en cas de restriction au contrôle.

La liste des filiales et la méthode de consolidation associée sont détaillées en Annexe C Note 35.

Opérations intragroupe

Les transactions réciproques entre sociétés intégrées dans le périmètre de consolidation sont éliminées. Cette élimination est faite au prorata du pourcentage d'intégration pour les sociétés intégrées proportionnellement.

2 – 7 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition.

Lors d'une entrée dans le périmètre de consolidation, les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entité acquise qui satisfont aux critères de comptabilisation en IFRS, sont comptabilisés à la juste valeur déterminée à la date d'acquisition, à l'exception des actifs non courants classés comme actifs détenus en vue de la vente qui sont comptabilisés à la juste valeur moins les coûts de sortie.

Seuls les actifs et passifs identifiables satisfaisant aux critères de reconnaissance d'un actif ou d'un passif chez l'acquise sont comptabilisés lors du regroupement. Ainsi, un passif de restructuration n'est pas comptabilisé en tant que passif de l'acquise si celle-ci n'a pas une obligation actuelle, à la date d'acquisition, d'effectuer cette restructuration.

L'écart d'acquisition correspond à la différence entre le coût d'acquisition des titres et la part d'intérêt de Gaz de France dans la juste valeur de l'actif net acquis, retraité aux normes du Groupe. Il est toujours exprimé dans la devise de l'entité acquise. Il est comptabilisé par la suite à son coût diminué des dépréciations et n'est pas amorti mais fait l'objet de tests de dépréciation chaque année ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes identifiés.

Les ajustements de valeurs des actifs et passifs relatifs à des acquisitions comptabilisées sur une base provisoire (en raison de l'absence de résultat d'expertises ou d'analyses complémentaires) sont comptabilisés comme un ajustement rétrospectif de l'écart d'acquisition s'ils interviennent dans la période de douze mois à compter de la date d'acquisition. Au-delà de ce délai, les effets sont constatés directement en résultat sauf à ce qu'ils correspondent à des corrections d'erreurs.

Les éléments de résultat, produits et charges de filiales acquises (ou cédées) en cours d'exercice sont enregistrés dans le compte de résultat consolidé à compter de la date d'acquisition (ou jusqu'à la date de cession).

Enfin, les intérêts minoritaires sont comptabilisés sur la base de la juste valeur des actifs nets acquis.

2 – 8 Impôts différés

Les impôts différés résultent des différences temporelles entre la valeur comptable des actifs et passifs et leur valeur fiscale.

Le calcul de l'impôt différé est effectué par entité fiscale et selon la méthode du « report variable », tous les décalages temporels étant retenus.

Les impôts différés actifs sont générés notamment par les différences temporelles résultant des regroupements d'entreprises, les retraitements de provisions et les déficits fiscaux dont l'utilisation est probable. Ils ne sont comptabilisés que dans la mesure où il est probable qu'un bénéfice imposable sera disponible sur lequel les différences temporelles pourront être imputées.

Les impôts différés passifs sont dus, pour partie, aux décalages d'amortissements, à l'étalement de l'imposition des plus-values, aux effets des regroupements d'entreprises, aux différences temporelles sur les participations mises en équivalence et, à compter de 2005, à l'impact de la réévaluation des instruments financiers.

Un impôt différé passif est comptabilisé pour toutes les différences temporelles taxables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées et coentreprises, sauf lorsque le Groupe contrôle le renversement de la différence et qu'il est probable que la différence temporelle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôts différés sont évalués en fonction des taux d'imposition votés ou quasi votés à la date de clôture. L'effet d'un changement de taux d'imposition est comptabilisé dans le résultat de l'exercice ou dans les capitaux propres, selon l'élément auquel il se rapporte.

Les impôts différés sont classés en actifs et passifs non courants.

2 – 9 Immobilisations incorporelles

Actifs incorporels du domaine concédé

L'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » traite des accords conclus en principe entre une entreprise et une entité du secteur public (Etat, collectivité locale, ..), le concessionnaire et le concédant, dont l'objet est d'offrir au public des prestations de service public. Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation, 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, à qui et à quel prix ils doivent être rendus ;
- le concédant contrôle, par la propriété, le droit aux bénéfices ou tout autre moyen, tout intérêt résiduel dès lors que celui-ci est significatif dans l'infrastructure au terme du contrat.

L'interprétation IFRIC 12 dispose que, lorsque le concessionnaire doit procéder à la construction de biens formant l'infrastructure (construction de biens de premier établissement) pour pouvoir bénéficier du « droit de facturer les utilisateurs », cette prestation de construction relève de la norme IAS 11 sur les contrats de construction (cf 2.25.1), et que les droits reçus en retour constituent un échange à comptabiliser en application de la norme IAS 38.

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 : la juste valeur des travaux représente le coût d'acquisition de l'actif incorporel qui est comptabilisé au moment de la construction des ouvrages ; pour Gaz de France, en l'absence de différenciation entre la rémunération de la phase de construction et celle de la phase d'exploitation dans la détermination des tarifs d'accès des tiers aux réseaux et de référence externe de juste valeur pour ces deux éléments, le chiffre d'affaires comptabilisé au titre de la phase de construction est limité au montant des coûts exposés ;
- les dépenses de renouvellement à l'identique font l'objet de la constitution de provisions pour renouvellement comptabilisées en application d'IFRIC 12 ;

Les actifs incorporels du domaine concédé font l'objet d'un amortissement linéaire sur la durée résiduelle de la concession. En cas de renouvellement anticipé d'une concession, les valeurs nettes comptables existant à la date de renouvellement du contrat, continuent d'être amorties selon le plan d'amortissement initial.

Les dotations aux amortissements figurent en « Amortissements et provisions » dans le résultat opérationnel.

Frais de recherche et développement

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement sont comptabilisés en charge de période sauf s'ils satisfont aux critères de reconnaissance d'IAS 38. Il s'agit des dépenses engagées sur des projets de développement ayant pour but d'améliorer de manière substantielle des procédés actuels ou de développer des nouveaux procédés jugés techniquement viables, ou dont l'utilité est démontrée dans le cas d'une utilisation en interne et dont il est probable qu'ils généreront des avantages économiques.

Les dépenses ainsi immobilisées regroupent les coûts de main d'œuvre directe ainsi que le coût des matériaux et prestations nécessaires à la réalisation de ces projets.

Par la suite, les montants ainsi activés sont comptabilisés au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur. Pour les projets en cours, indisponibles pour une utilisation immédiate, un test de dépréciation est mis en œuvre de manière systématique chaque année ou plus fréquemment si des indices de pertes existent.

Autres immobilisations incorporelles

Les autres actifs incorporels comprennent notamment les droits acquis séparément ou lors de regroupement pour l'exploitation de brevets, de licences, de marques, de droits d'entrée sur les réseaux de distribution (hors France), les contrats clientèles acquis, les quotas d'émission de CO2 acquis, les droits à capacité sur des centrales ainsi que les logiciels informatiques acquis ou créés.

Les frais exposés sur des éléments générés en interne comme les marques et autres éléments similaires sont inscrits en charges.

Les actifs incorporels acquis auprès de tiers sont comptabilisés pour leur coût d'achat majoré des frais accessoires liés à leur acquisition et à leur mise en état d'utilisation. Ceux acquis lors des regroupements sont comptabilisés à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Les logiciels créés sont inscrits à l'actif pour leur coût de production.

Les dépenses ultérieures relatives aux systèmes d'information sont capitalisées si elles augmentent les avantages économiques futurs de l'actif spécifique auxquelles elles se rapportent et que ce coût peut être attribué à l'actif de manière fiable. Toutes les autres dépenses dont celles liées aux développements d'actifs incorporels créés en interne dans le cadre de l'activité (marque, fichier clients,...) ne sont pas capitalisées mais comptabilisées en charges au cours de l'exercice de leur survenance.

Les immobilisations incorporelles à durée d'utilité indéfinie ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de dépréciation systématique à minima annuel. Elles comprennent essentiellement les écarts d'acquisition.

Les immobilisations incorporelles à durée d'utilité définie sont amorties en linéaire sur leur durée d'utilité comprise entre 5 et 20 ans et dépréciées en cas d'indice de perte de valeur.

2 – 10 Immobilisations corporelles

Evaluation initiale

Les immobilisations corporelles du Groupe sont comptabilisées à leur coût d'achat ou de production. Il inclut tous les frais directement attribuables à l'immobilisation mais aussi tous les coûts de démantèlement qui seront nécessaires à la fin de la période d'utilisation de l'actif.

Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production de certains actifs jusqu'à leur date de mise en service sont comptabilisés en charges financières dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Mode de suivi ultérieur des immobilisations corporelles

Les immobilisations sont évaluées par la suite selon le modèle du coût historique c'est-à-dire au coût moins les amortissements et de toute dépréciation.

Composants

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, l'actif est comptabilisé globalement. Si, dès l'origine, un ou

plusieurs éléments ont chacun des durées d'utilité différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Cette approche concerne essentiellement les installations techniques complexes (installations de compression, cogénération...).

Les dépenses de gros entretien récurrent ou de grande révision programmée sont comptabilisées à l'actif en tant que composants et amorties sur la durée existante entre deux révisions majeures.

Méthode et durées d'amortissement

L'amortissement correspondant à la façon dont les avantages sont consommés, est calculé selon le mode linéaire, à l'exception des actifs productifs du secteur Exploration-Production.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs, ou des durées retenues par les instances de régulation pour la fixation des tarifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- Installations techniques
 - Installations de distribution (conduites, branchements, postes et comptages) : de 30 à 45 ans
 - Autres installations de distribution : de 10 à 20 ans
 - Installations de transport (réseau, raccordement, compression) : de 30 à 50 ans
 - Installations de stockage : de 30 à 50 ans
 - Terminaux méthaniers : de 20 à 40 ans
- Constructions : de 20 à 40 ans
- Autres immobilisations : de 3 à 15 ans

Ces durées sont revues à chaque arrêté lorsque les attentes diffèrent par rapport aux estimations précédentes et les changements sont comptabilisés comme un changement d'estimation conformément à IAS 8.

Dépenses ultérieures sur immobilisations

Les dépenses ultérieures sont comptabilisées à l'actif si elles satisfont aux critères de reconnaissance d'IAS 16, c'est-à-dire si elles ont pour conséquence une augmentation de la capacité productive, de la durée probable d'utilisation ou encore de la valeur des éléments d'actifs. Ces critères sont appréciés avant l'engagement de la dépense. De même, les dépenses liées à la sécurité et à l'environnement sont immobilisées lorsqu'elles sont nécessaires pour que d'autres actifs continuent de générer des avantages économiques.

Les dépenses effectuées pour la maintenance des immobilisations sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Actif de démantèlement des sites

Dès la mise en service de l'actif sur lequel pèse l'obligation de démantèlement, Gaz de France constate dans le coût de l'actif (en contrepartie d'une provision) l'intégralité des coûts futurs, actualisés en fonction de l'échéance de démantèlement.

Cet actif est amorti linéairement sur la durée résiduelle courant jusqu'au démantèlement.

Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par le Groupe sont comptabilisées en produits différés et amorties au même rythme que les immobilisations corporelles auxquelles elles se rapportent.

Actifs des sociétés d'exploration-production

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales » pour comptabiliser les coûts d'exploration et d'estimation :

- les dépenses de géologie et géophysique sont enregistrées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont exposées,
 - les coûts des forages d'exploration et d'estimation sont immobilisés en investissements en cours dans l'attente de déterminer la faisabilité technique et la viabilité commerciale des réserves. Lorsque ces conditions sont satisfaites, ces montants sont inscrits en immobilisations corporelles et amortis sur la durée de production des réserves ; dans le cas contraire, ils sont comptabilisés en charges.
- Le Groupe applique la méthode des « successful efforts » pour comptabiliser les coûts de développement et les droits miniers.
- les droits miniers correspondant à des gisements non prouvés sont immobilisés et sont dépréciés si aucune découverte de réserves commercialisables n'est réalisée,
 - les investissements infructueux dans le développement sont inscrits en charges dans l'année au cours de laquelle ils se sont avérés infructueux.

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

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

2 – 11 Contrats de location

Location-financement

Les contrats de location à long terme et les contrats de prestations à long terme qui confèrent le droit d'utiliser un actif sont traités comme des contrats de location-financement dès lors qu'ils transfèrent au preneur la majeure partie des risques et des avantages inhérents à la propriété des actifs loués, que la propriété des biens soit ou non transférée en fin de contrat. Il s'agit des contrats de crédit-bail ainsi que de certains contrats d'affrètement de méthaniers pour le transport du GNL ou de réservation de capacité.

Les biens financés en contrat de location-financement sont inscrits en immobilisations corporelles dès que le Groupe est autorisé à exercer son droit d'utilisation, au plus bas de la juste valeur des biens loués et de la valeur actualisée des paiements minimaux à venir au titre de la location. Ces actifs sont amortis sur la plus courte des durées d'utilité des biens ou du contrat.

Les redevances payées par le preneur au titre de la location sont ventilées entre amortissement de la dette et charge financière de manière à obtenir un taux d'intérêt périodique constant sur le montant des capitaux restant dû au titre de chaque exercice comptable.

Dans le cas où le Groupe est bailleur, les biens en location-financement sont enregistrés au bilan comme une créance commerciale pour un montant égal à l'investissement net. La créance est amortie au rythme des remboursements en capital reçus du preneur.

Les loyers facturés au titre de la location-financement se décomposent entre le remboursement de la créance et un produit de façon à produire un taux d'intérêt constant sur le montant de la créance résiduelle.

Location simple

Les contrats de location pour lesquels une partie significative des risques et avantages inhérents à la propriété sont conservés par le bailleur sont classés en location simple. Les paiements effectués au regard des contrats de cette nature sont comptabilisés en charges de la période au compte de résultat.

IFRIC 4 – Déterminer si un accord contient un contrat de location

Cette interprétation traite des modalités d'identification et de comptabilisation des contrats de service, d'achat ou de vente 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. Ces contrats peuvent contenir une location et les parties à l'accord doivent appliquer à l'élément location du contrat les dispositions de l'IAS 17 et en conséquence classer cet élément comme contrat de location simple ou comme contrat de location financement. Dans le cas d'un contrat par lequel le Groupe alloue des capacités de transport ou de transformation, les conséquences pour Gaz de France sont de constater une créance financière pour refléter le financement porté par Gaz de France lorsque le Groupe est considéré comme crédit-bailleur vis-à-vis de ses clients.

2 – 12 Altération de valeur des actifs immobilisés incorporels et corporels

Perte de valeur

Le test de perte de valeur sur les écarts d'acquisition et les immobilisations incorporelles dont la durée d'utilité est indéfinie est effectué annuellement de manière systématique et plus fréquemment si des indices de pertes existent.

Ce test n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de

changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

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

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

Une perte de valeur de l'actif ou de l'écart d'acquisition est constatée pour ramener leur valeur comptable à leur valeur recouvrable lorsque cette dernière est inférieure. La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée de la juste valeur nette des coûts de sortie et de la valeur d'utilité.

Les actifs dont la valeur recouvrable ne peut être estimée de façon isolée sont regroupés en Unités Génératrices de Trésorerie (UGT). L'UGT est le plus petit groupe d'actifs identifiables dont l'utilisation génère des flux de trésorerie autonomes.

Les UGT coïncident, de façon générale, aux structures juridiques à l'exception :

- du secteur Exploration-Production où l'UGT est le champ d'hydrocarbures, voire le regroupement de plusieurs champs, lorsqu'ils présentent une proximité géographique ou des caractéristiques similaires et que chaque champ du regroupement ne génère pas de flux de trésorerie qui soient indépendants de ceux des autres champs de ce regroupement ;
- de la Maison Mère où les UGT sont définies en cohérence avec la segmentation retenue.

Une perte de valeur est constatée lorsque la valeur comptable de l'Unité Génératrice de Trésorerie (UGT) à laquelle sont rattachés les actifs excède la valeur recouvrable de l'UGT. La valeur recouvrable est le plus souvent déterminée par référence à la valeur d'utilité du groupe d'actifs, calculée à partir de la somme des flux de trésorerie futurs actualisés attendus de ces actifs dans le cadre des hypothèses économiques et des conditions d'exploitation prévues par la Direction Générale du Groupe, notamment sur le cours des énergies.

En pratique, l'estimation des flux de trésorerie est fondée :

- sur des business plans établis sur un horizon explicite de cinq ans. Au-delà de cet horizon, les extrapolations de prévisions, jusqu'à la date anticipée de fin d'utilisation de l'actif ou de l'UGT, sont réalisées, sauf exception justifiée, sur la base d'un taux de croissance stable ou en baisse.

- sur l'état actuel de l'actif ou de l'UGT, sans tenir compte des améliorations induites par les investissements futurs de performance ou de capacité.

Le taux d'actualisation utilisé est le coût moyen pondéré du capital déterminé par référence au secteur d'activité considéré et ajusté en fonction des facteurs de risques spécifiques non pris en compte lors de la détermination des flux de trésorerie, comme le risque pays ou le risque spécifique de l'activité.

La perte de valeur est allouée aux actifs de l'UGT dans l'ordre suivant : en premier lieu, à l'écart d'acquisition affecté à l'UGT, puis aux autres actifs de l'UGT au prorata de leur valeur comptable.

Les pertes de valeur relatives aux écarts d'acquisition sont irréversibles.

Les autres pertes de valeur constatées sont ajustées en cas de réappréciation de valeur de l'actif dans la limite de la valeur nette comptable qu'aurait eue l'immobilisation à la même date si elle n'avait pas été dépréciée.

2 – 13 Titres mis en équivalence

Sous cette rubrique sont présentées les participations dans des entités associées, lesquelles sont comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence. Selon cette méthode, la participation est initialement comptabilisée au coût. Ainsi, la valeur comptable est augmentée ou diminuée pour comptabiliser la quote-part de l'investisseur dans les résultats de l'entreprise détenue après la date d'acquisition. Les distributions reçues de l'entreprise détenue réduisent la valeur comptable de la participation.

Enfin, l'écart d'acquisition lié à ces entités est inclus dans la valeur comptable de la participation.

2 – 14 Stocks

Gaz en réservoirs souterrains

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

Gaz coussin

Valorisé au coût moyen d'achat toutes origines confondues majoré des coûts de regazéification, de transport et d'injection, le gaz « coussin » est enregistré en immobilisations. Il lui est appliqué un amortissement de dépréciation linéaire sur une durée identique à celle appliquée aux installations de surface des réservoirs souterrains.

Gaz utile

Le gaz « utile » est porté en stocks. En France, il est valorisé au coût moyen d'achat en entrée de réseau de transport français, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Une provision pour dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré (CMUP).

Autres stocks

Les autres stocks sont évalués au coût d'acquisition ou de production. Les coûts de production comprennent les coûts directs de matières premières et de main d'œuvre et une allocation de frais communs représentative des frais indirects de production, à l'exclusion des frais généraux administratifs.

Les sorties de stocks sont comptabilisées selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré.

Lorsque la valeur nette réalisable d'une catégorie de stock est inférieure à sa valeur établie selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré, une dépréciation est constituée pour la différence.

Les dépréciations relatives aux stocks de pièces détachées qui ne constituent pas des composants majeurs et aux stocks de consommables sont calculées en fonction de la valeur nette de réalisation, laquelle est déterminée à partir d'une analyse spécifique de la rotation et de l'obsolescence des articles en stock qui prend en considération l'écoulement des pièces dans le cadre des activités de maintenance.

2 – 15 Créances

Créances clients et comptes rattachés

Les créances clients regroupent toutes les créances liées à la vente d'énergie, aux prestations annexes et les créances rattachées au cycle d'exploitation. Les créances sont inscrites pour leur montant nominal, hormis celles pour lesquelles les effets de l'actualisation sont significatifs. En fonction du risque de non-recouvrement basé sur des analyses individuelles et statistiques, une provision pour dépréciation est constituée.

Gaz livré non facturé

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non.

Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

La quote-part des charges de relève liées à ces recettes potentielles mais qui seront exposées au cours de la période suivante ainsi que le risque potentiel de non-recouvrement sont pris en compte.

Le gaz livré non relevé et non facturé dit « Gaz en Compteurs » est déterminé sur la base d'une méthode intégrant les chroniques de consommations des clients et valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteurs.

Créances d'impôts et autres débiteurs

Les autres créances, en dehors des éventuelles créances d'impôt et des avances faites auprès des fournisseurs sont valorisées selon la méthode du coût amorti lorsque les effets de l'actualisation sont significatifs. Dans le cas contraire, elles sont maintenues en valeur nominale.

2 – 16 Disponibilités et équivalents de disponibilités

Les disponibilités et les équivalents de disponibilité comprennent les avoirs en caisse et les dépôts à vue ainsi que les placements dans des titres très liquides, immédiatement convertibles en espèces pour un montant connu, et dont la valeur a très peu de risque de varier : valeurs mobilières de placement par nature très liquides (SICAV et FCP monétaires), ainsi que celles qui comportent des maturités venant à échéance dans un délai maximal de 3 mois à compter de leur acquisition.

Ces titres sont comptabilisés, à compter du 1er janvier 2005, à leur juste valeur ; les effets de la réévaluation sont constatés en résultat financier.

2 – 17 actifs non courants destinés à être cédés

Les actifs non courants destinés à être cédés correspondent à un ensemble d'actifs dont le Groupe a l'intention de se défaire dans un délai de douze mois, par une vente, un échange contre d'autres actifs ou tout autre moyen, mais en une transaction unique.

Seuls les actifs non courants disponibles pour une cession immédiate et hautement probable sont classés sous la rubrique « Actifs non courants destinés à être cédés ». Selon la norme IFRS 5, ces actifs sont évalués au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. L'amortissement de ces actifs cesse à compter de la date de leur classement dans cette catégorie.

2 – 18 Capitaux propres

Réserve d'écart de juste valeur

Cette réserve représente la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers (non courants) disponibles à la vente et de certains instruments de couverture (part efficace des couvertures de flux de trésorerie et d'investissement net à l'étranger pour les opérations non dénouées).

Frais d'émission de capital

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés, nets d'impôt, en diminution des capitaux propres. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

Dividendes

Les dividendes non versés sont comptabilisés comme une dette durant la période au cours de laquelle ils sont attribués.

2 – 19 Titres d'autocontrôle

Les titres d'autocontrôle sont comptabilisés en diminution des capitaux propres sur la base de leur coût d'acquisition. Lors de leur cession, les gains et pertes sont inscrits directement dans les réserves consolidées pour leurs montants nets d'impôt et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

2 – 20 Paiements en actions

L'article 11 de la loi de privatisation de 1986 prévoit qu'en cas de cession d'une participation de l'Etat suivant les procédures du marché financier, des titres doivent être proposés aux salariés et anciens salariés du Groupe Gaz de France. Dans le cadre de l'ouverture du capital, l'Etat a procédé à une offre réservée.

En application d'IFRS 2, les avantages accordés aux salariés au titre de ces offres réservées sont évalués au moment de leur attribution. Ils constituent un complément de rémunération, qui est comptabilisé en charge de l'exercice au fur et à mesure de l'acquisition des droits par le salarié.

2 – 21 Avantages liés au personnel

2 – 21.1 Principes d'évaluation des obligations du Groupe

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des unités de crédit projetées. La valeur actualisée des obligations du Groupe est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité, de rotation du personnel inhérentes à chaque entité.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués. Dans les pays où une telle référence n'existe pas, le taux retenu est obtenu par référence à celui des obligations d'Etat. Ces taux sont homogénéisés sur la zone euro.

Les calculs des engagements de Gaz de France SA, GRTgaz et DK6 sont effectués par la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières. Le Groupe recourt à un cabinet d'actuariat pour assurer la coordination du reporting des filiales et garantir la cohérence des données.

Détermination des écarts actuariels

Les gains ou pertes actuariels sur tous les régimes à prestations définies d'avantages postérieurs à l'emploi, résultant de changements d'hypothèses actuarielles ou d'ajustements liés à l'expérience (différences entre les hypothèses actuarielles antérieures et les événements effectivement constatés) sont comptabilisés au passif en contrepartie des capitaux propres. Pour les avantages à long terme, les écarts actuariels sont intégralement comptabilisés en résultat de l'exercice.

Fonds externalisés

Les fonds externalisés sont appelés à couvrir des engagements de retraites et autres prestations assimilées. Ils sont évalués au bilan en valeur de marché ou, le cas échéant, sur la base de l'évaluation communiquée par le gestionnaire.

Les gains ou pertes actuariels résultant de la différence entre le rendement attendu des actifs et le rendement réel sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des capitaux propres.

Les actifs de couverture sont déduits de la dette actuarielle pour la présentation au bilan.

Lorsque à la clôture de l'exercice, le montant net de la dette actuarielle, après déduction de la juste valeur des actifs du régime, présente un montant débiteur, un actif est reconnu au bilan dans la limite du cumul de ces éléments différés et de la valeur actualisée des sommes susceptibles d'être récupérées par l'entreprise sous la forme d'une réduction de cotisations futures.

Comptabilisation des coûts de désactualisation des provisions et des produits de rendement attendu des actifs de couverture

Les charges de désactualisation des provisions pour avantages au personnel et les produits de rendements attendus des actifs de couverture sont comptabilisés en résultat financier.

2 – 21.2 Avantages du personnel de Gaz de France SA, GRTgaz et DK6

Avantages postérieurs à l'emploi (plans à prestations définies)

En dehors du régime complémentaire sur les retraites, les avantages postérieurs à l'emploi dont bénéficient les actifs et les inactifs sont les indemnités de fin de carrière, les congés exceptionnels de fin de carrière, l'avantage en nature énergie, l'indemnité de secours immédiat et l'indemnité compensatrice de frais d'études.

Avantages à long terme (plans à prestations définies)

Les engagements au titre des avantages à long terme portent sur les pensions d'invalidité, les rentes d'incapacité temporaire, les rentes d'accident du travail et de maladie professionnelle et les médailles du travail. L'estimation de ces avantages fait l'objet d'hypothèses actuarielles.

2 – 21. 3 Avantages du personnel des filiales

Retraites

Les régimes de retraite des filiales sont constitués de plans à cotisations définies et de plans à prestations définies.

Plans à cotisations définies

La gestion de ces plans est assurée par un organisme extérieur auquel la filiale s'engage à verser des cotisations régulières.

Ces cotisations, augmentées du revenu de leur placement seront reversées à terme aux salariés retraités sous forme de rentes. Le montant des prestations à servir dépend du montant des cotisations versées aux organismes collecteurs.

L'obligation et l'engagement de la filiale sont limités au versement des cotisations appelées au cours de la période. Ces contributions constituent des charges d'exploitation de la période.

Plans à prestations définies

La filiale s'engage à garantir à terme aux retraités un montant ou un niveau de prestations défini contractuellement (prestations de retraite, prestations assimilées comme les indemnités de départ, complément de retraite,...).

C'est cette obligation envers les actifs futurs retraités et les retraités qui constitue l'engagement de la filiale et fait l'objet d'une provision.

Autres avantages

Selon les réglementations et usages en vigueur dans les pays d'appartenance des sociétés du Groupe, des avantages spécifiques (gratification pour ancienneté, avantages en nature, jubilés...) peuvent être accordés au personnel. Les engagements de passif social relatif à ces différents régimes sont évalués sur la base d'hypothèses actuarielles.

2 – 22 Autres provisions pour risques et charges

Une provision est constituée lorsque le Groupe a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques dont le montant peut être estimé de façon fiable.

Le montant comptabilisé en provision représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture. Les provisions à long terme sont actualisées en prenant en compte la date effective d'engagement des coûts. Le taux d'actualisation reflète les conditions d'un taux sans risque attaché à des obligations de même maturité, majoré de l'effet des risques spécifiques attachés au passif concerné.

Les dotations aux provisions, hors charges financières de désactualisation, figurent en « Amortissements et provisions » dans le résultat opérationnel. La charge de désactualisation figure en « Autres charges financières ».

Les provisions pour démantèlement et reconstitution des sites

Elles sont destinées à couvrir la valeur actuelle des coûts de remise en état des sites qui supportent ou ont supporté des ouvrages.

Leur montant reflète la meilleure estimation des coûts futurs déterminés, en fonction des exigences réglementaires actuelles ou en cours d'adoption, de l'état des connaissances techniques ainsi que de l'expérience acquise.

Elles sont constituées initialement en contrepartie d'un actif corporel qui est amorti sur la durée d'exploitation prévisible du site concerné.

Les révisions d'estimations (calendrier de démantèlement, estimation des coûts à engager) sont comptabilisées comme un ajustement de la valeur de l'actif, l'impact sur le montant de l'amortissement étant pris en compte de manière prospective. Enfin, un test de perte de valeur est mis en œuvre en cas d'augmentation de la valeur de l'actif.

La provision pour renouvellement

Dans le cadre des contrats de concession, une provision pour renouvellement est constituée de manière progressive pour couvrir l'obligation existant au titre des biens dont le renouvellement est probable avant l'échéance du contrat de concession qui les régit.

Dans la majorité des cas, elle est constituée à partir de la date de début du contrat de concession jusqu'à la date de renouvellement effectif.

2 – 23 Dettes fournisseurs et autres dettes

Les autres dettes sont constituées des dettes sociales, des produits encaissés d'avance afférents au nouvel exercice, des charges imputables à l'exercice en cours et qui ne seront payées qu'ultérieurement, ainsi que les composantes couvertes des engagements fermes d'achat ou de vente dans le cadre d'opérations éligibles à la comptabilité de couverture de juste valeur.

Les dettes commerciales et les autres dettes sont enregistrées à leur coût, exception faite des instruments dérivés passifs qui sont inscrits, à compter du 1er janvier 2005, à leur juste valeur.

2 – 24 Actifs et passifs financiers (principes appliqués à compter du 1er janvier 2005)

Les actifs et passifs financiers qui ne sont pas des actifs ou des passifs de transaction (trading) ou des instruments dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur plus les coûts de transaction directement imputables à l'acquisition ou à l'émission de l'actif ou du passif financier.

Cette disposition concerne les titres disponibles à la vente (actions et obligations), les prêts et créances émis par l'entreprise, les titres détenus jusqu'à leur échéance et les emprunts et autres dettes financières émis.

2 – 24.1 Actifs financiers

Actifs disponibles à la vente

Cette catégorie comprend notamment les titres de participation non consolidés, les autres titres de placement, certaines valeurs mobilières de placement...

Les gains et pertes latents liés aux variations de juste valeur sont directement comptabilisés dans les capitaux propres, en « réserve de juste valeur » et ne sont reclassés en résultat que lors de la cession des titres, ou lors de la constatation d'une dépréciation définitive.

Les titres pour lesquels il ne peut être établi de juste valeur demeurent inscrits à leur coût.

Portefeuille de transaction (trading)

Cette catégorie regroupe les instruments dérivés ainsi que les titres de placement gérés dans une logique de marge à court terme.

Ils sont réévalués ultérieurement à la juste valeur, les variations de juste valeur étant comptabilisées en contrepartie du résultat.

Prêts et créances long terme émis auprès de tiers

Cette catégorie regroupe les créances rattachées à des participations, les créances commerciales ainsi que les prêts à la clientèle du secteur financier. Ils sont évalués selon la méthode du coût amorti en appliquant le taux d'intérêt effectif.

Elles font l'objet de tests de perte de valeur dès l'apparition d'indices indiquant que leur valeur recouvrable serait inférieure à leur valeur au bilan et au moins à chaque arrêté comptable. La perte de valeur est enregistrée en résultat.

Actifs et passifs financiers courants

Les autres postes courants (clients et créances d'exploitation, titres de placements de trésorerie, fournisseurs et dettes d'exploitation, concours bancaires courants) sont évalués, à la date de comptabilisation initiale, à la juste valeur de la contrepartie à recevoir ou à donner. Cette valeur est en général la valeur nominale, en raison de l'intervalle de temps assez court existant entre l'initialisation de l'instrument et sa réalisation.

2 – 24.2 Titres participatifs

Gaz de France a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et en 1986 dans le cadre de la loi n 83.1 du 1er janvier 1983 et de la loi n 85.695 du 11 juillet 1985. Ces titres sont évalués au coût amorti. Ces titres ne répondant pas aux critères de définition d'un instrument de capitaux propres, ont été classés en dettes.

Depuis août 1992, ces titres participatifs sont remboursables à tout moment, en tout ou partie, au gré de Gaz de France à un prix égal à 130 % de leur nominal.

Rémunération

La rémunération des titres participatifs comporte, dans la limite d'un taux de rendement compris dans la fourchette [85 % , 130 %] du taux moyen des obligations, une partie fixe égale à 63 % du TMO et une partie variable assise sur la progression de la valeur ajoutée de l'exercice précédent de Gaz de France ou du Groupe (part Groupe) si cette dernière est plus favorable.

La rémunération des titres participatifs déterminée selon la méthode du taux d'intérêt effectif est comptabilisée en charge financière.

2 – 24.3 Passifs financiers et passifs du secteur financier

Les dettes financières sont comptabilisées initialement pour le montant des fonds reçus, nets des coûts de transaction encourus et des primes de remboursement ou d'émission.

Elles sont évaluées au coût amorti en appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif. Les charges financières ainsi calculées prennent en compte les frais d'émission et les primes d'émission ou de remboursement.

Les dettes financières comprennent également le montant des intérêts minoritaires envers lesquels le Groupe a des engagements de rachat.

2 – 24.4 Instruments financiers dérivés et opérations de couverture

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés principalement pour gérer les risques de change, de taux d'intérêt et de prix des matières premières auxquels il est confronté dans le cadre de ses opérations.

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, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

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

- le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats de même nature. En particulier, les opérations d'achat ou vente à terme avec livraison physique réalisées dans un strict but d'équilibrage en volumes des balances d'énergie du Groupe ne sont pas considérées par le Groupe comme constitutives d'une pratique de règlement net ;
- le contrat n'est pas négocié dans le cadre d'arbitrages de nature financière ;
- le contrat ne constitue pas une option vendue d'achat ou de vente d'un élément non financier dont le montant net peut être réglé en trésorerie.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IAS 39.

Comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés sont ventilés en courant/non courant à l'actif et au passif en fonction de la nature du sous-jacent couvert.

Evaluation initiale

Les instruments financiers dérivés sont comptabilisés initialement à la juste valeur.

Evaluation ultérieure

Les instruments financiers dérivés sont réévalués à la juste valeur à chaque arrêté et les variations de valeur comptabilisées en résultat.

La juste valeur des instruments cotés est déterminée par référence au cours de bourse. Celle des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des instruments cotés, similaires en nature et maturité est déterminée par référence au cours de bourse de ces instruments.

Pour les autres instruments non cotés, la juste valeur est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Ces modèles prennent en considération des hypothèses basées sur les données du marché.

Dérivés hors couverture

Les dérivés hors couverture regroupent, outre les dérivés spéculatifs, les instruments dérivés qui, bien que constituant une couverture de gestion, ne remplissent pas les conditions requises les rendant éligibles pour une comptabilité de couverture. Les variations résultant de la réévaluation à la juste valeur de ces instruments sont constatées en résultat de l'exercice.

Comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque les instruments financiers dérivés compensent, en totalité ou en partie, la variation de juste valeur ou de flux de trésorerie d'un élément couvert, actif, passif, engagement ou transaction future prévue et que l'efficacité de cette couverture est documentée à l'initiation de la transaction et tout au long de la vie de l'instrument.

Lors de la conclusion d'un contrat sur dérivés, le Groupe détermine le type de couverture concerné et documente, à la mise en place de la transaction, afin de pouvoir appliquer les dispositifs spécifiques de la comptabilité de couverture, le lien existant entre l'instrument de couverture et la transaction sous-jacente, en précisant les risques, la stratégie et le but de la couverture mise en œuvre.

Le Groupe contrôle régulièrement l'efficacité de la couverture dans la compensation des variations de la juste valeur de l'instrument ainsi que son élément sous-jacent depuis la mise en place de l'instrument jusqu'à l'échéance de la couverture.

Couvertures de juste valeur

Les couvertures de juste valeur regroupent les dérivés servant à couvrir le risque de change, le risque de taux d'intérêts et certains risques sur les opérations matières.

Le profit ou la perte résultant de la réévaluation de ces instruments de couverture de juste valeur est enregistré immédiatement en résultat opérationnel ou financier selon la nature de l'élément couvert.

Les variations de juste valeur de l'élément de bilan sous-jacent sont comptabilisées en résultat de manière symétrique aux variations de valeur de l'instrument de couverture.

Couvertures de flux de trésorerie

Les couvertures de flux de trésorerie regroupent les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir les risques sur les flux financiers liés aux transactions futures fermes ou hautement probables, certains risques sur les opérations matières ainsi que sur les emprunts à taux variables.

Les variations de valeur de l'instrument de couverture sont comptabilisées dans un compte de capitaux propres et sont différées jusqu'à la date de réalisation de la transaction ou de comptabilisation de l'actif, du passif ou des résultats sur l'élément couvert.

Seule la part inefficace de la couverture est constatée immédiatement en résultat.

Couvertures d'investissement net dans une entité étrangère hors zone euro

Les prêts et emprunts long terme dont le remboursement n'est ni planifié, ni prévisible font partie de l'investissement net dans une entité à l'étranger. Les écarts de change sont comptabilisés en capitaux propres sous la même rubrique que les écarts de conversion.

Les variations de valeur des instruments de couverture mis en place pour réduire l'exposition aux risques de change sur ces investissements nets dans une entité étrangère sont comptabilisées, pour la partie efficace, de manière symétrique aux écarts de change, en « réserve de juste valeur » jusqu'à la sortie de l'investissement net.

2 – 25 Compte de resultat

2 – 25.1 Chiffre d'affaires

Ventes de biens et de prestations de services

Les produits provenant de la vente de biens sont enregistrés lorsque les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété des biens ont été transférés à l'acheteur. Les produits provenant de prestations de services sont enregistrés en fonction du degré d'avancement de la transaction à la date de clôture. Le degré d'avancement est évalué sur base des travaux exécutés. Aucun revenu n'est comptabilisé en cas d'incertitudes significatives quant au recouvrement du prix de la transaction, aux coûts associés ou au retour possible des marchandises.

Prestations issues de contrats retraités selon l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location »

Les produits provenant de contrats de prestations de services retraités selon IFRIC 4 en contrats de location-financement sont répartis sur la durée des contrats sur la base d'un schéma reflétant une rentabilité périodique constante sur l'encours d'investissement net de l'entreprise.

Droits de raccordement

Les facturations aux clients au titre de leur raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz font l'objet d'un étalement sur la durée des contrats, à l'exception des sociétés Gaz de France et GRTgaz. En effet, pour ces dernières, les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz selon une formule visant à couvrir d'une part les charges d'exploitation relatives au transport et à la distribution du gaz et d'autre part les charges de capital (amortissement, rémunération), prévoient que les montants ainsi perçus soient déduits de la base de rémunération de Gaz de France ou GRTgaz l'année de leur facturation, tandis que le coût de revient du branchement est inclus dans la base d'actifs régulés qui fait l'objet d'une rémunération sur la durée d'utilité des actifs. Ces principes de tarification ont pour effet un étalement des produits sur la durée d'utilité des actifs.

Contrats de construction

Lorsque le résultat d'un contrat de construction peut être estimé de façon fiable, les produits du contrat et les coûts associés sont comptabilisés respectivement en produits et charges en fonction du degré d'avancement de l'activité du contrat de construction. Le degré d'avancement est évalué sur base d'examen des travaux réalisés.

La marge à terminaison est régulièrement révisée tout au long du contrat, les pertes éventuelles attendues sur les contrats de construction sont provisionnées pour leur totalité par le compte de résultat.

Un contrat est considéré comme achevé au moment du transfert de propriété du bien, et s'agissant de contrats complexes portant sur la réalisation d'installations intégrées pour lesquels existe une obligation de résultat global, le contrat est considéré achevé dès la réception provisoire des travaux prononcée.

Cas particulier du chiffre d'affaires reconnu au titre des échanges avec les concédants en application d'IFRIC 12

L'interprétation IFRIC 12 dispose que, lorsque l'opérateur doit (ce qui est généralement le cas) procéder à la construction de biens formant l'infrastructure (construction de biens de premier établissement) pour pouvoir bénéficier du « droit de facturer les utilisateurs », cette prestation de construction relève de la norme IAS 11 sur les contrats de construction, et que les droits reçus en retour constituent un échange à comptabiliser en application de la norme IAS 38. (cf § 2.9).

Au plan pratique, s'agissant de l'ensemble des contrats de concession exploités par le groupe Gaz de France, en l'absence de différenciation entre la rémunération de la phase de construction et celle de la phase d'exploitation dans la détermination des tarifs d'accès des tiers aux réseaux et de référence externe de juste valeur pour ces deux éléments, le chiffre d'affaires comptabilisé au titre de la phase de construction est limité au montant des coûts exposés.

Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts du secteur financier sont inscrits au compte de résultat prorata temporis, sur la base du taux d'intérêt effectif de rendement.

2 – 25.2 Coût de l'endettement financier net

Il s'agit des charges financières relatives à l'endettement financier net du Groupe qui regroupent les intérêts versés et reçus, les variations de valeur et les résultats des instruments de couverture et les différences de change relatifs à l'endettement, ainsi que les produits d'intérêts et équivalents sur les titres de placement de trésorerie et les disponibilités.

2 – 25.3 Autres éléments financiers

Il s'agit :

- des produits et charges financiers de nature opérationnelle ;
- des charges de désactualisation des provisions à long terme ainsi que du rendement attendu des actifs de couverture ;

- des autres produits et charges de nature financière qui ne sont pas de nature opérationnelle et qui regroupent notamment le résultat des opérations sur l'ensemble des titres non consolidés liés à l'exploitation ou non.

2 – 25.4 Impôts

Les impôts sur les bénéfices de l'exercice regroupent les impôts courants et les impôts différés. Ils sont inscrits au compte de résultat, à l'exception de ceux, afférents à des éléments enregistrés directement en capitaux propres, également constatés par les capitaux propres.

Les impôts courants désignent les impôts à payer sur le bénéfice imposable de la période, calculés selon les taux d'imposition en vigueur à la date de clôture.

2 – 25.5 Resultat net par action

Le résultat net par action non dilué est déterminé en divisant le Résultat net – part du Groupe par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de l'exercice ajusté du nombre moyen des actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Le résultat net par action dilué est obtenu en divisant le résultat net – part du Groupe par le nombre moyen d'actions composant le capital en tenant compte des éventuels instruments dilutifs.

2 – 26 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau présente les flux réels liés à l'activité des sociétés présentes dans le périmètre de fin d'exercice.

Les mouvements qui affectent le bilan mais qui ne sont pas considérés comme des flux : investissements sans financement (location-financement), reclassements, effets des fusions et apports partiels, changements de méthodes comptables, sont présentés en annexe pour les plus significatifs.

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

Les flux liés aux charges de renouvellement exposées dans le cadre des contrats de concession traités en comptabilité selon les dispositions de l'interprétation IFRIC 12 sont isolés sur la ligne « Dépenses de renouvellement ».

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

Les flux liés au paiement de l'impôt, au paiement des charges d'intérêts et aux encaissements de produits financiers sont isolés.

Les effets sur la trésorerie des acquisitions de sociétés consolidées sont mentionnés au niveau des flux d'investissement sous la rubrique « Investissements en titres de participation et assimilés », nets de la trésorerie acquise.

L'effet des cessions net de la trésorerie cédée est mentionné en « Produits de cession d'actifs corporels, incorporels et titres de participation ».

Lorsqu'ils sont significatifs, les flux liés à l'activité entre le 1er janvier et la date de leur cession des sociétés sorties du périmètre durant l'exercice, sont maintenus dans le tableau des flux de trésorerie.

La trésorerie du tableau des flux de trésorerie comprend les disponibilités ainsi que les équivalents de disponibilités moins les découverts bancaires remboursables sur demande et qui font partie intégrante de la gestion de trésorerie.

2-27 Principes d'établissement de l'information sectorielle

La répartition des sociétés par secteur est décrite en Note 35.

Information sectorielle de premier niveau

L'information sectorielle de premier niveau est établie en fonction des principaux secteurs d'activité du Groupe.

Un secteur d'activité est une composante distincte du Groupe, engagée dans la fourniture de services et de produits au sein d'un environnement économique particulier et exposée à des risques et à une rentabilité spécifique par rapport à celle des autres secteurs.

La segmentation repose sur des structures de gestion et de reporting internes : un secteur d'activité regroupe un sous-ensemble d'activités d'entités opérationnelles, chaque entité étant gérée séparément et fournissant une information financière et de gestion régulièrement disponible.

Depuis 2003, les activités du Groupe sont déclinées en six secteurs d'activité regroupés en deux pôles, Fournitures d'énergie et de services et Infrastructures.

Le pôle **Fourniture d'Énergie et de Services** regroupe les secteurs d'activité suivants :

- Exploration-Production

Le Groupe Gaz de France dispose via ses filiales et participations d'un portefeuille d'actifs pétroliers et gaziers, principalement des actifs productifs en Mer du Nord et en Allemagne, et des champs en exploration et en développement en Algérie et en Egypte. L'activité Exploration-Production vend une part importante de ses productions à l'activité Achat-Vente d'Énergie.

- Achat-Vente d'Énergie

Ce segment regroupe les activités de négoce et de trading. Les ventes concernent l'ensemble des clients : résidentiels, tertiaires et autres sociétés énergétiques. Elles sont réalisées principalement par Gaz de France en France mais aussi par Gaz de France et GDF ESS dans d'autres pays européens hors France. L'activité de trading est portée par Gaselys.

- Services

L'activité de Services consiste en l'offre de services complémentaires à la fourniture d'énergie, principalement :

- conduite et maintenance d'installations de production de chaleur ou de froid, maintenance industrielle,

- installations en environnement contrôlé, gestion d'unités industrielles (groupe Cofathec),
- production d'électricité (groupe Finergaz),
- Gaz Naturel Véhicules (GNVert).

Le pôle **Infrastructures** regroupe l'ensemble des activités en matière de transport et de distribution, réparties entre les segments :

- Transport-Stockage France

Le réseau de transport du gaz est exploité par la filiale GRTgaz pour le compte de Gaz de France et, en application des directives européennes, pour le compte de tiers.

Ce segment comprend également la gestion des terminaux méthaniers et des installations de stockage.

- Distribution France

Ce segment regroupe la gestion et l'exploitation des réseaux de distribution en France – investissement, renouvellement, maintenance – assurées par Gaz de France, principalement destinés à l'acheminement du gaz pour son compte propre et pour le compte de tiers.

Les réseaux de distribution sont exploités sous un régime de concessions accordées par les collectivités locales.

- Transport et Distribution International

Le Groupe dispose de participations dans plusieurs sociétés de transport et de distribution de gaz, principalement en Europe (Allemagne, Hongrie, Slovaquie, Portugal, Roumanie) et au Mexique. En général, elles assurent également la commercialisation du gaz.

Information sectorielle de niveau secondaire

L'information sectorielle de niveau secondaire repose sur un découpage par zones géographiques sur lesquelles s'exerce l'activité du Groupe :

- France,
- Europe hors France,
- Reste du Monde.

Le chiffre d'affaires est ventilé :

- par origine, en fonction de la zone géographique d'émission des ventes ;
- par destination, par affectation à la zone géographique à laquelle correspond la localisation du bénéficiaire de la vente ou de la prestation.

Les autres indicateurs du Groupe sont ventilés par origine de localisation.

Normes comptables des activités

Les normes comptables des activités sont celles appliquées par le Groupe pour l'établissement des comptes consolidés, présentées dans la présente annexe.

Les actifs et passifs par activité ou zone géographique représentent la situation en fin de période.

La réconciliation avec les données des états financiers implique de prendre en compte les effets du processus de consolidation (éliminations).

Prestations entre les activités

Les ventes et prestations d'une activité à l'autre sont réalisées aux conditions du marché.

Les prestations internes sont facturées entre les segments au prix de marché. Il s'agit principalement des prestations suivantes :

- entre Achat-Vente d'Energie et Transport France :
 - réservation et utilisation de capacités d'acheminement dans le réseau de transport du gaz commercialisé. La rémunération de cette prestation est déterminée sur la base des tarifs d'Accès des Tiers au Réseau de Transport approuvés par la Commission de Régulation de l'Energie.
 - réservation et utilisation des capacités de stockage nécessaires à l'activité de commercialisation.
- entre Achat-Vente d'Energie et Distribution France : réservation et utilisation des capacités d'acheminement dans le réseau de distribution du gaz commercialisé. La rémunération de cette prestation est déterminée sur la base du tarif d'Accès des Tiers au Réseau de Distribution approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie.

Eléments non alloués

Les charges et produits non alloués comprennent principalement des frais centraux, les frais de recherche et développement ainsi que divers produits non directement affectables aux activités.

Les immobilisations non allouées regroupent les actifs du siège, ceux affectés à la recherche et ceux de la Direction du Personnel.

Excédent Brut Opérationnel (EBO)

Il regroupe l'ensemble des charges, hors amortissements, provisions et dépenses de renouvellement, et produits directement liés aux activités du Groupe, que ces éléments soient des éléments récurrents du cycle d'exploitation ou qu'ils résultent d'événements ou de décisions ponctuelles ou inhabituelles, y compris d'événements extraordinaires, sur lesquels le Groupe n'a aucune maîtrise.

B – Comparabilité des exercices

1 – Transactions majeures

1.1. Acquisitions

Nom de la filiale	Pays	Activité	% acquis	Date d'acquisition
AES Energia Cartagena	Espagne	Achat-Vente d'Energie	26 %	01.11.2006
Maïa Eolis	France	Achat-Vente d'Energie	49 %	22.12.2006

Les impacts des acquisitions d'entreprises sur les comptes consolidés peuvent se résumer comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	
Immobilisations corporelles	696
Créances clients et comptes rattachés	19
Autres créances	11
Disponibilités et équivalents de disponibilités	77
Sous-total	(I) 804
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	38
Dettes financières	643
Autres passifs	63
Sous-total	(II) 744
Intérêts minoritaires	(III) - 2
Juste valeur des actifs nets acquis	(I) - (II) + (III) 58
Ecart d'acquisition	65
Coût d'acquisition total	123
Disponibilités et équivalents de disponibilités acquises	- 77
Payé lors d'un exercice antérieur	- 8
Décassements de la période liés aux acquisitions	38

Le 1^{er} novembre 2006, un contrat *Energy Agreement* entre le Groupe et AES Energia Cartagena est entré en vigueur. Ce contrat dispose que Gaz de France détient un droit exclusif d'utilisation des 3 turbines composant la centrale électrique, tout en transférant à l'entreprise les risques et avantages liés aux opérations. De ce fait, AES Energia Cartagena est consolidée par la méthode de l'intégration globale.

Le 22 décembre 2006, les accords pour la création de la société commune (Maïa Eolis) entre Gaz de France (49 %) et Maïa Sonnier

(51 %) ont été finalisés. Cette société assurera le développement et l'exploitation des parcs éoliens en France et en Europe. Maïa Sonnier a apporté sa branche d'activité, comprenant ses parcs éoliens en exploitation et en projet, tandis que Gaz de France a effectué un apport en numéraire d'environ 110 millions d'euros. Cette société est consolidée par intégration proportionnelle dans les comptes du Groupe.

1.2. Cessions

Nom de la filiale	Pays	Activité	% de cession	Date de cession
Gaseba	Argentine	Transport et Distribution International	100%	01.06.2006
Gaseba Uruguay	Uruguay	Transport et Distribution International	51%	01.06.2006
Distrigaz Sud	Roumanie	Transport et Distribution International	10%	02.02.2006
Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou	France	Transport Stockage France	30,3%	13.06.2006
KGM	Kazakhstan	Exploration et Production	17.5%	19.07.2006

La quote-part des actifs et passifs composant la valeur des titres cédés se présente de la manière suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	
Ecart d'acquisition et autres Immobilisations incorporelles	9
Immobilisations corporelles	48
Actifs financiers	0
Stocks et en-cours	2
Créances clients et comptes rattachés	38
Disponibilités et équivalents de disponibilités	32
Sous-total	(I) 129
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	2
Dettes fiscales et sociales	4
Dettes financières	13
Provisions pour avantages liés au personnel	
Passifs d'impôts différés	3
Autres passifs	12
Sous-total	(II) 34
Intérêts minoritaires	(III) 50
Ecart de conversion	(IV) 6
Actifs nets cédés	(I) - (II) + (III) + (IV) 151
Bénéfice (perte) sur cessions	199
Produit total des cessions	350
<i>Moins :</i>	
Impôt retenu à la source	61
Trésorerie nette cédée	24
Encaissement de la période lié aux cessions	265

Gaz de France avait conclu en 2005 un accord avec la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (Berd) et la Société Financière Internationale (IFC) aux termes duquel le Groupe cède à chacun une participation de 5 % dans le capital du distributeur de gaz naturel roumain Distrigaz Sud. Cet accord s'est concrétisé au cours du premier semestre 2006.

Dans le cadre des accords signés avec Total pour le dénouement de leurs participations communes, intervenu en 2005, un accord de partenariat avait été conclu qui permettait à Total d'entrer à hauteur de 30 % dans le terminal méthanier de Gaz de France à Fos Cavaou. Cet accord s'est concrétisé en juin 2006.

2 – Changements de principes comptables et reclassements de présentation

Le Groupe a été conduit à apporter des aménagements à ses états financiers afin de répondre aux attentes du marché en matière de meilleure comparabilité sectorielle, sur la base des retours d'expériences des pratiques des principales entreprises des secteurs couverts par l'activité du Groupe. Ces aménagements s'inscrivent dans le respect de la recommandation de l'AMF du 19 décembre 2006 relative à l'arrêté des comptes 2006.

En outre, il a été procédé aux changements de principes comptables et reclassements de présentation suivants:

2.1. Impacts des changements de principes comptables en 2006

COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE RESUME

<i>En millions d'euros</i>	2006 avant changements	IFRIC 12	IFRIC 4	2006 après changements
Chiffre d'affaires	27 258	397	-13	27 642
Production immobilisée	422	-198	-	224
Consommations externes	-19 707	-493	-	-20 200
Charges de personnel	-2 581	-	-	-2 581
Autres produits et charges opérationnels	-237	7	-	-230
Amortissements et provisions	-1 544	292	5	-1 247
Résultat opérationnel	3 611	5	-8	3 608
Coût de l'endettement financier net	-123	-	-	-123
Autres produits et charges financiers	-234	-	-	-234
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	176	-	-	176
Résultat avant impôt	3 430	5	-8	3 427
Impôts sur les résultats	-1 104	-2	2	-1 104
Résultat net consolidé du Groupe	2 326	3	-6	2 323
Part du Groupe	2 299	3	-4	2 298
Intérêts minoritaires	27	-	-2	25

Gaz de France a conclu un accord pour la vente de sa participation de 17,5 % dans la joint venture kazakhe KazGerMunai LLP (KGM) à la compagnie pétrolière nationale kazakhe KazMunaiGas JSC, pour un montant de 350 millions de dollars. La participation de Gaz de France dans KGM était détenue via sa filiale allemande EEG-Erdgas Erdöl GmbH. En 2005, KGM avait produit deux millions de tonnes de pétrole brut.

Cette transaction, concrétisée en juillet 2006, a eu un impact positif sur le résultat opérationnel du second semestre 2006 de 187 millions d'euros.

Ainsi, le Groupe a modifié la présentation de l'information financière sur les points suivants :

- Limitation du nombre de soldes intermédiaires de gestion au sein du compte de résultat, l'EBO est désormais présenté en Annexe C Note 30,
- Le point de départ du tableau des flux de trésorerie est désormais le Résultat avant impôts. Auparavant, le Groupe présentait le tableau des flux de trésorerie en partant du Résultat opérationnel.

BILAN CONSOLIDE RESUME

<i>En millions d'euros</i>	2006 avant changements	IFRIC 12	IFRIC 4	2006 après changements
Ecart d'acquisition	1 649	-	-	1 649
Actifs incorporels du domaine concédé	-	5 704	-	5 704
Autres immobilisations incorporelles	564	-	-	564
Actifs en concession	11 146	-11 114	-32	-
Immobilisations corporelles du domaine propre	16 807	-	-182	16 625
Autres actifs courants et non courants	18 171	-	196	18 367
Total actif	48 337	-5 410	-18	42 909
Capitaux propres part du Groupe	16 252	-47	-8	16 197
Intérêts minoritaires	471	-	-5	466
Droit des concédants dans les actifs	5 203	-5 203	-	-
Provision pour renouvellement	4 009	-135	-	3 874
Passifs d'impôts différés	2 643	-30	-5	2 608
Autres passifs courants et non courants	19 759	5	-	19 764
Total passif	48 337	-5 410	-18	42 909

TABLEAU DE FLUX CONSOLIDE RESUME

<i>En millions d'euros</i>	2006 avant changements	IFRIC 12	IFRIC 4	2006 après changements
Résultat avant impôts	3 430	5	-8	3 427
Ajustements	1 701	-5	-5	1 691
Cash flow opérationnel avant dépenses de renouvellement (a)	5 131	-	-13	5 118
Dépenses de Renouvellement (b)	-	-294	-	-294
Variation du besoin en fonds de roulement	-423	-	13	-410
Impôts payés	-1 348	-	-	-1 348
Flux nets des activités opérationnelles	3 360	-294	-	3 066
Flux nets des Investissements	-2 468	294	-	-2 174
Flux nets des Financements	-566	-	-	-566
Variation de change, de méthode et divers	25	-	-	25
Variation de la trésorerie	351	-	-	351

(a) : Le « Cash flow opérationnel » s'entend désormais avant Dépenses de renouvellement, impôts payés et Variation du besoin en fonds de roulement.

(b) : Une ligne « Dépenses de renouvellement des ouvrages du domaine concédé » est ajoutée, les Flux nets des activités opérationnelles étant diminués du montant de ces dépenses, en contrepartie d'une diminution symétrique de la ligne « Investissements et assimilés ».

Le tableau de Flux est aménagé afin de tenir compte des implications de l'application d'IFRIC 12 quant au mode de comptabilisation des dépenses de renouvellement (cf 2.1.1).

2.1.1 IFRIC 12 « Accords de concession de services »

L'IASB a publié le 30 novembre 2006 l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

Cette interprétation propose deux traitements comptables différents en fonction des spécificités des contrats de concession :

- comptabilisation d'un actif financier, lorsque l'opérateur a un droit contractuel inconditionnel de recevoir de la trésorerie ou un autre actif financier en contrepartie de la construction ou de l'amélioration des actifs du secteur public,
- comptabilisation d'un actif incorporel au titre du droit de recevoir des redevances proportionnelles à l'usage du service concédé.

En date du 12 février 2007, l'EFRAG a émis un projet recommandant l'adoption de cette interprétation par l'Union européenne.

Ce changement de méthode comptable s'applique à l'ensemble des contrats de concession entrant dans le champ d'application d'IFRIC 12, à savoir les concessions de distribution publique de gaz en France (Gaz de France SA) et les concessions exploitées au sein du Groupe Cofathec (réseaux de chaleur, Climespace). L'analyse du Groupe conduit à considérer que les activités des filiales du segment « Transport et Distribution International » exploitées dans certains cas dans le cadre de contrat de concession n'entrent pas dans le champ d'application du texte interprétatif.

1/ Rappel des principes retenus pour les comptes IFRS au titre de l'exercice 2005

En l'absence de finalisation par l'IFRIC de ses travaux d'interprétation qui avaient conduit à la publication avec appel pour commentaires de trois projets (Drafts D12, D13 et D14), Gaz de France avait décidé pour l'établissement des comptes IFRS au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005, de tirer toutes les conséquences des dispositions des contrats de concession, et en particulier :

- de l'obligation de remise gratuite des actifs concédés en fin de concession,
- de l'obligation de maintenir le réseau en état normal de fonctionnement pendant toute la durée du contrat.

Cette décision avait alors conduit à la mise en œuvre de certaines adaptations des principes comptables appliqués pour les comptes consolidés en normes françaises et notamment à :

- maintenir au bilan la valeur des actifs en concession et du passif associé correspondant aux « Droits des concédants dans les actifs »,
- à classer la valeur des actifs en concession sur une ligne spécifique entre les immobilisations incorporelles et les immobilisations corporelles,
- à modifier les modalités d'évaluation de la provision pour renouvellement conformément à la norme IAS 37 (mise en œuvre du principe de l'actualisation).

2/ Conséquences de l'application d'IFRIC 12

L'application d'IFRIC 12 au cas de Gaz de France se traduit par :

- des impacts en terme de présentation des états financiers
 - contraction de la valeur des « actifs en concession » avec le poste figurant au passif « Droits des concédants dans les actifs »
 - reclassement du montant résultant de cette contraction à l'actif dans les immobilisations incorporelles,
- la comptabilisation d'un chiffre d'affaires supplémentaire au titre de l'échange, qui intervient entre le concessionnaire et le concédant, sans contrepartie en trésorerie,
- une adaptation du mode de comptabilisation des dépenses de renouvellement.

Comptabilisation d'un chiffre d'affaires supplémentaire au titre de l'échange

L'interprétation IFRIC 12 dispose que, lorsque l'opérateur doit (ce qui est généralement le cas) procéder à la construction de biens formant l'infrastructure (construction de biens de premier établissement) pour pouvoir bénéficier du « droit de facturer les utilisateurs », cette prestation de construction relève de la norme IAS 11 sur les contrats de construction, et que les droits reçus en retour constituent un échange à comptabiliser en application de la norme IAS 38.

Pour Gaz de France, en l'absence de différenciation entre la rémunération de la phase de construction et celle de la phase d'exploitation dans la détermination des tarifs d'accès des tiers aux réseaux et de référence externe de juste valeur pour ces deux éléments, le chiffre d'affaires comptabilisé au titre de la phase de construction est limité au montant des coûts exposés.

Adaptation du mode de comptabilisation des dépenses de renouvellement

Les dépenses de renouvellement à l'identique font l'objet de la constitution de provisions pour renouvellement comptabilisées selon la Norme IAS 37.

Jusqu'à présent, les dépenses de renouvellement exposées étaient considérées comme des dépenses d'investissement et présentées comme telles dans le tableau de flux, puis inscrites à l'actif immobilisé (actifs en concession) lors de la mise en service des biens correspondants. Elles donnaient lieu corrélativement à une utilisation de la provision qui n'affectait pas le compte de résultat.

En application de l'interprétation IFRIC 12, les dépenses de renouvellement n'entrent pas dans la valeur de l'actif incorporel reconnu au bilan de l'opérateur. Par voie de conséquence, les dépenses de renouvellement ne sont plus portées à l'actif immobilisé.

Les dépenses exposées sont constatées en charges opérationnelles et conduisent à une utilisation d'égal montant de la provision pour renouvellement.

2.1.2 IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location »

Cette interprétation traite des modalités d'identification et de comptabilisation des contrats de service, d'achat ou de vente 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. Ces contrats peuvent contenir une location et les parties à l'accord doivent appliquer à l'élément location du contrat les dispositions de l'IAS 17 et en conséquence classer cet élément comme contrat de location simple ou comme contrat de location financement. Dans ce dernier cas, les conséquences pour Gaz de France sont de constater une créance financière pour refléter le financement

porté par Gaz de France lorsque le Groupe est considéré comme crédit-bailleur vis-à-vis de ses clients.

Gaz de France est concerné par cette interprétation au titre d'un contrat avec un client industriel au travers duquel le Groupe exploite des actifs qui lui sont dédiés.

Le retraitement se traduit par le reclassement d'immobilisations corporelles en créances commerciales non courantes (poste Autres actifs non courants) pour 196 millions d'euros au 31 décembre 2006, 233 millions d'euros au 31 décembre 2005 et 200 millions d'euros au 31 décembre 2004. L'impact sur les capitaux propres et le compte de résultat de l'application d'IFRIC 4 est non significatif.

2.2. Impacts des changements de principes comptables et reclassements de présentation sur les périodes de comparaison
BILAN CONSOLIDÉ – ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2005 Retraité Net	31.12.2005 Publié en déc. 2005 Net	Détail des variations					
			Variations	IFRIC 12 Concessions	IFRIC 4 Droit d'utilisation d'un actif	Recl. IAS7	Recl. et autres	
ACTIFS NON COURANTS								
Ecart d'acquisition	1 501	-	1 501					1 501
Actifs incorporels du domaine concédé	5 677	-	5 677	5 677				
Autres immobilisations incorporelles	473	-	473					473
Ecart d'acquisition et autres immobilisations incorporelles	-	1 936	-1 936					-1 936
Actifs en concession	-	10 732	-10 732	-10 618	-36			-78
Immobilisations corporelles hors concession	15 153	15 271	-118	-34	-208			124
Participations mises en équivalence	693	693						
Actifs financiers non courants	1 169	1 379	-210				-23	-187
Instruments financiers dérivés non courants								
Actifs d'impôts différés	99	67	32					32
Autres actifs non courants	541	308	233		233			
Placements du secteur financier	99	99						
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	I	25 405	30 485	-5 080	-4 975	-11	-23	-71
ACTIFS COURANTS								
Stocks et en-cours	1 452	1 451	1					1
Créances								
Créances clients et comptes rattachés	6 544	6 535	9					9
Créances d'impôts	69	69						
Autres débiteurs	1 646	1 467	179					179
Instruments financiers dérivés courants	1 783	1 756	27					27
Titres de placements de trésorerie	245	-	245				245	
Disponibilités et équivalents de disponibilités	1 897	2 119	-222				-222	
Actifs du secteur financier	895	895						
TOTAL ACTIFS COURANTS	II	14 531	14 292	239			23	216
Actifs destinés à être cédés	III							
TOTAL ACTIF	I à III	39 936	44 777	-4 841	-4 975	-11		145

BILAN CONSOLIDE – PASSIF

(en millions d'euros)		31.12.2005 Retraité	31.12.2005 Publié en déc. 2005	Détail des variations			
				Variations	IFRIC 12 Concessions	IFRIC 4 Droit d'utilisation d'un actif	Recl. et autres
CAPITAUX PROPRES – PART DU GROUPE							
Capital		984	984				
Prime d'émission		1 789	1 789				
Réserves et résultats consolidés		11 517	11 536	-19	-49	-6	36
Ecart de conversion et autres		194	194				
TOTAL CAPITAUX PROPRES – part du groupe	I	14 484	14 503	-19	-49	-6	36
INTÉRÊTS MINORITAIRES	II	298	300	-2		-2	
TOTAL CAPITAUX PROPRES	I	14 782	14 803	-21	-49	-8	36
PASSIFS NON COURANTS							
Passif lié aux concessions		-	8 609	-8 609	-8 583		-26
Provision pour avantages au personnel		1 090	1 089	1			1
Provisions		5 537	1 806	3 731	3 683		48
Passifs d'impôts différés		2 771	2 731	40	-26	-3	69
Titres participatifs		623	623				
Dettes financières		3 324	3 324				
Instruments financiers dérivés non courants		13	15	-2			-2
Dettes du secteur financier		19	19				
Autres passifs non courant		140	141	-1			-1
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	III	13 517	18 357	-4 840	-4 926	-3	89
PASSIFS COURANTS							
Provisions		180	164	16			16
Dettes au personnel		536	527	9			9
Dettes financières		1 165	1 165				
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		3 202	3 203	-1			-1
Impôt exigible		154	154				
Autres dettes fiscales		1 170	1 171	-1			-1
Autres dettes		2 344	2 349	-5			-5
Instruments financiers dérivés courants		1 788	1 786	2			2
Dettes du secteur financier		1 098	1 098				
TOTAL PASSIFS COURANTS	IV	11 637	11 617	20			20
PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DESTINÉS À ÊTRE Cédés	V						
TOTAL PASSIF	I À V	39 936	44 777	-4 841	-4 975	-11	145

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	31.12.2005 Retraité	31.12.2005 Publié en déc. 2005	Détail des variations			
			Variations	IFRIC 12 Concessions	IFRIC 4 Droit d'utilisation d'un actif	Recl. et autres
Ventes d'énergie	19 479	19 479				
Ventes de services	3 306	2 828	478	487	-9	
Produits des activités du secteur financier	87	87				
Chiffre d'affaires	22 872	22 394	478	487	-9	
Production immobilisée	-	336	-336	-205		-131
Consommations externes	-16 294	-15 886	-408	-537		129
Charges de personnel	-2 409	-2 410	1			1
Autres produits opérationnels	565	534	31			31
Autres charges opérationnelles	-741	-749	8	4		4
Amortissements et provisions	-1 040	-1 303	263	255	5	3
Actionnariat salarié	-132	-132				
Résultat opérationnel	2 821	2 784	37	4	-4	37
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	26	26				
Coût de l'endettement financier brut	-228	-228				
Coût de l'endettement financier net	-202	-202				
Autres produits financiers	488	488				
Autres charges financières	-724	-724				
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	189	189				
Résultat avant impôt	2 572	2 535	37	4	-4	37
Impôts sur les résultats	-794	-794		-1	2	-1
Résultat net consolidé du Groupe	1 778	1 741	37	3	-2	36
Part du Groupe	1 782	1 743	39	3	-1	36
Intérêts minoritaires	-4	-2	-2		-2	

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	31.12.2005 Retraité	31.12.2005 Publié en déc. 2005	Détail des variations				
			Variations	IFRIC 12 Concessions	IFRIC 4 Droit d'utilisation d'un actif	Recl. IAS 7	Recl. et autres
Résultat avant impôts	2 572		2 572	4	-4	2 572	
Résultat opérationnel		2 784	-2 784			-2 784	
Ajustements :							
Amortissements, dépréciation des actifs long terme	1 318	1 323	-5		-5		
Provisions	-31	-29	-2			-2	
Charges d'exploration	44		44			44	
Autres ajustements	351	151	200	-4		204	
Cash flow opérationnel avant impôt et variation du Besoin en fonds de roulement	4 254	4 229	25		-9	34	
Dépenses de renouvellement des ouvrages du domaine concedé	-255	-	-255	-255			
Variation du besoin en fonds de roulement opérationnel	-649	-501	-148		-3	-145	
Stocks	-382	-382					
Créances clients et comptes rattachés actifs et passifs	-1 465	-1 194	-271		-3	-268	
Dettes fournisseurs	1 077	1 077					
Autres créances et dettes	121	-2	123			123	
Impôts payés	-562	-562					
Flux nets des activités opérationnelles	I	2 788	3 166	-378	-255	-12	-111
II – FLUX NETS DES INVESTISSEMENTS							
1. Investissements							
Investissements d'équipement	-1 749	-2 016	267	255	12		
Investissements d'exploration directement passés en charges	-34	-	-34			-34	
Investissements en titres de participation et assimilés	-674	-674					
Autres investissements	-226	-371	145			145	
Sous-total	-2 683	-3 061	378	255	12	111	
2. Désinvestissements et autres ressources							
Subventions et contributions de tiers	13	13					
Produits de cessions d'actifs corporels, incorporels et titres de participation	479	479					
Réduction des autres actifs financiers	105	105					
Intérêts reçus	-52	-27	-25			-25	
Dividendes reçus	28	28					
Sous-total	573	598	-25			-25	
Flux nets des investissements	(1 + 2) II	-2 110	-2 463	353	255	12	86
III – DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I + II) III	678	703	-25			-25
IV – FINANCEMENT							
Augmentation de capital et des primes	1 869	1 869					
Dividendes versés	-420	-420					
Souscriptions d'emprunts	1 297	1 297					
Remboursements d'emprunts	-2 124	-2 124					
Variation des titres de placements de trésorerie	-134	-	-134			-134	
Intérêts payés	-189	-214	25			25	
Flux nets des investissements	IV	299	408	-109		-134	25
V – VARIATION DE CHANGE, DE MÉTHODE ET DIVERS	V	10	10				
VI – VARIATION DE LA TRÉSORERIE	(III + IV + V) VI	987	1 121	-134		-134	

BILAN CONSOLIDÉ – ACTIF

(en millions d'euros)	31.12.2004 Retraité Net	31.12.2004 Publié en déc. 2005 Net	Variations	Détail des variations				
				IFRIC 12 Concessions	IFRIC 4 Droit d'utilisation d'un actif	Recl. IAS7	Recl. et autres	
ACTIFS NON COURANTS								
Ecart d'acquisition	1 190	-	1 190					1 190
Actifs incorporels du domaine concédé	5 562	-	5 562	5 562				
Autres immobilisations incorporelles	131	-	131					131
Ecart d'acquisition et autres immobilisations incorporelles	-	1 321	-1 321					-1 321
Actifs en concession	-	10 191	-10 191	-10 135	-31			-25
Immobilisations corporelles hors concession	13 982	14 155	-173	-23	-175			25
Participations mises en équivalence	385	385	-					
Actifs financiers non courants	1 055	1 125	-70			-28		-42
Instruments financiers dérivés non courants	-	-	-					
Actifs d'impôts différés	46	46	-					
Autres actifs non courants	449	249	200		200			
Placements du secteur financier	259	259	-					
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	I	23 059	27 731	-4 672	-4 596	-6	-28	-42
ACTIFS COURANTS								
Stocks et en-cours	907	907	-					
Créances								
Créances clients et comptes rattachés	4 989	4 989	-					
Créances d'impôts	298	298	-					
Autres débiteurs	928	905	23			-19		42
Instruments financiers dérivés courants	-	-	-					
Titres de placements de trésorerie	111	-	111			111		
Disponibilités et équivalents de disponibilités	773	837	-64			-64		
Actifs du secteur financier	440	440	-					
TOTAL ACTIFS COURANTS	II	8 446	8 376	70	-	-	28	42
Actifs destinés à être cédés	III	402	402	-				
TOTAL ACTIF	I à III	31 907	36 509	-4 602	-4 596	-6	-	-

BILAN CONSOLIDÉ - PASSIF

(en millions d'euros)	31.12.2004 Retraité	31.12.2004 Publié en déc. 2005	Détail des variations			
			Variations	IFRIC 12 Concessions	IFRIC 4 Droit d'utilisation d'un actif	Recl. et autres
CAPITAUX PROPRES – PART DU GROUPE						
Capital	903	903	-			
Prime d'émission	-	-	-			
Réserves et résultats consolidés	9 933	9 991	-58	-54	-4	
Ecart de conversion et autres	104	104	-			
TOTAL CAPITAUX PROPRES – PART DU GROUPE	I	10 940	10 998	-58	-54	-4
INTÉRÊTS MINORITAIRES	II	211	212	-1	-	-1
TOTAL CAPITAUX PROPRES	I	11 151	11 210	-59	-54	-5
PASSIFS NON COURANTS						
Passif lié aux concessions	-	8 234	-8 234	-8 210		-24
Provision pour avantages au personnel	1 067	1 067	-			
Provisions	5 438	1 717	3 721	3 697		24
Passifs d'impôts différés	2 711	2 741	-30	-29	-1	
Titres participatifs	485	485	-			
Dettes financières	3 849	3 849	-			
Instruments financiers dérivés non courants	-	-	-			
Dettes du secteur financier	274	274	-			
Autres passifs non courant	137	137	-			
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	III	13 961	18 504	-4 543	-4 542	-1
PASSIFS COURANTS						
Provisions	94	94	-			
Dettes au personnel	377	377	-			
Dettes financières	971	971	-			
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	1 848	1 848	-			
Impôt exigible	115	115	-			
Autres dettes fiscales	948	948	-			
Autres dettes	1 853	1 853	-			
Instruments financiers dérivés courants	-	-	-			
Dettes du secteur financier	550	550	-			
TOTAL PASSIFS COURANTS	IV	6 756	6 756	-	-	-
Passifs liés aux actifs destinés à être cédés	V	39	39	-		
TOTAL PASSIF	I à V	31 907	36 509	-4 602	-4 596	-6

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	31.12.2004 Retraité	31.12.2004 Publié en déc. 2005	Détail des variations			
			Variations	IFRIC 12 Concessions	IFRIC 4 Droit d'utilisation d'un actif	Recl. et autres
Ventes d'énergie	15 497	15 497	-			
Ventes de services	2 674	2 199	475	485	-10	
Produits des activités du secteur financier	35	35	-			
Chiffre d'affaires	18 206	17 731	475	485	-10	-
Production immobilisée	-	344	-344	-209		-135
Consommations externes	-11 677	-11 367	-310	-445		135
Charges de personnel	-2 043	-2 043	-			
Autres produits opérationnels	288	288	-			
Autres charges opérationnelles	-497	-496	-1	-1		
Amortissements et provisions	-1 738	-1 845	107	102	5	
Actionnariat salarié	-	-	-			
Résultat opérationnel	2 539	2 612	-73	-68	-5	-
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	3	3	-			
Coût de l'endettement financier brut	-182	-182	-			
Coût de l'endettement financier net	-179	-179	-			
Autres produits financiers	402	402	-			
Autres charges financières	-1 316	-1 316	-			
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	125	125	-			
Résultat avant impôt	1 571	1 644	-73	-68	-5	-
Impôts sur les résultats	-427	-453	26	24	2	
Résultat net consolidé du Groupe	1 144	1 191	-47	-44	-3	-
Part du Groupe	1 105	1 151	-46	-44	-2	-
Intérêts minoritaires	39	40	-1	-	-1	-

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	31.12.2004 Retraité	31.12.2004 Publié en déc. 2005	Détail des variations				
			Variations	IFRIC 12 Concessions	IFRIC 4 Droit d'utilisation d'un actif	Recl. et autres	
Résultat avant impôts	1 571	-	1 571	-68	-5	1 644	
Résultat opérationnel	-	2 612	-2 612			-2 612	
Ajustements :							
Amortissements, dépréciation des actifs long terme	1 331	1 336	-5		-5		
Provisions	477	477	-				
Charges d'exploration	45	-	45			45	
Autres ajustements	775	-249	1 024	66		958	
Cash flow opérationnel avant impôt et variation du Besoin en fonds de roulement	4 199	4 176	23	-2	-10	35	
Dépenses de renouvellement des ouvrages du domaine concédé	-170	-	-170	-170			
Variation du besoin en fonds de roulement opérationnel	-311	-282	-29		3	-32	
Stocks	59	59	-				
Créances clients et comptes rattachés actifs et passifs	-807	-900	93		3	90	
Dettes fournisseurs	146	146	-				
Autres créances et dettes	291	413	-122			-122	
Impôts payés	-705	-705	-				
Flux nets des activités opérationnelles	I	3 013	3 189	-176	-172	-7	3
II – FLUX NETS DES INVESTISSEMENTS							
1. Investissements							
Investissements d'équipement	-1 451	-1 628	177	170	7		
Investissements d'exploration directement passés en charges	-35	-	-35			-35	
Investissements en titres de participation et assimilés	-153	-153	-				
Autres investissements	-320	-352	32			32	
Sous-total	-1 959	-2 133	174	170	7	-3	
2. Désinvestissements et autres ressources							
Subventions et contributions de tiers	15	15	-				
Produits de cessions d'actifs corporels, incorporels et titres de participation	74	74	-				
Réduction des autres actifs financiers	178	178	-				
Intérêts reçus	-20	-12	-8			-8	
Dividendes reçus	31	31	-				
Sous-total	278	286	-8			-8	
Flux nets des investissements	(1 + 2) II	-1 681	-1 847	166	170	7	-11
III – DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I + II) III	1 332	1 342	-10	-2	-	-8
IV – FINANCEMENT							
Augmentation de capital et des primes	-	-	-				
Dividendes versés	-322	-322	-				
Souscriptions d'emprunts	2 723	2 723	-				
Remboursements d'emprunts	-3 377	-3 377	-				
Variation des titres de placements de trésorerie	-	-	-				
Intérêts payés	-145	-153	8			8	
Flux nets des investissements	IV	-1 121	-1 129	8	-	-	8
V – VARIATION DE CHANGE, DE MÉTHODE ET DIVERS	V	6	6	-			
VI – VARIATION DE LA TRÉSORERIE	(III + IV + V) VI	217	219	-2	-2	-	-

> Modifications apportées : reclassements

Reclassements bilan consolidé

- La norme comptable IAS 7 précise la notion d'« équivalents de trésorerie » (cf. IAS 7.6) définis comme « des placements à court terme, très liquides qui sont facilement convertibles en un montant connu de trésorerie et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur ».

L'application pratique de la norme IAS 7 aux sociétés appliquant le référentiel IFRS a mis en exergue des différences d'interprétation de la définition des équivalents de trésorerie appliquées au cas des OPCVM de trésorerie.

L'AMF a pris position par communiqué en date du 9 mars 2006, dans lequel elle se réfère à la démarche d'analyse proposée par l'AFG (Association Française de la Gestion Financière) et l'AFTE (Association Française des Trésoriers d'Entreprises) qui s'appuie sur une répartition des OPCVM en deux catégories :

- OPCVM classés dans la catégorie monétaire euro, pour lesquels il existe une présomption d'assimilation à des équivalents de trésorerie puisqu'ils présentent les caractéristiques suivantes :
 - ils doivent être gérés à l'intérieur d'une fourchette de sensibilité de 0 à 0,5 ;
 - ils font référence à des indices du marché monétaire (EONIA, EURIBOR 3 mois) ;
 - l'exposition au risque actions est interdite.

Dans les cas où l'un des critères d'IAS 7 ne serait pas respecté, et en particulier celui lié à un risque négligeable de changement de valeur mesuré par référence à une volatilité historique faible (l'étude mentionne une valeur au maximum égale à celle de l'indice de référence majorée par exemple de 0,25%), la présomption serait réfutée.

- Autres OPCVM pour lesquels il convient de valider systématiquement la conformité aux quatre critères d'IAS 7.6 énoncés ci-dessus, notamment du point de vue de la sensibilité prospective et de la volatilité rétrospective afin de conclure à l'éligibilité ou non de l'OPCVM concerné à la définition d'équivalent de trésorerie.

Le Groupe a procédé au réexamen de ses portefeuilles en utilisant cette trame d'analyse. Ce travail a conduit à reclasser au 31 décembre 2005 23 millions d'euros du poste Actifs financiers non courants (28 millions d'euros au 31 décembre 2004) et 222 millions d'euros du poste Disponibilités et équivalents de disponibilités (64 millions d'euros au 31 décembre 2004) dans le poste Titres de placements de trésorerie créé à cet effet.

- Les appels de marge encourus dans le cadre des transactions sur instruments dérivés étaient conventionnellement regroupés avec les dépôts de garantie. Afin d'offrir une meilleure visibilité, ils sont

désormais classés en actifs courants (reclassement de 186 millions d'euros en 2005 et 42 millions d'euros en 2004).

Reclassements Tableau des flux de trésorerie Consolidé

- Le reclassement d'une partie des équivalents de trésorerie sur une ligne séparée de Titres de placements de trésorerie s'est traduit par la création d'une ligne de Variation des titres de placements de trésorerie dans les Flux nets des Financements. En 2005, 134 millions d'euros ont ainsi été reclassés de la Variation de la trésorerie sur cette nouvelle ligne.
- Les dépenses d'exploration directement enregistrées en charges ont été reclassées des flux nets des activités opérationnelles aux flux nets d'investissements pour 34 millions d'euros en 2005 (35 millions d'euros en 2004).
- Les appels de marge dans le cadre d'interventions sur les marchés ont été reclassés des postes Autres investissements et Réduction des autres actifs financiers en variation de besoin en fonds de roulement Autres pour un montant net de 145 millions d'euros en 2005 (32 millions d'euros en 2004).
- Des produits à recevoir ainsi que les avances et acomptes reçus de la clientèle ont été reclassés du poste variation du Besoin en fonds de roulement Autres au poste variation du Besoin en fonds de roulement Créances clients pour un montant de 268 millions d'euros en 2005 (90 millions d'euros en 2004).

> Modifications apportées : retraitements

IFRIC 12. Concessions

L'application de l'interprétation IFRIC 12 en 2006 avec retraitement des périodes comparatives 2005 et 2004, sur le modèle de ce qui a été exposé en Annexe B.2.1.1, s'est traduite par une minoration des capitaux propres à l'ouverture 2005 nette d'impôts différés de 52 millions d'euros (10 millions d'euros à l'ouverture 2004) et une modification du résultat consolidé 2005 de + 3 millions d'euros (- 44 millions d'euros en 2004). L'impact sur le compte de résultat consolidé se décompose en la reconnaissance d'un chiffre d'affaires supplémentaire de respectivement 487 millions d'euros et 485 millions d'euros en 2005 et 2004, correspondant aux charges exposées dans le cadre de la production des biens de premier établissement, ainsi qu'à l'enregistrement en compte de résultat de 255 millions d'euros en 2005 (170 millions d'euros en 2004) de dépenses de renouvellement compensées par une reprise d'égal montant de la provision pour renouvellement.

IFRIC 4. Déterminer si un accord contient un contrat de location

Ainsi qu'il a été exposé en Annexe B.2.1.2, l'application en 2006 de l'IFRIC 4 avec retraitement des périodes comparatives 2005 et 2004 s'est traduite par un reclassement d'immobilisations corporelles en créances commerciales non courantes (poste Autres actifs non courants) pour 233 millions d'euros au 31 décembre 2005 (200 millions d'euros au 31 décembre 2004). L'impact sur les capitaux propres, le compte de résultat et le tableau des flux de trésorerie de l'application d'IFRIC 4 est non significatif.

IFRS 3. Regroupement d'entreprises

La finalisation dans le délai d'un an, comme l'autorise la norme IFRS 3, des travaux d'identification et d'évaluation des actifs acquis et des passifs assumés dans le cadre de l'acquisition en 2005 de la Société de Production d'Electricité s'est essentiellement traduite par la revalorisation d'actifs incorporels pour 81 millions d'euros, d'actifs

corporels pour 46 millions d'euros, d'instruments financiers dérivés actifs pour 27 millions d'euros, de provisions pour 38 millions d'euros et d'impôts différés passifs nets pour 35 millions d'euros. Enfin, un écart d'acquisition négatif de 35 millions d'euros a été substitué à l'écart d'acquisition constaté en 2005 pour un montant de 43 millions d'euros. Cet écart d'acquisition négatif est constaté dans le résultat de 2005.

C – COMPLÉMENTS D'INFORMATION RELATIFS AUX BILAN, COMPTE DE RÉSULTAT ET TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE

1. BILAN – ACTIF

Note 1 - Ecarts d'acquisition, Actifs incorporels du domaine concédé et autres immobilisations incorporelles

(en millions d'euros)	Ecarts d'acquisition	Concessions	Brevets, licences et droits similaires	Contrats clientèle	Immobilisations incorporelles en-cours	Autres	Total
Valeur brute au 01.01.2004	1 313	10273	186	6	80	47	11 905
Augmentations			4		516	8	528
Diminutions		-272	-1			-1	-274
Ecarts de conversion	41		-4			1	38
Autres	-5	454	46		-459	-5	31
Valeur brute au 31.12.2004	1 349	10 455	231	6	137	50	12 228
Augmentations			19	2	544	11	576
Diminutions		-211	-10		-1	-5	-227
Variation de périmètre	295		63	123	-1	70	550
Ecarts de conversion	22		11			1	34
Transfert des immo. en cours		530	12		-543	1	-
Autres	5	0	-5	-4	30	3	29
Valeur brute au 31.12.2005	1 671	10 774	322	128	167	131	13 193
Augmentations		1	10	8	536	7	562
Diminutions		-186	-2		-4	-6	-198
Variation de périmètre	76		10	2		-2	86
Ecarts de conversion	72		-8			2	66
Transfert des immo. en cours		389	47		-450	16	2
Autres	-	2	9	1		1	13
Valeur brute au 31.12.2006	1 819	10 980	388	139	249	149	13 724

La finalisation dans le délai d'un an, comme l'autorise la norme IFRS 3, des travaux d'identification et d'évaluation des actifs acquis et des passifs assumés dans le cadre de l'acquisition en 2005 de la Société de Production d'Electricité s'est essentiellement traduite par la revalorisation d'actifs incorporels en 2005 pour 81 millions d'euros (revalorisation de droits à capacité dans une centrale nucléaire, de contrats clientèle et de contrats d'achats). Enfin, un écart d'acquisition négatif de 35 millions d'euros a été substitué à l'écart d'acquisition

constaté en 2005 pour un montant de 43 millions d'euros. Cet écart d'acquisition négatif est constaté dans le résultat de 2005. Cet écart d'acquisition négatif est constaté dans le résultat de 2005.

L'augmentation des immobilisations incorporelles en cours en 2006 concerne essentiellement des actifs incorporels du domaine concédé pour 397 millions d'euros (cf Annexe B.2) et des applications informatiques (94 millions d'euros).

(en millions d'euros)	Ecarts d'acquisition	Concessions	Brevets, licences et droits similaires	Contrats clientèle	Immobilisations incorporelles en-cours	Autres	Total
Amortissements et pertes de valeur cumulés au 01.01.2004	107	4923	120	1		21	5172
Dotations aux amortissements		368	20			5	393
Reprises d'amortissement sur cessions et retraits		-269					-269
Pertes de valeur – Dotations	52		-1				51
Pertes de valeur – Reprises			-21				-21
Ecarts de conversion			-2			1	-1
Autres			18		2	-1	19
Amortissements et pertes de valeur cumulés au 31.12.2004	159	5 022	134	1	2	26	5 344
Dotations aux amortissements		381	22	5		13	421
Reprises d'amortissement sur cessions et retraits		-216	-8	-		-2	-226
Pertes de valeur – Dotations	2		-1				1
Pertes de valeur – Reprises			-28				-28
Variation de périmètre			6	5		4	15
Ecarts de conversion			4		1		5
Autres	9	-	-1			2	10
Amortissements et pertes de valeur cumulés au 31.12.2005	170	5 187	128	11	3	43	5 542
Dotations aux amortissements		394	31	12		23	460
Reprises d'amortissement sur cessions et retraits		-186	-2			-5	-193
Pertes de valeur – Dotations					1		1
Pertes de valeur – Reprises					-1		-1
Variation de périmètre			2				2
Ecarts de conversion			-1			1	-
Autres		-21	9			8	-4
Amortissements et pertes de valeur cumulés au 31.12.2006	170	5 374	167	23	3	70	5 807

(en millions d'euros)	Écarts d'acquisition	Concessions	Brevets, licences et droits similaires	Contrats clientèle	Immobilisations incorporelles en-cours	Autres	Total
Valeur nette comptable au 31.12.2004	1 190	5 433	97	6	135	24	6 884
Valeur nette comptable au 31.12.2005	1 501	5 587	194	117	164	88	7 651
Valeur nette comptable au 31.12.2006	1 649	5 606	221	116	246	79	7 917

L'évolution du poste Écarts d'acquisition s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	
Écarts d'acquisition au 31.12.2004	1 190
Variation de périmètre :	
<i>Groupe Savelys</i>	251
<i>Distrigaz Sud</i>	32
<i>Cofathec</i>	11
Perte de valeur	-2
Écarts de conversion	22
Autres	-3
Écarts d'acquisition au 31.12.2005	1 501
Variation de périmètre :	
<i>Maïa Eolis</i>	57
<i>Cofathec</i>	17
<i>AES Energia Cartagena</i>	8
<i>Distrigaz Sud (cession de 10% des 51% initiaux)</i>	-6
Écarts de conversion	72
Écarts d'acquisition au 31.12.2006	1 649

L'augmentation des écarts d'acquisition est liée principalement à la création fin décembre de la société commune (Maïa Eolis) entre Gaz de France (49 %) et Maïa Sonnier (51 %).

Les écarts de conversion concernent les écarts d'acquisition en peso mexicain (- 4 millions d'euros), en lei roumain (+2 millions d'euros) et en couronne slovaque (+ 74 millions d'euros).

Les écarts d'acquisition inscrits au bilan au 31 décembre 2006 concernent principalement :

- Groupe SPP : 808 millions d'euros
- Gasag : 203 millions d'euros
- Groupe Cofathec : 186 millions d'euros
- Groupe Savelys : 251 millions d'euros
- Maïa Eolis : 57 millions d'euros

Note 2 – Immobilisations corporelles

Note 2 a. Variations de l'exercice

Valeur brute (en millions d'euros)	Installations techniques								Autres immobi- lisations	Immobili- sations en cours et avances	Total immobilisations corporelles
	Transport	TM ^(a)	Stockage	Distribution	Exploration		Terrains	Constructions			
					Production	Autres					
au 01.01.2004	6 422	407	2 744	1 768	3 523	999	186	1 184	511	1 150	18 894
Augmentations	4		12	13	67	40	-1	3	79	979	1 196
Diminutions	-9		-12	-86	-36	-18		-32	-31	-31	-255
Ecart de conversion	10			27	5	62	1	-19	-8	7	85
Autres	131	9	-86	765	-21	-39		41	14	-407	407
au 31.12.2004	6 558	416	2 658	2 487	3 538	1 044	186	1 177	565	1 698	20 327
Augmentations	9	1	34	14	39	49	1	3	26	1 058	1 234
Diminutions	-5		-26	-9	-20	-26	-2	-20	-43	-16	-167
Var. de périmètre	2	7	32	344	59	213	9	46	20	36	768
Ecart de conversion	9		5	-4	7	8	1	2	47	15	90
Transfert des immo. en cours	214	9	163	85	124	415	2	58	27	-1 096	1
Autres	-10	-3	-9	42	121	-38	5	-26	-21	-7	54
au 31.12.2005	6 777	430	2 857	2 959	3 868	1 665	202	1 240	621	1 689	22 308
Augmentations	11		3	26	80	174		5	38	1 500	1 837
Diminutions	-46		-26	-12	-89	-31	-2	-23	-32	-92	-353
Var. de périmètre	13				-46	696	2		-14	-3	648
Ecart de conversion	41		-2	70	-1	35		16	-11	-14	134
Transfert des immo. en cours	113	4	98	100	157	248	2	44	26	-794	-2
Autres	37		305	46	-127	68	-67	86	-106	-15	227
au 31.12.2006	6 946	434	3 235	3 189	3 842	2 855	137	1 368	522	2 271	24 799

(a) TM : terminaux méthaniers

Les investissements d'équipement (enregistrés en immobilisations corporelles et incorporelles) s'établissent à 2 169 millions d'euros en 2006, 1 749 millions d'euros pour l'année 2005 et 1 451 millions d'euros en 2004. Ils intègrent 1 114 millions d'euros d'investissements dans le secteur des Infrastructures en France, notamment en Transport-Stockage (618 millions d'euros pour l'ensemble composé de Gaz de France SA et GRTgaz) et en Distribution (496 millions d'euros). Les investissements des filiales concernent principalement le secteur de

l'Exploration-Production pour 581 millions d'euros (développement de projets).

En outre, les opérations d'investissement sans incidence sur la variation de la trésorerie comprennent les acquisitions en location-financement pour 143 millions d'euros en 2006 (concernant essentiellement la mise en service d'un méthanier), 9 millions d'euros en 2005 et 14 millions d'euros en 2004, et les investissements dans la filiale AES Energia Cartagena présentés en variation de périmètre.

Amortissements et pertes de valeur cumulés (en millions d'euros)	Installations techniques								Autres immobi- lisations	Immobi- lisations en cours et avances	Total immobilisations corporelles
	Transport	TM ^(a)	Stockage	Distribution	Exploration		Terrains	Constructions			
					Production	Autres					
au 01.01.2004	1 021	273	993	639	1 342	355	79	540	349	2	5 593
Dotations amort.	235	14	89	23	331	164	5	64	37		962
Reprises(cess./retr.)	-5		-6	-1	-34	-17		-22	-26		-111
Perte de valeur – dotations					21				23	10	54
Perte de valeur – reprises					-47						-47
Var. de périmètre						11		-9			2
Ecart de conversion	3		1	10	-1						13
Autres	-3	2	-64	62	-1	-81		-3	-33		-121
au 31.12.2004	1 251	289	1 013	733	1 611	432	84	570	350	12	6 345
Dotations amort.	250	13	85	92	370	-6	5	47	33		889
Reprises(cess./retr.)	8		-5	-7	-38	4	-2	-23	-40		-103
Perte de valeur – dotations								1	16	8	25
Perte de valeur – reprises					-13				-9		-22
Var. de périmètre	2	7	32	2		-32		3	14		28
Ecart de conversion	8		1	1	-4	10		1	11		28
Autres			-4	-7	45	-22	-1	-24	-22		-35
au 31.12.2005	1 519	309	1 122	814	1 971	386	86	575	353	20	7 155
Dotations amort.	253	13	92	101	285	136	3	51	37		971
Reprises(cess./retr.)	-3		-14	-8	-47	-23	-1	-20	-30		-146
Perte de valeur – dotations				1	21	3		1		28	54
Perte de valeur – reprises						-5		-1	-1		-7
Var. de périmètre	12				-16				-2		-6
Ecart de conversion	13		1	16	3	20		4	3		60
Autres	-11		75	-10	-133	163	-53	48	-44	58	93
au 31.12.2006	1 783	322	1 276	914	2 084	680	35	658	316	106	8 174

Valeur nette (en millions d'euros)	Installations techniques								Autres immobi- lisations	Immobi- lisations en cours et avances	Total immobilisations corporelles
	Transport	TM ^(a)	Stockage	Distribution	Exploration		Terrains	Constructions			
					Production	Autres					
au 31.12.2004	5 307	127	1 645	1 754	1 927	612	102	607	215	1 687	13 982
au 31.12.2005	5 258	121	1 735	2 145	1 897	1 279	116	665	268	1 669	15 153
au 31.12.2006	5 163	112	1 959	2 275	1 758	2 175	102	710	206	2 165	16 625

(a) TM : Terminaux méthaniens

Les tests de perte de valeur effectués en 2005 ont notamment conduit à constater une dépréciation de la valeur de champs d'exploration au Royaume-Uni (49 millions d'euros).

Les immobilisations incluent les actifs de démantèlement pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31.12.2006	Amortissements	Valeurs nettes au 31.12.2006	Valeurs nettes au 31.12.2005	Valeurs nettes au 31.12.2004
Actifs de démantèlement	1 131	276	855	797	726

Note 2 b. – Coûts d'exploration immobilisés

Le tableau suivant présente la variation nette des coûts d'exploration immobilisés :

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Solde d'ouverture	80	26	6
Coûts immobilisés dans l'attente de détermination de réserves prouvées	104	83	43
Montants précédemment immobilisés et passés en charge de l'exercice	-45	-13	-10
Montants transférés en immobilisations de développement	-3	-16	-13
Solde de clôture	136	80	26

Note 2 c. – Contrats de location-financement (y compris actifs incorporels)

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31.12.2006	Amortissement et dépréciation	Valeurs nettes au 31.12.2006	Valeurs nettes au 31.12.2005	Valeurs nettes au 31.12.2004
Installations techniques	866	222	644	536	585
Constructions	308	134	174	183	193
Autres	3	2	1	2	1
Total immobilisations corporelles	1 177	358	819	721	779
Actifs incorporels	71	26	45	40	43
Total actifs en location-financement	1 248	384	864	761	822

La progression constatée au 31 décembre 2006 sur le poste « Installations techniques » provient de l'activation du contrat long terme de charte à temps du méthanier de 74 000 m³ « Gaz de France Energy ».

Le rapprochement entre la valeur non actualisée et la valeur actualisée des paiements minimaux se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2006		31.12.2005	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
A moins d'un an	109	81	91	68
De un an à cinq ans	449	363	472	386
A plus de cinq ans	446	373	376	324
Total paiements futurs minimaux	1 004	817	939	778

Note 3 – Participations mises en équivalence, Sociétés en intégration proportionnelle, Actifs financiers non courants et placements du secteur financier

Note 3 a – Participations mises en équivalence

Les participations du Groupe dans des entreprises associées et les pourcentages de participation sont détaillées en note 35.

Les montants ci-dessous représentent la quote-part du Groupe au titre des éléments d'actif, de passif et de résultat relatifs aux entreprises associées :

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Actifs non courants	1 490	1 161	829
Actifs courants	569	491	367
Passifs non courants	-889	-620	-524
Passifs courants	-474	-396	-293
Actifs nets	696	636	379
Ecart d'acquisition	22	57	6
Participations mises en équivalence (Bilan)	718	693	385
Chiffre d'affaires	878	838	895
Résultat	176	189	120

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Valeur des participations à l'ouverture	693	385	398
Quote-part de résultat	176	189	120
Variation de périmètre	59	233	4
Ecart de conversion	7	7	-1
Dividendes	-217	-144	-136
Autres		23	
Valeur des participations à la clôture	718	693	385

La société d'exploration-production EFOG représente 34 % du poste des participations mises en équivalence. Son chiffre d'affaires représente 35 % du chiffre d'affaires des sociétés mises en équivalence et son résultat net 64% du résultat des sociétés mises en équivalence.

Le Groupe RETI, issu de la réorganisation du pôle italien de distribution et de commercialisation du gaz, composé des anciennes sociétés Italcogim

Reti et Arcalgas Progetti et dont l'activité est la distribution du gaz, représente 43% du poste des participations mises en équivalence.

La société Gaz Transport & Technigaz, dont l'activité est le développement de technologies à membranes pour les méthaniers, contribue à hauteur de 21% au résultat des sociétés mises en équivalence.

Note 3 b – Sociétés en intégration proportionnelle

Les montants ci-dessous représentent la quote-part détenue par le Groupe dans les actifs, passifs, produits et charges hors écarts d'acquisition.

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Actifs non courants	2 809	2 378	2 060
Actifs courants	4 045	3 935	1 345
Total Actif	6 854	6 313	3 405
Passifs non courants	1 025	1 059	856
Passifs courants	3 496	3 645	981
Total Passif	4 521	4 704	1 837
Produits	2 287	1 593	1 331
Charges	-1 942	- 1 317	- 1 110
Résultat	345	276	221

Note 3 c – Actifs financiers non courants et placements du secteur financier

<i>(en millions d'euros)</i>	Actifs disponibles à la vente		Prêts	Créances à long terme	Dépôts et cautionnements	Total actifs financiers non courants	Placements du secteur financier
	Participations non consolidées	Autres actifs disponibles à la vente					
Valeur brute 01.01.2004	483	153	170	216	38	1 060	227
Augmentations	22	26	78	60	-	186	34
Diminutions	-4	-5	-101	-5	-4	-119	-
Reclassements et autres	40	-18	-	-22	-	-	-2
Valeur brute 31.12.2004	541	156	147	249	34	1 127	259
Impact de la première application IAS 32.39	254	-20	-	8	-	242	1
Valeur brute 01. 01.2005	795	136	147	257	34	1 369	260
Augmentations	11	2	108	12	110	243	-
Diminutions	-143	-	-31	-33	-32	-239	-2
Ajust. de la juste valeur	109	2	-	-	-	111	2
Variation de périmètre	-241	-	3	-15	-	-253	-
Reclassements et autres	-2	-12	-11	9	19	3	-161
Valeur brute 31.12. 2005	529	128	216	230	131	1 234	99
Augmentations	31	319	9	4	64	427	124
Diminutions	-120	-1	-49	-31	-4	-205	-
Ajust. de la juste valeur	-79	60	-	-	-	-19	-
Variation de périmètre	-20	-	-	-23	1	-42	-
Reclassements et autres	36	-37	12	-20	23	14	-53
Valeur brute 31.12.2006	377	469	188	160	215	1 409	170
Provisions au 01.01.2004	45	6	1	17	-	69	-
Dotations	6	1	-	-	-	7	-
Reprises	-	-	-	-	-	-	-
Reclassements et autres	-2	-1	-	-1	-	-4	-
Provisions au 31.12.2004	49	6	1	16	-	72	-
Impact de la première application IAS 32.39	-	-	-	-	-	-	-
Provisions au 01.01.2005	49	6	1	16	-	72	-
Dotations	1	-	1	-	-	2	-
Reprises	-	-	-	-5	-	-5	-
Reclassements et autres	-	-4	-	-	-	-4	-
Provisions au 31.12.2005	50	2	2	11	-	65	-
Dotations	3	-	-	-	-	3	1
Reprises	-	-	-	-	-	-	-1
Reclassements et autres	1	-1	-	-	-	-	3
Provisions 31.12.2006	54	1	2	11	-	68	3
Valeur nette 31.12.2004	492	150	146	233	34	1 055	259
Valeur nette 31.12.2005	479	126	214	219	131	1 169	99
Valeur nette 31.12.2006	323	468	186	149	215	1 341	167

Au 31 décembre 2006, les autres actifs disponibles à la vente intègrent notamment des titres Suez acquis au cours de l'exercice pour un montant de 256 millions d'euros.

Au cours de l'exercice 2006, Gaz de France a cédé les titres Technip encore en sa possession pour 112 millions d'euros.

Principales participations non consolidées

(en millions d'euros)	% du capital détenu	Valeur nette Comptable	Résultat	Capitaux propres (hors résultat)	Chiffre d'affaires	Date de clôture du dernier exercice connu
Petronet	10	65	36	200	718	31/03/2006
Sté d'invest. en Autriche	20	81	66	368	-	31/12/2005
ECW	22	33	11	138	121	31/12/2005
Autres		144				
Total Net		323				

Note 4 – Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31.12.2006	Dépréciation	Valeur nette au 31.12.2006	Valeur nette au 31.12.2005	Valeur nette au 31.12.2004
Stocks de gaz	1 865	-53	1 812	1 336	828
Autres stocks et en-cours	150	-27	123	116	79
Stocks et en-cours	2 015	-80	1 935	1 452	907

La hausse des stocks de gaz est notamment due à l'augmentation des volumes injectés supérieure aux volumes soutirés et à la progression du prix moyen du gaz acheté.

Note 5 – Autres actifs courants (hors instruments financiers dérivés)

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31.12.2006	Dépréciation	Valeur nette au 31.12.2006	Valeur nette au 31.12.2005	Valeur nette au 31.12.2004
Créances clients et comptes rattachés	7 359	-242	7 117	6 544	4 989
Charges constatées d'avance	151	-	151	147	60
Autres créances	981	-47	934	1 499	868
Total Autres débiteurs	1 132	-47	1 085	1 646	928
Actifs du secteur financier	431	-	431	895	440

Les actifs des filiales Banque Solfea et Gaselys sont classés sous la rubrique particulière des actifs circulants du secteur financier, leur activité étant spécifique.

Note 6 – Disponibilités et équivalents de disponibilités

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	Variation	31.12.2004	Variation
Disponibilités – euros	3	1	2	1	-
Disponibilités – devises	3	4	-1	4	-
Comptes bancaires – euros	729	593	136	299	294
Comptes bancaires – autres devises	160	312	-152	168	144
Caisse et dépôts à vue	895	910	-15	472	438
SICAV et FCP monétaires	942	873	69	198	675
TCN et Comptes à terme venant à échéance à moins de trois mois	359	114	245	103	11
Equivalents de disponibilités	1 301	987	314	301	686
Disponibilités et équivalents de disponibilités au bilan	2 196	1 897	299	773	1 124
Découverts bancaires remboursables à vue – euros	-587	-663	76	-471	-192
Découverts bancaires remboursables à vue – devises	-98	-36	-62	-35	-1
Total découverts bancaires remboursables à vue	-685	-699	14	-506	-193
Comptes courants à caractère de disponibilité	58	28	30	-28	56
Autres	6	-2	8	-2	-
Trésorerie du tableau des flux de trésorerie	1 575	1 224	351	237	987

2 – BILAN – PASSIF

Note 7 – Capital – Actions en circulation

Note 7 a – Actions en circulation

Actions ordinaires en circulation	
Au 1er janvier 2005	451 500 000
Au 28 avril 2005	
Actions nouvelles suite à la division par 2 du nominal	451 500 000
Nombre d'actions avant l'augmentation de capital	903 000 000
Au 30 juin 2005	903 000 000
Au 7 juillet 2005	
Augmentation de capital – émission d'actions	70 323 469
Augmentation de capital – émission complémentaire dans le cadre de l'exercice de l'option de sur-allocation	10 548 519
Nombre d'actions émises*	80 871 988
Au 31 décembre 2005	983 871 988
Au 31 décembre 2006	983 871 988

* L'augmentation de capital est assortie d'une prime d'émission de 1 789 millions d'euros.

Capital social	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Nombre d'actions émises et entièrement libérées	983 871 988 ⁽¹⁾	983 871 988 ⁽¹⁾	451 500 000 ⁽²⁾
Nombre d'actions émises et non entièrement libérées			
Nombre total d'actions composant le capital social	983 871 988	983 871 988	451 500 000

(1) Valeur nominale 1 euro

(2) Valeur nominale 2 euros

Chaque action confère un droit de vote simple.

Le résultat par action non dilué est obtenu en divisant le résultat net par le nombre moyen d'actions composant le capital.

Le résultat par action dilué est obtenu en divisant le résultat net par le nombre moyen d'actions composant le capital en tenant compte des éventuels instruments dilutifs. Au 31 décembre 2006, il n'existe aucun instrument de dilution.

Note 7 b. Autocontrôle

Gaz de France a souscrit un contrat de liquidité en application d'une décision du Conseil d'Administration du 26 avril 2006. Ce contrat signé est conforme à la Charte de déontologie établie par l'Association Française des Entreprises d'Investissement (AFEI) et approuvé par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) par décision du 22 mars 2005. Il a été conclu avec une banque désignée « animateur » pour une durée de 12 mois.

Les actions propres détenues en portefeuille à la clôture dans ce cadre sont portées en déduction des capitaux propres.

Au 31 décembre 2006, Gaz de France ne détient aucune action d'autocontrôle.

Note 7 c. Ecarts de conversion par devise (part groupe)

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Zone USD	0	10	-2
Zone GBP	17	4	-
Dollar canadien (CAD)	-1	2	-2
Couronne slovaque (SKK)	294	127	94
Couronne norvégienne (NOK)	19	26	10
Peso mexicain (MXN)	-1	23	-6
Lei roumain (RON)	16	-7	-
Florin hongrois (HUF)	5	7	12
Autres devises	0	1	-2
TOTAL	349	194	104

Note 7 d. 1ère application des normes sur les instruments financiers au 1er janvier 2005

L'impact de la première application de ces normes s'est traduit par une majoration des capitaux propres de 192 millions d'euros au 1er janvier

2005 qui s'analyse en une augmentation des capitaux propres part du Groupe de 198 millions d'euros et une diminution des intérêts minoritaires de 6 millions d'euros.

Le tableau ci-dessous récapitule l'impact des normes IAS 32 et 39 sur les capitaux propres du Groupe au 1er janvier 2005 :

(en millions d'euros)	Capitaux propres Part du groupe				Int. minoritaires	Total capitaux propres
	Réserves groupe	Réserves de juste valeur AFS ^(a)	Réserves de CFH ^(b)	Réserves totales part du groupe		
Capitaux propres au 31/12/04 en normes IFRS avant IAS 39	10 998			10 998	212	11 210
<i>Impacts nets d'impôts différés de la 1ère application des normes IAS 32 et 39 :</i>						
Réévaluation des actifs disponibles à la vente		254		254		254
Instruments financiers dérivés de couverture sur actifs disponibles à la vente	- 11			- 11		- 11
Valorisation des titres participatifs au coût amorti	- 94			- 94		- 94
Valorisation des emprunts obligataires au coût amorti	8			8		8
Instruments financiers dérivés de couverture de taux sur emprunt			- 14	- 14	-6	- 20
Instruments financiers dérivés matières	31		21	52		52
Autres	3			3		3
Impact total des normes IAS 32 et 39	- 63	254	7	198	-6	192
Capitaux propres au 01/01/05 en normes IFRS	10 935	254	7	11 196	206	11 402

(a) Réserve de juste valeur pour les actifs disponibles à la vente (« Available For Sale »)

(b) Réserve de couverture de flux de trésorerie (« Cash Flow Hedge »)

Réévaluation à la juste valeur des actifs disponibles à la vente

Les actifs disponibles à la vente comprenaient notamment les titres de participation non consolidés qui conformément à la norme IAS 39, sont évalués en juste valeur par référence au cours de bourse pour les instruments financiers cotés. Les variations de valeur sont comptabilisées par les capitaux propres sur le poste « Réserves de juste valeur – AFS ».

Lors de la transition, les titres détenus par le Groupe dans les sociétés Technip et Petronet LNG ont été évalués en juste valeur sur la base de leur cours de cotation au 31 décembre 2004.

Titres Technip

La valorisation en juste valeur des titres Technip s'est traduite par la constatation dans les capitaux propres à l'ouverture d'une réserve de juste valeur d'un montant de 226 millions d'euros. Après prise en compte des instruments de couverture mis en place pour protéger la valeur des titres détenus, l'impact sur les fonds propres de la valorisation en juste valeur de la participation Technip était de 215 millions d'euros.

Titres Petronet LNG

Le Groupe Gaz de France détient une participation de 10% dans la société indienne Petronet LNG, qui a développé avec la construction du terminal

de Dahej la première chaîne d'approvisionnement en GNL de l'Inde. Une partie du capital de la société est cotée sur les bourses de New Delhi et de Bombay.

La valorisation à la juste valeur des titres Petronet LNG, sur la base du cours de cotation au 31 décembre 2004 a conduit à majorer les capitaux propres de 26 millions d'euros.

Aucune imposition différée n'a été constatée lors de la transition sur la revalorisation en juste valeur de ces titres du fait de l'existence d'un volume suffisant de moins-values à long terme reportables.

Autres actifs disponibles à la vente

La valorisation des autres actifs disponibles à la vente n'emportait pas d'enjeux significatifs et induisait une majoration des capitaux propres de 2 millions d'euros.

Valorisation des dettes financières au coût amorti

Conformément à la norme IAS 39, les dettes financières sont évaluées en coût amorti en appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif.

Titres participatifs

Gaz de France a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et 1986 sous forme de deux tranches, A et B. Seuls les titres participatifs de la tranche A demeurent en circulation. Les titres participatifs de la tranche A comprennent une rémunération composée de deux termes, une partie fixe et une partie variable. La partie fixe est fondée sur un pourcentage (63 %) du taux moyen obligataire et la partie variable dépend notamment de la valeur ajoutée de Gaz de France. La rémunération annuelle minimale s'élève à 85 % du taux moyen obligataire et la maximale à 130 % du taux moyen obligataire.

Lors de la transition, les titres participatifs ont été comptabilisés au coût amorti, les intérêts courus étant calculés sur la base du taux d'intérêt effectif. Compte tenu des niveaux de rémunération constatés par le passé et estimés pour le futur, la dette a été valorisée à 130% de la valeur historique des titres. Ceci s'est traduit par une minoration des capitaux propres de 94 millions d'euros nets d'impôts différés (144 millions d'euros avant imposition différée).

Emprunts obligataires

Au 1er janvier 2005, les émissions obligataires à échéance 2013 et 2018, comportant des primes et des frais d'émission, ont été évaluées au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Cette évaluation a conduit à annuler la valeur nette des primes d'émission à l'ouverture et à ajuster le montant des emprunts obligataires sur la base des taux d'intérêts effectifs calculés.

Ces retraitements se sont traduits par une majoration des capitaux propres de 8 millions d'euros lors de la 1ère application des normes sur les instruments financiers.

Comptabilisation des instruments financiers dérivés

Instruments financiers dérivés de taux sur emprunts

Le Groupe utilise des instruments dérivés de couverture de flux de trésorerie pour gérer les risques sur les flux financiers liés notamment à des emprunts à taux variables. Lors du passage aux normes IAS 32 et 39, les justes valeurs des instruments de couverture ont été comptabilisées en réserve de couverture de flux de trésorerie, le Groupe n'ayant pas mis en évidence à l'ouverture de parts inefficaces sur ces instruments à comptabiliser directement en réserves de 1ère application.

Au 1er janvier 2005, la valorisation des instruments dérivés de couverture sur emprunts a conduit à minorer les capitaux propres de 14 millions d'euros.

Instruments financiers dérivés sur les matières

Conformément à la norme IAS 39, la juste valeur des instruments financiers dérivés utilisés par le Groupe pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des matières premières a été comptabilisée, lors de la transition :

- en contrepartie des réserves de couverture de flux de trésorerie pour les opérations éligibles à ce type de couverture,
- en réserve de 1ère application, et donc non recyclable en résultat, pour les opérations ne répondant pas aux critères de la comptabilité de couverture et pour les instruments dérivés matières éligibles à la comptabilité de couverture de juste valeur.

Comptabilité de couverture

Pour l'établissement du bilan d'ouverture, la norme de première application (IFRS 1) requiert d'inscrire en comptabilité de couverture tous les instruments qualifiés de couverture dans le référentiel français antérieurement appliqué.

Opérations éligibles à la comptabilité de couverture

Couverture de flux de trésorerie

Au 1er janvier 2005, la valorisation des instruments financiers relatifs à ces opérations de couverture de flux de trésorerie afférentes aux achats de gaz a induit une majoration des capitaux propres de 21 millions d'euros nets d'impôts différés au titre de la réserve de couverture de « Cash-Flow Hedge » (34 millions d'euros avant imposition différée).

Couverture de juste valeur

Au 1er janvier 2005, l'impact de la valorisation de ces instruments financiers de couverture de juste valeur a été entièrement compensé par celui de la valorisation à la juste valeur des contrats couverts.

Opérations non éligibles à la comptabilité de couverture

Ces opérations de macro couverture ou d'optimisation ne répondent pas aux critères de la comptabilité de couverture selon la norme IAS 39. La comptabilisation à la juste valeur des instruments financiers dérivés correspondants a conduit à majorer les capitaux propres au 1er janvier 2005 de 31 millions d'euros (47 millions d'euros avant prise en compte de l'imposition différée).

Note 8 – Provisions (hors provisions pour avantages au personnel)*

(en millions d'euros)	Provision pour renouvellement	Reconstitution des sites	Litiges	Autres	Total Provisions
AU 31.12.2005	3 683	1 646	140	248	5 717
Dotations au compte de résultat	414	1	24	66	505
Augmentation par Bilan **	-	124	-	-	124
Provisions consommées	-432	-22	-20	-55	-529
Provisions excédentaires ou devenues sans objet	-	-119	-9	-30	-158
Diminution par Bilan **	-	-10	-	-2	-12
Reclassements	-	-1	-4	-21	-26
Variation de périmètre	-	6	2	-	8
Ecart de change	-	-	2	-	2
Effet de la désactualisation	208	76	-	1	285
Autres	1	-	-	-	1
au 31.12.2006	3 874	1 701	135	207	5 917
Non courant 2006					5 750
Courant 2006					167
au 31.12.2006					5 917
Non courant 2005					5 537
Courant 2005					180
AU 31.12.2005					5 717
Non courant 2004					5 438
Courant 2004					94
au 31.12.2004					5 532

* Les provisions pour avantages au personnel sont détaillées en note 26

** cf. § : Provision pour reconstitution des sites

Provision pour renouvellement

Le principe de la provision pour renouvellement est exposé en Annexe A. Il s'agit essentiellement de la provision pour renouvellement des ouvrages de distribution de gaz en France.

Cette provision fait l'objet d'une actualisation sur la base d'une hypothèse d'inflation de 2 % l'an et d'un taux d'actualisation nominal de 4 % (compte tenu d'une durée moyenne de l'ordre de 13 ans).

Provision pour reconstitution des sites

Le principe de la provision pour reconstitution des sites est exposé en Annexe A. Elle concerne principalement Gaz de France, sa filiale GRTgaz et ses filiales d'Exploration-Production.

Les sites concernés de Gaz de France et GRTgaz sont :

- d'une part les terrains ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé ; la provision, déterminée de manière statistique à partir d'échantillons de sites représentatifs, s'élève à 41 millions d'euros au 31 décembre 2006 (164 millions d'euros au 31 décembre 2005 et 163 millions d'euros au 31 décembre 2004). Un arrêt du Conseil d'Etat daté du 8 juillet 2005 ainsi que l'arrivée à son terme en avril 2006 du protocole conclu avec le Ministère de l'Environnement sur « la maîtrise et le suivi de la réhabilitation des anciens terrains d'usines à gaz » se sont traduits par une réestimation des obligations de l'entreprise à l'issue de laquelle une reprise de provision de 111 millions d'euros a été enregistrée,

- d'autre part les canalisations de transport, conduites de distribution, sites de stockage et terminaux méthaniers en exploitation (1 231 millions d'euros au 31 décembre 2006, 1 129 millions d'euros au 31 décembre 2005 et 1 018 millions d'euros au 31 décembre 2004).

Pour les sites opérés, comme pour les installations d'exploration-production (386 millions d'euros au 31 décembre 2006, 320 millions d'euros au 31 décembre 2005 et 275 millions d'euros au 31 décembre 2004), la valeur actuelle des coûts prévisionnels de démantèlement est provisionnée en totalité au passif, en contrepartie d'une immobilisation

corporelle ; les amortissements correspondants sont présentés dans le résultat opérationnel et les charges de désactualisation en charges financières.

Cette provision fait l'objet d'une actualisation sur la base d'une hypothèse d'inflation de 2 % l'an et d'un taux d'actualisation nominal de 4 % pour les installations d'exploration-production et de 5 % pour les installations de transport et de distribution de Gaz de France et GRTgaz compte tenu des maturités des obligations respectives.

Note 9 – Titres participatifs

Afin d'améliorer la lisibilité des informations comparatives, les soldes au 1^{er} janvier 2005 (soit post-application des normes IAS 32 et 39 sur les instruments financiers) sont présentés en lieu et place des soldes au 31 décembre 2004 pour les notes 9 à 13.

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	01.01.2005
Titres participatifs	624	623	630

Gaz de France a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et 1986 sous forme de deux tranches, A et B. Seuls les titres participatifs de la tranche A demeurent en circulation. Le Groupe a procédé, le 24 février 2005, à l'annulation de 7 000 titres participatifs qu'il avait rachetés en mars 2004, ce qui s'est traduit par une diminution du poste de 6 millions d'euros.

Suite à l'application, depuis le 1^{er} janvier 2005, des normes IAS 32 et 39 sur les instruments financiers, les titres participatifs sont évalués au coût amorti sur la base de 130 % du taux moyen obligataire.

La rémunération brute par titre s'établit à 38,60 euros en 2006, 38,26 euros en 2005 et 44,67 euros en 2004.

Le 23 janvier 2006 Gaz de France a conclu avec un établissement financier une opération de couverture du risque de taux d'intérêt sur la rémunération de ses titres participatifs A (cf Note 24.b).

Note 10 – Endettement financier net

(en millions d'euros)	31.12.2006			31.12.2005			01.01.2005		
	Part non courante	Part courante	Total	Part non courante	Part courante	Total	Part non courante	Part courante	Total
En-cours des dettes financières	3 936	1 461	5 397	3 316	1 165	4 481	3 813	978	4 791
Titres participatifs	624	-	624	623	-	623	630	-	630
Impact du coût amorti	7	-	7	8	-	8	9	-	9
Dettes financières	4 567	1 461	6 028	3 947	1 165	5 112	4 452	978	5 430
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette au passif	6	5	11	13	18	31	18	10	28
Dettes brute	4 573	1 466	6 039	3 960	1 183	5 143	4 470	988	5 458
Titres de placements de trésorerie	-88	-272	-360	-85	-160	-245	-82	-37	-119
Disponibilités et équivalents de disponibilités	-	-2 196	-2 196	-	-1 897	-1 897	-	-824	-824
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette à l'actif	-16	-2	-18	-	-16	-16	-	-9	-9
Trésorerie active	-104	-2 470	-2 574	-85	-2 073	-2 158	-82	-870	-952
Endettement net	4 469	-1 004	3 465	3 875	- 890	2 985	4 388	118	4 506
En-cours des dettes financières	4 560	1 461	6 021	3 939	1 165	5 104	4 443	978	5 421
Titres de placements de trésorerie	-88	-272	-360	-85	-160	-245	-82	-37	-119
Disponibilités et équivalents de disponibilités	-	-2 196	-2 196	-	-1 897	-1 897	-	-824	-824
Endettement net hors coût amorti et effets des instruments financiers	4 472	-1 007	3 465	3 854	-892	2 962	4 361	117	4 478

Note 10.a – Ratio d'endettement

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	01.01.2005
Endettement financier net	3 465	2 962	4 478
Capitaux propres	16 663	14 782	11 343
Ratio d'endettement	20,7%	20,0%	39,5%

Note 10.b – Endettement financier par nature

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	01.01.2005
Titres participatifs	624	623	630
Emprunts obligataires	1 997	2 062	2 058
Emprunts bancaires	1 286	845	1 205
Crédit-bail	817	778	835
Lignes de crédit	57	33	40
Billets de trésorerie et papier commercial	410	1	101
Divers	151	72	48
Total emprunts (hors coût amorti)	5 342	4 414	4 917
Découverts bancaires	679	690	504
Total dettes brutes	6 021	5 104	5 421
Titres de placements de trésorerie	-360	- 245	-119
Disponibilités et équivalents de disponibilités	-2 196	- 1 897	-824
Endettement net hors coût amorti et effets des instruments financiers	3 465	2 962	4 478

Emprunts obligataires

Les placements privés en yen font l'objet de cross currency swaps EUR/JPY contre Euribor 3M plus marge. Ces emprunts ont été réalisés dans le cadre du programme EMTN mis en place en octobre 2002.

(en millions d'euros)	Valeur au bilan au 31.12.2006	Valeur nominale	Date d'émission	Date d'échéance	Taux initial	Cotation
Emissions publiques :						
– en euro	1 242	1 250 MEUR	02/2003	02/2013	4,75%	Paris/Luxembourg
	741	750 MEUR	02/2003	02/2018	5,13%	Paris/Luxembourg
Placements privés :						
– en yen	19	3 000 MJPY	03/2004	03/2009	0,66%	Aucune
Autres émissions	2					
Total emprunts obligataires	2 004					

Emprunts bancaires

Le montant des emprunts bancaires s'établit à 1 286 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Covenants et garanties :

Certains emprunts contractés par des filiales du Groupe peuvent comporter des garanties, et des clauses imposant le respect de certains ratios. Au 31 décembre 2006, le Groupe respecte les dispositions desdites clauses.

Dettes de location-financement

Le montant des dettes de location-financement s'établit à 817 millions d'euros au 31 décembre 2006, en augmentation de 39 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2005.

Au 31 décembre 2006, les dettes de location-financement proviennent essentiellement :

- des installations de distribution et de stockage d'une filiale allemande pour 300 millions d'euros,
- d'emprunts liés à l'acquisition de deux méthaniers pour un montant de 262 millions d'euros,

- de divers crédits-bails immobiliers pour un montant de 140 millions d'euros,
- d'emprunts contractés pour l'acquisition d'installations techniques.

Lignes de crédit

Le Groupe a signé le 18 février 2005 un crédit syndiqué multi-devises de 3 milliards d'euros d'une maturité de sept ans. Ce crédit a pour objet de financer les besoins généraux du Groupe et de servir de support aux programmes de financement court terme. Cette facilité n'est pas utilisée au 31 décembre 2006.

Les autres lignes de crédit utilisées s'élèvent à 57 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Billets de trésorerie et papier commercial

Gaz de France SA dispose de programmes de financement à court terme de 1 milliard de dollars américains pour le papier commercial et de 1,25 milliards d'euros pour les billets de trésorerie. Au 31 décembre 2006, 410 millions d'euros ont été tirés sur le programme des billets de trésorerie.

Note 11 – Ventilation des dettes financières par échéance

<i>(en millions d'euros)</i> <i>Au 31.12.2006</i>	Total	2007	2008	2009	2010	2011	Au-delà de 5 ans
Titres participatifs	624	-	-	-	-	-	624
Emprunts obligataires	1 997	-	-	19	-	-	1 978
Emprunts bancaires	1 286	230	179	120	110	102	545
Crédit-bail	817	81	107	76	118	62	373
Lignes de crédit	57	25	4	1	1	1	25
Billets de trésorerie et papier commercial	410	410	-	-	-	-	-
Divers	151	36	41	3	3	2	66
Total emprunts	5 342	782	331	219	232	167	3 611
Découverts bancaires	679	679	-	-	-	-	-
Total dette financière	6 021	1 461	331	219	232	167	3 611
Titres de placements de trésorerie	-360	-272	-34	-	-	-	-54
Disponibilités et équivalents de disponibilités	-2 196	-2 196	-	-	-	-	-
Endettement net hors coût amorti et effets des instruments financiers	3 465	- 1 007	297	219	232	167	3 557

<i>(en millions d'euros)</i> <i>Au 31.12.2005</i>	Total	2006	2007	2008	2009	2010	Au-delà de 5 ans
Dette financière	5 104	1 165	237	227	171	201	3 103
Titres de placements de trésorerie	-245	-160	-	-34	-	-	-51
Disponibilités et équivalents de disponibilités	-1 897	-1 897	-	-	-	-	-
Endettement net hors coût amorti et effets des instruments financiers	2 962	-892	237	193	171	201	3 052

<i>(en millions d'euros)</i> <i>Au 01.01.2005</i>	Total	2005	2006	2007	2008	2009	Au-delà de 5 ans
Dette financière	5 421	978	495	305	130	139	3 374
Titres de placements de trésorerie	-119	-37	-3	-	-34	-	-45
Disponibilités et équivalents de disponibilités	-824	-824	-	-	-	-	-
Endettement net hors coût amorti et effets des instruments financiers	4 478	117	492	305	96	139	3 329

Note 12 – Ventilation des dettes financières (y compris titres participatifs) par devise

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2006		31.12.2005	
	Montant	% de la dette en devises	Montant	% de la dette en devises
Euro (EUR)	5 604	93 %	4 624	90 %
Dollar américain (USD)	258	4 %	342	7 %
Yen (JPY)	19	0 %	58	1 %
Livre sterling (GBP)	39	1 %	36	1 %
Autres	101	2 %	44	1 %
Total dettes financières	6 021	100 %	5 104	100 %

Les dettes libellées en devises étrangères représentent 7 % du total de la dette, et font, pour partie, l'objet de couvertures de gestion, non éligibles à la comptabilité de couverture selon les critères de la norme IAS 39.

Gaz de France convertit notamment en euros ses deux émissions obligataires privées en yens (JPY), qui représentent 19 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Note 13 – Ventilation des dettes financières par taux

Dettes financières (y compris titres participatifs)

(en millions d'euros)	31.12.2006		31.12.2005		01.01.2005	
	Valeur au bilan	En %	Valeur au bilan	En %	Valeur au bilan	En %
AVANT COUVERTURE						
Taux fixe	3 037	50 %	2 883	56 %	2 868	53 %
Taux variable	2 984	50 %	2 221	44 %	2 553	47 %
Total dettes financières*	6 021	100 %	5 104	100 %	5 421	100 %

(en millions d'euros)	31.12.2006		31.12.2005		01.01.2005	
	Valeur au bilan	En %	Valeur au bilan	En %	Valeur au bilan	En %
APRES COUVERTURE						
Taux fixe	3 988	66 %	3 022	59 %	3 049	56 %
Taux variable	2 033	34 %	2 082	41 %	2 372	44 %
Total dettes financières*	6 021	100 %	5 104	100 %	5 421	100 %

* hors coût amorti

Emprunts obligataires et emprunts bancaires

(en millions d'euros)	31.12.2006		31.12.2005		01.01.2005	
	Valeur au bilan	En %	Valeur au bilan	En %	Valeur au bilan	En %
AVANT COUVERTURE						
Taux fixe inférieur à 5 %	1 612	69 %	1 339	60 %	1 282	59 %
Taux fixe entre 5 et 10 %	739	31 %	888	40 %	881	41 %
Sous-total taux fixe	2 351	72 %	2 227	77 %	2 163	66 %
Taux variable	932	28 %	680	23 %	1 100	34 %
Total	3 283	100 %	2 907	100 %	3 263	100 %

(en millions d'euros)	31.12.2006		31.12.2005		01.01.2005	
	Valeur au bilan	En %	Valeur au bilan	En %	Valeur au bilan	En %
APRES COUVERTURE						
Taux fixe inférieur à 5 %	1 754	73 %	1 339	55 %	1 310	56 %
Taux fixe entre 5 et 10 %	659	27 %	1 074	45 %	1 034	44 %
Sous-total taux fixe	2 413	74 %	2 413	83 %	2 344	72 %
Taux variable	870	26 %	509	17 %	938	28 %
Total	3 283	100 %	2 922	100 %	3 282	100 %

Les effets des couvertures de taux sont analysés en note 25 a.

Dettes financières long terme

Les dettes financières long terme comprennent les titres participatifs, les emprunts obligataires, les emprunts bancaires et les dettes de location-financement (part courante et non-courante).

Elles s'élèvent à 4 724 millions d'euros au 31 décembre 2006 (4 308 millions d'euros au 31 décembre 2005 et 4 728 millions d'euros au 1er janvier 2005).

Le taux d'intérêt effectif moyen de ces dettes financières long terme est de l'ordre de 4,60 % en 2006 et 4,90% en 2005.

3 – Compte de resultat

Note 14 – Chiffre d'affaires

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Ventes d'énergie	23 849	19 479	15 497
Prestations de services et autres	3 671	3 306	2 674
Produits des activités du secteur financier	122	87	35
Chiffre d'affaires	27 642	22 872	18 206

Au 31 décembre 2006, le chiffre d'affaires du Groupe ressort à 27 642 millions d'euros, en progression de 21 % (+17 % à périmètre comparable) par rapport à l'exercice 2005.

Note 15 – Consommations externes

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Achats d'énergie	15 810	12 569	8 800
Autres achats	4 390	3 856	3 013
Production immobilisée	-224	-131	-135
Consommations externes	19 976	16 294	11 678

La progression des achats d'énergie de + 26 % traduit la hausse des coûts d'approvisionnement ; ainsi pour Gaz de France SA le prix moyen d'importation a progressé de 27 % ; les volumes importés ont diminué de 6 %.

Note 16 – Frais de recherche et développement

Les frais de recherche et développement, comptabilisés en charges, sont de 84 millions d'euros au 31 décembre 2006 et de 73 millions d'euros au 31 décembre 2005. Ils s'élevaient à 90 millions d'euros pour l'exercice 2004. En outre, aucun frais de développement n'a été enregistré en immobilisations en 2006, 2005 et 2004.

Note 17 – Charges de personnel

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Salaires et traitements y c. participation et intéressement	1 651	1 549	1 299
Charges sociales	499	467	285
Coût des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel des régimes à prestations définies	184	106	277
Autres charges	247	287	182
Total charges de personnel	2 581	2 409	2 043

Effectifs

La progression des salaires et traitements entre décembre 2006 et décembre 2005 est principalement liée aux variations de périmètre, notamment les acquisitions en 2005 des sociétés Distrigaz Sud et SPE.

Les effectifs du Groupe s'élèvent à 50 244 personnes au 31 décembre 2006, contre 52 958 personnes au 31 décembre 2005 et 38 088 au 31 décembre 2004. L'essentiel des diminutions est intervenu au second semestre 2006.

Note 18 – Autres produits et charges opérationnels

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Reprises des provisions sur actifs courants ⁽¹⁾	66	80	39
Subventions d'exploitation	10	11	9
Gains sur instruments financiers dérivés ⁽²⁾	54	162	-
Résultat de cession des immobilisations corporelles et incorporelles	-	1	-
Résultat de cession d'actifs financiers (filiales) ⁽³⁾	243	-	-
Ecarts d'acquisition négatifs	-	44	31
Autres	253	267	208
Total autres produits opérationnels	626	565	287

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Dotations aux provisions sur actifs courants ⁽¹⁾	173	70	59
Impôts et taxes	295	263	209
Pertes sur instruments financiers dérivés ⁽²⁾	138	187	-
Résultat de cession des immobilisations corporelles et incorporelles	25	-	-
Autres	225	221	228
Total autres charges opérationnelles	856	741	496
Autres produits et charges opérationnels nets	-230	-176	-209

(1) Les dotations nettes aux provisions sur actifs courants s'élèvent en 2006 à 107 millions d'euros, dont 56 millions d'euros relatifs aux stocks, et 46 millions d'euros relatifs aux créances clients.

(2) Les pertes sur instruments financiers dérivés de 84 millions d'euros résultent de l'impact inhérent à l'inefficacité des instruments dérivés s'inscrivant dans une relation de couverture matière d'une part et les variations de juste valeur des instruments dérivés assimilés à des opérations de trading d'autre part.

(3) Le résultat net de cession des actifs financiers provient essentiellement de la cession des titres de la société KGM, générant une plus-value de 187 millions d'euros.

Résultat de cession des immobilisations corporelles et incorporelles

(en millions d'euros) Au 31.12.2006	Charges	Produits
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	- 115	90
Résultat de cession des immobilisations corporelles et incorporelles	- 25	-

L'impôt afférent aux charges nettes de cession d'immobilisations corporelles et incorporelles s'établit à 8 millions d'euros.

Note 19 – Dotations nettes aux amortissements et aux provisions

Amortissements

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Dotations nettes aux amortissements (I)	1 430	1 318	1 347

Les dotations aux amortissements comportent :

- 395 millions d'euros de dotations au titre des actifs incorporels du domaine concédé (381 millions d'euros au 31 décembre 2005, 368 millions d'euros au 31 décembre 2004),
- 66 millions d'euros de dotations au titre des autres actifs incorporels (40 millions d'euros au 31 décembre 2005, 25 millions d'euros au 31 décembre 2004),
- 971 millions d'euros de dotations au titre des actifs corporels (895 millions au 31 décembre 2005, 962 millions d'euros au 31 décembre 2004).

Dépréciations d'actifs

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Dépréciation des écarts d'acquisition	-	2	52
Dépréciation des autres immobilisations incorporelles (nette de reprises)	-	-28	-21
Dépréciation des autres immobilisations corporelles (nette de reprises)	48	- 1	9
Dotations nettes aux provisions sur actif immobilisé (II)	48	- 27	40

Les taux retenus lors de l'examen annuel 2006 de la valeur d'utilité des actifs pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 6 % et 11,8 % pour le segment Exploration-Production, 6 % et 10,4 % pour le segment Transport Distribution International, 6,7 % et 8 % pour le segment Services et entre 6 % et 7 % pour les segments Transport Stockage France et Distribution France.

Les tests de perte de valeur effectués en décembre 2006 ont notamment conduit à constater une dépréciation de la valeur de champs d'exploration au Royaume-Uni (49 millions d'euros).

Provisions pour risques et charges

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Dotations aux provisions pour risques et charges	479	294	667
Reprises de provisions pour risques et charges	- 710	- 545	- 316
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges (III)	- 231	- 251	351

Les principaux mouvements concernent les dotations et reprises de la provision pour renouvellement. En 2005, la dotation (nette de reprise) à la provision était diminuée d'un réajustement non récurrent des valeurs de remplacement futures des biens renouvelables d'environ 250 millions d'euros. En outre, le Groupe avait doté en 2004 la provision d'un montant de 264 millions d'euros en lien avec le programme d'accélération du

renouvellement des canalisations en fonte grise du réseau de distribution. Ce montant a été repris en 2005 et 2006.

Les reprises de provision en 2006 incluent également un montant non récurrent de 116 millions d'euros lié à une réestimation des obligations de l'entreprise au titre de la réhabilitation des « anciens terrains d'usines à gaz ».

(en millions d'euros)			
Total des dotations nettes aux amortissements et aux provisions (I) + (II) + (III)	1 247	1 040	1 738

Note 20 – Résultat financier

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET			
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie :	73	26	3
Résultat d'intérêts sur trésorerie et équivalents de trésorerie	13		
Résultat de cession d'équivalents de trésorerie (VMP liquides)	60	26	3
Coût de l'endettement financier brut :	- 196	- 228	- 182
Charges d'intérêt	- 206	- 232	- 228
Résultat net de change	10	4	46
TOTAL COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	- 123	- 202	- 179
AUTRES ELEMENTS FINANCIERS			
Autres produits financiers :			
Gains de change non liés à la dette	80	70	76
Gains sur instruments dérivés de change	3	1	5
Gains sur instruments dérivés sur titres	61	66	-
Dividendes reçus	51	28	31
Produits d'intérêts	32	48	18
Rendement attendu des actifs de couverture des engagements envers le personnel	86	90	81
Produits nets de cession des actifs financiers non courants	113	81	6
Reprises de provisions pour risques et charges financières	19	28	121
Autres produits	70	76	64
Sous-total produits	515	488	402
Autres charges financières :			
Pertes de change non liées à la dette	- 127	- 108	- 74
Pertes sur instruments dérivés de change	- 1	- 10	- 8
Pertes sur instruments dérivés sur titres	- 57	- 58	-
Charges d'intérêts (hors emprunts)	- 9	- 24	- 26
Désactualisation des provisions pour avantages au personnel	- 129	- 117	- 720
Désactualisation des autres provisions	- 285	- 308	- 409
Perte sur actifs financiers non courants	- 3	-	- 8
Abandons de créances financiers donnés	- 1	- 2	- 3
Dotations aux provisions pour risques et charges financières	- 35	- 25	- 1
Autres charges	- 102	- 72	- 67
Sous-total charges	- 749	- 724	- 1 316
TOTAL AUTRES ELEMENTS FINANCIERS	- 234	- 236	- 914

Note 21 – Impôts sur le résultat

Gaz de France a opté pour le régime de l'intégration fiscale. Cette option, exercée en 1998, a été renouvelée par périodes de 5 ans. L'option en cours a pour échéance le 31 décembre 2007.

La charge d'impôts sur les résultats se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Impôts exigibles	1 222	867	597
Impôts différés	- 118	- 73	- 170
Impôts sur les résultats	1 104	794	427

Note 21 a – Rapprochement entre la charge d'impôt comptabilisée dans le résultat consolidé et la charge d'impôt théorique

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Résultat avant impôt	3 427	2 572	1 571
Écarts d'acquisition négatifs (note 20)	-	- 44	- 31
Dépréciation des écarts d'acquisition (note 21)	-	1	52
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	- 176	- 189	- 125
Résultat avant impôt et impacts des écarts d'acquisition et du résultat des sociétés mises en équivalence	3 251	2 340	1 467
Taux légal d'imposition	34,43 %	34,93 %	35,43 %
Charge d'impôt théorique	1 119	817	520
Différences de taux de l'année précédente	-	-	-32
Différences de taux d'imposition	4	18	18
Utilisation de déficits ou différences temporaires antérieurement non activés	- 12	- 34	-39
Activation de déficits ou différences temporaires antérieurement non activés	-	- 17	-18
Déficits de l'exercice non activés	-	-	8
Différences permanentes	- 7	10	-30
Charge d'impôt effective	1 104	794	427
Taux d'impôt effectif	33,96 %	33,93 %	29,11 %

Note 21 b – Impôts exigibles et impôts différés

21 b 1 – Impôts exigibles

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Impôts exigibles – actif	84	69	298
Impôts exigibles – passif	- 208	- 154	- 115
Impôts exigibles nets	- 124	- 85	183

21 b 2 – Variation d'impôts différés

(en millions d'euros)	31/12/2005 retraité	Résultat	Capitaux propres	Variation de périmètre	Autres	31/12/2006
Impôts différés actifs	99	39	-	10	- 87	61
Impôts différés passifs	- 2 771	79	- 3	2	85	- 2 608
Impôt différé Net	- 2 672	118	- 3	12	- 2	- 2 547

21 b 3 – Sources d'impôts différés par catégorie de différence temporelle

(en millions d'euros)	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2004 (yc impact IAS 32-39)
Immobilisations	8	131	152
Provisions et charges à payer	349	288	318
Déficits reportables	257	181	116
Instruments financiers	81	72	19
Autres	32	45	38
Impôt différé actif	727	717	643
Immobilisations	- 2 469	- 2 600	- 2 520
Amortissement fiscal dérogatoire	- 544	- 437	- 145
Autres provisions réglementées	- 90	- 148	- 138
Provisions et charges à payer	- 11	- 12	- 260
Contribution des tiers sur actifs en concession	- 124	- 142	- 150
Instruments financiers	-	- 15	-
Autres	- 36	- 36	- 76
Impôt différé passif	- 3 274	- 3 389	- 3 289
Impôt différé net	- 2 547	- 2 672	- 2 646

Note 21 c – Impôts différés actifs non constatés

(en millions d'euros) Nature des différences temporelles	Total	Moins de cinq ans	Plus de cinq ans	Indéfiniment reportables
Déficits reportables	10	-	-	10
Autres différences temporelles	12	7	1	4
Total	22	7	1	14

4 – Tableau des flux de trésorerie

Note 22 – Tableau des flux de trésorerie

Activités opérationnelles

Les cash flows opérationnels avant impôt, dépenses de renouvellement et variation du besoin en fonds de roulement s'établissent à 5 118 millions d'euros au 31 décembre 2006, 4 254 millions d'euros au 31 décembre 2005 et 4 199 millions d'euros au 31 décembre 2004.

La variation du besoin en fonds de roulement (410 millions d'euros) traduit essentiellement la forte croissance de l'activité ainsi qu'un accroissement des quantités des valeurs stockées. Elle inclut la variation des comptes d'instruments financiers utilisés depuis le 1^{er} janvier 2005 dans le cadre de l'application des normes IAS 32 et IAS 39.

Au total, les activités opérationnelles génèrent une trésorerie positive au 31 décembre 2006 de 3 066 millions d'euros.

Activités d'investissement

Les investissements d'équipement représentent un décaissement de 2 169 millions d'euros au 31 décembre 2006. Les principaux investissements sont décrits en Note 2.

Les investissements en titres de participation et assimilés atteignent 487 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 674 millions d'euros au 31 décembre 2005.

Opérations d'investissement et de financement sans incidence sur la variation de trésorerie de l'exercice

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Acquisition en location-financement	143	9	14
Investissements corporels AES Energia Cartagena (cf Note 2.A)	671		

Globalement, les activités d'investissement s'établissent à 3 216 millions d'euros au 31 décembre 2006, soit un niveau proche de celui du 31 décembre 2005 (2 683 millions d'euros) et significativement plus important que celui de l'année 2004 (1 959 millions d'euros).

Activités de financement

Les activités de financement présentent un décaissement de 566 millions d'euros au 31 décembre 2006. L'année 2005 présentait un encaissement de 299 millions d'euros et l'année 2004 un décaissement de 1 121 millions d'euros.

Les dividendes versés se sont élevés à 669 millions d'euros dont 1 million d'euro aux actionnaires minoritaires des filiales consolidées.

Trésorerie

A l'issue des opérations de la période, la progression de la trésorerie s'établit à 351 millions d'euros contre 987 millions d'euros au 31 décembre 2005 et 217 millions d'euros au 31 décembre 2004.

5 – INSTRUMENTS FINANCIERS

Note 23 – Juste valeur des instruments financiers

Les principales méthodes et hypothèses utilisées pour estimer la juste valeur des instruments financiers sont décrites ci-dessous.

En ce qui concerne la trésorerie, les créances clients ainsi que les dettes fournisseurs, Gaz de France considère que leur valeur au bilan est la valeur la plus représentative de leur valeur de marché en raison du fort degré de liquidité de ces postes.

Les valeurs de marché des titres de participation non consolidés de sociétés cotées sont basées sur leur valeur boursière de fin de période.

La valeur de marché des emprunts obligataires convertibles, échangeables et indexés a été déterminée en utilisant la valeur boursière.

(en millions d'euros)	Valeur au bilan au 31.12.2006	Juste valeur au 31.12.2006	Valeur au bilan au 31.12.2005	Juste valeur au 31.12.2005	Valeur au bilan au 01.01.2005	Juste valeur au 01.01.2005	Valeur au bilan au 31.12.2004
Instruments valorisés à la juste valeur							
Titres Technip	0	0	174	174	231	231	5
Titres Petronet LNG	64	64	92	92	40	40	14
Instruments valorisés au coût amorti							
Titres participatifs	624	568	623	603	630	608	485
Emprunts obligataires	2 004	2 028	2 070	2 207	2 067	2 169	2 087

Les valorisations communiquées des titres participatifs et des emprunts obligataires sont exprimées « pied de coupon ».

Les justes valeurs des différents instruments financiers dérivés détenus par le Groupe sont détaillées ci-après (note 24).

Note 24 – Instruments financiers dérivés

Nota : principes comptables utilisés avant la première application des normes IAS 32 et 39 au 1^{er} janvier 2005.

Les instruments financiers et d'exploitation utilisés par le Groupe pour couvrir et gérer ses risques de change, taux et « matières premières » faisaient

l'objet d'inscriptions en comptes d'engagements hors-bilan, pour les capitaux et les intérêts futurs à échanger évalués aux cours du 31 décembre.

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés principalement pour gérer les risques de change, de taux d'intérêts et de prix des matières premières auxquels il est confronté dans le cadre de son activité.

(en millions d'euros)	Actif			Passif				
	Non courant	Courant	Total	31.12.2005 Total	Non courant	Courant	Total	31.12.2005 Total
Opérations commerciales								
- Dérivés de change						6	6	
- Dérivés matières		2 316	2 316	1 767		2 172	2 172	1 708
Sous-total		2 316	2 316	1 767		2 178	2 178	1 708
Opérations financières								
- Dérivés de change								
- Dérivés de taux	17	9	26	16	8	11	19	32
- Dérivés sur titres								61
Sous-total	17	9	26	16	8	11	19	93
Total instruments financiers dérivés	17	2 325	2342	1 783	8	2 189	2 197	1 801
Opérations commerciales		3	3			100	100	53
Opérations financières								
Total composantes couvertes des engagements		3	3			100	100	53

L'information quantitative sur les instruments financiers dérivés est divisée en deux parties, les opérations à caractère commercial d'une part et les opérations à caractère financier d'autre part.

Note 24 a. Informations quantitatives sur les opérations commerciales

(en millions d'euros)	31.12.2006			31.12.2005*		
	Juste valeur			Juste valeur		
	Actif	Passif	Notionnel	Actif	Passif	Notionnel
1. INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE						
Change à terme						
Position vendeur :						
Hors couverture			28			
Total change à terme	0	0	28			
Autres						
Position acheteur :						
Couverture		5	225			
Hors couverture		1	15			
Total Autres	0	6	240			
Total dérivés de change	0	6	268			
2. INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE MATIÈRES						
A. OPTIONS ET SWAPTIONS						
Position acheteur :						
Hors couverture						
Gaz naturel	19		77	23		150
Pétrole	28		32	2		45
Electricité	6		40	3		44
Sous-total position acheteur	53	0	149	28		239
Position vendeur :						
Hors couverture						
Gaz naturel		4	23		28	287
Pétrole		8	3		4	21
Electricité		3	45		2	17
Sous-total position vendeur	0	15	71		34	325
TOTAL OPTIONS ET SWAPTIONS	53	15	220	28	34	564

(en millions d'euros)	31.12.2006			31.12.2005*		
	Juste valeur			Juste valeur		
	Actif	Passif	Notionnel	Actif	Passif	Notionnel
B. SWAPS ET CONTRATS À TERME						
Position acheteur :						
Couverture						
Gaz naturel	29	17	158	14	6	117
Pétrole		497	4 621	492	49	3 708
Electricité	72	8	406			
S/T couverture	101	521	5 185	507	55	3 825
Hors couverture						
Gaz naturel	92	1 093	7 567	700	7	2 033
Pétrole	195	35	2 152	136	16	-
Electricité	17	308	1 836	346		893
Autres		1	70			
S/T hors couverture	304	1 437	11 624	1 181	23	2 926
Sous-total position acheteur	405	1 958	16 809	1 688	78	6 751
Position vendeur :						
Couverture						
Gaz naturel	38		54	2	128	278
Pétrole	286	17	2 387	39	353	2 053
Electricité	4	6	71			
S/T couverture	329	23	2 513	41	481	2 330
Hors couverture						
Gaz naturel	1 132	92	3 917	3	763	1 650
Pétrole	108	74	3 326	7	6	384
Electricité	290	9	1 832		346	874
S/T hors couverture	1 530	176	9 075	10	1 115	2 909
Sous-total position vendeur	1 858	199	11 588	51	1 596	5 239
TOTAL SWAPS ET CONTRATS À TERME	2 263	2 157	28 397	1 739	1 674	11 990
TOTAL DÉRIVÉS DE MATIÈRES	2 316	2 172	28 617	1 767	1 708	12 554
TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS RELATIFS AUX OPÉRATIONS COMMERCIALES	2 316	2 178	28 885	1 767	1 708	12 554

* Une analyse plus approfondie de la ventilation couverture / hors couverture des opérations de Gaz de France SA retournées par sa filiale Gaselys vers le marché a conduit à reclasser certains instruments entre les deux catégories.

Les instruments dérivés sur matières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par le Groupe consistent principalement en swaps, contrats à terme (futures) et options souscrits par la maison-mère pour gérer son risque de prix. La plupart de ces instruments est négociée auprès des tiers par l'intermédiaire de la filiale spécialisée Gaselys, consolidée en intégration proportionnelle à 51 %.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinées à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement du Groupe. Les options sont mises en oeuvre pour garantir des prix plafonds (calls) ou planchers (put) ;

- de création d'indice, qui sont initiées afin de rééquilibrer les volumes d'indexation du portefeuille d'approvisionnement sur les indices de marché belge (Zeebrugge) et britannique (NBP). Ce rééquilibrage est destiné à couvrir d'éventuelles futures ventes pour lesquelles les contreparties demanderaient ce type d'indices ;

- d'optimisation du coût des approvisionnements, en tirant le meilleur parti des flexibilités de ses contrats d'approvisionnement, de ses outils de production d'électricité, de ses capacités de stockage et de ses capacités de regazéification, pour arbitrer son sourcing entre marchés court terme et contrats d'approvisionnement en fonction des saisons.

Dans le cadre de ses activités de trading, le Groupe a également souscrit des contrats à terme (futures) sur gaz naturel, sur pétrole et sur électricité pour lesquels il peut procéder à une livraison financière ou physique selon les besoins de son bilan énergie.

Note 24 b. Informations quantitatives sur les opérations financières

(en millions d'euros)	31.12.2006			31.12.2005		
	Actif	Juste valeur Passif	Notionnel	Actif	Juste valeur Passif	Notionnel
1. INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE						
Change à terme						
Position vendeur :						
Couverture						12
Hors couverture			8			1
Sous-total position vendeur	0	0	8			13
Total dérivés de change	0	0	8			13
2. INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX						
SWAPS DE TAUX						
Fixe payeur/ variable receveur						
Couverture	21	7	1 272		15	430
Hors couverture	1	7	348			186
Sous-total	22	14	1 620		15	616
Fixe receveur/ variable payeur						
Couverture						
Hors couverture	4	4	446	16	16	176
Sous-total	4	4	446	16	16	176
Variable vers variable						
Couverture						
Hors couverture		1	19		1	58
Sous-total	0	1	19		1	58
Total swaps de taux	26	19	2 085	16	32	850

(en millions d'euros)	31.12.2006			31.12.2005		
	Actif	Juste valeur Passif	Notionnel	Actif	Juste valeur Passif	Notionnel
Autres						
Position vendeur :						
Couverture						
Hors couverture			80			
Total autres	0	0	80			
Total dérivés de taux	26	19	2 165			850
3. INSTRUMENTS DÉRIVÉS SUR TITRES				61		110
TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS RELATIFS AUX OPÉRATIONS FINANCIÈRES	26	19	2 173	16	93	973

Le 23 janvier 2006, Gaz de France a conclu avec un établissement financier une opération de couverture du risque de taux d'intérêt sur la rémunération de ses titres participatifs A. Il s'agit d'un swap à l'échéance du 15 octobre 2035, d'un montant notionnel de 480 128 216 EUR, comprenant 2 périodes successives :

(a) jusqu'au 15 octobre 2015, avec un coefficient multiplicateur de 130% du notionnel mentionné ci-dessus, et

(b) de 100 % ensuite et jusqu'à l'échéance finale.

Gaz de France reçoit un taux variable égal à une moyenne annuelle du taux CMS 10 ans (Constant Maturity Swap) en euros, et paye un taux fixe all-in de 4,3285 %.

Le taux CMS 10 ans choisi fait apparaître une très bonne corrélation avec la référence TMO utilisée pour la détermination du coupon des titres participatifs, tout en apportant une meilleure liquidité de marché et une permanence anticipée sur la durée de la couverture.

Note 24 c. Instruments financiers dérivés – Echéances et devises

La ventilation des instruments financiers dérivés par échéance et par devise est la suivante :

(en millions d'euros)	Montant du notionnel							Total au 31.12.2005
	Total au 31.12.2006	A un an au plus	De un à deux ans	De deux à trois ans	De trois à quatre ans	De quatre à cinq ans	A plus de 5 ans	
OPÉRATIONS COMMERCIALES								
Instruments dérivés de change								
Change à terme								
Dollar américain	28	28						
Livres sterling								
Euro								
Sous total Change à terme	28	28						
Autres								
Dollar américain	224	144	80					
Livres sterling								
Euro	16	10	6					
Sous total Autres	240	154	86					
Total dérivés de change	268	182	86					
Instruments dérivés matières								
Gaz naturel								
Dollar américain	101	72	28	1				349
Livres sterling	6 279	3 346	1 384	733	524	292		2 603
Euro	5 417	1 430	831	692	525	672	1 267	1 564
Sous total Gaz naturel	11 797	4 848	2 243	1 426	1 049	964	1 267	4 516
Pétrole								
Dollar américain	6 509	3 106	1 769	969	579	86		1 576
Livres sterling	12	3	8	1				
Euro	5 999	3 834	1 459	482	36	188		4 635
Sous total Pétrole	12 520	6 943	3 236	1 452	615	274		6 211
Electricité								
Dollar américain								
Livres sterling	1 350	985	287	65	13			572
Euro	2 880	1 849	749	269	2	11		1 255
Sous total Electricité	4 230	2 834	1 036	334	15	11		1 827
Autres								
Dollar américain	69		69					
Livres sterling								
Euro	1	1						
Sous total Autres	70	1	69					
Total dérivés matières	28 617	14 626	6 584	3 212	1 679	1 249	1 267	12 554
TOTAL OPÉRATIONS COMMERCIALES	28 885	14 808	6 670	3 212	1 679	1 249	1 267	12 554

(en millions d'euros)	Montant du notionnel							
	Total au 31.12.2006	A un an au plus	De un à deux ans	De deux à trois ans	De trois à quatre ans	De quatre à cinq ans	A plus de 5 ans	Total au 31.12.2005
OPÉRATIONS FINANCIÈRES								
1. Instruments dérivés de change								
Change à terme								
Dollar américain								1
Livres sterling								12
Euro								
Autres	8	8						
Total dérivés de change	8	8						13
2. Instruments dérivés de taux								
Swaps de taux d'intérêts								
Dollar américain	303	100	24	65	73	23	18	152
Livres sterling	19	2	1	1	1	2	12	32
Euro	1 744	213	77	87	74	10	1 283	606
Autres	19			19				58
Total Swaps de taux	2 085	315	102	172	148	35	1 313	848
Autres								
Euro	80						80	
Total Autres	80						80	
Total dérivés de taux	2 165	315	102	172	148	35	1 393	848
3. Instruments dérivés sur titres								110
TOTAL OPÉRATIONS FINANCIÈRES	2 173	323	102	172	148	35	1 393	971

Note 25 – Informations sur les risques

Note 25 a – Risque de Change et de Taux

Gaz de France a fait le choix d'une gestion centralisée des risques au niveau de la tête de Groupe. Celle-ci permet la mise en œuvre d'une politique assurant in fine une identification, une maîtrise globale des risques et leur reporting. Dans ce cadre, la gestion des risques financiers, et en particulier des risques de taux et de change, a été confiée à la Direction Financière qui pilote les comités transverses mensuels, dédiés aux risques financiers : le Comité Taux et Change et le Comité Crédit.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, le Groupe utilise des contrats d'achat ou de vente à terme de devises pour couvrir ses achats de gaz, ses investissements corporels et ses activités de financement.

- Risque de Change

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeur au bilan au 31.12.2006	Echéancier						Valeur au bilan au 31.12.2005
		< 1 an	1 – 2 ans	2 – 3 ans	3 – 4 ans	4 – 5 ans	> 5 ans	
Dettes financières exposées								
USD	258	49	63	41	31	23	51	342
JPY	19			19				58
GBP	39	10	2	2	2	2	21	36
Autres	101	80	1	1	2	3	14	44
Total dettes financières exposées	417	139	66	63	35	28	86	480
Engagements fermes d'achat et de vente à terme de devises								
Couverture de gestion :								
Position acheteur JPY	- 19			- 19				- 58
Hors couverture :								
Position vendeur USD								
Total des positions sur engagements fermes	- 19			- 19				- 58
POSITION NETTE AU 31.12.2006	398	139	66	44	35	28	86	422

• Risque de Taux

Le tableau ci-après présente la position nette avant et après gestion du risque de taux pour les dettes financières (y compris titres participatifs).

(en millions d'euros)	Valeur au bilan au 31.12.2006	Echéancier						Valeur au bilan au 31.12.2005
		< 1 an	1 – 2 ans	2 – 3 ans	3 – 4 ans	4 – 5 ans	> 5 ans	
DETTES FINANCIÈRES EXPOSÉES* :	6 021	1 461	331	219	232	167	3 611	5 104
Dont taux fixe	3 037							2 883
Dont taux variable	2 984							2 221

	Taux fixe moyen	31.12.2006	Montants notionnels des contrats par date d'échéance						31.12.2005
			< 1 an	1 – 2 ans	2 – 3 ans	3 – 4 ans	4 – 5 ans	> 5 ans	
Couverture « de gestion »		19			19				58
Swaps Taux variable EUR payé / variable JPY reçu		19			19				58
Couvertures de taux sur dettes financières exposées :		970	19	27	29	29	21	845	197
Swaps Taux fixe payé / variable reçu	4,6%	1 050	19	27	29	29	21	925	197
Swaps Taux fixe reçu / variable payé		80						80	
Total couvertures de taux		951	19	27	10	29	21	845	139
DETTES FINANCIÈRES (APRÈS COUVERTURE)* :		6 021							5 104
Dettes financières taux fixe		3 988							3 022
Dettes financières taux variable		2 033							2 082

*hors coût amorti

Le placement privé en yen fait l'objet d'un cross currency swap euro/yen contre Euribor 3 mois qui, s'il n'est pas éligible à la comptabilité de couverture au sens des normes IFRS, constitue néanmoins une couverture de gestion.

Gaz de France a conclu le 23 janvier 2006 avec un établissement financier une opération de couverture du risque de taux d'intérêt sur la rémunération de ses titres participatifs A. Il s'agit d'un swap à l'échéance 15 octobre 2035, d'un montant notionnel de 480,1 millions d'euros par

lequel Gaz de France reçoit un taux variable égal à une moyenne annuelle du taux CMS 10 ans (Constant Maturity Swap) en euros, et paye un taux fixe all-in de 4,3285 %.

En 2006, Gaz de France a également conclu une opération de variabilisation d'une partie de sa dette obligataire à taux fixe 5,125 % à échéance février 2018. Il s'agit d'un swap éligible à la couverture de juste valeur portant sur un nominal de 80 millions d'euros.

Note 25 b – Risques de liquidité

Le Groupe a également souscrit des swaps de taux pour convertir des emprunts à moyen et long terme de taux variable à taux fixe. La couverture totale de ces emprunts s'élève à 426 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Par ailleurs, à la suite des cessions à un fonds commun de créances en 2001 et 2003 de prêts au personnel pour accession à la propriété, Gaz de France a conservé un risque marginal de taux portant sur un notionnel égal à la différence entre le principal restant effectivement dû et le principal restant dû théorique modélisé lors de la cession. L'exposition résiduelle du Groupe ressort à 14 millions d'euros au 31 décembre 2006. Le nominal des swaps de taux correspondants, inscrits au bilan, s'établit à 296 millions d'euros : 141 millions d'euros de swaps payeurs taux variable/receveurs taux fixe, et 155 millions d'euros de swaps payeurs taux fixe/receveurs taux variable.

Les filiales du secteur financier couvrent le risque de taux sur leurs actifs (émis à taux fixe) par des swaps de taux qui leur permettent de se refinancer à taux fixe (notionnel de 237 millions d'euros au 31 décembre 2006).

Les opérations de trading à terme libellées en dollars du Groupe font l'objet d'une couverture économique du risque de différentiel de taux d'intérêt entre l'Europe et les Etats-Unis au moyen de deux séries de swaps de taux :

- des swaps Fixe payeur / Variable receveur libellés en dollars, pour un montant notionnel de 178 millions d'euros au 31 décembre 2006,
- des swaps Fixe receveur / Variable payeur libellés en euros, pour un montant notionnel de 176 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Le risque de change spot est géré globalement par ailleurs.

Le Groupe assure sa liquidité quotidienne grâce à un programme de billets de trésorerie d'un montant maximal de 1,25 milliard d'euros et des programmes de papier commercial d'un montant maximal de 1 milliard de dollars américains, inutilisés à fin décembre 2006. Depuis janvier 2005, Gaz de France a accès aux marchés de l'US Commercial Paper et de l'Euro Commercial Paper à travers un programme dit « global », dans la limite de l'encours cumulé maximal de 1 milliard de dollars américains, qui permet une utilisation des fonds non seulement pour les besoins de trésorerie courants mais aussi en relais en cas d'opérations de croissance externe.

Le 18 février 2005, Gaz de France a signé un nouveau crédit syndiqué en remplacement de celui de 2002, d'un montant de 3 milliards d'euros à échéance février 2012, entièrement non tiré au 31 décembre 2006.

Pour optimiser la gestion des liquidités au niveau du Groupe, la Direction Financière de Gaz de France poursuit la mise en place d'un « cash-pooling ».

Note 25 c – Risque de crédit

Le risque de crédit ou risque de contrepartie du Groupe est piloté par le Comité Crédit. Il correspond à la perte que le Groupe aurait à supporter en cas de défaillance d'une contrepartie entraînant le non-respect de ses obligations contractuelles vis à vis de Gaz de France. La politique du Groupe sur ce point consiste en une diversification systématique de son portefeuille de contreparties d'une part, et en un suivi de la situation financière de ses contreparties les plus importantes d'autre part. Ce suivi permet en effet d'assurer la réactivité suffisante pour gérer, en temps réel, ce risque et minimiser les impacts de la défaillance de contreparties importantes du Groupe en utilisant des outils juridiques appropriés (clause de « netting » de paiement, conditions de facturation, émission de garanties bancaires ou maison mère, autres sûretés...).

Les contreparties bancaires avec lesquelles traite le Groupe doivent disposer d'une notation attribuée par Standard & Poor's ou Moody's a minima égale à respectivement A- / A3 pour le long terme et égale à la meilleure note pour le court terme, sauf cas particulier dûment autorisé par le Directeur Financier.

Les contreparties clients et fournisseurs font l'objet d'une attention croissante. Le cadre de gouvernance mis en place est fondé sur le suivi régulier (révision annuelle a minima) de la situation financière des grands clients. Il vise d'une part à prévenir (exigences de sûretés ou autres conditions restrictives pour traiter avec la contrepartie) et d'autre part à valoriser ce risque dans le cadre de la tarification proposée aux grands clients.

Les contreparties de « trading » font de plus l'objet d'une analyse spécifique en Comité Risques Gaselys auquel siègent des représentants Risques des deux maison-mères, Gaz de France et la Société Générale. Le portefeuille de contreparties de Gaselys affiche une notation moyenne très satisfaisante avec plus de 80% du risque de contrepartie présentant un profil financier assimilable à un « rating » long terme supérieur à A-/A3 chez S&P/Moody's.

6 – AUTRES INFORMATIONS

Note 26 – Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

1. Engagements de retraite envers le personnel de Gaz de France, GRTgaz et DK6

A compter du 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières (« CNIEG »). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie. Les personnels salariés et retraités des IEG sont, à compter du 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse.

La loi n 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières et ses décrets d'application ont réparti les droits spécifiques relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 (« droits spécifiques passés ») entre les différentes entreprises des IEG et, pour chaque entreprise, entre d'une part les droits afférents à chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (« droits spécifiques passés régulés ») et d'autre part les droits afférents aux autres activités (« droits spécifiques passés non régulés »). Les droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG s'entendent des prestations de ce régime non couvertes par les régimes de droit commun.

Le financement des droits spécifiques passés régulés est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement sur les prestations de transport et de distribution de gaz, et n'incombe donc plus au Groupe Gaz de France.

Les droits spécifiques passés non régulés sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret 2005-322 du 5 avril 2005, soit pour Gaz de France 3,25 % des engagements de retraite « droits spécifiques passés » de l'ensemble des entreprises des IEG.

Les droits spécifiques du régime constitués à compter du 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leurs poids respectifs en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

2. Mode de calcul des engagements de retraite (Gaz de France, GRTgaz et DK6)

Les engagements sont déterminés selon une méthode actuarielle, appliquée à l'ensemble du personnel relevant des Industries Électriques et Gazières.

Cette méthode, dite des unités de crédit projetées, repose sur des lois de projection portant notamment sur :

- les salaires de fin de carrière ; leur évaluation intègre l'ancienneté des agents, leur niveau de salaire et leur progression de carrière ;

- les âges de départ à la retraite, déterminés en fonction de critères caractéristiques des agents des IEG (service actif, nombre d'enfants pour les femmes) ;
- l'évolution des effectifs de retraités, dont l'estimation repose sur la table de survie prospective établie par l'INSEE et sur un taux de rotation résultant de l'observation statistique du comportement des agents des IEG ;
- les reversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- ils sont évalués sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- ils sont déterminés pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG.
- ils comprennent les contributions aux frais de gestion de la CNIEG.

Le taux d'actualisation nominal utilisé au 31 décembre 2005 et 31 décembre 2006 est de 4,25 % et 4,5 % au 31 décembre 2004.

3. Autres engagements postérieurs à l'emploi et engagements long terme envers le personnel de Gaz de France SA, GRTgaz et DK6

Les autres avantages consentis aux actifs et aux inactifs sont les suivants :

- Avantages à long terme :
 - les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles,
 - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
 - les médailles du travail.
- Avantages postérieurs à l'emploi :
 - l'avantage en nature énergie,
 - les indemnités de fin de carrière,
 - les congés exceptionnels de fin de carrière,
 - les indemnités de secours immédiat,
 - les indemnités compensatrices de fin d'études,

Le taux d'actualisation utilisé pour le calcul des engagements diffère selon la maturité des engagements. Les avantages postérieurs à l'emploi ont été évalués sur la base d'un taux d'actualisation nominal de 4,25 % en 2006 et 2005 et 4,5 % en 2004, à l'exception des engagements relatifs aux indemnités de fin de carrière et aux congés exceptionnels de fin de carrière qui ont été évalués sur la base d'un taux d'actualisation nominal de 4 %.

3.1. Rentes accidents du travail et maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants-droit d'un salarié décédé suite à un Accident du Travail, à un Accident de Trajet ou à une Maladie Professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

3.2. L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Electriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé «Tarif Agent ». Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Pour la phase de retraite, il constitue un avantage postérieur à l'emploi à prestations définies qui est à constater au fur et à mesure des services rendus par le personnel.

L'engagement de Gaz de France relatif à la fourniture de gaz aux agents de Gaz de France et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire.

A cet élément s'ajoute le prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF ; selon les termes des accords financiers signés avec EDF en 1951, en contrepartie de l'électricité mise à disposition d'agents du groupe Gaz de France par EDF à un tarif préférentiel, Gaz de France fournit du gaz à des agents du groupe EDF à un tarif préférentiel moyennant une soulte. L'engagement relatif à l'accord d'échange d'énergie correspond à la valeur actuelle probable des éléments de soulte imputables aux agents Gaz de France pendant la phase de retraite.

La population bénéficiaire du tarif agent est identique à celle bénéficiaire des prestations statutaires du régime spécial de retraite.

3.3. Indemnités de fin de carrière

Les indemnités de départ en inactivité (ou indemnités de fin de carrière) sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent.

La méthode retenue pour évaluer l'engagement que représentent les indemnités de fin de carrière est celle des « unités de crédits projetées ».

Historiquement, Gaz de France a externalisé la couverture de ses passifs retraites et indemnités de fin de carrière au moyen de contrats d'assurance, la gestion des fonds ayant été confiée à des sociétés de gestion d'actifs.

Ces fonds diversifiés sont caractérisés par une gestion active en référence à des indices composites, adaptés à l'horizon long terme des passifs, et prenant en compte les obligations gouvernementales de la zone euro ainsi que les actions des plus grandes valeurs de la zone euro et hors zone euro.

4. Engagements envers le personnel des autres filiales

4.1. Description des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Les principaux régimes d'avantages postérieurs à l'emploi et autres régimes long terme dans les filiales françaises et étrangères du Groupe sont les suivants :

En France, outre les régimes d'indemnités de fin de carrière décrits dans les différentes conventions collectives applicables par les filiales, il existe pour une filiale un régime de retraite à prestations définies servant une pension basée sur le salaire de fin de carrière et sur l'ancienneté du salarié dans la société.

En Allemagne, les différentes filiales ont mis en place tout ou partie des régimes suivants : régimes de retraite à prestations définies, régimes de pré-retraites, gratifications pour ancienneté, avantages en nature et promesses individuelles de retraite.

Le personnel des filiales du Groupe aux Pays-Bas et en Norvège bénéficie d'un régime de retraite à prestations définies.

En Italie, les salariés ont droit au TFR (Trattamento di Fine Rapporto), lorsque leur contrat de travail prend fin, notamment en cas de départ à la retraite.

En Slovaquie, les filiales ont mis en place à la fois un régime d'indemnité de fin de carrière et un régime de gratifications pour ancienneté dans l'entreprise.

En Roumanie, la filiale a mis en place à la fois un régime d'indemnités de fin de carrière, un régime décès et un régime invalidité.

En Belgique, la filiale a mis en place un régime de pré-retraite, un régime de retraite à prestations définies, un régime de gratifications pour ancienneté dans l'entreprise, une couverture maladie pour les retraités et un plan de réduction tarifaire pour les retraités.

4.2. Fonds externalisés

Certaines filiales, notamment aux Pays-Bas et en Norvège couvrent leurs engagements de retraite à prestations définies par des fonds externalisés auprès d'assureurs. Il en est de même pour certains régimes de retraites et d'indemnités de fin de carrière dans les filiales en France.

Ces fonds sont alimentés par des cotisations versées par l'entreprise et, dans certains cas, par les salariés.

5. Tableaux détaillés

5.a Principales hypothèses actuarielles retenues pour l'évaluation des engagements

Les hypothèses de mortalité, de rotation, d'augmentation de salaire, d'actualisation financière et de rendement des fonds ont été fixées en fonction des situations économiques et démographiques propres à chaque pays.

	Retraites			Autres avantages envers le personnel		
	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Taux d'actualisation (Zone euro)	4,25 %	4,25 %	4,5 %	4.25 % ou 4 % suivant les risques	4.25 % ou 4 % suivant les risques	4.5 %
Taux de rendement escompté des actifs de couverture	4,40 %	4,7 %	4,7 %	Entre 4 % et 6 % suivant les pays	Entre 4% et 6% suivant les pays	Entre 4 % et 6 % suivant les pays

5.b Variation de la valeur actualisée de l'obligation

(en millions d'euros)	Retraites			Autres avantages postérieurs à l'emploi			Avantages long terme			Total		
	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	1 738	1 955	13 211	799	731	624	257	250	212	2 794	2 936	14 047
Coût des services rendus de la période	130	116	206	28	43	12	26	21	60	184	180	278
Charges d'intérêt sur obligation	81	74	673	38	34	32	10	9	13	129	117	718
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	22	71	1 531	18	71	101	-	-	3	40	142	1 635
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	- 108	-108	- 477	-36	-43	-28	-31	-23	- 38	-175	- 174	-543
Contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires	-	-372	416	-	-	-	-	-	-	-	- 372	416
Variation de périmètre	-	11	-	-	13	-	-	4	-	-	28	-
Liquidation	-	-	-	-	- 76	-	-	-	-	-	- 76	-
Effets de la réforme	-	-	- 13 615	-	-	-	-	-	-	-	-	- 13 615
Autres	- 9	- 9	10	5	26	-10	-	- 4	-	-4	13	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	1 854	1 738	1 955	852	799	731	262	257	250	2 968	2 794	2 936

5.c Variation de la juste valeur des actifs du régime

(en millions d'euros)	Retraites			Autres avantages postérieur à l'emploi		
	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 753	1 878	1 632	111	103	99
Rendement attendu des actifs	81	86	77	5	5	5
Primes nettes de frais de gestion	124	112	219	-	-	3
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	34	84	13	3	10	4
Prestations payées par les actifs de couverture	- 86	- 35	-64	-5	-5	-7
Contribution exceptionnelles CNAV, AGIRC, ARRCO	-	- 372	-	-	-	-
Autres	1	-	1	-	- 2	- 1
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 907	1 753	1 878	114	111	103

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Placements actions	41 %	40 %	31 %
Placements obligataires	37 %	35 %	27 %
Autres (y compris monétaires)	22 %	25 %	42 %
Total	100 %	100 %	100 %

Information relative au rendement des actifs

	Retraites			Autres avantages envers le personnel		
	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Rendement réel des actifs de couverture	6,56 %	9,3 %	5,4 %	7,21 %	9,7 %	Entre 4 % et 9 % suivant les pays

5.d Détermination des montants comptabilisés au bilan et au compte de résultat

<i>(en millions d'euros)</i>	Retraites			Autres avantages envers le personnel		
	Passifs (1)	Actifs (2)	Actifs Passifs nets (1 - 2)	Passifs (1)	Actifs (2)	Actifs Passifs nets (1 - 2)
31.12.2004						
A l'ouverture pré-réforme	13 211	1 632	11 579	836	99	737
Charges ou produits de la période	879	77	802	117	5	112
Cotisations versées aux fonds pour la part des régimes financés	-	219	- 219	-	3	-3
Prestations versées pour la part des régimes non financés	- 477	-64	- 413	-66	- 7	-59
Ecarts actuariels	149	13	136	104	4	100
Contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoire	416	-	416	-	-	-
Effet de la réforme	- 12 233	-	- 12 233	-	-	-
Autres	10	1	9	- 10	- 1	- 9
A la clôture post-réforme	1 955	1 878	77	981	103	878

(en millions d'euros)	Retraites			Autres avantages envers le personnel		
	Passifs (1)	Actifs (2)	Actifs Passifs nets (1 - 2)	Passifs (1)	Actifs (2)	Actifs Passifs nets (1 - 2)
31.12.2005						
A l'ouverture	1 955	1 878	77	981	103	878
Charges ou produits de la période	190	86	104	31	5	26
Cotisations versées aux fonds pour la part des régimes financés	-	112	- 112	-	-	-
Prestations versées pour la part des régimes non financés	- 108	- 35	- 73	- 66	- 5	- 61
Écarts actuariels	71	84	- 13	71	10	61
Contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires	- 372	- 372	-	-	-	-
Autres	2	-	2	39	- 2	41
A la clôture	1 738	1 753	- 15	1 056	111	945

(en millions d'euros)	Retraites			Autres avantages envers le personnel		
	Passifs (1)	Actifs (2)	Actifs Passifs nets (1 - 2)	Passifs (1)	Actifs (2)	Actifs Passifs nets (1 - 2)
31.12.2006						
A l'ouverture	1 738	1 753	-15	1 056	111	945
Charges ou produits de la période	211	81	130	102	5	97
Cotisations versées aux fonds pour la part des régimes financés	-	124	-124	-	-	-
Prestations versées pour la part des régimes non financés	-108	-86	-22	-67	-5	-62
Écarts actuariels	22	34	-12	18	3	15
Contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires	-	-	-	-	-	-
Autres	-9	1	-10	5	-	5
A la clôture	1 854	1 907	-53	1 114	114	1 000

➤ 5.e Composante de la charge de la période

(en millions d'euros)	Retraites			Autres avantages postérieurs à l'emploi			Avantages long terme			Total		
	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004 pre-réforme	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Coût des services rendus de la période	130	116	206	28	43	12	26	21	60	184	180	278
Charges d'intérêt sur obligation	81	74	673	38	34	32	10	9	13	129	117	718
Liquidation	-	-	-	-	- 76	-	-	-	-	-	- 76	-
Rendement attendu des actifs de couverture	-81	-86	-77	-5	-5	-5	-	-	-	-86	-91	-82
Charge totale de la période	130	104	802	61	-4	39	36	30	73	227	130	914

5.f Rapprochement des actifs et passifs comptabilisés

(en millions d'euros)	Retraites			Autres avantages postérieurs à l'emploi			Avantages long terme			Total		
	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004 pre- réforme	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture totalement ou partiellement financée	1 712	1 617	1 779	114	124	104	-	-	-	1 826	1 741	1 883
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture non financée	142	121	176	738	675	627	262	257	250	1 142	1 053	1 053
Juste valeur des actifs de couverture	- 1 907	- 1 753	- 1 878	- 114	- 111	- 103	-	-	-	- 2 021	- 1 864	- 1 981
Divers						9						9
Montant de la provision reconnue au passif	142	144	180	738	688	637	262	257	250	1 142	1 090	1 067
Montant reconnu à l'actif	- 195	- 159	- 103	-	-	-	-	-	-	- 195	- 159	- 103

5.g Montant estimatif des prestations à verser en 2007

Le montant estimatif des cotisations à verser aux régimes en 2007 est de 167 millions d'euros.

6. Rapprochement avec les montants de provision au bilan

(en millions d'euros)	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Provision au titre des retraites	142	144	180
Provision au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi et des avantages long terme	1 000	946	878
Autres	-	-	9
Montant de la provision	1 142	1 090	1 067

Note 27 – Engagements consolidés

Note 27 a – Engagements à caractère financier

Note 27 a.1 Engagements sur titres

Le Groupe avait conclu des options croisées d'achat et vente de titres avec les actionnaires actuels de deux sociétés italiennes de distribution (Arcalgas et Italcogim). Elles étaient exerçables jusqu'en 2007 pour un montant total de 0,4 milliard d'euros. Ces options ont été exercées conjointement à la réorganisation des activités du Groupe Gaz de France en Italie avec la création dans le cadre des accords entre Gaz de France et la société Camfin :

- d'une société commune avec Camfin qui détient 60 %, Gaz de France détenant les 40 % restants, à laquelle les activités de commercialisation

des sociétés Arcalgas et Italcogim ont été apportées ; Gaz de France détient une option d'achat portant sur 20 % de parts supplémentaires exerçables à partir de 2008 dont les modalités de détermination conduisent à une évaluation comprise entre 81 et 87 millions d'euros,

- d'une société commune avec la famille Covati qui rassemble les activités de distribution d'Arcalgas et d'Italcogim ; Gaz de France détient une option d'achat portant sur la participation de la famille Covati (soit 25,5 %) exerçable à partir de 2008 pour un montant estimé à 134 millions d'euros.

Les autres options d'achat de titres représentent 260 millions d'euros (dont Gaselys pour 168 millions d'euros) et les options de vente de titres 255 millions d'euros.

Le Groupe s'est engagé à souscrire à de futures augmentations de capital à hauteur de 19 millions d'euros.

Note 27 a.2 Autres engagements à caractère financier

Les engagements donnés aux banques, par Gaz de France et par les filiales consolidées par intégration, en garantie d'emprunts contractés par des filiales consolidées par intégration, sont éliminés des engagements consolidés.

(en millions d'euros)	31.12.2006	Dont part à moins d'un an	Dont part de un à cinq ans	Dont part à plus de cinq ans	31.12.2005	31.12.2004
Engagements donnés :						
Lignes de crédit	3 387	381	-	3 006	3 360	2 383
Avals, cautions et garanties donnés	619	92	117	410	341	285
Cautions de contre-garantie sur marchés	3			3	25	21
Nantissements hypothèques et sûretés réelles	9	2	5	2	9	-
Garantie de bonne fin	282	153	114	15	307	62
Autres engagements donnés	1	1			9	-
TOTAL	4 301	629	236	3 436	4 051	2 751
Engagements reçus :						
Lignes de crédit	3 387	354	27	3 006	3 424	2 385
Avals, cautions et garanties reçus	91	37	46	8	166	319
Cautions de contre-garantie sur marchés	56	1	55			1
Nantissements hypothèques et sûretés réelles						
Garantie de bonne fin	28	10	14	4	143	378
Autres engagements reçus	1	1			2	6
TOTAL	3 563	403	142	3 018	3 735	3 089

Gaz de France dispose depuis août 2002 d'une ligne de crédit revolving de 2 milliards d'euros. Ce montant a été porté à 3 milliards d'euros à compter de février 2005 et son échéance est 2012.

Note 27 b – Engagements relatifs aux matières premières

Engagements relatifs au gaz naturel

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, le Groupe a sécurisé ses approvisionnements par des contrats dont la durée peut atteindre 25 ans. Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement du Groupe d'enlever des quantités minimales;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

Cette compétitivité est assurée par des formules de prix indexées et par des mécanismes de révision de prix. Le Groupe réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats. Au 31 décembre 2006, les engagements du Groupe étaient de 47 milliards de mètres cubes pour l'année 2007, 132 milliards de mètres cubes pour la période allant de 2008 à 2010 et 518 milliards de mètres cubes pour 2010 et au-delà.

Par ailleurs, Gaz de France a souscrit des achats et ventes à terme de gaz naturel, principalement à échéance inférieure à un an, dans le cadre de son activité de Négoce : achats et ventes de gaz sur marché court terme et offres avec ingénierie de prix aux clients industriels.

Au 31 décembre 2006, les engagements de Gaz de France sont de 1,2 milliards de mètres cubes d'achats à terme et de 0,08 milliards de mètres cubes de ventes à terme.

A la demande de la Direction Générale de la Concurrence de la Commission Européenne et de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), Gaz de France met en œuvre un programme de cession temporaire de gaz (« gas release ») sur le Point d'Echange de Gaz (PEG) de la zone Sud du réseau de transport en France. Cette cession temporaire a commencé au cours de l'année 2005 et porte sur 15 TWh par an pendant trois ans.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, le Groupe a été conduit à conclure des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime et de regazéification.

Par ailleurs, les filiales du segment Exploration-Production se sont engagées à mettre à disposition de leurs clients des quantités minimales de gaz naturel. L'engagement correspondant s'élève à 6 milliards de mètres cubes au 31 décembre 2006, dont 2 milliards de mètres cubes à moins d'un an.

Evolution des engagements

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des engagements relatifs au gaz naturel :

	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Contrats d'achats (en milliards de m3) :			
à 1 an	47	51	45
de 1 an à 4 ans	132	191	188
4 ans et au-delà	518	382	413
« Gas release » (en TWh)	25	38	45
Secteur Exploration-Production (en milliards de m3) :	6	8	7
Engagements de mise à disposition			
Dont à moins d'un an	2	3	2

Dans le cadre de son activité de trading, Gaz de France a également souscrit des achats et des ventes à terme d'électricité, ainsi que des achats optionnels d'électricité. Au 31 décembre 2006, les engagements de Gaz de France sont de 9,9 TWh pour les achats à terme, de 1,1 TWh pour les ventes à terme et de 4,9 TWh pour les achats optionnels.

Note 27 c – Obligations contractuelles à caractère décaissable

(en millions d'euros)	Total	Paiements dus par période		
		A moins d'un an	De un à cinq ans	A plus de cinq ans
Obligations Contractuelles				
Emprunts (hors crédit-bail)	3 907	230	530	3 147
Obligations en matière de location-financement	1 004	109	449	446
Contrats de location simple	184	36	88	60
Engagements d'Investissements d'équipement	1 217	584	550	83
Autres investissements	74	2	3	69
Total	6 386	961	1 620	3 805

(montants non actualisés)

Les engagements d'investissement s'élèvent à 1 217 millions d'euros et concernent principalement :

- 201 millions d'euros relatifs à l'achèvement du terminal méthanier de Fos Cavaou dont la mise en service est prévue en 2008,
- 201 millions d'euros relatifs au méthanier Gaselys dont la livraison est prévue en 2007,
- 452 millions d'euros relatifs aux engagements d'investissement du secteur Exploration Production (dont 327 millions d'euros à 2007 et 2008)

Note 28 – Informations relatives aux parties liées

Note 28 – 1 Transactions avec les personnes morales

Le groupe a conclu diverses transactions avec des sociétés liées qui ont toutes été réalisées dans le cadre normal de ses activités.

Conformément à la politique du Groupe, ces opérations sont réalisées aux conditions courantes de marché. Elles comprennent :

- les relations de nature commerciale ou financière entre Gaz de France et ses filiales, conformément aux pratiques habituellement retenues pour des opérations réalisées entre société mère et sociétés affiliées, principalement achats et ventes d'énergie et opérations de centralisation de trésorerie ;
- les relations avec EDF, avec lequel existent un certain nombre de services communs, ayant trait principalement aux activités opérationnelles du service public de proximité à travers la structure EDF Gaz de France Distribution et à la gestion du personnel ;

- les prestations de fourniture d'énergie et de services associés aux collectivités territoriales et services de l'Etat.

Les relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières) qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès pour les agents d'EDF, Gaz de France et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la note 26.

Note 28 – 2 Transactions avec les membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif

Les membres du Conseil d'Administration qui sont salariés de Gaz de France ainsi que les membres du Comité Exécutif reçoivent une rémunération consistant en salaires bruts, primes, intéressement, abondement et avantages en nature. Ils ont bénéficié de l'offre réservée aux salariés dans le cadre de l'ouverture du capital de Gaz de France, dans des conditions au mieux identiques à celles réservées à l'ensemble des salariés.

Les informations relatives à l'exercice 2004 ne sont pas publiées, n'étant pas comparables, Gaz de France ayant été transformé en société anonyme en novembre 2004.

(en milliers d'euros)	2006	2005
Avantages court terme hors charges patronales ⁽¹⁾	3 794	3 346
Avantages court terme : charges patronales	1 398	1 335
Avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	634	544
Autres avantages à long terme ⁽²⁾	103	66

(1) inclut les salaires bruts, rémunérations, primes, intéressement, abondement et avantages en nature versés au cours de l'exercice.

(2) coût des services rendus

Par ailleurs, les membres du Conseil d'Administration qui sont élus par l'Assemblée Générale reçoivent des jetons de présence. Les jetons de présence versés en 2006 s'établissent à 139 milliers d'euros (105 milliers d'euros en 2005).

Note 29 – Résultat par action

Note 29 – 1 – Bénéfice de base par action

	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Numérateur			
Résultat net part du groupe (en millions d'euros)	2 298	1 782	1 105
Dénominateur			
Nombre moyen d'actions en circulation (en milliers)	983 719	942 439	*903 000
Résultat par action non dilué (en euros)	2,34	1,89	*1,22

* Nombre moyen d'actions et résultat par action pro-forma sur la base d'un nominal d'un euro. Le nombre de titres a été doublé au 1^{er} semestre 2005 par division du nominal par deux (Annexe C Note 7). Sur la base du nominal effectif, le résultat par action 2004 est de 2,45.

Note 29 – 2 – Bénéfice dilué par action

Il n'existe aucun instrument dilutif. En conséquence, le bénéfice par action dilué est identique au bénéfice par action non dilué.

Note 30 – Informations par secteur d'activité

Note 30 – 1 – Comptes de résultat

Groupe Gaz de France 31.12.2006	Pôle Fourniture d'Energie et de Services	Pôle Infrastructures	Autres	Non alloué	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	23 064	4 447	83	48	-	27 642
Cessions internes	542	4 607	198	466	- 5 813	-
Chiffre d'affaires	23 606	9 054	281	514	- 5 813	27 642
EBO (Note 30 – 2)	1 900	3 259	22	-32		5 149
Résultat opérationnel	1 437	2 081	133	-43		3 608
<i>Dont :</i>						
<i>Frais de personnel</i>	<i>896</i>	<i>1 332</i>	<i>27</i>	<i>326</i>	<i>-</i>	<i>2 581</i>
<i>Dépréciation des écarts d'acquisition</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	<i>423</i>	<i>965</i>	<i>35</i>	<i>7</i>	<i>-</i>	<i>1 430</i>
<i>Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	<i>49</i>	<i>1</i>	<i>- 2</i>		<i>-</i>	<i>48</i>
<i>Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence</i>	<i>152</i>	<i>24</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>176</i>

Groupe Gaz de France 31.12.2005	Pôle Fourniture d'Energie et de Services	Pôle Infrastructures	Autres	Non alloué	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	19 561	3 244	24	43	-	22 872
Cessions internes	385	4 558	58	662	- 5 663	-
Chiffre d'affaires	19 946	7 802	82	705	- 5 663	22 872
EBO (Note 30 – 2)	1 140	3 001	12	95	-	4 248
Résultat opérationnel	755	2 126	11	-71	-	2 821
<i>Dont :</i>						
<i>Frais de personnel</i>	<i>837</i>	<i>1 244</i>	<i>15</i>	<i>313</i>	<i>-</i>	<i>2 409</i>
<i>Dépréciation des écarts d'acquisition</i>	<i>2</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>2</i>
<i>Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	<i>376</i>	<i>915</i>	<i>17</i>	<i>10</i>	<i>-</i>	<i>1 318</i>
<i>Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	<i>7</i>	<i>-36</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>- 29</i>
<i>Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence</i>	<i>155</i>	<i>34</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>189</i>

<i>Groupe Gaz de France</i> 31.12.2004	Pôle Fourniture d'Énergie et de Services	Pôle Infrastructures	Autres	Non alloué	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe						
Cessions internes						
Chiffre d'affaires	16 161	7 237	71	794	- 6 057	18 206
EBO (Note 30 – 2)	996	3 353	52	46	-	4 447
Résultat opérationnel	557	1 965	29	- 12	-	2 539
<i>Dont :</i>						
<i>Frais de personnel</i>	614	1 097	4	328	-	2 043
<i>Dépréciation des écarts d'acquisition</i>	51	1	-	-	-	52
<i>Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	386	941	9	11	-	1 347
<i>Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	10	- 22	-	-	-	- 12
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	115	10	-	-	-	125

Pôle Fourniture d'énergie et de services

<i>Pôle Fourniture d'énergie et de services</i> 31 12.2006	Exploration- Production	Achat-vente d'énergie	Services	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	1 230	19 830	2 004	-	23 064
Cessions internes	429	651	177	- 715	542
Chiffre d'affaires	1 659	20 481	2 181	- 715	23 606
EBO	1 270	441	189		1 900
Résultat opérationnel	935	391	111		1 437
<i>Dont :</i>					
<i>Frais de personnel</i>	97	228	571	-	896
<i>Dépréciation des écarts d'acquisition</i>	-	-	-	-	-
<i>Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	298	51	74	-	423
<i>Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	49	-	-	-	49
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	114	37	1	-	152

Pôle Fourniture d'énergie et de services 31.12.2005	Exploration- Production	Achat-vente d'énergie	Services	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	932	16 772	1 857	–	19 561
Cessions internes	207	493	67	-382	385
Chiffre d'affaires	1 139	17 265	1 924	-382	19 946
EBO	726	248	166	–	1 140
Résultat opérationnel	457	204	94	–	755
<i>Dont :</i>					
<i>Frais de personnel</i>	88	223	526	–	837
<i>Dépréciation des écarts d'acquisition</i>	–	–	2	–	2
<i>Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	267	44	65	–	376
<i>Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	7	–	–	–	7
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	128	24	3	–	155

Pôle Fourniture d'énergie et de services 31.12.2004	Exploration- Production	Achat-vente d'énergie	Services	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe					
Cessions internes					
Chiffre d'affaires	968	14 060	1 443	-310	16 161
EBO	625	277	94	–	996
Résultat opérationnel	229	275	53	–	557
<i>Dont :</i>					
<i>Frais de personnel</i>	80	187	347	–	614
<i>Dépréciation des écarts d'acquisition</i>	50	1	–	–	51
<i>Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	310	40	36	–	386
<i>Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	10	–	–	–	10
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	77	22	16	–	115

Pôle Infrastructures

Pôle Infrastructures 31.12.2006	Transport- Stockage France	Distribution France	Transport- Distribution International	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	358	642	3 447	-	4 447
Cessions internes	1 869	2 647	123	- 32	4 607
Chiffre d'affaires	2 227	3 289	3 570	- 32	9 054
EBO	1 285	1 412	562	-	3 259
Résultat opérationnel	953	726	402	-	2 081
<i>Dont :</i>					
<i>Frais de personnel</i>	<i>288</i>	<i>801</i>	<i>243</i>	<i>-</i>	<i>1 332</i>
<i>Dépréciation des écarts d'acquisition</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	<i>333</i>	<i>444</i>	<i>188</i>	<i>-</i>	<i>965</i>
<i>Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>1</i>
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	-	2	22	-	24

Pôle Infrastructures 31.12.2005	Transport- Stockage France	Distribution France	Transport- Distribution International	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	222	774	2 248	-	3 244
Cessions internes	1 902	2 652	27	- 23	4 558
Chiffre d'affaires	2 124	3 426	2 275	- 23	7 802
EBO	1 271	1 358	372	-	3 001
Résultat opérationnel	942	900	284	-	2 126
<i>Dont :</i>					
<i>Frais de personnel</i>	<i>283</i>	<i>802</i>	<i>159</i>	<i>-</i>	<i>1 244</i>
<i>Dépréciation des écarts d'acquisition</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	<i>333</i>	<i>441</i>	<i>141</i>	<i>-</i>	<i>915</i>
<i>Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>- 36</i>	<i>-</i>	<i>- 36</i>
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	-	-	34	-	34

<i>Pôle Infrastructures</i> 31.12.2004	Transport- Stockage France	Distribution France	Transport- Distribution International	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe					
Cessions internes					
Chiffre d'affaires	2 179	3 624	1 457	- 23	7 237
EBO	1 343	1 620	390	-	3 353
Résultat opérationnel	990	694	281	-	1 965
<i>Dont :</i>					
<i>Frais de personnel</i>	256	759	82	-	1 097
<i>Dépréciation des écarts d'acquisition</i>	-	-	1	-	1
<i>Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	358	470	113	-	941
<i>Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles</i>	-	-	- 22	-	- 22
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	6	1	3	-	10

Note 30 – 2 – Réconciliation de l'EBO avec les états financiers (voir également 2.27)

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Cash flow opérationnel avant impôt, dépenses de renouvellement et variation du besoin en fonds de roulement	5 118	4 254	4 199
Plus-values sur cessions	259	31	1
Dépenses d'exploration production	- 86	- 44	- 45
Charges de retraites	31	141	412
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	38	- 44	-
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	- 217	- 128	- 135
Autres	6	38	15
Excédent Brut Opérationnel avant dépenses de renouvellement	5 149	4 248	4 447

Suite à l'application de l'IFRIC 12 – Accords de concession de services, l'Excédent Brut Opérationnel est désormais présenté avant dépenses de renouvellement.

Jusqu'à présent, les dépenses de renouvellement exposées étaient considérées comme des dépenses d'investissement et présentées comme telles dans le tableau de flux, puis inscrites à l'actif immobilisé (actifs en concession) lors de la mise en service des biens correspondants. Elles donnaient lieu corrélativement à une utilisation de la provision pour renouvellement qui n'affectait pas le compte de résultat.

En application de l'interprétation IFRIC 12, les dépenses de renouvellement n'entrent pas dans la valeur de l'actif incorporel reconnu au bilan de l'opérateur. Par voie de conséquence, les dépenses de renouvellement ne sont plus portées à l'actif immobilisé. Les dépenses exposées sont constatées en charges opérationnelles et conduisent à une utilisation d'égal montant de la provision pour renouvellement.

	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
Résultat opérationnel	3 608	2 821	2 539
Amortissements et provisions	1 247	1 040	1 738
Actionnariat salarié	-	132	-
Dépenses de renouvellement	294	255	170
Excédent Brut Opérationnel avant dépenses de renouvellement	5 149	4 248	4 447

La différence entre « l'Excédent Brut Opérationnel avant dépenses de renouvellement » 2005 (4 248 millions d'euros), et « l'Excédent Brut Opérationnel » des états financiers publiés au 31 décembre 2005 (4 219 millions d'euros) n'est ainsi imputable qu'à la première application de l'IFRIC 4 – Déterminer si un accord contient un contrat de location

(impact de - 9 millions d'euros) et à la finalisation des travaux d'identification et d'évaluation des actifs acquis et des passifs assumés dans le cadre de l'acquisition de SPE (impact de + 35 millions d'euros) pour l'essentiel (cf Annexe B.2.2).

Note 30 – 3 – Bilans

31.12.2006 Groupe Gaz de France	Pôle Fourniture d'Énergie et de Services	Pôle Infrastructures	Autres	Non alloué	Eliminations	Total
Actifs sectoriels	8 702	18 449	407	44	-	27 602
Ecart d'acquisition	574	1 075	-	-	-	1 649
Actif incorporel du domaine concédé	167	5 537	-	-	-	5 704
Autres Immobilisations incorporelles	181	349	29	5	-	564
Immobilisations corporelles	5 152	11 079	355	39	-	16 625
Participations mises en équivalence	311	407	-	-	-	718
Instruments financiers dérivés actifs	2 317	2	23	-	-	2 342
Passifs sectoriels	2 626	5 094	52	-	-	7 772
Provision pour renouvellement	49	3 825	-	-	-	3 874
Provisions pour reconstitution des sites	397	1 261	43	-	-	1 701
Instruments financiers dérivés passifs	2 180	8	9	-	-	2 197
Flux de trésorerie						
Investissements d'équipement y.c. dép. renouvellement et crédit-bail	998	1 584	15	9	-	2 606
Autres informations						
Effectifs	17 151	30 804	225	2 064	-	50 244

31.12.2005 Groupe Gaz de France	Pôle Fourniture d'Énergie et de Services	Pôle Infrastructures	Autres	Non alloué	Eliminations	Total
Actifs sectoriels	6 796	18 158	317	9	-	25 280
Ecart d'acquisition	465	1 009	27	-	-	1 501
Actif incorporel du domaine concédé	163	5 514	-	-	-	5 677
Autres Immobilisations incorporelles	125	320	19	9	-	473
Immobilisations corporelles	3 986	10 910	257	-	-	15 153
Participations mises en équivalence	332	361	-	-	-	693
Instruments financiers dérivés actifs	1 725	44	14	-	-	1 783
Passifs sectoriels	2 083	4 804	243	-	-	7 130
Provision pour renouvellement	46	3 637	-	-	-	3 683
Provisions pour reconstitution des sites	326	1 156	164	-	-	1 646
Instruments financiers dérivés passifs	1 711	11	79	-	-	1 801
Flux de trésorerie						
Investissements d'équipement y.c. dép. renouvellement et crédit-bail	607	1 366	19	12	-	2 004
Autres informations						
Effectifs	16 690	33 972	183	2 113	-	52 958

31.12.2004 Groupe Gaz de France	Pôle Fourniture d'Énergie et de Services	Pôle Infrastructures	Autres	Non alloué	Eliminations	Total
Actifs sectoriels	3 875	16 681	600	94	-	21 250
Ecart d'acquisition	209	955	26	-	-	1 190
Actif incorporel du domaine concédé	160	5 402	-	-	-	5 562
Autres Immobilisations incorporelles	52	68	2	9	-	131
Immobilisations corporelles	3 145	10 180	572	85	-	13 982
Participations mises en équivalence	309	76	-	-	-	385
Passifs sectoriels	314	4 670	165	-	-	5 149
Provision pour renouvellement	44	3 651	-	-	-	3 695
Provisions pour reconstitution des sites	270	1 019	165	-	-	1 454
Flux de trésorerie						
Investissements d'équipement y.c. dép. renouvellement et crédit-bail	440	1 096	83	2	-	1 621
Autres informations						
Effectifs	12 149	23 527	77	2 335	-	38 088

PÔLE FOURNITURE D'ENERGIE ET DE SERVICES

31.12.2006 Pôle Fourniture d'énergie et de services	Exploration- Production	Achat-vente d'énergie	Services	Eliminations	Total
Actifs sectoriels	3 404	4 064	1 234	-	8 702
Ecart d'acquisition	65	71	438	-	574
Actif incorporel du domaine concédé	-	35	132	-	167
Autres Immobilisations incorporelles	5	113	63	-	181
Immobilisations corporelles	3 087	1 487	578	-	5 152
Participations mises en équivalence	247	41	23	-	311
Instruments financiers dérivés actifs	-	2 317	-	-	2 317
Passifs sectoriels	387	2 221	18	-	2 626
Provision pour renouvellement	-	33	16	-	49
Provisions pour reconstitution des sites	387	10	-	-	397
Instruments financiers dérivés passifs	-	2 178	2	-	2 180
Flux de trésorerie					
Investissements d'équipement y.c dép. renouvellement et crédit-bail	581	374	43	-	998
Autres informations					
Effectifs	1 115	3 171	12 865	-	17 151

31.12.2005 Pôle Fourniture d'énergie et de services	Exploration- Production	Achat-vente d'énergie	Services	Eliminations	Total
Actifs sectoriels	3 246	2 317	1 233	-	6 796
Ecart d'acquisition	38	6	421	-	465
Actif incorporel du domaine concédé	-	32	131	-	163
Autres Immobilisations incorporelles	6	57	62	-	125
Immobilisations corporelles	2 923	467	596	-	3 986
Participations mises en équivalence	279	30	23	-	332
Instruments financiers dérivés actifs	-	1 725	-	-	1 725
Passifs sectoriels	323	1 744	16	-	2 083
Provision pour renouvellement	-	33	13	-	46
Provisions pour reconstitution des sites	323	3	-	-	326
Instruments financiers dérivés passifs	-	1 708	3	-	1 711
Flux de trésorerie					
Investissements d'équipement y.c dép. renouvellement et crédit-bail	499	46	62	-	607
Autres informations					
Effectifs	1 205	2 940	12 545	-	16 690

31.12.2004 Pôle Fourniture d'énergie et de services	Exploration- Production	Achat-vente d'énergie	Services	Eliminations	Total
Actifs sectoriels	2 853	458	564	-	3 875
Ecart d'acquisition	38	6	165	-	209
Actif incorporel du domaine concédé	-	32	128	-	160
Autres Immobilisations incorporelles	3	42	7	-	52
Immobilisations corporelles	2 572	364	209	-	3 145
Participations mises en équivalence	240	14	55	-	309
Passifs sectoriels	270	33	11	-	314
Provision pour renouvellement	-	33	11	-	44
Provisions pour reconstitution des sites	270	-	-	-	270
Flux de trésorerie					
Investissements d'équipement y.c dép. renouvellement et crédit-bail	387	10	43	-	440
Autres informations					
Effectifs	1 232	2 793	8 124	-	12 149

PÔLE INFRASTRUCTURES

31.12.2006 Pôle Infrastructures	Transport- Stockage France	Distribution France	Transport- Distribution International	Eliminations	Total
Actifs sectoriels	7 490	6 627	4 332	-	18 449
Ecart d'acquisition	-	-	1 075	-	1 075
Actif incorporel du domaine concédé	-	5 537	-	-	5 537
Autres immobilisations incorporelles	9	101	239	-	349
Immobilisations corporelles	7 481	973	2 625	-	11 079
Participations mises en équivalence	-	16	391	-	407
Instruments financiers dérivés actifs	-	-	2	-	2
Passifs sectoriels	196	4 857	41	-	5 094
Provision pour renouvellement	-	3 825	-	-	3 825
Provisions pour reconstitution des sites	196	1 032	33	-	1 261
Instruments financiers dérivés passifs	-	-	8	-	8
Flux de trésorerie					
Investissements d'équipement y.c dép. renouvellement et crédit-bail	618	787	179	-	1 584
Autres informations					
Effectifs	4 396	14 712	11 696	-	30 804

31.12.2005 Pôle Infrastructures	Transport Stockage France	Distribution France	Transport- Distribution International	Eliminations	Total
Actifs sectoriels	7 243	6 714	4 201	-	18 158
Ecart d'acquisition	-	-	1 009	-	1 009
Actif incorporel du domaine concédé	-	5 514	-	-	5 514
Autres Immobilisations incorporelles	3	47	270	-	320
Immobilisations corporelles	7 240	1 138	2 532	-	10 910
Participations mises en équivalence	-	15	346	-	361
Instruments financiers dérivés actifs	-	-	44	-	44
Passifs sectoriels	167	4 597	40	-	4 804
Provision pour renouvellement	-	3 637	-	-	3 637
Provisions pour reconstitution des sites	167	960	29	-	1 156
Instruments financiers dérivés passifs	-	-	11	-	11
Flux de trésorerie					
Investissements d'équipement y.c dép. renouvellement et crédit-bail	447	793	126	-	1 366
Autres informations					
Effectifs	4 383	15 110	14 479	-	33 972

31.12.2004 Pôle Infrastructures	Transport Stockage France	Distribution France	Transport- Distribution International	Eliminations	Total
Actifs sectoriels	7 202	6 598	2 881	-	16 681
Ecart d'acquisition	-	-	955	-	955
Actif incorporel du domaine concédé	-	5 402	-	-	5 402
Autres Immobilisations incorporelles	4	8	56	-	68
Immobilisations corporelles	7 198	1 172	1 810	-	10 180
Participations mises en équivalence	-	16	60	-	76
Passifs sectoriels	157	4 511	2	-	4 670
Provision pour renouvellement	-	3 651	-	-	3 651
Provisions pour reconstitution des sites	157	860	2	-	1 019
Flux de trésorerie					
Investissements d'équipement y.c dép. renouvellement et crédit-bail	314	713	69	-	1 096
Autres informations					
Effectifs	4 413	15 344	3 770	-	23 527

NOTE 31 – INFORMATIONS PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE D'ORIGINE

31.12.2006	France	Europe hors France	Reste du monde	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires	21 920	8 082	237	-2 597	27 642
Résultat opérationnel	2 173	1 373	62	-	3 608
Actifs sectoriels	18 905	8 397	300	-	27 602
Investissements d'équipement y.c dép. renouvellement et crédit-bail	1 809	778	19	-	2 606

31.12.2005	France	Europe hors France	Reste du monde	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires	18 234	5 739	212	-1 313	22 872
Résultat opérationnel	2 010	731	80	-	2 821
Actifs sectoriels	17 658	7 276	346	-	25 280
Investissements d'équipement y.c dép. renouvellement et crédit-bail	1 367	611	26	-	2 004

31.12.2004	France	Europe hors France	Reste du monde	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires	14 942	3 835	173	-744	18 206
Résultat opérationnel	1 996	490	53	-	2 539
Actifs sectoriels	15 257	5 732	261	-	21 250
Investissements d'équipement y.c dép. renouvellement et crédit-bail	1 149	445	27	-	1 621

Note 32 – Ventilation du chiffre d'affaires par zone géographique de destination

	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2004
France	16 802	14 733	12 970
Grande-Bretagne	3 094	2 516	1 808
Benelux	1 836	1 100	552
Italie	1 165	1 108	661
Hongrie	709	631	520
Allemagne	1 211	944	757
Autres pays d'Europe	2 074	1 351	768
Reste du monde	751	489	170
TOTAL GROUPE	27 642	22 872	18 206

Note 33 – Quotas d'émission de gaz à effet de serre

La publication au Journal Officiel de l'Union européenne du 25 octobre 2003 de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté, a conduit le gouvernement français à élaborer une ordonnance portant transposition de la dite directive (Ordonnance n 2004-330 du 15 avril 2004 portant création d'un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre).

Résumé des effets et des impacts de cette ordonnance pour le Groupe Gaz de France au titre des installations en France

Il apparaît que la réduction des émissions de gaz à effet de serre concerne en premier lieu les entreprises industrielles selon le mécanisme initié par la directive et repris dans l'ordonnance. L'État accorde en début d'année un certain nombre de quotas aux entreprises, déterminé en fonction d'un plan national d'allocation, qu'elles sont tenues de restituer au début de l'année suivante. Les quotas sont cessibles.

La création de marchés d'échange de quotas d'émission dès 2005 va également générer une activité de négoce de ces quotas ainsi que des produits dérivés correspondants. Il apparaît que la nature comptable des actifs concernés est fondamentalement différente pour une entreprise industrielle et pour un négociant.

En conséquence, le traitement comptable sera différent pour les entreprises industrielles qui reçoivent à titre gratuit les quotas, peuvent les négocier et sont tenues à l'obligation de restitution et les entreprises de négoce (traders) qui négocient librement ces droits.

En l'absence de norme IFRS ou interprétations relatives à la comptabilisation des quotas d'émission de CO₂, l'IASB ayant retiré son interprétation IFRIC 3 – Emission rights, les dispositions suivantes ont été mises en œuvre : les quotas attribués à titre gratuit sont comptabilisés pour une valeur nulle. Les opérations réalisées sur le marché sont comptabilisées à leur valeur de transaction. L'écart éventuel entre les quotas disponibles et les obligations de restitution à l'échéance fait l'objet de provisions pour risques et charges pour leur valeur de marché.

En France, en application du Plan National d'Allocation de Quotas, sont principalement concernées les installations de production d'électricité (DK6, groupe Finergaz).

Données du Groupe

<i>(euros par tonne)</i>	31.12.2006	31.12.2005
Cours du quota moyen sur les différents marchés de références (Powernext, EEX, UK)	6,48	21,15
<i>Nombre de quotas (en millions de tonnes)</i>	31.12.2006	31.12.2005
Nombre de quotas attribués gratuitement	9,1	9,2
Solde de quotas à la clôture	6,0	8,6
Nombre de tonnes de CO ₂ émises à la clôture	5,3	6,6

L'écart entre les quotas disponibles et les obligations de restitution à l'échéance pour le Groupe s'établit à 0,7 millions de tonnes d'excédent qui n'est pas valorisé.

Rapprochement des actifs et passifs comptabilisés, et des produits et charges afférents

(en millions de tonnes)	Actif	Passif		Compte de résultat
	Immobilisations incorporelles	Quotas d'émission à restituer	Provisions R&C	Produit / (Charges)
01/01/2005				
<i>Mouvements de la période</i>				
Achats / Charges	0,4		0,1	-0,1
Ventes / Produits				0,6
Restitutions				
Autres				
31/12/2005 avant compensation	0,4	-	0,1	0,5
Compensation				
31/12/2005 soldes au bilan	0,4	-	0,1	-
<i>Mouvements de la période</i>				
Achats / Charges	0,1	0,1	0,1	-0,1
Ventes / Produits	-0,4			3,9
Restitutions				
Autres				
31/12/2006 avant compensation	0,1	0,1	0,2	3,8
Compensation	-0,1	-0,1		
31/12/2006 soldes au bilan	-	-	0,2	-

<i>(en millions d'euros)</i>	Actif		Passif	Compte de résultat
	Immobilisations incorporelles	Quotas d'émission à restituer	Provisions R&C	Produit / (Charges)
01/01/2005				
<i>Mouvements de la période</i>				
Achats / Charges	7		3	-3
Ventes / Produits				4
Restitutions				
Autres				
31/12/2005 avant compensation	7	-	3	1
Compensation				
31/12/2005 soldes au bilan	7	-	3	-
<i>Mouvements de la période</i>				
Achats / Charges	-4	2	-2	-5
Ventes / Produits			-1	45
Restitutions				
Autres				
31/12/2006 avant compensation	3	2	-	40
Compensation	-2	-2		
31/12/2006 soldes au bilan	1	-	-	-

Note 34 – Événements postérieurs à la clôture de la période

Le navire méthanier Gaselys (154 500 m³), construit aux Chantiers de l'Atlantique à Saint Nazaire, a été livré début mars 2007.

Note 35 – Périmètre : liste exhaustive des sociétés consolidées

Sociétés	Pays	Pourcentage d'intérêt			
		Méthode 2006	Décembre 2006	Décembre 2005	Décembre 2004
		Société mère	Société mère	Société mère	Société mère
GAZ DE FRANCE	France				
Pôle Fourniture d'énergie et de services					
Exploration-Production					
Groupe GDF Britain	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00	100,00
Efog	Royaume-Uni	M.E.E.	22,50	22,50	22,50
GDF Production Nederland	Pays-bas	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF Holding Noordze	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00	100,00
N.G.T.	Pays-Bas	I.P.	38,57	38,57	38,57
GDF Exploration Algeria	Pays-bas	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF Exploration Egypt	Pays-bas	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF Exploration Germany	Pays-bas	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF Exploration Lybia	Pays-bas	I.G.	100,00	100,00	-
GDF Exploration Poland	Pays-bas		-	Cédée	100,00
GDF Exploration Mauritania	Pays-bas	I.G.	100,00	-	-
GDF Exploration UK	Pays-bas	I.G.	Dissoute	100,00	100,00
GDF Participation Nederland	Pays-bas	I.G.	100,00	100,00	100,00
Groupe E.E.G.	Allemagne	I.G.	100,00	100,00	100,00
Gaz de France Production Exploration Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00	100,00	100,00
Gaz de France Norge	Norvège	I.G.	100,00	100,00	100,00
Production North Sea Netherlands	Etats-Unis	I.G.	100,00	100,00	100,00
Achat-Vente d'énergie					
Messigaz	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF International Trading	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
G.D.F. Armateur	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF Armateur 2	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF Méthane Investissements 2	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF Méthane Investissements 3	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GazTransport et Technigaz	France	M.E.E.	40,00	40,00	40,00
Compagnie Française du Méthane (CFM) et CFMH – Négoce	France	-	-	Absorbée	55,00
Méthane Transport	France	I.P.	50,00	50,00	50,00
NYK Armateur	France	I.P.	40,00	40,00	40,00
Gaselys	France	I.P.	51,00	51,00	51,00
Gaselys UK	Royaume-Uni	I.P.	51,00	51,00	51,00

Sociétés	Pays	Pourcentage d'intérêt			
		Méthode 2006	Décembre 2006	Décembre 2005	Décembre 2004
Groupe GDF Energy Supply & Solutions	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00	100,00
Med Ing & Gas	Royaume-Uni	I.P.	50,00	50,00	50,00
GDF Supply Trading & Marketing	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00	-
Etac	Pays-Bas	M.E.E.	Dissoute	80,00	80,00
AES Energie Cartagena	Espagne	I.G.	26,00	-	-
Maia Eolis	France	I.P.	49,00	-	-
Cycofos	France	I.G.	100,00	-	-
Services					
Groupe Cofathec	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Groupe Finergaz	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GNVert	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
DK6	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Groupe Savelys (ex CGST-Save)	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Groupe Thion	France	M.E.E.	34,00	34,00	34,00
Pôle Infrastructures					
Transport-Stockage France					
GRTgaz	France	I.G.	100,00	100,00	-
Compagnie Française du Méthane (CFM) et CFMH – Transport	France	-	-	Absorbée	55,00
Gaz du Sud-Ouest (GSO)	France	-	-	Cédée	30,00
Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou	France	I.G.	69,70	-	-
Distribution France					
Gaz de Strasbourg	France	M.E.E.	24,90	24,90	24,90
Transport et Distribution International					
Sofregaz	France	-	-	Cédée	34,00
Groupe Italcogim	Italie	M.E.E.	Transférée	40,00	-
Arcalgas Energie	Italie	M.E.E.	Transférée	42,65	-
Arcalgas Progetti	Italie	M.E.E.	Transférée	44,17	-
Groupe RETI	Italie	M.E.E.	68,50	-	-
Groupe VENDITE	Italie	M.E.E.	40,00	-	-
Energie Investimenti (ex GDF Milano)	Italie	I.P.	40,00	-	-
Megal GmbH	Allemagne	I.P.	44,00	43,00	43,00
Gaz de France Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00	100,00	100,00
Gaz de France Deutschland Transport	Allemagne	I.G.	100,00	100,00	-
Groupe Gasag	Allemagne	I.P.	31,57	31,57	31,57

Sociétés	Pays	Pourcentage d'intérêt			
		Méthode 2006	Décembre 2006	Décembre 2005	Décembre 2004
Megal Finco	Iles Caïman	-	-	Dissoute	43,00
Groupe SPE	Belgique	I.P.	25,50	25,50	-
Segeo	Belgique	M.E.E.	25,00	25,00	25,00
Portgas	Portugal	M.E.E.	12,67	12,67	12,67
Degaz	Hongrie	I.G.	99,77	99,77	99,77
Egaz	Hongrie	I.G.	99,42	99,42	99,42
Distrigaz Sud	Roumanie	I.G.	40,80	51,00	-
Pozagas	Slovaquie	I.P.	43,37	43,37	43,37
Groupe Slovensky Plynarensky Priemysel (SPP)	Slovaquie	I.P.	24,50	24,50	24,50
Groupe Nafta	Slovaquie	I.P.	13,50	-	-
Groupe GDF Québec	Canada	I.G.	100,00	100,00	100,00
Groupe Noverco	Canada	M.E.E.	17,56	17,56	17,56
Energia Mayakan	Mexique	I.G.	67,50	67,50	67,50
Servicios Mayakan	Mexique	I.G.	67,50	67,50	67,50
Compania Gasoductos del Bajio	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Gasoductos del Bajio	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
MI Comercializadora	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
MI Consultadores	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
MI Servicios	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Transnatural	Mexique	I.P.	50,00	50,00	50,00
Consortio Mexigaz	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Natgasmex	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Tamauligas	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Gaseba	Argentine	I.G.	Cédée	100,00	100,00
Gaseba Uruguay	Uruguay	I.G.	Cédée	51,00	51,00
Autres					
Cogac	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF International	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
S.F.I.G.	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Société Immobilière Assomption La Fontaine	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF Production Investissements	France	I.G.	Absorbée	100,00	100,00
GDF Production Investissements Pays-Bas	France	I.G.	Absorbée	100,00	100,00
GDF Berliner Investissements	France	I.G.	Absorbée	100,00	100,00

Sociétés	Pays	Pourcentage d'intérêt			
		Méthode 2006	Décembre 2006	Décembre 2005	Décembre 2004
Mexique Investissements	France	I.G.	Absorbée	100,00	100,00
Gas del Sur	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF Styrie Investissements	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Laurentides Investissements	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF Investissements 2	France	I.G.	Absorbée	100,00	100,00
GDF Investissements 24	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF Investissements 29	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF Investissements 35	France	I.G.	100,00	100,00	-
GNL Transport Investissements	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GNL Marine Investissements	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Banque SOLFEA	France	I.P.	54,72	54,72	54,72
Verona Investissements	France	I.G.	100,00	100,00	-
GDF Milano	Italie	I.G.	-	100,00	-
Segebel	Belgique	I.P.	50,00	50,00	-
GDF Investment Netherlands	Royaume-Uni	I.G.	Dissoute	100,00	100,00
Investment Gas Holland	Royaume-Uni	I.G.	Dissoute	100,00	100,00
MI del Bajjo Marketing	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00	100,00
Merida Pipeline	Pays-Bas	I.G.	67,50	67,50	67,50
Mayakan Pipeline	Pays-Bas	I.G.	67,50	67,50	67,50
Slovak Gas Holding	Pays-Bas	I.P.	50,00	50,00	50,00
Romania Gas Holding	Pays-Bas	I.G.	80,00	-	-
Merida Holding	Barbade	I.G.	67,50	67,50	67,50

Précisions concernant la méthode de consolidation des filiales suivantes :

- Gaselys : le partage du contrôle avec la Société Générale justifie l'utilisation de l'intégration proportionnelle,
- Groupe SPP : le partage du contrôle avec l'Etat slovaque et la société Ruhrgas justifie l'utilisation de l'intégration proportionnelle,
- Groupe SPE : le partage du contrôle avec la société Centrica justifie l'utilisation de l'intégration proportionnelle,
- Groupe Noverco : le pouvoir de participer aux décisions de politique financière et opérationnelle justifie la consolidation par mise en équivalence,
- Banque Solfea : le partage du contrôle avec le Groupe Cofinoga justifie l'utilisation de l'intégration proportionnelle,
- AES Energia Cartagena : le contrôle exercé par le Groupe sur l'entité AES Energia Cartagena justifie l'utilisation de l'intégration globale,
- Groupe RETI : seuls 18,5% des titres détenus sont porteurs d'un droit de vote ; en outre, le pouvoir de participer aux décisions de politique financière et opérationnelle justifie la consolidation par mise en équivalence.

Détail des 16 sous-groupes :

Groupe Cofathec	Cofathec	France
	ADF Alsace	France
	ADF Environnement	France
	ADF Maintenance Industrielle	France
	ADF Midi-Pyrénées	France
	ADF Normandie	France
	ADF Rhône Alpes	France
	ADF S.A.	France
	ADF Tarlin	France
	APS Sinergia	Italie
	Aquatherm	Belgique
	Aulnay Energie Services	France
	Blanc Mesnil Energie Services	France
	Busseuil	France
	Cadsud	France
	Calliance	France
	Castagnetti	Italie
	Chaleur	Suisse
	Chelles Chaleur	France
	Climespace	France
	Cofathec ADF	France
	Cofathec Ascensori	Italie
	Cofathec Benelux	Belgique
	Cofathec Energie Services	France
	Cofathec Energy	Royaume-Uni
	Cofathec Energy Services	Royaume-Uni
	Cofathec Energy Services UK	Royaume-Uni
	Cofathec GMI	Belgique
	Cofathec Heatsave	Royaume-Uni
	Cofathec Oméga	France
	Cofathec Progetti	Italie
	Cofathec Maintenance	France
	Cofathec Projis	France
	Cofathec Rueda	Belgique
	Cofathec Sales	Royaume-Uni
	Cofathec Services	France
	Cofathec Servizi	Italie

Cofathec UK	Royaume-Uni
Coriance	France
Cottier Equipements	France
Danto Rogeat	France
Deltec	Royaume-Uni
Drôme Energie Services	France
Reti Calore	Italie
Energie Meaux	France
Gennedith	France
Gethef	France
Globalia	France
Korb	Belgique
Energie et Maintenance	Belgique
Les Mureaux Energie Services	France
Minerg Appelsa Services	Suisse
Multiservicios Tecnologicos	Espagne
Neu Montage Maintenance	France
Nuova Sipe	Italie
Omega Concept	France
Omega Concept Italie	Italie
Pictet	France
Prasi	Italie
Preci Mecanic	France
Rege Plastiques	France
R+M Réalisation et Maintenance	France
Ris Energie Services	France
Russia Explorer	France
Sameveil	France
Samee	France
Sathef	France
SCI Administration Office	France
SCI Camp Jouven	France
SCI Grand Canal	France
Sedel	France
SEP Les Gresilles	France
SEP Mégajoule	France
SEP Opération Saint Michel	France
S.E.P.T.	France
SI Servizi	Italie

	Stade Energie SAS	France
	Sofredith	France
	Sogit	France
	Somoclim	Monaco
	Société Thermique de La Doua	France
	Société Thermique de Salon de Provence	France
	Thermoco	Belgique
	Torino Sanita	Italie
	Trigno Energy	Italie
	Vandamme	France
	Vernier	France
Groupe Savelys (ex CGST Save)	Aqua Therm	France
	Depann'Gaz Services	France
	Elec Gaz Services	France
	Entreprise Claude Nanni	France
	Eurl Gaz 42	France
	H. Saint Paul	France
	Savelys	France
	SCI Châlon	France
	SCI M. Valentin	France
	SCI T. Balma	France
	SCI T. Louis	France
	SCI Tinquieux	France
	SCI Vandorme	France
	Therm'Opale Service	France
Groupe Finergaz	Finergaz	France
	Société de Cogénération de Montoir	France
	Ficobel	France
	Compagnie de Cogénération de Champblain	France
	Société Gardannaise de Cogénération	France
	Société Girondine de Cogénération	France
	Gensel	France
	Compagnie de Cogénération de la Brayé	France
	Figenal	France
	Corely	France
	Isergie	France
	FINergaz Energie Services	France

	SEP Michelin Joué les Tours	France
	SEP Michelin Bourges	France
	SEP Michelin Montceau les Mînes	France
	SEP Michelin Roanne	France
	SEP Michelin Poitiers	France
	SEP SKW Rousselot	France
	Compagnie de Cogénération de la Dordogne	France
	COBEFI	France
	GIE Etoile Bassens	France
	Compagnie de Cogénération de la Vologne	France
	INCO	France
	EUROFIN	France
	Société de Cogénération de Chalampé	France
	Société de Cogénération du Bourray	France
Groupe Thion	Ne Varietur	France
	Thion	France
	Arizzoli, Bernard et Perre	France
	Bes	France
	Charbonnière de Saône et Loire	France
	Curchal	France
	Decoparc	France
	Gie Soccram Dalkia	France
	Jesel & Widemann	France
	Juratrom	France
	Maison Balland Brugneaux	France
	SC2M	France
	Scider	France
	Sicar	France
	Socccram	France
	Socomin	France
	Soparec	France
	Sotrapac	France
	Storapro	France
	Tournaux	France
	Trottier Escribe	France
Groupe GDF Britain	GDF Britain	Royaume-Uni
	Gaz de France Britain E&P Ltd	Royaume-Uni
Groupe GDF Energy Supply & Solutions	GDF Energy Supply & Solutions	Royaume-Uni
	Gaz de France Generation Ltd	Royaume-Uni

	Gaz de France Marketing Ltd	Royaume-Uni
	Gaz de France Sales Ltd	Royaume-Uni
	Gaz de France Services Ltd	Royaume-Uni
	Gaz de France Solutions Ltd	Royaume-Uni
Groupe S.P.P.	Slovensky Plynarensky Priemysel	Slovaquie
	Geoterm Kosice	Slovaquie
	Interkvet	Slovaquie
	Probugas	Slovaquie
	Prva paroplynova spolocnost	Slovaquie
	Slovgeoterm	Slovaquie
	Slovrurgas	Slovaquie
	SPP Bohemia	République Tchèque
	SPP Prepava	Slovaquie
	SPP Distribucia	Slovaquie
	SPP AS	Slovaquie
Groupe Gasag	GASAG	Allemagne
	BAS Abrechnungsservice GmGH & Co. KG, Berlin	Allemagne
	BAS Abrechnungs-und Service Beteiligungs-GmGH , Berlin	Allemagne
	BEGA.tec GmbH, Berlin	Allemagne
	Berliner Energieagentur GmbH, Berlin	Allemagne
	EMB Erdgas Mark Brandenburg GmbH, Potsdam	Allemagne
	Erdgasversorgung Oranienburg GmbH, Oranienburg	Allemagne
	GASAG direkt GmbH, Berlin	Allemagne
	GASAG Versicherungsvermittlung der Versorgungsunternehmen GmbH, Berlin	Allemagne
	GASAG WameService GmbH, Berlin	Allemagne
	Gasversorgung Zehdenick GmbH, Zehdenick	Allemagne
	HSW Havelländische Stadtwerke GmbH, Werder	Allemagne
	NBB Netz-Beteiligungs-GmbH, Berlin	Allemagne
	NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co KG, Berlin	Allemagne
	EMB-Beteiligungsgesellschaft GmbH	Allemagne
	VR-Leasing SOLIDUS Siebte GmbH & Co. Immobilien KG, Eschborn	Allemagne
	SpreeGas Gesellschaft für Gasversorgung und Energiedienstleistung GmbH	Allemagne
Groupe E.E.G.	Erdgas Erdöl GmbH	Allemagne
	E.E.G.T.	Allemagne
	VEGO OEL	Allemagne
Groupe GDF Québec	GDF Québec Inc	Canada
	BELLC	Etats-Unis

	Intragaz Holding	Canada
	Intragaz Sec	Canada
	Intragaz Holding Limited Partnership	Canada
	Intragaz Energy Limited Partnership	Canada
	Intragaz US Inc	Etats-Unis
	MEG International	Canada
	MEG Holding US	Etats-Unis
	Rabaska Lp	Canada
Groupe Noverco	Noverco Inc	Canada
	Gaz Metropolitan Inc	Canada
	Gaz Metropolitan Sec	Canada
Groupe SPE	SPE	Belgique
	SPE Power Company	Belgique
Groupe Nafta	Nafta a.s.	Slovaquie
	Nafta Gas a.s	Slovaquie
	Nafta Vychod a.s.	Slovaquie
	Nafta Zahorie a.s.	Slovaquie
	Nafta Stroj a.s.	Slovaquie
	Naftarska leasdingova spolocnost a.s	Slovaquie
	Naftapetrol s.r.o.	Slovaquie
	Karotaz a cementace s.r.o.	Slovaquie
Groupe GNVert	GNVert SAS	France
	GNV Essonne	France
	GNV Alpes Grenoble	France
Groupe RETI	Italcogim SPA	Italie
	Italcogim Reti	Italie
	Arcalgas Progetti	Italie
	Natural Gas	Italie
	Tecnomontaggi	Italie
Groupe VENDITE	Italcogim Vendite	Italie
	Arcalgas Energie	Italie
	Cam-Gas	Italie
	Alento Gas	Italie
	ASM Energia	Italie
	Gasbon	Italie
	Pitta Gas	Italie

Note 36 – Principaux cours de conversion

Les principaux taux de change appliqués hors zone euro sont les suivants :

	31.12.2006		31.12.2005		31.12.2004	
	Taux moyen	Taux de clôture	Taux moyen	Taux de clôture	Taux moyen	Taux de clôture
Devises / EURO						
USD Dollar américain	1,26	1,32	1,24	1,18	1,24	1,36
CAD Dollar canadien	1,42	1,53	1,51	1,37	1,62	1,64
HUF Florin hongrois	264,13	251,77	248,04	252,87	251,66	245,97
CHF Franc suisse	1,57	1,61	1,55	1,56	1,54	1,54
SKK Couronne slovaque	37,21	34,43	38,59	37,88	40,02	38,74
GBP Livre anglaise	0,68	0,67	0,68	0,69	0,68	0,70
UYU Peso uruguayen	29,58	30,29	30,48	28,46	35,59	35,88
MXN Peso mexicain	13,70	14,23	13,57	12,54	14,04	15,18
NOK Couronne norvégienne	8,05	8,24	8,01	7,98	8,37	8,24
ARS Peso argentin	3,77	3,92	3,64	3,58	3,66	4,05
RON Lei roumain	3,52	3,38	3,62	3,68	-	-

20.1.1.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2006

Gaz de France S.A.

Exercice clos le 31 décembre 2006

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos statuts, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés de la société Gaz de France relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2006, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

I. Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

II. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

- La note B-2.1 de l'annexe expose les changements de méthodes comptables intervenus au cours de l'exercice à la suite de l'application anticipée de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », interprétation publiée par l'IASB le 30 novembre 2006, mais non encore adoptée dans l'Union européenne, et à l'application d'IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Conformément à la norme IAS 8, l'information comparative relative aux exercices 2005 et 2004, présentée dans les comptes consolidés, a été retraitée pour prendre en considération de manière rétrospective l'application de ces nouvelles interprétations. En conséquence,

l'information comparative diffère des comptes consolidés publiés de l'exercice 2005. Dans le cadre de notre appréciation des principes comptables suivis par votre groupe, nous avons examiné le correct retraitement des comptes des exercices 2005 et 2004 et l'information donnée à ce titre dans la note B-2.1 de l'annexe.

- Nous nous sommes assurés que la note A-2.3 donne une information appropriée sur le traitement comptable retenu par le groupe pour les domaines qui ne font pas l'objet de dispositions spécifiques dans le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, relatifs aux acquisitions d'intérêts minoritaires, aux engagements de rachat d'intérêts minoritaires et aux droits d'émission de gaz à effet de serre.
- La note A-2.24.4 de l'annexe décrit les modalités d'analyse conduites par le groupe, visant à déterminer si les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz ont été négociés dans le cadre de ses activités dites « normales » et doivent ainsi être exclus du champ d'application de la norme IAS 39. Dans le cadre de notre appréciation des principes comptables suivis par votre groupe, nous avons examiné les modalités d'analyse déterminées par le groupe et nous nous sommes assurés que la note A-2.24.4 de l'annexe fournit une information appropriée.
- Comme décrit dans les notes A-2.12, C-1 et C-2 de l'annexe, votre groupe a procédé à des tests systématiques de dépréciation des écarts d'acquisition et des immobilisations incorporelles à durée d'utilité indéfinie et à des tests de dépréciation des actifs corporels et incorporels à durée d'utilité définie lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné la méthodologie appliquée par l'entreprise ainsi que les paramètres utilisés pour ces estimations comptables et nous nous sommes assurés du caractère raisonnable des valeurs retenues dans les comptes.
- Comme indiqué dans les notes A-2.22 et C-8 de l'annexe, votre groupe, dans le cadre de ses activités, constitue des provisions pour le renouvellement des ouvrages de distribution de gaz en France ainsi que pour la reconstitution de certains sites (terrains ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé, sites de stockage, terminaux méthaniers, canalisations de transport et de distribution, installations d'exploration-production). Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons revu les hypothèses et les modalités de calcul des provisions, considérées par l'entreprise comme reflétant la meilleure estimation de ses obligations en fonction des exigences réglementaires actuelles, et nous nous sommes assurés du caractère raisonnable des provisions qui en résultent.
- La note C-26 de l'annexe relative aux engagements de retraite et aux autres engagements envers le personnel décrit le mode d'évaluation et de comptabilisation des engagements résultant du régime de retraite

- des entreprises des Industries Electriques et Gazières. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné les bases et les modalités du calcul actuariel des engagements ainsi que l'information donnée par l'entreprise et nous nous sommes assurés du caractère raisonnable des estimations effectuées.
- La note A-2.24.4 de l'annexe indique qu'en ce qui concerne la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, le groupe utilise des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou la méthode des flux de trésorerie actualisés, ces modèles prenant en considération des hypothèses basées sur les données du marché. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné le dispositif de contrôle des modèles utilisés et la prise en compte des risques associés à ces instruments dans les valorisations retenues et nous nous sommes assurés du caractère raisonnable des estimations effectuées.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

III. Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, à la vérification des informations données dans le rapport sur la gestion du groupe. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris-La Défense, le 3 avril 2007

Les Commissaires aux Comptes

Mazars & Guerard

Ernst & Young Audit

Michel Barbet-Massin

Xavier Charton

Patrick Gounelle

Philippe Hontarrède

20.1.2 Informations financières au 31 décembre 2005

Les comptes consolidés du Groupe, établis selon les normes IFRS pour l'exercice clos le 31 décembre 2005 ainsi que le rapport des commissaires aux comptes figurent aux pages 182 à 301 du document de référence 2005 de la

Société enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 5 mai 2006 sous le numéro R.06-050. Ils sont incorporés par référence dans le présent document de référence.

20.1.3 Informations financières au 31 décembre 2004

Les comptes consolidés du Groupe, établis selon les normes françaises pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 ainsi que le rapport des commissaires aux comptes figurent aux pages 217 à 265 du document de base de la Société

enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 1^{er} avril 2005 sous le numéro I.05-037. Ils sont incorporés par référence dans le présent document de référence.

20.2 Politique de distribution des dividendes

Le dividende versé par la Société au titre des trois exercices précédents a été de :

	2005	2004 ⁽¹⁾	2003
Dividende (en millions d'euros)	669	418	318
Nombre d'actions (en millions)	984	903	-
Dividende par action (en euro)	0,68	0,46	-

⁽¹⁾ Afin de permettre la comparaison avec l'exercice 2005, le nombre d'actions et le dividende unitaire ont été retraités pour être en cohérence avec la décision de l'Assemblée Générale Mixte du 28 avril 2005, qui a approuvé la division du nominal des actions par 2, portant à cette date la composition du capital social à 903 millions d'actions contre 451,5 millions. Avec ce nombre d'actions, le dividende unitaire de 2004 aurait été de 0,464 euro au lieu de 0,927 euro, arrêté par l'Assemblée Générale Ordinaire du 29 mars 2005.

Le conseil d'administration a proposé de soumettre à l'approbation de l'assemblée générale du 23 mai 2007 la distribution, au titre de l'exercice 2006, d'un dividende net de 1,10 euro par action de la Société, soit une hausse de 62% par rapport à 2005. Cette décision représente une accélération de la politique de croissance de la rémunération des actionnaires par rapport aux annonces faites lors de l'introduction en bourse.

Pour les années à venir, Gaz de France poursuivra une politique de distribution du dividende dynamique avec un taux de distribution qui sera au moins égal à 50 % du résultat net.

Toutefois, les objectifs ne constituent en aucun cas un engagement de la Société et les dividendes futurs seront appréciés, pour chaque exercice, en fonction des résultats de la Société, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le conseil d'administration pour établir ses propositions à l'assemblée générale.

20.3 Procédures judiciaires et d'arbitrage

Gaz de France est impliqué dans certaines procédures judiciaires et arbitrales dans le cadre de la marche ordinaire de son activité. A ce jour, ni Gaz de France, ni aucune des sociétés du Groupe ne sont ou n'ont été parties, au cours des douze derniers mois, à une procédure judiciaire ou arbitrale susceptible d'avoir dans le futur, ou ayant eu dans un passé récent, une incidence significative sur la situation financière de Gaz de France, son activité, ses résultats, son patrimoine ou sa rentabilité. Gaz de France n'a pas connaissance qu'une telle procédure soit envisagée à son encontre par des tiers.

La totalité des demandes formées à l'encontre de Gaz de France et de ses filiales dans le cadre des procédures judiciaires ou arbitrales en cours est inférieure à 100 millions d'euros.

Il existe un contentieux sur le terminal méthanier en construction à Fos Cavaou décrit au paragraphe 6.1.3.2.1.2.2 – « Grandes infrastructures ». Par arrêté du 15

décembre 2003 pris au titre des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), le préfet des Bouches du Rhône a autorisé Gaz de France à exploiter un terminal méthanier à Fos Cavaou. Le permis de construire de l'installation a été délivré par un second arrêté préfectoral pris le même jour. Ces deux arrêtés font l'objet de recours contentieux. L'arrêté d'exploitation, délivré au titre des ICPE, a fait l'objet de deux recours en annulation devant le Tribunal administratif de Marseille déposés, l'un par l'Association de défense et de protection du littoral du Golfe de Fos-sur-Mer (ADPLGF), l'autre par un particulier. Le recours introduit par l'ADPLGF a été assorti d'une requête en référé suspension qui a été rejetée par ordonnance rendue le 12 octobre 2004 par le juge des référés du Tribunal administratif de Marseille. L'association requérante s'est pourvue en cassation contre cette ordonnance devant le Conseil d'Etat mais sa requête n'a pas été admise. Le permis de construire a, pour sa part, donné lieu à deux recours en annulation introduits devant le Tribunal

administratif de Marseille, l'un par la commune de Fos-sur-Mer, l'autre par le Syndicat d'agglomération nouvelle (SAN). Aucun jugement n'est encore intervenu.

Fin 2003, Gaz de France a été mis en examen des chefs d'homicide et blessures involontaires dans le cadre de l'instruction ouverte suite à l'explosion survenue le 4 décembre 1999 à Dijon et ayant causé la mort de 11 personnes. Par ordonnance en date du 22 décembre 2005, Gaz de France a été renvoyé devant le Tribunal correctionnel. Le procès s'est déroulé du 20 au 24 février 2006. Par jugement en date du 23 mars 2006, le Tribunal correctionnel de Dijon a condamné Gaz de France à une amende de 200 000 euros pour homicide involontaire et de 4 500 euros pour blessures involontaires. Gaz de France a fait appel de cette condamnation le 3 avril 2006. La Cour d'appel de Dijon a confirmé le 21 décembre 2006 la condamnation de Gaz de France à 204 500 euros d'amende. Gaz de France n'a pas formé de pourvoi en cassation à l'encontre de cette décision.

Le 26 décembre 2004, une explosion survenue au 12 de la rue de la Martre à Mulhouse a causé la mort de 17 personnes ainsi que

d'importants dégâts matériels. L'instruction judiciaire ouverte pour homicides et blessures involontaires est toujours en cours. Le 14 décembre 2005, le juge d'instruction a convoqué les familles pour les tenir informées suite au dépôt du rapport des experts judiciaires. Selon les informations communiquées par la presse, ce rapport attribuerait l'explosion à la « fente » découverte sur la canalisation de distribution de Gaz de France au lendemain de l'accident. Le 21 mars 2006, Gaz de France a été mis en examen par le juge d'instruction. Le risque encouru par la personne morale est une peine d'amende pour homicide involontaire: 225 000 euros maximum en cas d'imprudence ou de négligence et jusqu'à 375 000 euros en cas de violation délibérée d'une obligation de sécurité imposée par la loi ou le règlement. A cette peine principale pourrait s'ajouter une peine d'amende pour blessures involontaires d'un montant maximal variable en fonction du taux d'ITT (Incapacité Temporaire de Travail) des personnes blessées. Le juge d'instruction a accepté d'ordonner des mesures d'expertise complémentaires et l'instruction se poursuit.

20.4 Absence de changement significatif de la situation financière ou commerciale

Aucun changement significatif de la situation financière ou commerciale du Groupe n'est intervenu depuis le 1^{er} janvier 2007.

21.1 RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT LE CAPITAL	P.297	21.2 ACTE CONSTITUTIF ET STATUTS	P.308
21.1.1 CAPITAL SOCIAL	P.297	21.2.1 OBJET SOCIAL	P.308
21.1.2 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL	P.299	21.2.2 STIPULATIONS STATUTAIRES RELATIVES AUX ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION – RÉGLEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	P.308
21.1.3 ACQUISITION PAR LA SOCIÉTÉ DE SES PROPRES ACTIONS	P.301	21.2.3 DROITS, PRIVILÈGES ET RESTRICTIONS ATTACHÉS AUX ACTIONS	P.308
21.1.4 AUTRES TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL	P.304	21.2.4 MODIFICATION DES DROITS ATTACHÉS AUX ACTIONS	P.309
21.1.5 CAPITAL SOCIAL SOUSCRIT, MAIS NON LIBÉRÉ – AUGMENTATIONS DE CAPITAL	P.304	21.2.5 ASSEMBLÉES GÉNÉRALES	P.309
21.1.6 CAPITAL SOCIAL SOUS OPTION	P.305	21.2.6 CLAUSES RESTREIGNANT LE CHANGEMENT DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ	P.309
21.1.7 ÉVOLUTION DU CAPITAL SOCIAL AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES	P.306	21.2.7 FRANCHISSEMENT DE SEUILS STATUTAIRES	P.310
		21.2.8 MODIFICATIONS DU CAPITAL SOCIAL	P.310

21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital

21.1.1 Capital social

A la date d'enregistrement du document de référence, le capital social de la Société s'élève à la somme de 983 871 988 euros, composé de 983 871 988 actions d'une valeur nominale de un euro chacune, toutes entièrement souscrites et intégralement libérées soit un nombre d'actions inchangé par rapport au 1^{er} janvier 2006.

Les actions de la Société sont admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris (compartiment A) depuis le 8 juillet 2005, sous le code ISIN FR0010208488. L'action Gaz de France fait partie de l'indice CAC 40, principal indice publié par Euronext Paris et est éligible au Service du règlement différé (SRD).

Tableau : Evolution du volume des transactions et des cours extrêmes du titre Gaz de France

	Volume en titres	Cours (en euros)	
		Plus haut	Plus bas
2007			
Février	32 241 933	35,93	32,53
Janvier	39 179 585	37,95	32,60
2006			
Décembre	32 104 503	35,00	31,12
Novembre	44 369 507	33,92	31,17
Octobre	30 513 735	32,02	30,20
Septembre	35 281 455	32,00	28,28
Août	14 722 252	29,65	27,01
Juillet	21 573 685	27,90	25,31
Juin	29 552 532	27,43	25,30
Mai	32 469 145	29,62	25,41
Avril	18 594 656	30,48	28,03
Mars	49 604 303	31,59	28,60
Février	53 162 562	32,00	25,94
Janvier	26 508 940	26,64	24,64
2005			
Décembre	25 487 141	25,75	23,90
Novembre	23 759 284	26,40	24,53
Octobre	30 615 809	27,94	24,78
Septembre	24 415 415	28,30	26,62
Août	37 418 192	29,00	26,50
Juillet	88 020 484	28,50	23,20

Données boursières : Euronext

En cas de privatisation de la Société, la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, modifiant la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 prévoit, en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie, et notamment la continuité et la sécurité d'approvisionnement en énergie, qu'un décret prononce la transformation

d'une action ordinaire de l'Etat dans le capital de la Société en une action spécifique et précise les droits dont elle est assortie.

A la date d'enregistrement du présent document de référence, aucun décret prononçant la transformation d'une action Gaz de France détenue par l'Etat en une action spécifique n'a été publié.

21.1.2 Titres non représentatifs du capital

Gaz de France a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et 1986 sous forme de deux tranches, A et B. Seuls les titres participatifs de la tranche A demeurent en circulation, les titres participatifs de la tranche B ayant été intégralement remboursés en 2000. Les titres participatifs de la tranche A, d'une valeur nominale unitaire de 762,25 euros, comprennent une rémunération composée de deux termes, une partie fixe et une partie variable. La partie fixe est fondée sur un pourcentage (63 %) du taux moyen obligataire et la partie variable dépend notamment de l'évolution de la valeur

ajoutée de Gaz de France. La rémunération annuelle minimale s'élève à 85 % du taux moyen obligataire et la maximale à 130 % du taux moyen obligataire. Au 31 décembre 2006, 629.887 titres participatifs de la tranche A étaient en circulation, soit un encours nominal de 480 131 365,75 euros. Leur valeur de marché, sur la base du cours de clôture du 29 décembre 2006 (soit 910 euros) s'élevait à 573 197 170 euros. Depuis août 1992, ces titres participatifs sont remboursables à tout moment, en tout ou partie, au gré de Gaz de France à un prix égal à 130 % de leur nominal.

Tableau : Rémunération unitaire du titre participatif Gaz de France servie sur les trois derniers exercices

(en euros)	2004	2005	2006
Rémunération fixe	21,64820	18,54120	18,70447
Rémunération variable	32,53893	34,79366	37,13682
Rémunération totale théorique	54,18713	53,33486	55,84129
Rémunération minimale	29,20790	25,01590	25,23619
Rémunération maximale	44,67090	38,25961	38,59653
Rémunération brute par titre	44,67090	38,25961	38,59653

Gaz de France est soumis aux dispositions des articles 242-1 et suivants du décret n° 67-236 du 23 mars 1967 applicables aux émetteurs de titres participatifs. Il doit, en application de l'article 222 de ce décret, insérer

l'avis de convocation d'une assemblée générale des porteurs de titres participatifs au BALO, sauf dans le cas où les titres émis sont tous nominatifs.

Tableau : Evolution du volume des transactions et des cours extrêmes du titre participatif Gaz de France

	Volume en titres	Cours (en euros)	
		Plus haut	Plus bas
2007			
Février	795	910	906
Janvier	631	912	906
2006			
Décembre	2887	912	905
Novembre	961	912	908
Octobre	1167	950	905
Septembre	946	950	938
Août	513	950	940
Juillet	224	949	940
Juin	1056	958	939
Mai	894	960	942
Avril	664	960	943
Mars	729	965	949
Février	878	959	946
Janvier	245	965	951
2005			
Décembre	266	965	953
Novembre	238	969	955
Octobre	470	990	955
Septembre	139	992	980
Août	163	987	977
Juillet	170	981	977
Juin	442	989	975
Mai	226	980	975
Avril	304	979	970
Mars	648	975	970
Février	304	977	966
Janvier	1 263	970	961
2004			
Décembre	932	963	955
Novembre	578	963	954
Octobre	703	978	939
Septembre	1 473	977	966
Août	203	968	960
Juillet	448	965	955
Juin	504	959	951
Mai	733	955	948
Avril	2 202	959	940
Mars	360	940	910
Février	473	920	905
Janvier	326	918	900

Données boursières : Reuters

Dans le cadre d'un programme d'émission de titres de créances sous forme d'Euro Medium Term Notes (« EMTN »), Gaz de France a émis, le 19 février 2003, deux emprunts obligataires (séries 1 et 2) portant intérêt à

taux fixe dont les montants nominaux s'élèvent respectivement à 1,25 milliard d'euros et 750 millions d'euros. L'encours de la dette obligataire de Gaz de France s'élevait à 1,997 milliard d'euros au 31 décembre 2006.

Tableau : principales caractéristiques des emprunts obligataires émis par Gaz de France

Emission	Devise	Taux Coupon	Echéance	Montant émis (en devises) (en millions)	Place de cotation	Code ISIN
EMTN	Euros	4,75 %	19 février 2013	1 250	Euronext Paris Bourse de Luxembourg	FR0000472326
EMTN	Euros	5,125 %	19 février 2018	750	Euronext Paris Bourse de Luxembourg	FR0000472334
Placements Privés	Yen Japonais	0,658 %	26 mars 2009	3 000	Aucune	FR0010069534

Pour davantage d'informations sur les emprunts obligataires émis par Gaz de France, voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2005 en normes IFRS / Annexes / note 10.2 ».

Par ailleurs, Gaz de France dispose de programmes de financement à court terme (billets de trésorerie, Euro Commercial Paper et US Commercial Paper). Gaz de France doit ainsi respecter les obligations lui incombant du fait de son statut d'émetteur de titres de créances négociables. Ces obligations sont édictées par le décret n° 92-137 du 13 février 1992 et par son arrêté d'application du 13 février 1992. Il ressort de ces textes que les émetteurs de titres de créances négociables doivent

constituer un dossier de présentation financière qui porte sur leur activité, leur situation financière ainsi que leur programme d'émission. Ce dossier est mis à jour chaque année après la tenue de l'assemblée générale des actionnaires statuant sur les comptes du dernier exercice. De plus, Gaz de France a l'obligation de mettre le dossier financier immédiatement à jour de toute modification relative au plafond de son encours, à sa notation, ainsi que sur tout fait nouveau susceptible d'avoir une incidence significative sur l'évolution des titres émis ou sur la bonne fin du programme d'émission. Ces mises à jour sont adressées à la Banque de France. La Société tient le dossier de présentation financière et ses mises à jour à la disposition de l'Autorité des marchés financiers.

21.1.3 Acquisition par la Société de ses propres actions

A la date d'enregistrement du présent document de référence, hors contrat de liquidité, aucune des actions de la Société n'est détenue par la Société elle-même ou en son nom ou par ses filiales.

Autorisation accordée par l'assemblée générale ordinaire du 24 mai 2006

L'assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2006 a adopté une résolution autorisant le conseil d'administration à acheter des actions de la Société en vue de :

- la mise en œuvre de tout plan d'épargne d'entreprise dans les conditions prévues par la loi, notamment les articles L.443-1 et suivants du Code du travail ; ou
- la remise d'actions (à titre d'échange, de paiement ou autre) dans le cadre d'opérations de croissance externe ; ou

- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière ; ou
- l'annulation de tout ou partie des titres ainsi rachetés, dans les conditions prévues aux articles L. 225-204 et L. 225-205 du Code de commerce et conformément à la septième résolution adoptée par l'assemblée générale mixte du 28 avril 2005⁽¹⁾ ; ou
- assurer la liquidité et d'animer le marché du titre de la Société par un prestataire de services d'investissement, dans le cadre d'un contrat de liquidité conforme à une charte déontologique reconnue par l'Autorité des marchés financiers.

Ce programme est également destiné à permettre à la Société d'opérer dans tout autre but autorisé ou qui viendrait à être autorisé par la loi ou la réglementation en vigueur. Dans une telle hypothèse, la Société informerait ses actionnaires par voie de communiqué.

(1) L'assemblée générale mixte du 28 avril 2005 a autorisé, pendant une période de 26 mois, le conseil d'administration à réduire le capital social de la Société par annulation de toute quantité d'actions auto-détenues (le nombre maximal d'actions pouvant être annulées par la Société en vertu de cette autorisation, pendant une période de 24 mois, est de 10% des actions composant le capital).

Les achats d'actions de la Société peuvent porter sur un nombre d'actions tel que :

- le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 5 % des actions composant le capital de la Société, à quelque moment que ce soit, ce pourcentage s'appliquant à un capital ajusté en fonction des opérations l'affectant postérieurement à la date de l'assemblée générale du 24 mai 2006 ; et
- le nombre d'actions que la Société détiendra à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

Le prix d'achat maximal par action est de 45 euros.

Le montant global affecté au programme de rachat d'actions ainsi autorisé ne peut pas être supérieur à 2 213 712 000 euros correspondant à 49 193 600 actions acquises au prix de 45 euros.

En cas de modification du nominal de l'action, d'augmentation de capital par incorporation de réserves, d'attribution gratuite d'actions, de division ou de regroupement de titres, de distribution de réserves ou de tous autres actifs, d'amortissement du capital, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, le conseil d'administration a le pouvoir d'ajuster les prix d'achat et de vente susvisés afin de tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

Tableau : Evolution des moyens figurant au compte de liquidité

	Actions Gaz de France	Espèces
31 décembre 2006	0	57 080 402 euros
30 juin 2006	655 500	37 283 287 euros
2 mai 2006	0	55 000 000 euros

Nouvelles autorisations proposées au vote des actionnaires lors de l'assemblée générale mixte du 23 mai 2007

Lors de l'assemblée générale mixte devant se tenir le 23 mai 2007, il sera proposé aux actionnaires de la Société le vote des autorisations décrites ci-dessous. Le vote de ces résolutions privera d'effet les délégations ayant le même objet accordées par les assemblées générales du 28 avril 2005 et du 24 mai 2006.

Autorisation à donner au conseil d'administration à l'effet d'opérer sur les actions de la Société

« L'assemblée générale, connaissance prise du rapport du conseil d'administration, autorise le conseil d'administration, avec faculté de subdélégation, conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce et du règlement n°2273/2003 de la Commission européenne du 22 décembre 2003, à acheter des actions de la Société en vue de :

- leur attribution ou de leur cession aux salariés et mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés qui lui sont liées ou lui seront

Cette autorisation, donnée au conseil d'administration pour une période de 18 mois, à compter du 24 mai 2006, a privé d'effet la délégation donnée par l'assemblée générale des actionnaires du 28 avril 2005.

Acquisition d'actions propres dans le cadre d'un contrat de liquidité

Depuis le 2 mai 2006 et pour une durée d'un an renouvelable par tacite reconduction, Gaz de France a confié à Rothschild & Cie Banque la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la Charte de déontologie établie par l'Association Française des Entreprises d'Investissement et approuvée par l'Autorité des marchés financiers par décision du 22 mars 2005. En vertu de cette charte, le prestataire de services d'investissement décide en toute indépendance, sans pouvoir être influencé par l'émetteur, des moments et volumes de ses interventions. Pour la mise en œuvre de ce contrat, 55 millions d'euros ont été affectés au compte de liquidité.

En 2006, le nombre d'actions achetées est égal au nombre d'actions vendues et s'élève à 3 065 194. Le montant des achats s'élève à 92 453 117,72 euros et le montant des ventes à 93 490 630,72 euros, dégageant ainsi une plus-value de 1 037 513 euros. Les liquidités non utilisées pour les achats d'actions ont été investies par Rothschild & Cie Banque dans une SICAV monétaire et ont généré des plus-values d'un montant total de 1 042 889 euros. Au 31 décembre 2006, les moyens disponibles sur le compte de liquidité s'élevaient donc à 57 080 402 euros.

liées dans les conditions et selon les modalités prévues par la réglementation applicable, notamment dans tout plan d'épargne salariale visé aux articles L. 443-1 et suivants du Code du travail ; ou

- leur attribution gratuite aux salariés et mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés qui lui sont liées ou lui seront liées, conformément aux dispositions des articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce, étant précisé que les actions pourraient notamment être affectées à un plan d'épargne salariale conformément aux dispositions de l'article L. 443-6 du Code du travail ; ou
- la conservation et de la remise ultérieure d'actions (à titre d'échange, de paiement ou autre) dans le cadre d'opérations de croissance externe dans la limite de 5 % du nombre d'actions composant le capital social ; ou
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière ; ou

- l'annulation de tout ou partie des titres ainsi rachetés, dans les conditions prévues à l'article L. 225-209 alinéa 2 du code de commerce et sous réserve de l'autorisation de réduire le capital social donnée par l'assemblée générale ; ou
- assurer la liquidité et d'animer le marché du titre de la Société par un prestataire de services d'investissement dans le cadre de contrats de liquidité ; ou
- mettre en œuvre toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché.

Ce programme serait également destiné à permettre à la Société d'opérer dans tout autre but autorisé ou qui viendrait à être autorisé par la loi ou la réglementation en vigueur. Dans une telle hypothèse, la Société informerait ses actionnaires par voie de communiqué.

Les achats d'actions de la Société pourront porter sur un nombre d'actions tel que :

- le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 5 % des actions composant le capital de la Société, à quelque moment que ce soit, ce pourcentage s'appliquant à un capital ajusté en fonction des opérations l'affectant postérieurement à la présente assemblée générale ; et
- le nombre d'actions que la Société détiendra à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition, la cession ou le transfert des actions pourront être réalisés à tout moment (y compris en période d'offre publique intégralement réglée en numéraire visant les titres de la Société ou de toute offre publique initiée par la Société) et par tous moyens, sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs (sans limiter la part du programme de rachat pouvant être réalisée par ce moyen), offres publiques, ou par utilisation d'options ou autres instruments financiers à terme négociés sur un marché réglementé ou de gré à gré ou par l'émission de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société par conversion, échange, remboursement, exercice d'un bon ou de toute autre manière, dans les conditions prévues par les autorités de marché et dans le respect de la réglementation en vigueur.

L'assemblée générale décide que le prix d'achat maximal par action est égal à 50 euros, hors frais d'acquisition.

En application de l'article 179-1 du décret du 23 mars 1967 sur les sociétés commerciales, l'assemblée fixe à 2.459.679.950 euros le montant maximal global affecté au programme de rachat d'actions ci-dessus autorisé, correspondant à un nombre maximal de 49.193.599 actions acquises sur la base du prix maximal unitaire de 50 euros ci-dessus autorisé.

Cette autorisation est donnée pour une période de 18 mois à compter de la date de la présente assemblée générale et prive d'effet, à compter de cette même date, la délégation donnée au conseil d'administration à

l'effet d'opérer sur les actions de la Société par l'assemblée générale ordinaire le 24 mai 2006 dans sa 6^{ème} résolution.

L'assemblée générale délègue au conseil d'administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions légales, en cas de modification du nominal de l'action, d'augmentation de capital par incorporation de réserves, d'attribution gratuite d'actions, de division ou de regroupement de titres, de distribution de réserves ou de tous autres actifs, d'amortissement du capital, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, le pouvoir d'ajuster le prix maximal d'achat susvisé afin de tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

L'assemblée générale confère tous pouvoirs au conseil d'administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions légales, pour décider et mettre en œuvre la présente autorisation, pour en préciser, si nécessaire, les termes et en arrêter les modalités avec faculté de déléguer, dans les conditions légales, la réalisation du programme d'achat, et notamment pour passer tout ordre de bourse, conclure tout accord, en vue de la tenue des registres d'achats et de ventes d'actions, effectuer toutes déclarations notamment auprès de l'Autorité des marchés financiers et de toute autre autorité qui s'y substituerait, remplir toutes formalités et, d'une manière générale, faire le nécessaire.

L'assemblée générale prend acte qu'en application de l'article L. 225-209 alinéa 2 du Code de commerce, un rapport spécial l'informe chaque année de la réalisation des opérations d'achat d'actions qu'elle a autorisées. »

Autorisation à donner au conseil d'administration à l'effet de réduire le capital par annulation des actions autodétenues

« L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, et après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration et du rapport spécial des commissaires aux comptes, autorise le conseil d'administration à réduire le capital social en application de l'article L.225-209 du Code de commerce, en une ou plusieurs fois, dans les proportions et aux époques qu'il décidera, par annulation de tout ou partie des actions acquises ou qui viendraient à être acquises en vertu d'une autorisation conférée par l'assemblée générale ordinaire par la Société elle-même, dans la limite de 10 % du capital social par période de 24 mois, étant rappelé que cette limite s'applique à un montant du capital de la Société qui sera, le cas échéant, ajusté pour prendre en compte des opérations affectant le capital social postérieurement à la présente assemblée générale.

Cette autorisation est donnée pour une période de 26 mois à compter de la date de la présente assemblée générale. Elle prive d'effet, à compter de cette même date, l'autorisation donnée par l'assemblée générale mixte le 28 avril 2005 dans sa 7^{ème} résolution.

L'assemblée générale confère tous pouvoirs au conseil d'administration, avec faculté de délégation, pour réaliser la ou les opérations d'annulation et de réduction de capital en vertu de la présente autorisation, en fixer les modalités, en constater la réalisation, modifier en conséquence les statuts et accomplir toutes formalités. »

21.1.4 Autres titres donnant accès au capital

A la date d'enregistrement du présent document de référence, les actions décrites au paragraphe 21.1.1 – « Capital social » ci-dessus sont les seuls titres donnant accès au capital de la Société.

Une partie de ces titres peut donner lieu à l'octroi d'actions gratuites dans les conditions rappelées au paragraphe 21.1.7.2 – « Actions donnant droit à l'attribution d'actions gratuites ».

21.1.5 Capital social souscrit, mais non libéré – Augmentations de capital

A la date d'enregistrement du présent document de référence, il n'existe pas de capital souscrit non libéré, ni aucun droit d'acquisition ni d'obligation attachés au capital souscrit, ni d'engagement d'augmentation du capital.

Les actionnaires de la Société ont consenti au conseil d'administration, lors de l'assemblée générale mixte qui s'est tenue le 28 avril 2005, les autorisations décrites ci-dessous :

Titres concernés	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation de capital (en millions d'euros)	Utilisation de l'autorisation (en millions d'euros)
Emissions avec droit préférentiel Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 28 juin 2007	200 ⁽¹⁾ (ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 200 millions d'euros)	Néant
Emissions sans droit préférentiel Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 28 juin 2007	200 ⁽¹⁾ (ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 200 millions d'euros)	80,87 (introduction en bourse de Gaz de France le 7 juillet 2005)
Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	26 mois 28 juin 2007	200 (ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 200 millions d'euros)	Néant
Emissions réservées au personnel Adhérents de plans d'épargne	26 mois 28 juin 2007	30 (ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 200 millions d'euros)	Néant

(1) L'assemblée générale mixte du 28 avril 2005 a délégué au conseil d'administration compétence à l'effet d'augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription au même prix que celui retenu pour l'émission initiale, dans les délais et limites prévus par la réglementation applicable.

Lors de l'assemblée générale mixte devant se tenir le 23 mai 2007, il sera proposé aux actionnaires de la Société le vote des autorisations décrites ci-dessous. Le vote de ces résolutions privera d'effet les délégations ayant le même objet accordées par l'assemblée générale du 28 avril 2005.

Titres concernés	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation de capital <i>(en millions d'euros)</i>
Emissions avec droit préférentiel Augmentation de capital	26 mois 23 juillet 2009	150 ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ (ce montant nominal maximal s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)
Emissions sans droit préférentiel Augmentation de capital	26 mois 23 juillet 2009	150 ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ (ce montant nominal maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)
Emissions en rémunération d'apports en nature	26 mois 23 juillet 2009	10 % du capital social au moment de l'émission ⁽²⁾ (ce montant nominal maximal s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)
Emissions en rémunération de titres apportés dans le cadre d'une offre publique d'échange	26 mois 23 juillet 2009	10 % du capital social au moment de l'émission ⁽²⁾ (ce montant nominal maximal s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)
Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	26 mois 23 juillet 2009	150 ⁽²⁾ (ce montant nominal maximal s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)
Emissions réservées au personnel Adhérents de plans d'épargne	26 mois 23 juillet 2009	40 ⁽²⁾ (ce montant nominal maximal s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)
Emissions réservées au personnel Attribution gratuite d'actions existantes	12 mois 23 mai 2008	0,2 % du capital (ce montant nominal maximal ne s'imputant pas sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)

- (1) Il sera proposé aux actionnaires lors de l'assemblée générale mixte devant se réunir le 23 mai 2007 de déléguer au conseil d'administration compétence à l'effet d'augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription au même prix que celui retenu pour l'émission initiale, dans les délais et limites prévus par la réglementation applicable.
- (2) Il sera proposé aux actionnaires lors de l'assemblée générale mixte devant se réunir le 23 mai 2007 de décider que les autorisations données au conseil d'administration à l'effet d'augmenter le capital s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros devront être utilisées dans la limite d'un nombre de titres tel que, à l'issue de l'émission considérée, l'Etat détienne plus du tiers du capital de la Société et continue de détenir plus du tiers du capital de la Société compte tenu de l'ensemble des titres émis donnant accès au capital de la Société et des options de souscription octroyées.
- (3) Il sera proposé aux actionnaires lors de l'assemblée générale mixte devant se réunir le 23 mai 2007 d'arrêter à 5 milliards d'euros le plafond d'émission de valeurs mobilières représentatives de créances.

21.1.6 Capital social sous option

A la date d'enregistrement du présent document de référence, il n'existe aucune option ni aucun accord portant sur le capital de la Société.

Les options portant sur le capital de certaines sociétés membres du Groupe ou accords en vue de placer le capital de certaines sociétés

membres du Groupe sous option sont décrits aux paragraphes 6.1.3.1.2.2.1.1.5 – « Marchés de court terme : Gaselys » et 6.1.3.2.3.2.2.1 – « Europe ».

21.1.7 Evolution du capital social au cours des trois derniers exercices

Date	Evènement	Montant du capital social en résultant
17 novembre 2004	Décret n° 2004-1223 du 17 novembre 2004	903 000 000 euros
28 avril 2005	Division de la valeur nominale de l'action par deux	903 000 000 euros
7 juillet 2005	Ouverture du capital – Augmentation du capital social d'un montant de 70 323 469 euros	973 323 469 euros
8 juillet 2005	Exercice de l'Option de Surallocation – Augmentation du capital social d'un montant de 10 548 519 euros	983 871 988 euros

21.1.7.1 Ouverture du capital de la Société

L'ouverture du capital de la Société a pris la forme :

- d'un Placement Global Garanti auprès d'investisseurs institutionnels en France et hors de France, pour un prix de 23,40 euros par action ;
- d'une Offre à Prix Ouvert réservée aux investisseurs particuliers en France, pour un prix de 23,20 euros par action ; et
- d'une Offre Réservée Aux Salariés, pour un prix de 18,56 euros pour les formules avec décote et 23,20 euros pour la formule sans décote.

L'offre de marché a été affectée à 50 % à l'Offre à Prix Ouvert et à 50 % au Placement Global Garanti (hors option de surallocation).

Les négociations des actions Gaz de France ont débuté le 8 juillet 2005 à 12 heures sur l'Eurolist d'Euronext Paris.

Cette introduction en bourse s'est effectuée par la mise à disposition du marché par l'Etat de 90 980 990 actions et par Gaz de France de 80 871 988 actions (après exercice de l'option de surallocation, le 8 juillet 2005). En outre, l'Etat a mis 30 326 995 actions (après exercice de l'option de surallocation, le 8 juillet 2005) à la disposition des personnels et de certains anciens personnels de la Société ainsi que de certaines filiales dans le cadre de l'Offre Réservée Aux Salariés.

Ces évènements n'ont pas modifié les droits de vote attachés aux actions, tels que décrits aux paragraphes 18.2 – « Droits de vote » ci-dessus et 21.2.3 – « Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions » ci-dessous.

21.1.7.2 Actions donnant droit à l'attribution d'actions gratuites

Les actions gratuites visées aux paragraphes 21.1.7.2.1 et 21.1.7.2.2 sont cédées par l'Etat à leurs bénéficiaires et ne donnent pas lieu à l'émission d'actions nouvelles.

21.1.7.2.1 Attribution d'actions gratuites dans le cadre de l'Offre à Prix Ouvert

Les personnes physiques de nationalité française ou résidentes en France ou ayant la qualité de ressortissant de l'un des Etats parties à l'accord sur l'Espace Economique Européen (« EEE ») qui avaient acquis des actions de Gaz de France à l'occasion de l'ouverture du capital de la Société, dans le cadre de l'Offre à Prix Ouvert, par le biais de réservations ou par le biais d'ordres A (ordres prioritaires) ont eu droit à :

- l'attribution d'une action gratuite pour dix actions acquises et conservées au moins 18 mois. Quel que soit le montant initial, le droit à attribution d'actions gratuites a été calculé dans la limite d'un achat initial d'une contre-valeur ne dépassant pas 4 575 euros. 3 847 797 titres ont été attribués gratuitement dans ce cadre le 15 janvier 2007 ; et
- la gratuité des droits de garde auprès des établissements teneurs de compte pendant une période de 18 mois à compter de la date du règlement-livraison dans le cadre de l'Offre à Prix Ouvert.

Les personnes physiques de nationalité française ou résidentes en France ou ayant la qualité de ressortissant de l'un des Etats parties à l'accord sur l'EEE qui avaient acquis des actions de Gaz de France à l'occasion de l'ouverture du capital de la Société, dans le cadre de l'Offre à Prix Ouvert, par le biais d'ordres B (ordres non prioritaires), ainsi que les personnes morales françaises ou ressortissantes d'un Etat partie à l'accord sur l'EEE qui avaient acquis des actions de Gaz de France à l'occasion de l'ouverture du capital de la Société, dans le cadre de l'Offre à Prix Ouvert, par le biais d'ordres C, n'ont eu droit ni à l'attribution d'actions gratuites ni à la gratuité des droits de garde.

Les conditions d'attribution d'actions gratuites et de la gratuité des droits de garde sont plus amplement décrites aux paragraphes 2.3.3.4 et 2.3.3.5 de la Note d'Opération visée par l'AMF le 22 juin 2005.

21.1.7.2.2 Attribution d'actions gratuites dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés

Dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés, les personnels de Gaz de France ou de l'une de ses filiales, située en France ou à l'étranger, dont Gaz de France détenait directement ou indirectement plus de la majorité du capital social au jour de l'ouverture de l'Offre Réservée aux Salariés ainsi que certains anciens personnels (ensemble les « Ayants Droit ») ont pu souscrire des actions de Gaz de France donnant droit à l'attribution d'actions gratuites dans les proportions suivantes :

- Formule « Gaz Dispo » : une action gratuite pour trois actions acquises et conservées de manière continue pendant un an, jusqu'à une valeur totale d'actions gratuites de 1 258 euros par souscripteur toutes formules confondues. 177 860 titres ont été attribués gratuitement dans ce cadre le 8 septembre 2006 ;

- Formule « Gaz Plus » : une action gratuite pour deux actions acquises et conservées de manière continue pendant trois ans, jusqu'à une valeur totale d'actions gratuites de 700 euros et, au-delà, une action gratuite pour quatre actions acquises dans la limite d'une valeur totale d'actions gratuites de 1 258 euros toutes formules confondues ;
- Formule « Gaz Abond » [réservée aux Ayants Droit salariés, retraités ou pré-retraités des sociétés adhérentes du Plan d'Épargne Groupe (« PEG ») (hors succursales étrangères) à condition qu'ils soient éligibles au PEG et aux salariés des succursales et filiales étrangères adhérentes du Plan d'Épargne Groupe International (« PEGI ») à condition qu'ils soient éligibles au PEGI] : une action gratuite pour une action acquise et conservée de manière continue pendant trois ans, jusqu'à une valeur totale d'actions gratuites de 700 euros et, au-delà, une action gratuite pour quatre actions acquises dans la limite d'une valeur totale d'actions gratuites de 1 258 euros toutes formules confondues ;
- Formule « Gaz Transfert » [réservée aux Ayants Droit éligibles au PEG et ayant conservé dans l'ancien plan EDF-Gaz de France des avoirs encore disponibles à la date d'ouverture de l'offre Réservée aux Salariés] : une action gratuite pour quatre actions acquises et conservées de manière continue pendant trois ans, jusqu'à une valeur totale d'actions gratuites de 700 euros et, au-delà, une action gratuite pour six actions acquises dans la limite d'une valeur totale d'actions gratuites de 1 258 euros toutes formules confondues.

Tableau : Proportions d'attribution d'actions gratuites aux Ayants Droit qui ont acquis des actions de Gaz de France dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés

	« Gaz Dispo »	« Gaz Plus »	« Gaz Abond »	« Gaz Transfert »
Condition de détention	Détention continue des actions acquises pendant 1 an	Détention continue des actions acquises pendant 3 ans		
Taux d'actions gratuites	1 action gratuite pour 3 actions acquises	1 action gratuite pour 2 actions acquises jusqu'à 700 euros d'actions gratuites 1 action gratuite pour 4 actions acquises au-delà	1 action gratuite pour 1 action acquise jusqu'à 700 euros d'actions gratuites 1 action gratuite pour 4 actions acquises au-delà	1 action gratuite pour 4 actions acquises jusqu'à 700 euros d'actions gratuites 1 action gratuite pour 6 actions acquises au-delà
Dans la limite de 1 258 euros d'actions gratuites par souscripteur toutes formules confondues				

Les caractéristiques principales de l'Offre Réservée aux Salariés sont exposées à la section 2.3.4 de la Note d'Opération visée par l'AMF le 22 juin 2005, qui décrit notamment les conditions d'inaccessibilité et d'indisponibilité des actions acquises ou encore leurs modalités de

conservation et la charge des frais de garde y afférents ainsi que tous avantages octroyés aux Ayants Droit dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés (notamment décote et abondement).

21.1.7.3 Actionnariat de la Société

Le tableau ci-dessous récapitule l'évolution de la répartition du capital de la Société au cours des trois derniers exercices :

Actionnaires	Enregistrement du présent document de référence	Pourcentage du capital		
		31 décembre 2006	31 décembre 2005	31 décembre 2004
Etat	79,8 % ^(*)	80,2 %	80,2 %	100 %
Public	17,9 %	17,5 %	17,5 %	-
Salariés	2,3 %	2,3 %	2,3 %	-

(*) Suite à l'attribution d'actions gratuites cédées par l'Etat dans le cadre de l'Offre à Prix Ouvert, la participation de l'Etat est passée de 80,2% à 79,8%.

21.2 Acte constitutif et statuts

21.2.1 Objet social

L'objet social de Gaz de France figure à l'article 2 de ses statuts :

« La Société a pour objet, en France et à l'étranger, de :

- (a) prospecter, produire, traiter, importer, exporter, acheter, transporter, stocker, distribuer, fournir, commercialiser du gaz combustible ainsi que toute énergie ;
- (b) réaliser le négoce de gaz ainsi que de toute énergie ;
- (c) fournir des services de manière connexe aux activités précitées ;
- (d) assurer les missions de service public qui lui sont assignées par la législation et la réglementation en vigueur, en particulier par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, ainsi que la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ;
- (e) participer directement ou indirectement à toutes opérations ou activités de toute nature pouvant se rattacher à l'un des objets précités, ou de nature à assurer le développement du patrimoine social y compris des activités de recherche et d'ingénierie, par voie

de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt et de participations, sous quelque forme que ce soit, dans toutes entreprises ou sociétés, existantes ou à créer, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;

- (f) créer, acquérir, louer, prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, prendre à bail, installer, exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- (g) prendre, acquérir, exploiter ou céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- (h) et plus généralement réaliser toutes opérations et activités de toute nature, industrielle, commerciale, financière, mobilière ou immobilière, y compris de services ou de recherche, se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires complémentaires ou connexes ainsi qu'à ceux de nature à favoriser le développement des affaires de la Société. »

21.2.2 Stipulations statutaires relatives aux organes d'administration et de direction – Règlement du conseil d'administration

Voir chapitre 16 – « Fonctionnement des organes d'administration et de direction ».

21.2.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions

Les actions de la Société sont toutes de même catégorie. Il n'existe aucune disposition dans les statuts instaurant une discrimination entre les actionnaires du fait de la détention par certains d'entre eux d'un nombre d'actions substantiel.

Au cours de toute assemblée générale, chaque actionnaire a autant de voix qu'il possède ou représente d'actions libérées des versements exigibles, sans autres limitations que celles qui pourraient résulter des dispositions légales. Il n'existe pas de clause statutaire prévoyant un droit de vote double ou multiple en faveur des actionnaires de Gaz de France.

Aux termes de l'article 10 des statuts de la Société, chaque action donne droit, dans la propriété de l'actif social et dans le partage des bénéfices et du boni de liquidation, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. Les dividendes non réclamés sont prescrits au profit de l'Etat à l'issue d'un délai de cinq ans à compter de leur mise en paiement.

Tous les titres, tant anciens que nouveaux, pourvu qu'ils soient du même type et de même capital libéré d'un même montant, sont entièrement assimilés à partir du moment où ils portent même jouissance ; dans les

répartitions éventuelles de bénéfices comme au cas de remboursement total ou partiel de leur capital nominal, ils reçoivent alors le même montant net, l'ensemble des taxes et impôts auxquels ils peuvent être soumis étant répartis uniformément entre eux.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

En outre, chaque action donne droit au vote et à la représentation dans les assemblées générales, dans les conditions légales et statutaires. La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts de la Société et à toutes décisions des assemblées générales des actionnaires de la Société.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou autre opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions ou droits nécessaires.

Aux termes de l'article 12 des statuts, les actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Les copropriétaires d'actions indivises sont représentés aux assemblées générales par l'un d'eux ou par un mandataire unique. En cas de désaccord, le mandataire est désigné en

justice à la demande du copropriétaire le plus diligent. Le droit de vote attaché à l'action appartient à l'usufruitier dans les assemblées générales ordinaires et au nu-proprétaire dans les assemblées générales extraordinaires.

21.2.4 Modification des droits attachés aux actions

Les droits attachés aux actions tels qu'ils figurent dans les statuts de la Société ne peuvent être modifiés que par l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires. Voir également paragraphe 21.1 – « Capital social ».

Toute augmentation des engagements des actionnaires doit être décidée à l'unanimité des actionnaires.

21.2.5 Assemblées générales

21.2.5.1 Convocation

Les assemblées générales ordinaires et extraordinaires et, le cas échéant, les assemblées spéciales, sont convoquées, se réunissent et délibèrent dans les conditions prévues par la loi. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans l'avis de convocation.

21.2.5.2 Conditions d'admission

Tout actionnaire a le droit d'assister aux assemblées à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles.

Tout actionnaire, quel que soit le nombre d'actions qu'il possède, doit, pour avoir le droit d'assister aux assemblées générales et participer aux délibérations personnellement ou par mandataire, justifier, dans les conditions légales, de l'enregistrement comptable de ses titres à son nom ou à celui de l'intermédiaire inscrit pour son compte en application de l'article L. 228-1 alinéa 7 du Code de commerce, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité, dans les délais et suivant les modalités fixés par l'article 136 modifié du décret n° 67-236 du 23 mars 1967.

Le conseil d'administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes pour l'accès à l'assemblée générale.

Si le conseil d'administration le décide au moment de la convocation de l'assemblée, les actionnaires pourront participer à l'assemblée par visioconférence ou par tous moyens de télécommunication ou

télétransmission, y compris Internet, permettant leur identification dans les conditions et suivant les modalités fixées par la réglementation en vigueur. Le cas échéant, cette décision est communiquée dans l'avis de réunion publié au Bulletin des Annonces Légales Obligatoires (BALO).

Tout actionnaire peut se faire représenter par son conjoint ou par un autre actionnaire dans toutes les assemblées. Il peut également voter par correspondance dans les conditions légales, après avoir fait attester de sa qualité d'actionnaire, cinq jours au moins avant la réunion de l'assemblée, par le depositaire du ou des certificats d'inscription ou d'immobilisation de ses titres. A compter de cette attestation, l'actionnaire ne peut choisir un autre mode de participation à l'assemblée générale. Pour être retenu, le formulaire de vote doit être reçu par la Société au plus tard trois jours avant la date de la réunion de l'assemblée.

Les propriétaires de titres mentionnés au troisième alinéa de l'article L.228-1 du Code de commerce (propriétaires qui n'ont pas leur domicile sur le territoire français, au sens de l'article 102 du Code civil) peuvent se faire représenter, dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit.

21.2.5.3 Commissaire du Gouvernement

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, modifiant la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, prévoit, en cas de privatisation de Gaz de France, que le ministre en charge de l'énergie nomme un commissaire du Gouvernement qui peut présenter des observations à toute assemblée générale.

21.2.6 Clauses restreignant le changement de contrôle de la Société

Aux termes de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, l'Etat doit détenir à tout moment plus du tiers du capital de la Société⁽¹⁾.

Dans la mesure où la Société appartient actuellement au secteur public français, la cession de son contrôle au secteur privé est subordonnée à

l'application des procédures prévues par la loi n°86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités de privatisations, telle que modifiée par la loi n° 93-923 du 19 juillet 1993. En particulier, le transfert de la Société au secteur privé doit être préalablement autorisé par voie de décret.

⁽¹⁾ La décision n° 2006-543 DC du Conseil Constitutionnel du 30 novembre 2006 précise que le transfert effectif au secteur privé de Gaz de France ne pourra prendre effet qu'à compter du 1^{er} juillet 2007.

21.2.7 Franchissement de seuils statutaires

L'article 9.3 des statuts de la Société prévoit que toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à détenir, directement ou indirectement, une fraction – du capital ou des droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital de la Société – égale ou supérieure à 0,5 %, a l'obligation d'en informer la Société par lettre recommandée avec accusé de réception dans un délai de cinq jours de bourse à compter du franchissement dudit seuil de 0,5 %. Cette information doit préciser l'identité de la personne concernée ainsi que celle des personnes agissant de concert avec elle et indiquer le nombre total d'actions, de droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital que cette personne possède seule directement ou indirectement ou encore de concert. Cette obligation d'information porte également sur la détention de chaque fraction additionnelle de 0,5 % du capital ou des droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital de la Société. Cette même obligation d'information s'applique selon les mêmes délais en cas de franchissement à la baisse du seuil de 0,5 % ou d'un multiple de celui-ci.

L'intermédiaire inscrit comme détenteur d'actions conformément au troisième alinéa de l'article L.228-1 du Code de commerce est tenu, sans

préjudice des obligations des propriétaires des actions, d'effectuer les déclarations ci-dessus pour l'ensemble des actions au titre desquelles il est inscrit.

Aux termes des dispositions de l'article L.233-14 du Code de commerce, à défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions statutaires identifiées ci-dessus, lorsqu'elles sont admises aux négociations sur un marché réglementé d'instruments financiers, sont privées du droit de vote pour toute assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification. Cette suspension doit avoir fait l'objet d'une demande d'un ou de plusieurs actionnaires détenant une fraction au moins égale à 0,5% du capital ou des droits de vote de la Société et être consignée dans le procès-verbal de l'assemblée générale.

A la date d'enregistrement du document de référence, la Société a reçu d'une société des déclarations de franchissement à la hausse et à la baisse du seuil statutaire de 0,5% du capital et des droits de vote.

21.2.8 Modifications du capital social

Aux termes de l'article 6 des statuts de la Société, le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti dans les conditions prévues par la loi.

Figure ci-après un résumé des contrats importants, autres que les contrats conclus dans le cadre normal des affaires, conclus par toute entité du groupe au cours des deux années précédant la date d'enregistrement du présent document de référence.

22.1 Contrats conclus en 2006

Protocole d'intention entre Gaz de France et Electrabel

Gaz de France et Suez, via sa filiale Electrabel, ont conclu le 10 janvier 2006 un projet de partenariat industriel qui vise à développer et diversifier leurs productions et approvisionnements respectifs en électricité.

Electrabel et Gaz de France sont convenus de développer de manière coordonnée les deux projets de centrales à cycle combiné gaz naturel d'environ 425 MWel chacune qu'ils envisageaient de réaliser séparément dans la zone de Fos-sur-Mer :

- sur le site de Sollac Méditerranée pour Gaz de France (mise en service prévue en 2008);
- sur un terrain loué au Port Autonome de Marseille pour Electrabel (mise en service prévue en 2009).

Aux termes de cet accord, Electrabel et Gaz de France prévoient de rechercher activement les synergies qu'ils pourraient mettre en œuvre entre ces deux projets, en particulier dans les domaines de l'ingénierie, de l'exploitation et de la maintenance. Ils souhaitent également bénéficier de l'effet de taille d'un périmètre d'équilibre élargi.

En outre, ce protocole d'accord envisage des participations croisées au capital des sociétés propriétaires des actifs respectifs et des contrats réciproques de mise à disposition de capacités.

Renouvellement des contrats de fourniture de gaz conclus avec Gazprom

Gaz de France et Gazprom ont conclu le 19 décembre 2006 un accord pour prolonger jusqu'en 2030 les contrats existants de fourniture de gaz naturel qui représentent aujourd'hui environ 12 milliards de mètres cubes par an. A partir de fin 2010, Gaz de France recevra des volumes additionnels atteignant 2,5 milliards de mètres cubes de gaz naturel par an ; ces volumes seront transportés par le Nord Stream, ouvrage projeté par Gazprom sous la mer baltique entre la Russie et l'Allemagne.

Conclusion d'un contrat de fourniture de gaz avec Sonatrach

Gaz de France et Sonatrach ont conclu le 18 novembre 2006 un accord portant sur l'achat d'environ 1 milliard de mètres cubes de gaz naturel algérien par an à compter de la mise en service du gazoduc Medgaz prévue pour 2009 et pour une durée de 20 ans.

Cet accord permet à Gaz de France de poursuivre la diversification de ses approvisionnements et de renforcer sa position sur le marché européen du gaz naturel, notamment sur le marché espagnol.

Le gaz naturel sera transporté dans Medgaz, le projet de gazoduc sous-marin reliant directement l'Algérie à l'Espagne, conformément à l'accord conclu le 30 novembre 2006 entre Gaz de France et la société Medgaz dont Gaz de France est actionnaire à hauteur de 12 %.

Création de Maïa Eolis

Gaz de France et Maïa Sonnier ont signé le 1^{er} septembre 2006 un protocole d'accord portant sur la constitution d'une société commune, Maïa Eolis, détenue à 49 % par le Groupe Gaz de France et à 51 % par Maïa Sonnier, en charge d'assurer le développement des deux groupes dans l'énergie éolienne. L'opération d'un montant de 112 millions d'euros environ pour Gaz de France a été finalisée le 22 décembre 2006.

Depuis 2001, Maïa Sonnier avait développé une filière énergies nouvelles qui détenait et exploitait quatre parcs éoliens représentant une puissance installée globale de 48 MWel et développait plusieurs projets en France à hauteur de 550 MWel. Cette filière énergies nouvelles a été apportée à Maïa Eolis lors de sa création.

Maïa Eolis est opérationnelle depuis la fin 2006. Elle assure le développement, la maîtrise d'œuvre de construction et l'exploitation de parcs éoliens. Elle se donne l'ambition de détenir, à l'horizon 2012, 1 000 MWel de capacité installée en énergie éolienne en Europe, dont environ 50 % en France.

Ce partenariat entre Gaz de France et Maïa Sonnier s'inscrit dans la stratégie de développement du Groupe dans les énergies nouvelles renouvelables. Il vise à répondre à l'objectif de détenir, à l'horizon de 2012, des centrales de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable totalisant 10 % de la capacité électrique de Gaz de France en Europe, en privilégiant le développement dans l'éolien terrestre.

Création d'Energie Investimenti

Gaz de France et Camfin ont finalisé, le 21 septembre 2006, la création d'une société commune Energie Investimenti, détenue à hauteur de 60 % par Camfin et à hauteur de 40 % par Gaz de France. Le partenariat avec le groupe Camfin est établi sur un principe de contrôle conjoint des sociétés avec une option d'achat de 20 % du capital par Gaz de France en 2008.

Energie Investimenti détient la totalité des activités de commercialisation des deux groupes en Italie (Cam Gas, Arcalgas Energie, Italcogim Vendite et leurs filiales respectives) ainsi que 20 % des droits de vote (équivalent à un intérêt économique de 10 %) dans un holding rassemblant les activités de distribution d'Arcalgas et Italcogim.

22.2 Contrats conclus en 2005

Contrat de service public 2005-2007 entre Gaz de France et l'Etat

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003. Leur mise en œuvre passe, s'agissant de Gaz de France, par un contrat de service public, en application de l'article 1er de la loi du 9 août 2004. Un contrat de service public a été signé entre Gaz de France et l'Etat le 10 juin 2005. Pour plus de précisions, voir paragraphe 6.1.4.7.2. – « Le contrat de service public ».

Convention relative à l'activité de distribution d'EDF Gaz de France Distribution entre Gaz de France et EDF

Gaz de France et EDF ont signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution d'EDF Gaz de France Distribution. Pour plus de précisions, voir paragraphe 6.1.3.2.2.3 – « Organisation du distributeur ».

Contrat de fourniture d'électricité entre EDF et Gaz de France

Afin d'accompagner le développement commercial de Gaz de France dans l'électricité, Gaz de France et EDF ont conclu le 6 juin 2005 un contrat d'achat d'électricité d'une durée de trois ans.

Acquisition de Distrigaz Sud

Gaz de France a conclu le 18 octobre 2004 un accord avec le Ministère du Commerce et de l'Economie roumain pour acquérir 51 % du capital du distributeur gazier roumain Distrigaz Sud, l'Etat roumain conservant 49 % du capital. L'opération, d'un montant de 310 millions d'euros environ pour Gaz de France, a été finalisée le 31 mai 2005.

Gaz de France a conclu le 24 juin 2005 un accord avec la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD) et la Société Financière Internationale (SFI) en vue de céder à chacun de ces organismes une participation indirecte de 5% dans le capital de Distrigaz

Cession de la participation détenue dans KGM

Gaz de France a cédé en juillet 2006 sa participation de 17,5% dans la joint-venture kazakhe KazGerMunai (KGM) à KasMunaiGas pour un montant de 350 millions de dollars.

Sud. L'entrée effective de la SFI et de la BERD aux cotés de Gaz de France dans Distrigaz Sud a été réalisée le 2 février 2006 pour environ 60 millions d'euros. La SFI et la BERD disposent, chacune, du droit de désigner un observateur n'ayant pas droit de vote au conseil d'administration de Distrigaz Sud.

Distrigaz Sud est administré par un conseil d'administration dont quatre des sept membres sont désignés, sur proposition d'un holding regroupant Gaz de France, la BERD et la SFI, par l'assemblée générale ordinaire statuant à la majorité simple. Le directeur général de Distrigaz Sud est désigné par le conseil d'administration statuant à la majorité simple.

Acquisition de SPE

Gaz de France et Centrica ont conclu le 23 juin 2005 un accord en vue de détenir 51 % du capital de la société belge SPE, grâce à l'apport à cette société de leurs participations respectives dans ALG Négoce et Luminus et à l'acquisition d'une partie du capital de SPE. L'opération, d'un montant d'environ 250 millions d'euros pour Gaz de France, a été finalisée le 28 septembre 2005.

A l'issue de l'opération, l'actionnariat de SPE se répartissait comme suit : Segebel, filiale commune de Gaz de France et Centrica, 51 % du capital ; l'Association Liégeoise du Gaz et PubliLum, qui détenaient ALG Négoce et Luminus aux cotés de Gaz de France, conjointement avec les actionnaires historiques de SPE, 49 % du capital.

Gaz de France et Centrica disposent d'options d'achat sur la partie du capital de SPE qu'ils ne détiennent pas et les actionnaires minoritaires de SPE disposent d'options de vente croisées sur cette même partie du capital de SPE, ces options pouvant être exercées si certaines modifications interviennent dans le capital des holdings portant les titres SPE.

23

INFORMATIONS PROVENANT DE TIERS, DECLARATIONS D'EXPERTS ET DECLARATIONS D'INTERET

23.1 Déclarations ou rapports

Non applicable

23.2 Informations provenant de tiers

Non applicable

24

DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC

Pendant la durée de validité du présent document de référence, les documents suivants (ou copie de ces documents) peuvent, le cas échéant, être consultés :

- (a) l'acte constitutif et les statuts de la Société ;
- (b) tous rapports, courriers et autres documents, informations financières historiques, évaluations et déclarations établis par un expert à la demande de la Société, dont une partie est incluse ou visée dans le présent document de référence ;

- (c) les informations financières historiques de la Société et de ses filiales pour chacun des deux exercices précédant la publication du présent document de référence.

Les documents ci-dessus peuvent être consultés au siège social de la Société, auprès de la Direction Juridique – Service Sociétés, 23 rue Philibert Delorme 75840 Paris Cedex 17.

Le document d'information annuel figurant en Annexe F du présent document de référence reprend l'ensemble des informations rendues publiques par le groupe Gaz de France depuis le 1er janvier 2006.

25

INFORMATIONS SUR LES PARTICIPATIONS

Pour les informations concernant les entreprises dans lesquelles Gaz de France détient une fraction du capital susceptible d'avoir une incidence sur l'appréciation de son patrimoine, voir paragraphe 6.1.3 – « Description des activités ». Voir aussi chapitre 9 – « Examen de la situation financière et du résultat ».



ANNEXE A

Tableau des unités de mesure de gaz et des autres produits énergétiques

Unités de conversion

1 kWh = 0,09m³ de gaz naturel (soit 1 m³ de gaz = 11 kWh)

1 GWh = 91 000 m³ de gaz naturel

1 TWh = 1 milliard de kWh = 91 millions de m³

1 milliard de m³ de gaz = 6,2 millions de barils équivalent pétrole (Mbep)

Les unités de conversion mentionnées ci-dessus sont celles couramment utilisées par les professionnels du gaz naturel. Elles sont fournies à titre purement indicatif dans ce document.



Glossaire

Accès des Tiers au Réseau

Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

Accès négocié des Tiers aux réseaux

Les conditions d'accès au réseau sont négociées entre le gestionnaire du réseau et les acteurs du marché (client éligibles, producteurs, etc.) au cas par cas.

Accès réglementé des Tiers au Réseau

Dans le cas de l'ATR régulé, les tarifs d'utilisation du réseau sont proposés par le régulateur français. Les conditions d'accès sont transparentes et non-discriminatoires vis-à-vis des utilisateurs.

Amont

Activités d'exploration et de production d'hydrocarbures.

Aval

Activités de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel et services associés.

Biomasse

Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Une partie de ce gisement peut être éventuellement exploitable à des fins énergétiques.

Bloc de détente

Ensemble groupé d'appareils, de pièces et de tuyauteries dont la fonction essentielle est de détendre un gaz d'une pression amont variable à une pression aval réglée à une valeur de consigne.

Branchement

Ouvrage de transport assurant la liaison entre le réseau de transport et un ou des postes de livraison, et destiné exclusivement ou principalement à l'alimentation d'un client ou d'un réseau de distribution. Le branchement fait partie du réseau.

Capacité de transport

Charge maximale admissible en permanence d'un moyen d'exploitation en tenant compte de la stabilité de ses paramètres de fonctionnement et de la chute de pression.

Centrale à cycle combiné

Centrale électrique comprenant un générateur à turbine à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière. La vapeur produite dans la chaudière entraîne un turbo-générateur.

Centrale à production combinée

Centrale thermique dans laquelle la vapeur produite dans des chaudières passe dans des turbo-générateurs afin de produire de l'électricité.

Client éligible

Consommateur d'électricité ou de gaz autorisé, pour alimenter un de ses sites ou revendre de l'énergie, à s'adresser à un ou plusieurs fournisseurs d'électricité ou de gaz de son choix.

Cogénération

Technique permettant, à partir d'un seul combustible qui peut être le gaz naturel, de produire simultanément de la chaleur (vapeur ou eau surchauffée ou mélange d'air et de produits de combustion) et de l'électricité.

Commercialisateur

Activité de vente de gaz et d'autres énergies à des tiers (client final, distributeur, etc.).

Conduite

Canalisations ou tuyauteries transportant le gaz naturel. Elles peuvent être selon les cas, en cuivre, en acier, en fonte ou en polyéthylène.

Contrat d'accès au stockage

Contrat liant l'opérateur de stockage et un expéditeur pour une prestation d'accès aux installations de stockage de gaz naturel sur un ou plusieurs groupements de stockage.

Contrat d'accès au terminal méthanier

Contrat liant l'opérateur de terminal méthanier et un expéditeur, et définissant les conditions de réception, de stockage et de regazéification de cargaisons de GNL livrées par l'expéditeur à un terminal méthanier.

CRE

La Commission de Régulation de l'Energie est une autorité administrative indépendante. Elle a été mise en place pour la régulation de l'électricité par la loi du 10 février 2000 et ses compétences ont été élargies au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Elle a pour mission essentielle de veiller à la mise en œuvre effective de l'accès aux infrastructures électriques et gazières dans des conditions transparentes et non discriminatoires et elle dispose depuis la loi du 7 décembre 2006 d'un pouvoir réglementaire. Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.

Développement (d'un champ gazier ou pétrolier)

Ensemble des opérations et réalisations entreprises pour la mise en production d'un gisement.

Exploration

Ensemble des méthodes mises en œuvre pour découvrir de nouveaux gisements d'hydrocarbures.

Facilities management

Ensemble des prestations complémentaires à la fourniture d'énergie pouvant être apportées à un client (maintenance et petites réparations, etc.).

Fournisseur

Personne morale, titulaire d'une autorisation, en gaz ou s'étant déclarée auprès des pouvoirs publics, en électricité, qui alimente au moins un consommateur final en électricité ou en gaz, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée (négociant).

Gaz coussin

Quantité de gaz emmagasinée dans un stockage souterrain et qui peut ne pas être complètement récupérée après son injection.

Gaz de ville

Gaz distribué autrefois appelé gaz d'éclairage. Il a été remplacé par le gaz naturel.

Gazoduc

Canalisation assurant le transport d'un gaz sous haute pression et à longue distance. Les gazoducs peuvent être raccordés à des réseaux internationaux.

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à -162°C permettant de réduire 600 fois son volume.

Gaz naturel véhicules (GNV)

Composé à 100% de gaz naturel, il est essentiellement utilisé dans les transports urbains et les véhicules de propriété.

Gaz utile

Gaz disponible à l'intérieur d'un stockage souterrain.

Gisement

Ensemble de roches poreuses contenant des hydrocarbures.

Hub gazier

Point de jonction d'un réseau de transport où arrive le gaz en provenance de plusieurs sources et qui offre la possibilité physique d'échanger des volumes de gaz entre ces sources et les marchés finaux.

Liquéfaction du gaz naturel

Transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide pour son transport par navire et/ou son stockage.

Marché spot

Marché sur lequel s'opèrent les transactions d'échange et d'achat/vente d'énergies livrables à court terme.

Méthanier

Navire transportant dans ses soutes du gaz naturel liquéfié refroidi à -162°C.

Modulation

Terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas de la France).

Négociant

Fournisseur de gaz ou d'électricité qui achète de l'énergie auprès d'un autre fournisseur afin de revendre à des clients finals ou des négociants.

Off shore

Installation de forage pétrolier ou gazier sous-marin, sur plate-forme.

Ouvrages de raccordement

Ensemble des ouvrages assurant le raccordement d'un site de consommation ou d'un réseau de distribution au réseau de transport. Les ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou plusieurs branchements et d'un ou plusieurs postes de livraison.

Point d'échange de gaz (PEG)

Point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

Producteur

Personne physique ou morale qui produit du gaz naturel et/ ou de l'électricité. Le producteur est un fournisseur.

Production (d'un champ gazier ou pétrolier)

Phase d'exploitation commerciale d'un gisement d'hydrocarbures.

Raccordement

Action qui permet de relier physiquement un utilisateur au réseau.

Réseau de distribution

Réseau destiné à la distribution du gaz naturel (à moyenne ou basse pression) à l'intérieur d'une région délimitée ou d'une entreprise.

Réseau de transport

Réseau servant à acheminer l'énergie à haute pression (> 60 bars) vers les réseaux de distribution situés en aval.

Réseau principal

Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. A ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.

Réseau régional

Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.

Réserves (d'un gisement)

Volume de pétrole ou de gaz piégé dans une roche.

Réserves probables

Estimation des quantités d'hydrocarbures que l'on peut extraire dans l'avenir, à partir des gisements existants et avec une probabilité d'au moins 50% d'après les données géologiques et techniques. L'extraction doit répondre à des critères économiques qui tiennent compte d'une évolution des prix dans le futur, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.

Réserves prouvées

Estimation des quantités de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel sur la base de données géologiques et techniques avec l'assurance raisonnable de pouvoir extraire ces quantités au cours des années à venir à partir de gisements existants ou sous certaines conditions économiques et opérationnelles, à savoir les prix et les coûts à la date à laquelle l'estimation est faite.

Réserves prouvées développées

Réserves qui peuvent être produites à partir d'installations existantes.

Réserves prouvées non développées

Réserves qui nécessitent le forage de nouveaux puits sur des surfaces vierges ou des investissements significatifs supplémentaires à partir d'installations existantes, comme une unité de compression.

Ressources

Quantités d'hydrocarbures découvertes pour lesquelles il existe un risque technique, économique ou commercial qui ne garantit pas totalement l'extraction de ces quantités. Equivalent à réserves techniques.

Sécurité d'approvisionnement

Garantie de disposer à tout instant d'énergie en quantité et en qualité voulues, dans des conditions économiques données.

Site de stockage

Ensemble d'ouvrages, d'installations et de systèmes, constitué notamment de structures souterraines telles que des cavités en couches salines ou des roches poreuses en nappe aquifère, de puits, de canalisations, d'installations de compression, de traitement, de mesure, de détente, de systèmes de transmission, de systèmes informatiques, etc.

Stockage souterrain

Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Take-or-pay

Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.

Tarifs administrés

Tarifs de vente aux clients non éligibles et aux clients éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité.

Terminal méthanier

Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).

Zone d'équilibrage

Ensemble comprenant des points d'entrée, des points de livraison et un point d'échange de gaz au sein duquel l'expéditeur doit assurer un équilibrage.



Rapport du Président du conseil d'administration sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux du conseil d'administration et les procédures de contrôle interne (exercice 2006)

Préambule

En application des dispositions des articles L.225-37 et L.225-68 du Code de commerce, le président du conseil d'administration rend compte dans le présent rapport des conditions de préparation et d'organisation des travaux du conseil d'administration ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place par Gaz de France.

Ce rapport, préparé par la direction de l'audit et des risques, a été réalisé en collaboration avec la direction des financements et de la compatibilité, la direction du contrôle de gestion, la direction de la communication, la direction du développement durable, la direction juridique, le cabinet de la présidence et les directeurs généraux délégués.

Ce rapport a été présenté au comité d'audit et des comptes pour information.

1. L'environnement de contrôle

1.1 Les principes d'organisation

1.1.1 Le contrôle interne, outil d'aide à l'atteinte des objectifs

Chaque dirigeant ou responsable d'entité organise et pilote le contrôle à l'intérieur de son périmètre de délégations afin d'avoir l'assurance raisonnable que les objectifs qui lui ont été fixés seront atteints. Ces activités, réalisées à tous les niveaux hiérarchiques et fonctionnels de l'entité concernée, englobent la mise en œuvre des délégations de pouvoirs, la mise en place de dispositifs de contrôle et d'autocontrôle, l'appréciation des performances opérationnelles, la sécurité du patrimoine et la séparation des fonctions.

Cette approche est en cohérence avec la définition habituellement reconnue du contrôle interne : processus mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et le personnel de l'entreprise, destiné à fournir une assurance raisonnable quant à la réalisation d'objectifs entrant dans les catégories suivantes :

- optimisation des opérations,
- fiabilité des informations financières,
- conformité aux lois et aux règlements.

L'un des objectifs du système de contrôle interne est donc de prévenir et de maîtriser les risques liés aux activités de l'entreprise, en particulier dans les domaines comptable et financier. Comme tout système de

contrôle, il ne peut cependant fournir une garantie absolue que ces risques sont totalement traités.

1.1.2 Le contrôle interne, priorité du groupe Gaz de France

Par décision du président-directeur général en date du 16 mars 2006, la politique de contrôle interne de Gaz de France a fait l'objet d'une réaffirmation destinée à faire progresser le Groupe dans sa mise sous contrôle en s'appuyant sur les dispositifs existants, les structurant et les complétant en tant que de besoin. A cette fin les fondamentaux que constituent la définition, l'utilité et les composantes⁽¹⁾ du contrôle interne ont été rappelés ; ils sont fondés sur le référentiel COSO⁽²⁾.

En fin d'année 2006 le contrôle interne a fait l'objet d'une auto-évaluation par chacun des acteurs concernés. La priorité pour les années 2006 et 2007 est que chaque entité définisse un plan d'actions dans des domaines à impact financier dont la mise en œuvre et les constats fassent l'objet d'un suivi.

1.1.3 L'audit interne, fonction d'appui au management

Gaz de France inscrit son activité d'audit interne dans les principes des normes professionnelles définies à l'échelon international par l'Institute of Internal Auditors (IIA) et reprises en France par l'Institut Français de l'Audit et du Contrôle Internes (IFACI).

La fonction d'audit interne est au service du management en contribuant à l'amélioration du contrôle interne. En conformité avec les principes de management du Groupe, Gaz de France a organisé ses ressources d'audit interne de manière décentralisée. La cohérence de l'ensemble est garantie par une animation fonctionnelle assurée par la direction de l'audit et des risques.

1.1.4 La régulation managériale des champs Qualité, Sécurité, Environnement

Le Groupe a mis en place une politique « Qualité, Sécurité et Environnement » qui contribue à la maîtrise de ses risques. Un comité de pilotage composé des responsables des délégations qualité, environnement, responsabilité sociale de l'entreprise, maîtrise des risques, de la mission prévention sécurité et de la direction contrôle de gestion, prépare, sur ce champ, la contractualisation avec les acteurs concernés et apporte son appui à la tenue des revues de performance et de gestion avec chaque entité et de la revue de direction du Groupe.

(1) Environnement de contrôle, définition des objectifs, gestion des risques, activités de contrôle, information et communication et pilotage.

(2) Committee of Sponsoring of the Treadway Commission.



1.2 Les acteurs du contrôle

1.2.1 Le conseil d'administration et la direction générale

Le cadre légal

Le décret n° 2004-1223 du 17 novembre 2004, pris en application de la loi du n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières définit les statuts de Gaz de France.

Le président du conseil d'administration exerce également, conformément aux dispositions statutaires, les fonctions de directeur général de la société. Nommé sur proposition du conseil d'administration par décret en conseil des ministres, il est assisté de deux directeurs généraux délégués.

Le conseil d'administration de Gaz de France S.A. comprend 18 membres : 6 administrateurs élus par l'assemblée générale des actionnaires, 6 représentants de l'Etat nommés par décret et 6 administrateurs salariés élus par le personnel. Le mandat des administrateurs est de 5 ans. Le taux d'assiduité des administrateurs aux réunions du conseil d'administration a été au cours de l'année 2006 de 83 %.

Le mandat du président du conseil d'administration a été renouvelé par décret du 13 octobre 2005.

Les pouvoirs de la direction générale

Les limitations de pouvoirs de la direction générale imposent à celle-ci de faire valider par le conseil d'administration les décisions relatives :

- au plan stratégique pluriannuel du Groupe,
- aux projets d'investissements industriels du Groupe ou de marchés de travaux (dont le montant est supérieur à 50 millions d'euros hors taxes par opération),
- aux projets d'emprunts sous forme d'émissions de titres ou de conventions de crédit concernant la société et ses filiales (dont le montant par opération excède 100 millions d'euros hors taxes et ne s'inscrit pas dans l'enveloppe préalablement autorisée par le conseil d'administration),
- aux projets de marchés de fournitures de biens et de services (dont le montant est supérieur à 30 millions d'euros hors taxes),
- aux projets d'acquisition, de vente ou d'échange d'immeubles ou de droits immobiliers (pour un montant de plus de 25 millions d'euros hors taxes par opération).

La gouvernance de la société

Les directeurs généraux délégués assistent le président-directeur général dans le cadrage stratégique et le pilotage opérationnel du Groupe.

Les missions du conseil d'administration

Les missions du conseil d'administration sont de deux ordres :

- celles imposées par la législation et la réglementation en vigueur qui concernent l'arrêté des comptes et du rapport de gestion, la convocation des assemblées générales, l'adoption des projets de résolutions, la désignation du président-directeur général et des directeurs généraux délégués, la fixation des pouvoirs de la direction générale ;
- celles définies par le règlement intérieur et découlant des limitations de pouvoirs de la direction générale, comme indiqué *supra*.

Au cours de l'année 2006, le conseil d'administration a notamment examiné les dossiers concernant :

- la stratégie,
- le budget,
- l'arrêté des comptes et la proposition d'affectation du résultat,
- la répartition des jetons de présence,
- les états financiers semestriels,
- les cautions, avals et garanties,
- la politique financière du Groupe,
- ainsi qu'un certain nombre d'opérations liées à des investissements ou des engagements importants du Groupe dans le cadre de son développement.

Les comités du conseil d'administration

Le conseil d'administration comporte deux comités : le comité d'audit et des comptes d'une part, le comité de la stratégie et des investissements d'autre part.

Le conseil d'administration, sur proposition de son président et après concertation, désigne les membres des comités et leurs présidents.

La durée du mandat des membres des comités est de deux exercices financiers annuels. Leurs missions consistent à préparer les travaux et décisions du conseil.

Ils accomplissent leurs missions sous la responsabilité du conseil d'administration.

Le comité d'audit et des comptes

Composé de cinq membres, il tient au moins quatre réunions par an (13 en 2006) dont deux pour examiner les comptes semestriels et annuels avant leur examen en conseil d'administration et une réunion pour examiner le budget.

Ses principaux interlocuteurs sont la direction générale, la direction des financements et de la comptabilité, la direction du contrôle de gestion, la direction de l'audit et des risques et les commissaires aux comptes de la société. Pour l'accomplissement de ses travaux, le comité peut entendre les membres de la direction de la société et du Groupe ou également recourir à des experts extérieurs en cas de besoin.

Ses missions comportent deux volets essentiels :

- les comptes, la prévision budgétaire et les missions des commissaires aux comptes,
- les risques, le contrôle et l'audit internes.

Le comité de la stratégie et des investissements

Composé de sept membres, il tient au moins quatre réunions par an (6 en 2006). Pour l'accomplissement de ses travaux, le comité peut entendre les membres de la direction de la société et du Groupe ou également recourir à des experts extérieurs en cas de besoin.

Il exprime au conseil d'administration son avis sur les grandes orientations stratégiques de la société et du Groupe. En matière d'investissements, il étudie et formule son avis au conseil d'administration sur les questions qui lui sont soumises relatives aux opérations majeures notamment en matière de croissance externe, de désinvestissements et d'équipements industriels.

La rémunération et les avantages des mandataires sociaux

Les éléments de ces rémunérations sont détaillés dans le rapport de gestion au 31 décembre 2006 ainsi qu'au chapitre 15.1 du document de référence.

Le président-directeur général

En complément de sa rémunération fixe annuelle, le président-directeur général perçoit une rémunération variable plafonnée à 40% du montant de sa rémunération fixe annuelle calculée pour 70% en fonction des résultats nets, de l'excédent brut opérationnel et de l'évolution de la productivité du Groupe et pour 30% en fonction de critères qualitatifs. Il bénéficie en outre d'avantages en nature liés à sa fonction. Il ne bénéficie d'aucun régime spécifique de retraite, n'a reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficie pas de prime de départ.

Les directeurs généraux délégués

En complément de leur rémunération fixe annuelle, les directeurs généraux délégués perçoivent une rémunération variable plafonnée à 30% du montant avant impôt de leur rémunération fixe annuelle et calculée en fonction des résultats du Groupe et des résultats de leurs branches respectives. Ils bénéficient en outre d'avantages en nature liés à leur statut ou à leur fonction. Ils relèvent du régime de retraite des Industries Electriques et Gazières (IEG), n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de prime de départ.

Les administrateurs

- Les administrateurs représentant l'Etat n'ont perçu aucune rémunération (jetons de présence ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de l'exercice 2006 ;
- Les administrateurs représentant les salariés n'ont perçu, au titre de leur mandat, aucune rémunération additionnelle (jetons de présence ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de l'exercice 2006 ;
- Les administrateurs désignés par l'assemblée générale des actionnaires reçoivent des jetons de présence (2000 euros par séance du conseil d'administration et 1250 euros par séance de comité, sauf pour les présidents de comité qui perçoivent 2000 euros par séance).

1.2.2 Les organes de pilotage

La coordination, le partage et le pilotage collectif nécessitent que soient mis en place des lieux formels de transversalité et de travail en commun sur des questions dont l'importance stratégique justifie validation ou orientation de la direction générale. Ces organes sont les suivants :

Le comité exécutif

Présidé par le président-directeur général, le comité exécutif traite des questions relatives à la stratégie du groupe et à son pilotage d'ensemble telles que les programmes d'investissement et le budget du groupe.

Le comité exécutif se réunit à fréquence hebdomadaire. L'ordre du jour est établi sur proposition de ses membres (directeur général délégué responsable de la branche « infrastructures », directeur général délégué responsable de la branche « approvisionnements et production », directeur de la stratégie – conseiller du président, directeur de la branche « international », directeur des investissements et des acquisitions, directeur financier, directeur de la branche « clientèles », directrice de la communication et directeur des ressources humaines).

Le comité des engagements

Ce comité assure le cadrage stratégique amont de tous les dossiers de croissance externe et en effectue une sélection progressive, au travers d'étapes normées de présentation des dossiers. Il évalue les décisions d'investissements, de désinvestissements et les décisions d'engagements financiers du groupe à l'exception des investissements et engagements du pôle infrastructures france. dans la limite de ses pouvoirs, le président du comité prend les décisions correspondantes ; au-delà, les décisions sont prises par le président-directeur général après avis du comité exécutif et, le cas échéant, vote du conseil d'administration. Les décisions concernant les filiales du groupe sont mises en œuvre dans le cadre des processus de décision qui leur sont propres. Le comité suit le déroulement des projets de croissance externe, ainsi que les programmes d'investissements ou d'engagements induits par des acquisitions ou engagements précédents.

Le comité amont – aval

Ce comité propose les objectifs de volume de ventes et de marge du groupe par zone géographique, en surveille la réalisation, étudie les arbitrages de court terme utiles à la tenue des objectifs fixés et gère les prix de transfert internes. Il examine les synergies possibles entre les ventes d'énergie et celles de services et propose les intégrations susceptibles de créer de la valeur pour le groupe.

Le comité des infrastructures

Ce comité a pour missions :

- de veiller à la cohérence de la conduite et du développement des infrastructures nationales, européennes et internationales sur le plan technique, en matière d'équipements et de normes de sécurité et ce dans le respect de l'autonomie des entités intervenant dans le domaine régulé,
- de s'assurer du maintien des compétences techniques nécessaires au Groupe pour maîtriser son outil industriel dans de bonnes conditions de performances,



- de proposer les évolutions des programmes de recherche en cours d'exécution du contrat triennal de recherche,
- d'organiser la validation transverse des positions du Groupe vis-à-vis de la commission de régulation de l'énergie et d'en organiser un portage cohérent,
- de proposer les politiques du Groupe en matière de moyens (informatique, immobilier, achats...) en en garantissant la performance,
- d'exercer une coordination de l'appui aux activités opérationnelles (suivi des coûts, organisation des activités et responsabilités...),
- de manière spécifique pour le système d'information, d'examiner les projets informatiques, d'en autoriser le lancement après vérification de leur cohérence avec les orientations du Groupe, l'urbanisme du système d'information et le référentiel informatique, d'en suivre la conduite et d'autoriser, en fin de développement, le déploiement de ces projets.
- d'évaluer, en configuration ad hoc, les décisions d'investissements et d'engagements du pôle Infrastructures France à l'exception de celles concernant GRTgaz.

Le comité des cadres dirigeants

Ce comité a vocation à préparer les décisions relatives aux nominations aux postes clés et au suivi de la gestion de carrière des cadres dirigeants du groupe ; à ce titre, il prépare également certaines nominations d'administrateurs des filiales du groupe.

Le comité des ressources humaines Groupe

Ce comité constitue un lieu d'animation de la filière ressources humaines : il permet aux directions opérationnelles d'exprimer leurs attentes et de les faire converger. Il est à ce titre l'instance d'examen des politiques ressources humaines du groupe, avant décision de la direction générale.

Le comité du développement durable et de l'éthique

Ce comité a pour mission de proposer les politiques du groupe en matière de développement durable, de protection de l'environnement et de qualité et de s'assurer de leur prise en charge par les branches et entités centrales. Il propose également les règles de déontologie et d'éthique applicables au groupe et en contrôle la bonne application.

1.2.3 Les autres acteurs du contrôle interne de Gaz de France

L'organisation est structurée autour de quatre branches regroupant les activités opérationnelles, trois pôles de fonctions centrales en appui aux branches et quatre fonctions de pilotage du Groupe.

Les quatre branches regroupant les activités opérationnelles

- La branche « Approvisionnements et Production » placée sous la responsabilité d'un directeur général délégué, regroupe la direction exploration-production, la direction négoce, la direction électricité et la délégation chargée des activités gaz naturel liquéfié (GNL).

- La branche « Infrastructures » placée sous la responsabilité d'un directeur général délégué comprend la direction des grandes infrastructures, la filiale GRTgaz, la direction Gaz de France Réseau Distribution, la direction EDF Gaz de France Distribution (direction commune à Gaz de France et EDF), la délégation à la régulation et l'économie, la mission permanente de sécurité de laquelle dépend la délégation santé sécurité, et la direction de la recherche.
- La branche « Clientèles » regroupe la direction commerciale, les activités de services et la délégation au marketing. Son responsable rend compte au président-directeur général.
- La branche « International » est composée d'une direction « Europe Centrale », d'une direction « Europe du Nord », d'une direction « Ibérie-Amérique-Asie-Afrique », d'une direction « Italie », d'une direction « Finance et Intégration », d'une délégation « Programmes et Projets », d'une délégation « Stratégie » et d'une mission « Audit-Risques ». Le directeur général délégué en charge de la conduite des activités de la branche « Approvisionnement et Production » supervise la branche « International ».

Les trois pôles de fonctions centrales

- Le pôle financier et juridique, placé sous la responsabilité du président-directeur général, est composé des entités suivantes :
 - La direction du contrôle de gestion pilote le processus budgétaire et prépare les arbitrages budgétaires. Elle élabore et produit les tableaux de bord Groupe, effectue un suivi des résultats mensuels en les comparant aux prévisions budgétaires (revues de branches) et procède aux réestimations périodiques des résultats annuels (revues de performances). Elle identifie les actions correctives nécessaires et anime la filière « contrôle de gestion » au sein des branches opérationnelles.
 - La direction des financements et de la comptabilité produit les états financiers, définit les orientations et l'organisation du financement des activités du Groupe et gère ses équilibres financiers. Elle élabore la comptabilité, gère la fiscalité du Groupe, fournit les données nécessaires à l'élaboration de la communication financière et assure la relation du Groupe avec l'Agence des Participations de l'Etat. Elle définit la politique d'assurance du Groupe et la met en œuvre.Ces deux directions précédentes sont rattachées au directeur financier.
 - La direction des investissements et acquisitions conduit les opérations de croissance externe et de cessions en France ainsi que les projets d'entreprise majeurs du Groupe. Elle assure le support des branches pour les opérations de croissance dont elles ont la charge à l'étranger.
 - La direction juridique définit les politiques juridiques du Groupe, les règles de recours à des conseils, apporte son appui à la gouvernance du Groupe et suit directement les affaires et contentieux importants.
- Le pôle ressources humaines, placé sous la responsabilité d'un directeur qui rend compte au directeur général délégué en charge des Infrastructures, regroupe la direction des ressources humaines Groupe avec une entité commune à Gaz de France et EDF (le centre national d'expertise relations professionnelles).

- Le pôle fonctions d'appui, placé sous la responsabilité d'un directeur de pôle qui rend compte au directeur général délégué en charge des Infrastructures, regroupe :
 - Les fonctions d'appui à la gouvernance du Groupe
 - la direction du développement durable qui, notamment, propose les politiques du Groupe en matière de développement durable, de qualité et d'éthique ;
 - a délégation organisation qui, notamment, conduit ou accompagne les études d'organisation de Groupe et propose les modifications opportunes ;
 - Les fonctions d'appui logistique
 - la direction des achats Groupe qui, notamment, définit et met en place la politique d'achats du Groupe via le suivi des critères de performance des achats ;
 - la direction des systèmes d'information Groupe qui, notamment, définit la politique informatique du Groupe, l'architecture globale du système d'information et les politiques techniques ;
 - la délégation aux solutions logistiques qui, notamment, propose et porte les politiques des domaines de la logistique identifiée comme étant du ressort de Gaz de France SA et pilote le service aux immeubles ;
 - l'unité opérationnelles ressources humaines qui, notamment, décline les politiques et projets ressources humaines et accompagne les projets professionnels individuels dont les réorientations de personnes au sein des fonctions centrales du siège ;
 - la délégation immobilière qui notamment, propose et met en œuvre la politique immobilière du Groupe et la politique de réhabilitation des sites d'anciennes usines à gaz.

Chacun des pôles assure l'animation de sa filière au sein du Groupe.

Les fonctions de pilotage

Ces directions et délégations sont placées sous l'autorité du président-directeur général.

- La direction de la stratégie assure la préparation et la formalisation de la stratégie du Groupe et l'assistance aux branches et entités opérationnelles en matière de stratégie : veille stratégique et concurrentielle, études économiques et stratégiques. Elle anime la filière « stratégie du Groupe » au sein des branches opérationnelles.
- La direction de la communication propose et met en œuvre la politique d'image institutionnelle externe, pilote la communication interne, assure la cohérence d'ensemble des messages émis et la synergie des acteurs de la communication. Elle anime la filière des acteurs de la communication.
- La direction de l'audit et des risques
 - La délégation à l'audit vérifie l'efficacité et la cohérence des différentes structures de contrôle, réalise à la demande de la

direction générale des missions d'audit Groupe et assure le suivi des décisions qui ont été prises dans les comités de tête de Groupe et à la suite des audits. En logique avec ses missions, elle élabore avec le concours des équipes d'audit décentralisées, des outils méthodologiques conformes aux normes de l'Institut Français de l'Audit et du Contrôle Interne relatifs à l'élaboration des programmes d'audit, à la conduite des missions, et au suivi des recommandations. Elle concourt à la professionnalisation des ressources d'audit du Groupe ; à ce titre le fonctionnement, l'animation et la régulation de la filière audit sont fondés sur une démarche d'appréciation du professionnalisme des entités d'audit et sur une démarche d'audit des dispositifs de contrôle en ligne avec le référentiel COSO précédemment cité.

- La délégation maîtrise des risques formalise la politique de risques, veille à sa mise en œuvre par les entités du Groupe dans le cadre méthodologique cohérent avec les pratiques usuelles (cartographie et traitement des risques) et consolide l'évaluation des risques du Groupe à destination de la direction générale et du comité d'audit et des comptes. Elle anime également la filière maîtrise des risques.
- Le délégué contrôle interne porte la politique de contrôle interne de Gaz de France, anime la filière contrôle interne et assure le suivi de la mise en œuvre de la politique de contrôle interne ; à ce titre le contrôle interne a fait l'objet au cours de l'année 2006 d'une auto-évaluation sur chacune des composantes précédemment citées.

Au cours de l'année 2006, la direction de l'audit et des risques a présenté au comité d'audit et des comptes, à la maille du Groupe :

- le bilan des activités d'audit interne et externe (2005 et à fin septembre 2006),
- le programme d'audit 2006,
- un état des lieux de la gouvernance des filiales ainsi que des délégations de signature au sein de Gaz de France,
- la revue des risques,
- la politique de contrôle interne.
- La délégation aux cadres dirigeants gère les carrières des cadres dirigeants du Groupe. Le département personnel de direction, commun à Gaz de France et à EDF, lui rapporte au titre de ses activités.

Le pilotage des filiales

Chaque filiale ou participation du Groupe fait l'objet d'une affectation par la direction générale à une entité qui est responsable vis-à-vis de la direction générale de l'atteinte des objectifs fixés à la filiale, de ses résultats financiers et du respect des politiques que le Groupe détermine.

Sur proposition de cette entité, un administrateur chef de file est nommé par le président-directeur général pour les filiales les plus importantes, par le directeur général délégué ou par le responsable de la branche « Clientèles » pour les autres filiales. En fonction de la législation locale et des droits détenus par Gaz de France, d'autres administrateurs peuvent être désignés.



1.3 Les référentiels de comportement

1.3.1 La charte de l'administrateur

Le conseil d'administration du 17 décembre 2004 a adopté son règlement intérieur et la charte de l'administrateur qui constitue un code de déontologie décrivant les règles de bonne conduite que les administrateurs doivent respecter et mettre en œuvre. Cette charte est disponible sur le site internet de Gaz de France.

1.3.2 Les engagements éthiques

Inscrits dans le prolongement des grands textes de référence (déclaration universelle des droits de l'Homme de 1948, charte des droits fondamentaux de l'Union européenne et conventions de l'Organisation Internationale du Travail), les engagements éthiques de Gaz de France publiés en 2002 s'appliquent aux relations que l'entreprise entretient, en France, avec ses salariés et ses partenaires (représentants du personnel, clients, actionnaires, fournisseurs, sociétés industrielles ou financières, pouvoirs publics). Une démarche élargie à l'ensemble des sociétés où Gaz de France est majoritaire a été lancée en 2005 ; elle a permis de construire un dispositif éthique comportant une charte des valeurs, des principes d'actions, des codes de déontologie (les codes existants intégreront le corpus) et un système de pilotage et de contrôle. L'ensemble de ces dispositions, applicables au Groupe, est en cours de validation par le comité exécutif de Gaz de France.

1.3.3 Le développement durable

Le développement durable est une composante à part entière de la transformation de Gaz de France et de son ambition d'être un leader de l'énergie en Europe. Les enjeux économiques, sociaux et environnementaux se posent à Gaz de France dans toutes ses activités, de l'exploration-production à la fourniture de produits et services énergétiques et dans tous les pays où le Groupe est présent. C'est pourquoi Gaz de France a choisi d'être un acteur engagé du développement durable et d'intégrer cette dimension dans son projet industriel.

La politique de développement durable du Groupe a fixé quatre orientations :

- exercer pleinement la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe envers les différentes parties prenantes,
- répondre aux enjeux énergétiques par la dynamisation de l'offre produits-services,
- construire un socle ressources humaines et social du Groupe pour relever les enjeux industriels,
- prendre une part active au développement des territoires.

S'appuyant sur cette politique, la démarche développement durable se décline ensuite selon un dispositif de mise en œuvre et de régulation managériale :

- un plan d'actions développement durable (PADD) 2004-2006 constitué d'une centaine d'actions concrètes assorties d'objectifs mesurables,
- un reporting extra-financier utilisant le canal de remontées financières du Groupe et vérifié par les commissaires aux comptes,
- des priorités annuelles : les priorités 2005 / 2006 arrêtées par le président-directeur général et communiquées aux équipes de management visent à répondre aux enjeux énergétiques d'aujourd'hui et de demain, à renforcer la cohésion sociale au sein du Groupe et à répondre aux attentes des parties prenantes.

Fin 2006, un bilan de la démarche développement durable et les priorités 2007 ont été présentés et validés par le comité exécutif du Groupe.

Chaque année le Groupe rend compte publiquement de son engagement en faveur du développement durable dans son rapport de développement durable et sur son site internet dans la logique du reporting de Global Reporting Initiative.

1.3.4 La promotion de la diversité dans l'entreprise

La charte de la diversité, signée le 20 novembre 2005, et la charte d'engagement des entreprises au service de l'égalité des chances dans l'éducation, signée le 13 décembre 2006, affirment l'engagement de Gaz de France dans la lutte contre toute forme de discrimination, pour la promotion de l'égalité des chances et le développement de la diversité comme facteur de performance dans l'entreprise. A travers un projet diversité, un plan d'actions visant à favoriser la diversité dans toutes ses composantes est déployé dans les métiers et directions.

1.3.5 Les partenariats avec des ONG

A travers les partenariats nationaux conclus avec des ONG reconnues dans les domaines environnemental et humanitaire, Gaz de France incite le personnel à relayer des actions de défense de l'environnement et de solidarité avec les personnes démunies ; c'est notamment le cas des partenariats conclus avec WWF France et EMMAUS France.

1.3.6 La charte de l'audit interne

La charte de l'audit interne a fait l'objet d'une actualisation au cours de l'année 2006. Conformément aux normes professionnelles de l'audit interne, cette charte a été approuvée par le comité d'audit et des comptes le 20 juin 2006.

2. La démarche d'évaluation et de maîtrise des risques

La politique de risques de Gaz de France a été arrêtée par le président-directeur général le 21 novembre 2005.

Gaz de France a une activité industrielle qui implique des risques. Pour réaliser son ambition de devenir un leader européen, le Groupe a un objectif de croissance forte qui s'accompagne d'une prise de risques.

La politique du groupe Gaz de France est de maîtriser les risques pouvant compromettre la réalisation de ses objectifs, quelle que soit leur nature. Gaz de France souhaite aussi renforcer la maîtrise de ses risques pour répondre aux évolutions rendues nécessaires par l'ouverture du capital et des marchés.

L'ambition du Groupe est d'identifier ses risques, de les comparer entre eux en les évaluant, puis de les traiter en fonction des objectifs de maîtrise et des orientations stratégiques. L'objectif n'est pas de supprimer tous les risques (risque « zéro ») mais de les maîtriser. Il s'agit de faire en sorte que toute prise de risque soit consciente et réfléchie.

Gaz de France s'engage à développer un système global de gestion des risques et une culture risques en y consacrant les ressources nécessaires. Le Groupe met en œuvre ce système dans un souci d'amélioration continue, sur la base de références méthodologiques communes qui sont régulièrement actualisées.

2.1 Développer un système global de maîtrise des risques comme démarche d'amélioration continue

Rattachée à la direction de l'audit et des risques, la délégation maîtrise des risques est chargée de définir le cadre de cohérence, d'élaborer la politique et de diffuser la culture risques au sein du Groupe par l'animation d'une filière de correspondants.

En 2004, Gaz de France s'est doté d'une méthodologie commune à l'ensemble du Groupe pour identifier, évaluer et hiérarchiser les risques.

En 2005, le Groupe a formalisé et diffusé sa politique de risques : cette politique définit les objectifs poursuivis, établit les grands principes de la gestion des risques, les rôles et responsabilités des acteurs et les modalités de contrôle du dispositif. Le recensement des risques a été consolidé.

En 2006, la méthodologie a été actualisée en tenant compte des meilleures pratiques. Un large recensement des actions de traitement des risques, mises en œuvre pour la plupart depuis plusieurs années, étaye l'identification, l'évaluation des risques et de l'exposition de l'entreprise.

2.2 Un dispositif décentralisé fondé sur la responsabilité du management

La politique de risques du Groupe pose comme principes que le management est responsable de la maîtrise des risques de son activité et que le processus de maîtrise des risques s'intègre au processus stratégique du Groupe.

Chaque entité du Groupe est responsable de l'identification de ses risques, de la mesure de son exposition, ainsi que de l'élaboration et la mise en œuvre des plans de traitement pour les maîtriser. Elle dresse annuellement un bilan de la maîtrise de ses risques et doit présenter le bilan de ses risques majeurs à un des directeurs généraux délégués ou au président-directeur général.

2.3 La cartographie des risques du Groupe : une hiérarchisation

Les risques identifiés par les entités sont agrégés par nature au sein des « risques Groupe ». Un bilan annuel des risques Groupe dresse un état de l'évolution de la cartographie des risques, de leur évaluation et de leur maîtrise. Il fait également le point sur la gouvernance des risques.

Ce bilan est présenté au comité exécutif puis présenté au comité d'audit et des comptes du conseil d'administration. Le comité exécutif organise le suivi des risques Groupe majeurs pour lesquels il désigne des (co)propriétaires et un coordinateur chargés de leur maîtrise, qui doivent rendre compte une fois par an à l'instance de pilotage désignée.

Ainsi, le 25 avril 2006, le comité exécutif a examiné le bilan 2005 des risques Groupe et a désigné les risques Groupe majeurs dont il souhaitait organiser le suivi. Ce bilan 2005 a été présenté au comité d'audit et des comptes du conseil d'administration le 20 juin 2006.

De même, le 14 novembre 2006, le comité exécutif a examiné le bilan 2006 des risques de Gaz de France. Le chapitre 4 sur les risques du document de référence déposé auprès de l'AMF (numéro R. 06-050), est fondé sur la cartographie des risques de Gaz de France.

2.4 L'élaboration des programmes d'audit interne

La direction de l'audit et des risques propose à la direction générale le programme d'audits « tête de Groupe » puis le présente au comité d'audit et des comptes en s'appuyant notamment sur la cartographie des risques du Groupe de façon à identifier les thèmes d'audit les plus pertinents et à optimiser la couverture des risques. Elle informe également ces organes des programmes d'audits établis par les entités opérationnelles ou fonctionnelles. Les résultats des audits alimentent la mise à jour de la cartographie des risques.

2.5 La maîtrise des risques opérationnels et financiers

En vue d'atteindre les objectifs opérationnels et financiers qu'il s'est fixés, le Groupe a mis en place certaines procédures de contrôle visant à optimiser les opérations liées à son activité.

De même après avoir identifié et mesuré les risques à assurer pour le Groupe, Gaz de France a défini et mis en œuvre une politique de transfert au marché de l'assurance des risques assurables dont la survenance pourrait avoir des répercussions significatives sur son résultat. Cette politique d'assurance est susceptible d'être modifiée à tout moment en fonction du marché, des opportunités ponctuelles et de l'appréciation de



la direction générale sur les risques et sur l'adéquation de leur couverture. La souscription et la gestion des assurances sont centralisées au niveau de la tête de Groupe, ce qui permet une maîtrise globale des risques assurables, une couverture homogène et coordonnée au niveau du Groupe et une globalisation de l'achat d'assurance.

En ce qui concerne les risques financiers, le directeur financier présente chaque année un rapport sur la politique financière au conseil d'administration. Ce rapport qui a fait l'objet d'un examen préalable par le comité d'audit et des comptes rend compte de la gestion financière sur l'exercice écoulé, détaille les principaux choix réalisés en matière de politique financière pour le Groupe (financements, gestion d'actifs, gestion des risques financiers et couvertures) et propose les perspectives pour l'année à venir.

Le cadre de cohérence de la gestion des risques financiers est élaboré par le comité taux et change et le comité crédit placés sous l'autorité du directeur financier. Ces deux comités ont la responsabilité de mettre en place les méthodes et processus permettant la gestion, le suivi et le reporting des risques financiers selon des procédures et des limites en risques explicites et précises.

3. Le dispositif de contrôle interne comptable et financier

La fonction financière du groupe Gaz de France repose sur le principe d'une organisation décentralisée.

Le pôle financier et juridique est notamment responsable de la définition, de la mise en œuvre et du contrôle d'application des politiques du Groupe dans les domaines de la finance, du contrôle de gestion, de la gestion des risques financiers, de la fiscalité, de la comptabilité et de la communication financière.

Il est responsable de l'élaboration des comptes sociaux, des comptes des activités dissociées et des comptes consolidés vis-à-vis de la Présidence, de l'Agence des Participations de l'Etat et des instances de contrôle externes. Il veille au respect des principes de gouvernance financière et en particulier doit garantir la qualité et la sincérité de l'information du comité d'audit et des comptes sur les comptes, la politique de communication financière et le contrôle interne comptable et financier.

Il doit garantir la cohérence des informations financières communiquées en interne et à l'externe, en France comme à l'étranger.

Les centres de résultats et les filiales sont responsables de leur dispositif de contrôle interne comptable et financier. Les centres de résultats produisent annuellement une attestation de qualité comptable précisant les conditions qualitatives de production de la comptabilité et de réalisation du plan de contrôle interne comptable et financier ; les directeurs généraux des principales filiales signent une lettre d'affirmation.

Le contrôle interne des filiales acquises récemment fait l'objet d'une attention particulière et ce, dans une logique de convergence avec les principes du Groupe.

3.1 L'organisation du contrôle comptable et financier

3.1.1 Les directions des financements et de la comptabilité et du contrôle de gestion

La délégation comptabilité définit la politique d'audit comptable et financier du Groupe. Cette mission implique l'identification et l'appréciation des risques et de leur maîtrise en fonction du niveau de qualité des processus comptables du Groupe, notamment par comparaison avec le référentiel de sécurité financière établi par la délégation comptabilité.

Un manuel de reporting définit les principes comptables de Groupe et décrit l'organisation des processus de gestion. Ce document permet aux acteurs de s'approprier les principes et les procédures et d'intervenir dans les processus de consolidation des comptes et de reporting de gestion du Groupe. Il constitue un référentiel également utilisé par les auditeurs externes et les administrateurs des filiales.

Associé à un outil de reporting transverse (HFM – édité par la société HYPERION), il permet d'assurer la qualité de traitement des informations financières et la mise en œuvre de procédures destinées à favoriser des flux d'informations pertinentes et fiables transmises en temps utile.

L'information financière transmise par les filiales à la tête de Groupe transite selon des procédures d'échange contrôlées, chacune des étapes étant tracée.

Les utilisateurs, selon leur profil, accèdent à l'application et au manuel de reporting après un contrôle d'habilitation géré par une cellule d'administration centralisée.

En application du règlement européen n°1606/2002 du 19 juillet 2002, les états financiers consolidés du Groupe sont établis en conformité avec les normes comptables internationales IAS/IFRS telles qu'adoptées par l'Union européenne à la date de préparation des états financiers.

3.1.2 Le rôle des centres de résultats

Les quatre branches du Groupe Gaz de France regroupent huit centres de résultats en charge du pilotage des entités opérationnelles (directions de Gaz de France SA et filiales) qui leur sont rattachées.

Les responsabilités financières des centres de résultats recouvrent les domaines suivants :

- le pilotage des filiales,
- les prévisions de trésorerie,
- l'identification des risques financiers et le suivi des risques de couverture,
- le contrôle de cohérence des données de gestion des filiales,
- la doctrine comptable spécifique aux centres de résultats,
- l'expertise financière et patrimoniale appliquée à la gestion des actifs régulés,

- la supervision des retraitements comptables de consolidation effectués par les filiales,
- le contrôle interne comptable et financier.

L'organisation du contrôle interne comptable et financier

Les responsabilités respectives de la direction des financements et de la comptabilité, de la direction du contrôle de gestion d'une part et des centres de résultats d'autre part sont formalisées dans des conventions revues en tant que de besoin.

Dans ces conventions les centres de résultats s'engagent à développer un dispositif efficient de contrôle interne comptable et financier.

Exploration-Production

L'activité exploration-production est assurée par des filiales pilotées par la direction exploration-production (DEP).

Les contrôleurs de gestion de la DEP animent une filière financière permettant de veiller à l'application des procédures du Groupe, d'identifier et de partager de bonnes pratiques, et ainsi d'assurer une cohérence d'ensemble. Le contrôle interne est exercé par les contrôleurs de gestion qui vérifient l'information financière prévisionnelle et réelle remontée périodiquement au Groupe.

Direction des grandes infrastructures

Cette direction assure les activités relatives aux stockages et aux terminaux méthaniers.

Le centre de services tertiaires assure des prestations de services dans les domaines comptabilité, gestion, ressources humaines, achats et logistique.

Les relations entre la direction des financements et de la comptabilité et le centre de services tertiaires sont régies par un protocole qui définit les travaux relevant de leurs responsabilités respectives et dont le fonctionnement est suivi par des engagements assortis d'indicateurs de qualité.

Le département comptabilité assure la déclinaison des instructions du Groupe, notamment en matière de contrôle interne comptable et financier, selon les principes suivants :

- une procédure définit la répartition des responsabilités,
- un plan de contrôle interne comptable et financier des unités est élaboré sous la responsabilité des directeurs d'unité,
- un bilan annuel de contribution de l'unité est signé par son directeur,
- un contrôle de la qualité formelle de la comptabilité est réalisé par le département comptabilité du centre de services tertiaires.

L'information financière produite par cette direction est soumise aux contrôles de la direction des financements et de la comptabilité.

Filiale GRTgaz

Le contrôle interne comptable et financier de la filiale en charge des activités de transport du gaz est assuré par la direction financière de la filiale.

Négoce

La direction Négoce dispose d'un responsable audit interne et d'une équipe en charge de la qualité qui a mis en place un Système de Management par les processus.

Une note méthodologique du contrôle interne comptable et financier est en place au sein de cette direction, dont les processus d'achat de gaz et de vente de gaz et d'électricité—qui font l'objet de couvertures par des instruments financiers – sont validés pour 90 % d'entre eux et en phase de validation pour les 10 % restants. Le processus comptabilité a été validé en début d'année 2006 et a fait l'objet d'une première revue en mars 2006.

La fonction financière de Négoce décline les instructions de la direction des financements et de la comptabilité qui effectue des contrôles annuels sur la qualité de la production de l'information comptable et financière.

Enfin la direction Négoce a mis en place un correspondant contrôle interne rattaché à son directeur ; associé au responsable qualité, sa mission est de veiller à l'efficacité des dispositifs de contrôle interne y compris dans leurs dimensions comptables et financières.

Distribution

En France, cette activité est assurée par la direction Gaz de France Réseau Distribution et par la direction EDF Gaz de France Distribution, service commun à Gaz de France et à EDF.

Chacune de ces deux entités a des fonctions définies et met en œuvre des politiques de contrôle interne comptable et financier.

La direction EDF Gaz de France Distribution, responsable de la tenue de la comptabilité du distributeur, a défini un référentiel de qualité comptable et fiscale et effectue des actions de révision comptable et financière.

Commercialisation

Ce centre de résultats est piloté par la direction commerciale de Gaz de France ; sa comptabilité est tenue par la délégation aux solutions logistiques.

Le contrôle interne comptable et financier est assuré par le service comptable de la délégation aux solutions logistiques. Le contrôle interne spécifique au cœur de métier est réalisé par la direction commerciale qui établit un plan de contrôle interne et réalise différentes actions de contrôle, notamment sur la gestion des portefeuilles clients (gestion des dossiers et le suivi comptable afférent).

Activités de services

Les activités de ce centre de résultats sont filialisées et les différentes sociétés qui composent les activités de services sont réunies dans un sous-groupe, également palier de consolidation.

Le contrôle financier des filiales est réalisé par le contrôle de gestion des activités de services en cohérence avec les principes du Groupe.

Branche « International »

La branche « International » regroupe l'ensemble des activités du Groupe dans les domaines du transport, de la distribution et de la commercialisation exercées par les filiales de Gaz de France à l'étranger.



Le contrôle interne comptable et financier est mis en œuvre par les représentants de Gaz de France qui occupent des fonctions de gouvernance dans les principales filiales ; il est complété par les contrôles et le suivi de gestion réalisés par les contrôleurs de gestion de la branche « International ».

Fonctions Communes

Ces fonctions ne sont pas regroupées dans une Unité.

La comptabilité des Directions assurant les missions d'appui ou de pilotage est tenue par le service comptable de la délégation aux solutions logistiques qui effectue le contrôle qualité des comptes dont il assure la production.

Cette délégation dispose d'une fonction audit dont l'objectif est de renforcer le contrôle interne des fonctions communes.

L'attestation de qualité comptable normalisée

L'attestation, signée par le directeur de la direction concernée, officialise la remise des comptes à la direction des financements et de la comptabilité. Dans ce document sont évalués, par domaine, les conditions dans lesquelles les comptes ont été produits (exactitude, « exhaustivité » des faits économiques, autorisation et délais), le niveau de justification des comptes ainsi que les contrôles réalisés qui ont permis de procéder à ces évaluations.

Une charte de contrôle interne comptable indiquant les prescriptions en matière de contrôles comptables y est associée.

Une lettre d'appréciation générale présentant une synthèse du niveau de qualité de la comptabilité et évaluant le contrôle interne comptable et financier est jointe à l'attestation.

Ces deux documents permettent au président-directeur général, au directeur des financements et de la comptabilité et au directeur de la délégation comptabilité de signer une lettre d'affirmation destinée aux commissaires aux comptes.

Le rôle des filiales

Les filiales sont responsables de la gestion des risques auxquels elles sont exposées. Au sein de chaque centre de résultats, une fonction audit, en relation avec la direction de l'audit et des risques et la mission audit et qualité comptable du Groupe, vérifie l'efficacité du contrôle exercé par les filiales qui lui sont rattachées.

Les filiales appliquent les procédures du manuel de reporting pour le reporting comptable et de gestion.

Sur le plan financier, dans la plupart des sociétés, notamment celles qui ont une activité opérationnelle, un responsable du contrôle interne rattaché à la direction générale ou à la direction financière met en œuvre des procédures formalisées de contrôle.

Dans les sociétés qui n'ont pas de fonction de contrôle interne, les contrôles sont exercés par les contrôleurs de gestion.

Pour les holdings et les sociétés récemment constitués les actions de contrôle sont conduites par la direction du contrôle de gestion.

Les deux filiales du Groupe appartenant au secteur financier fonctionnent dans un cadre réglementé obéissant aux règles et aux normes du secteur bancaire. Elles font notamment l'objet des contrôles de la commission bancaire.

Les contrôles internes opérés par les filiales sont revus par les correspondants « audit comptable et financier » présents dans les branches. La mission audit et qualité comptable du Groupe assiste à certaines réunions de synthèse et dispose d'une information sur les principaux événements relatifs à l'information financière des filiales susceptibles de modifier la cartographie des risques financiers du Groupe et devant faire l'objet d'une vigilance particulière.

Les principales filiales établissent une lettre d'affirmation ; ce principe sera progressivement généralisé à l'ensemble des filiales. Dans ce document le président, le directeur général et/ou le directeur financier des filiales affirment leur responsabilité sur la sincérité et la régularité des comptes et s'engagent sur la communication aux commissaires aux comptes de toutes les informations susceptibles d'affecter les comptes (engagements, risques, défaillance du contrôle interne...).

3.1.3 Le contrôle de l'information financière

Les messages comportant des informations financières, économiques ou sensibles, doivent – après examen préalable par les responsables financiers des centres de résultats – être systématiquement validés par la direction contrôle de gestion Groupe et la communication financière avant toute communication.

3.1.4 Les procédures d'établissement et de contrôle des comptes dissociés

Conformément à la loi du 3 janvier 2003, toute entreprise exerçant dans le secteur du gaz naturel une ou plusieurs des activités concernées doit tenir dans sa comptabilité interne des comptes séparés au titre du transport, de la distribution et du stockage de gaz naturel ainsi qu'au titre de l'exploitation des installations de GNL et de l'ensemble des autres activités en dehors du gaz naturel.

Selon la loi du 9 août 2004, toute entreprise exerçant une activité dans le secteur du gaz naturel établit des comptes séparés pour ses activités de fourniture de gaz aux clients éligibles et non éligibles.

Gaz de France fait approuver par la commission de régulation de l'énergie les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes de dissociation comptable qui sont paramétrés dans son système d'information.

Les comptes dissociés ne sont pas publiés.

3.2 Les missions des commissaires aux comptes

Les cabinets Ernst & Young et Mazars & Guerard assurent le commissariat aux comptes du groupe Gaz de France. Leur mandat a été renouvelé en 2002 pour une durée de 6 exercices.

Dans le cadre de leur mission de certification des comptes, ils examinent l'organisation et le fonctionnement des systèmes comptables et de contrôle interne à incidence comptable et financière, afin de porter une appréciation sur le niveau de qualité de la production de l'information financière. A cette occasion, ils font part de leurs recommandations sur les procédures et les systèmes de contrôle interne qui pourraient avoir une incidence sur la qualité des informations produites.

Outre l'audit des processus sensibles, les travaux des commissaires aux comptes ont porté essentiellement sur l'application des normes IFRS, notamment dans le domaine des immobilisations et des instruments financiers.

Au moins un des commissaires aux comptes de la quasi totalité des principales filiales appartient aux réseaux des commissaires aux comptes du Groupe.

3.3 La démarche qualité des directions des financements et de la comptabilité et du contrôle de gestion

Les engagements de la direction des financements et de la comptabilité et de la direction du contrôle de gestion vis à vis de la direction générale de Gaz de France sont de trois natures :

- optimiser la performance financière,
- accélérer la mise à disposition d'éléments de pilotage pertinents et fiables,
- promouvoir l'image financière du Groupe par le renforcement de l'image de rigueur, de sincérité et de transparence des comptes.

Pour réduire le risque de défaillance de l'information, les directions des financements et de la comptabilité et du contrôle de gestion ont décidé la mise en place d'un système de management qualité du processus « Produire et communiquer l'information financière du Groupe » qui fait partie des trente processus clés identifiés par la direction générale.

La mission audit et qualité comptable du Groupe anime le pilotage du processus de clôture des comptes. Cette activité consiste à définir l'organisation des diligences à réaliser pour l'audit des comptes annuels et consolidés de Gaz de France, à identifier les différents acteurs du processus de clôture, à répertorier toutes les tâches critiques du processus en y associant un niveau de risques.

La direction des financements et de la comptabilité a mis en place en 2006, sur la base du retour d'expérience des clôtures précédentes, un dispositif de fiabilisation du processus d'arrêtés des comptes sociaux et consolidés. Ce processus s'appuie sur une décentralisation des contrôles dans les entités du Groupe et, pour les filiales, sur la mise en place d'un contrôle de premier niveau des liasses de consolidation remontées via l'application de reporting HFM.



ANNEXE D

Rapport des commissaires aux comptes établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du conseil d'administration de la société Gaz de France pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Exercice clos le 31 décembre 2006

Mesdames, Messieurs les actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société Gaz de France et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2006.

Il appartient au Président de rendre compte, dans son rapport, notamment des conditions de préparation et d'organisation des travaux du conseil d'administration et des procédures de contrôle interne mises en place au sein de la société.

Il nous appartient de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations données dans le rapport du Président concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Nous avons effectué nos travaux selon la doctrine professionnelle applicable en France. Celle-ci requiert la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations données dans le rapport du Président concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des objectifs et de l'organisation générale du contrôle interne, ainsi que des procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, présentés dans le rapport du Président ;
- prendre connaissance des travaux sous-tendant les informations ainsi données dans le rapport.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations données concernant les procédures de contrôle interne de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, contenues dans le rapport du Président du conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Fait à Paris-La Défense le 3 avril 2007,

Les Commissaires aux Comptes

ERNST & YOUNG AUDIT

MAZARS & GUÉRARD

Patrick Gounelle

Philippe Hontarrède

Michel Barbet-Massin

Xavier Charton



Tableau d'honoraires des commissaires aux comptes

<i>En milliers d'euros</i>	Mazars et Guérard				Ernst & Young			
	montant (HT)		%		montant (HT)		%	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Audit								
Commissariat aux comptes- émetteur	1 052	897	22,7 %	24,5 %	1 067	1 162	15,5 %	25,3 %
Commissariat aux comptes - filiales intégrées	1 222	1 147	26,3 %	31,4 %	1 871	1 067	27,1 %	23,3 %
Autres diligences liées au CAC - émetteur	2 337	1 571	50,4 %	43,0 %	3 536	1 873	51,2 %	40,8 %
Autres diligences liées au CAC - filiales intégrées	0	24	0,0 %	0,7 %	0	76	0,0 %	1,7 %
Total audit	4 611	3 639	99,4 %	99,6 %	6 474	4 178	93,8 %	91,1 %
Autres prestations								
Juridique, fiscal, social	25	1	0,5 %	0,0 %	427	388	6,2 %	8,5 %
Autres	3	15	0,1 %	0,4 %	0	21	0,0 %	0,5 %
Total autres	28	16	0,6 %	0,4 %	427	409	6,2 %	8,9 %
Total général honoraires	4 639	3 655	100,0 %	100,0 %	6 901	4 587	100,0 %	100,0 %



Document d'information annuel

Conformément à l'article 221-1-1 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers, ce document présente la liste de toutes les informations rendues publiques par Gaz de France depuis le 1^{er} janvier 2006 pour satisfaire aux obligations législatives ou réglementaires en matière d'instruments financiers, d'émetteurs d'instruments financiers et de marchés d'instruments financiers.

Document de référence

05/05/2006 Document de référence 2005

Ce document est disponible sur le site Internet de Gaz de France (www.gazdefrance.com).

Publications au BALO

18/04/2007	Avis de convocation de l'Assemblée générale des porteurs de titres participatifs
04/04/2007	Avis de réunion valant avis de convocation de l'Assemblée générale mixte du 23 mai 2007 et projets de résolutions
14/02/2007	Chiffre d'affaires consolidé annuel 2006
15/11/2006	Chiffre d'affaires consolidé 3 ^{ème} trimestre 2006
25/10/2006	Résultats semestriels 1 ^{er} semestre 2006
13/10/2006	Additif à l'annonce BALO du 7 juin 2006 – Affectation du résultat et rapport général des commissaires aux comptes sur les comptes sociaux et consolidés annuels
13/10/2006	Rectificatif à l'annonce BALO du 7 juin 2006
14/08/2006	Chiffre d'affaires consolidé 1 ^{er} semestre 2006
07/06/2006	Montant du capital social et nombre total de droits de vote existants
07/06/2006	Comptes sociaux annuels et comptes consolidés annuels 2005
31/05/2006	Avis de deuxième convocation de l'Assemblée générale des porteurs de titres participatifs
15/05/2006	Chiffre d'affaires consolidé 1 ^{er} trimestre 2006
08/05/2006	Avis de convocation de l'Assemblée générale ordinaire du 24 mai 2006 et projets de résolutions
05/05/2006	Avis de convocation de l'Assemblée générale des porteurs de titres participatifs
21/04/2006	Avis de réunion de l'Assemblée générale ordinaire du 24 mai 2006 et projets de résolutions
15/02/2006	Chiffre d'affaires consolidé annuel 2005

Les informations ci-dessus sont disponibles sur le site Internet du BALO (<http://balo.journal-officiel.gouv.fr>).

Communiqués publiés en application de la réglementation applicable en France

13/03/2007	Résultats annuels 2006
14/02/2007	Chiffre d'affaires annuel 2006
23/01/2007	Conseil d'administration du 23 janvier 2007
03/01/2007	Bilan semestriel du contrat de liquidité
26/12/2006	Partenariat dans l'éolien entre Gaz de France et Maia Sonnier à travers Maia Eolis
20/12/2006	Conseil d'administration du 20 décembre 2006
19/12/2006	Prolongation jusqu'en 2030 des accords d'approvisionnement en gaz naturel conclus avec Gazprom ⁽¹⁾
15/12/2006	Poursuite de l'information du comité d'entreprise européen
11/12/2006	Conclusion d'un accord avec Sonatrach pour l'achat de gaz naturel
08/12/2006	Construction d'une centrale de production électrique en Bretagne
22/11/2006	Déclaration de Jean-François Cirelli et Gérard Mestrallet à la suite de la décision de la Cour d'appel de Paris ⁽²⁾
20/11/2006	Nouveaux tarifs de transport
14/11/2006	Chiffre d'affaires consolidé 3 ^e trimestre 2006
30/10/2006	Point d'étape sur la fusion – Projet d'organisation du nouveau groupe ⁽²⁾
23/10/2006	Finalisation du projet d'organisation du nouveau groupe ⁽²⁾
13/10/2006	Engagement envers la Commission européenne ⁽²⁾
12/10/2006	Conseil d'administration du 12 octobre 2006

⁽¹⁾ Communiqué publié conjointement avec Gazprom.

⁽²⁾ Communiqué publié conjointement avec Suez.



28/09/2006	Finalisation de l'accord d'échange d'actifs avec Dana Petroleum
21/09/2006	Création d'Energie Investimenti, société commune entre Gaz de France et Camfin
20/09/2006	Engagements proposés à la Commission européenne ⁽²⁾
12/09/2006	Résultats semestriels 2006
11/08/2006	Chiffre d'affaires consolidé 1 ^{er} semestre 2006
27/07/2007	Mise au point de Jean-François Cirelli
24/07/2006	Renforcement de la présence en Mauritanie
19/07/2006	Cession de la participation dans KGM
12/07/2006	Renforcement de la présence en Mauritanie
05/07/2006	Bilan semestriel du contrat de liquidité
19/06/2006	Camfin et Gaz de France créent une société commune pour le gaz naturel
19/06/2006	Gaz de France et Suez se réjouissent de la position du gouvernement ⁽²⁾
15/06/2006	Projet de fusion Gaz de France - Suez ⁽²⁾
15/05/2006	Chiffre d'affaires consolidé 1 ^{er} trimestre 2006
09/05/2006	Mise en œuvre d'un contrat de liquidité
04/05/2006	Confirmation du calendrier de fusion et synergies revues à la hausse ⁽²⁾
30/03/2006	Adaptation des accords entre Gaz de France et Dana Petroleum
22/03/2006	Commentaires suite aux décisions de l'Etat sur les tarifs du gaz
16/03/2006	Résultats annuels 2005
02/03/2006	Résultat de l'audit de la CRE
27/02/2006	Projet de fusion Gaz de France - Suez ⁽²⁾
25/02/2006	Conseil d'administration du 25 février 2006
15/02/2006	Chiffre d'affaires annuel 2005
26/01/2006	Date de publication des comptes 2005
26/01/2006	Gaz de France et Suez concluent un projet de partenariat industriel ⁽²⁾
19/01/2006	Mise en production de gisements de gaz naturel dans l' <i>offshore</i> néerlandais
03/01/2006	Retour à la normale des approvisionnements en provenance de Russie
03/01/2006	Situation des approvisionnements en provenance de Russie

Les informations ci-dessus sont disponibles sur le site Internet de Gaz de France (www.gazdefrance.com).

Communiqués publiés dans le cadre du projet de fusion avec Suez en application de la réglementation applicable aux Etats-Unis (Form 425)

24/01/2007	Press release – Board of directors held on January 23, 2007
20/12/2006	Press release – Gaz de France continues the information process with the European works council
24/11/2006	English translation of an interview that was published in « Les Echos » on November 23, 2006
24/11/2006	Press release – Board of directors held on November 21, 2006
22/11/2006	Press release – Declaration by G. Mestrallet and J.-F. Cirelli following the decision by the Paris Court of Appeal ⁽²⁾
03/11/2006	English translation of a joint press conference given by G. Mestrallet and J.-F. Cirelli on October 30, 2006
31/10/2006	Presentation relating to the proposed structure of the new group made available at a joint press conference on October 30, 2006
30/10/2006	Press release – Proposed structure of the new group ⁽²⁾
24/10/2006	Press release – Agreement on the final structure of the new group ⁽²⁾

⁽²⁾ Communiqué publié conjointement avec Suez.

18/10/2006	English translation of an interview that was published in « La Tribune » on October 17, 2006
16/10/2006	Press release – Commitments submitted to the European Commission totally preserve the common industrial rationale of Suez and Gaz de France ⁽²⁾
13/10/2006	Press release – Board of directors held on October 12, 2006
10/10/2006	Press release – Suez and Electrabel made undertakings in the perspective of the merger between Suez and Gaz de France
21/09/2006	Press release – Commitments submitted to the European Commission by Suez and Gaz de France ⁽²⁾
21/09/2006	Presentation relating to Gaz de France 2006 first half results made available on the website of Gaz de France and at a presentation in Paris
21/09/2006	Press release – Gaz de France 2006 first half results
21/06/2006	Press release – Gaz de France and Suez are pleased with the French government decision ⁽²⁾
19/06/2006	Press release – Joint statement made by G. Mestrallet, Chairman and CEO, Suez, and J.-F. Cirelli, Chairman and CEO, Gaz de France ⁽²⁾
13/06/2006	English translation of an interview that was published in the « Journal du Dimanche » on June 11, 2006
12/05/2006	Transcripts of an informational conference call held in Paris on May 4, 2006
05/05/2006	Presentation made available on the website of Gaz de France in connection with an informational conference call held in Paris on May 4, 2006
05/05/2006	Press release – Merger timeline confirmed and synergies revised upward ⁽²⁾
29/03/2006	Press release – Progress of the merger project ⁽²⁾
02/03/2006	Transcripts of the proceedings at the informational meeting held in Paris on February 28, 2006 in connection with the proposed merger
28/02/2006	Materials presented at an informational meeting held in Paris on February 28, 2006 in connection with the proposed merger
27/02/2006	Press release – Proposed merger between Gaz de France and Suez ⁽²⁾

Les informations ci-dessus sont disponibles sur le site Internet de la Securities and Exchange Commission (SEC) (www.sec.gov).

Déclarations des opérations effectuées par les dirigeants

22/02/2006	Déclaration des transactions effectuées sur les titres Gaz de France par P. Lemoine
13/02/2006	Déclaration des transactions effectuées sur les titres Gaz de France par B. Calbrix

Les informations ci-dessus sont disponibles sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (www.amf-france.org).

Déclarations des opérations sur actions propres

23/04/2007	Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions
12/03/2007	Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions
05/03/2007	Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions
22/01/2007	Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions
18/12/2006	Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions
20/11/2006	Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions
09/10/2006	Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions
25/09/2006	Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions
16/08/2006	Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions
17/07/2006	Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions

Les informations ci-dessus sont disponibles sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (www.amf-france.org).

⁽²⁾ Communiqué publié conjointement avec Suez.