



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 15 mai 2008 sous le numéro R. 08-056. 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 2006 ainsi que le rapport des commissaires aux comptes y afférent figurant aux pages 182 à 294 du document de référence 2006 de la Société enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 27 avril 2007 sous le numéro R.07-046 ;
- 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.

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>).

Cette version mise en ligne le 20 mai 2008 annule et remplace la version mise en ligne le 16 mai 2008.

Table des matières

1	PERSONNE RESPONSABLE 1.1 Responsable du document de référence 1.2 Attestation du responsable du document de référence	P.1 p.1 p.1	10	TRESORERIE ET CAPITAUX 10.1 Capitaux propres de l'émetteur 10.2 Description, source et montant des flux de trésorerie 10.3 Conditions d'emprunt et structure de financement 10.4 Restriction à l'utilisation des capitaux 10.5 Sources de financement attendues pour honorer les engagements	P.129 p.129 p.129 p.131 p.132 p.133
2	RESPONSABLES DU CONTROLE DES COMPTES 2.1 Commissaires aux comptes 2.2 Démission ou départ de commissaires aux comptes	P.3 p.3 p.3	11	RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT, PROPRIETE INTELLECTUELLE 11.1 Recherche et Développement 11.2 Propriété intellectuelle	P.135 p.135 p.137
3	INFORMATIONS FINANCIERES SELECTIONNEES 3.1 Activité 3.2 Performances opérationnelles 3.3 Structure financière	P.5 p.5 p.6 p.8	12	TENDANCES SUSCEPTIBLES D'INFLUER SUR LES PERSPECTIVES DE LA SOCIETE 12.1 Objectifs financiers 12.2 Evénements récents 12.3 Perspectives	P.139 p.139 p.139 p.139
4	FACTEURS DE RISQUES 4.1 Principaux risques 4.2 Gestion des risques	P.11 p.11 p.18	13	PREVISIONS OU ESTIMATIONS DU BENEFICE	P.141
5	INFORMATIONS CONCERNANT L'EMETTEUR 5.1 Histoire et évolution de la Société 5.2 Investissements	P.23 p.23 p.24	14	ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE ET DIRECTION GENERALE 14.1 Composition des organes d'administration et de direction 14.2 Conflits d'intérêt au niveau des organes d'administration et de la direction générale	P.143 p.143 p.154
6	APERCU DES ACTIVITES 6.1 Principales activités 6.2 Principaux marchés 6.3 Evénements exceptionnels 6.4 Degré de dépendance 6.5 Eléments relatifs à la position concurrentielle	P.27 p.27 p.102 p.102 p.102 p.103	15	REMUNERATIONS ET AVANTAGES 15.1 Intérêts et rémunérations des membres du Conseil d'administration, du Président Directeur-Général et des Directeurs Généraux Délégués 15.2 Montant total des sommes provisionnées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	P.157 p.157 p.158
7	ORGANIGRAMME	P.107	16	FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION 16.1 Mandats des membres des organes d'administration 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.159 p.159 p.159
8	PROPRIETES IMMOBILIERES, USINES ET EQUIPEMENTS 8.1 Propriétés immobilières (Périmètre France) 8.2 Aspects environnementaux liés à la détention des actifs immobiliers par la Société	P.111 p.111 p.111			
9	EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIERE ET DU RESULTAT 9.1 Principaux facteurs ayant un impact sur l'activité et les performances du Groupe 9.2 Analyse de l'évolution de l'activité du Groupe 9.3 Analyse des performances opérationnelles du Groupe	P.113 p.117 p.120 p.124			

	16.3 Fonctionnement du conseil d'administration	p.159			
	16.4 Charte de l'administrateur	p.161			
	16.5 Comités du conseil d'administration	p.162			
	16.6 Limitations apportées aux pouvoirs de la direction	p.165			
	16.7 Le contrôle interne	p.166			
	16.8 Déclaration relative au gouvernement d'entreprise	p.166			
17	SALARIES	P.167	23	INFORMATIONS PROVENANT DE TIERS, DECLARATIONS D'EXPERTS ET DECLARATIONS D'INTERET	P.317
	17.1 Organisation sociale du Groupe	p.167		23.1 Déclarations ou rapports	p.317
	17.2 Ressources humaines – Effectifs	p.172		23.2 Informations provenant de tiers	p.317
	17.3 Filiales françaises et filiales étrangères	p.174	24	DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC	P.319
	17.4 Personnel du Groupe au sein de la Société	p.176	25	INFORMATIONS SUR LES PARTICIPATIONS	P.321
	17.5 Participations et stock options des administrateurs et directeurs généraux délégués	p.179	A	ANNEXE A	P.323
18	PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	P.181		Tableau des unités de mesure de gaz et des autres produits énergétiques	
	18.1 Principaux actionnaires	p.181	B	ANNEXE B	P.325
	18.2 Droits de vote	p.181		Glossaire	
	18.3 Déclaration relative au contrôle de la Société par l'actionnaire majoritaire	p.181	C	ANNEXE C	P.329
	18.4 Accord portant sur le contrôle de la Société	p.181		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 2007)	
19	OPERATIONS AVEC DES APPARENTES	P.183	D	ANNEXE D	P.339
	19.1 Relations avec l'Etat	p.183		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	
	19.2 Relations avec le groupe EDF	p.183	E	ANNEXE E	P.341
	19.3 Relations avec les sociétés du Groupe	p.184		Tableau d'honoraires des commissaires aux comptes	
20	INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR	P.189	F	ANNEXE F	P.343
	20.1 Informations financières historiques	p.190		Document d'information annuel	
	20.2 Politique de distribution des dividendes	p.297			
	20.3 Procédures judiciaires et d'arbitrages	p.297			
	20.4 Absence de changement significatif de la situation financière ou commerciale	p.298			
21	INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES	P.299			
	21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital	p.299			
	21.2 Acte constitutif et statuts	p.309			
22	CONTRATS IMPORTANTS	P.313			
	22.1 Contrats conclus en 2007	p.313			
	22.2 Contrats conclus en 2006	p.314			

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.

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 2006 et 2005, préparés selon les normes IFRS, ont fait l'objet de

rapports des commissaires aux comptes figurant respectivement au chapitre 20.1.1.2 du document de référence 2006 de la Société enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 27 avril 2007 sous le numéro R.07-046 et au chapitre 20.1.1.2 du document de référence 2005 de la Société enregistré le 5 mai 2006 sous le numéro R.06-050.

Au titre de l'exercice 2005, une observation a été formulée dans le rapport des commissaires aux comptes 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".

Jean-François Cirelli
Président-directeur général

2

RESPONSABLES DU CONTROLE DES COMPTES

2.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES

P.3

2.1.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES

p.3

2.1.2 COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS

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 La Défense Cedex
Représenté par Madame Marie-Laure Philippart et Monsieur Michel Barbet-Massin.

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 INFORMATIONS FINANCIERES SELECTIONNEES

3.1 ACTIVITÉ

P.5

3.3 STRUCTURE FINANCIÈRE

P.8

3.2 PERFORMANCES OPÉRATIONNELLES

P.6

Les informations financières ci-après ont pour objectif de présenter et analyser succinctement l'évolution entre 2006 et 2007 de l'activité, de la performance opérationnelle et de la structure financière du groupe Gaz de France.

(En millions d'euros)	2007	2006	Variation	2005
Chiffre d'affaires	27 427	27 642	- 0,8 %	22 872
Excédent Brut Opérationnel	5 666	5 149	+ 10 %	4 248
Résultat Opérationnel	3 874	3 608	+ 7,4 %	2 821
Résultat net – part du groupe	2 472	2 298	+ 7,6 %	1 782
Cash flow opérationnel	5 904	5 118	+ 15,4 %	4 254
Bénéfice net dilué par action ⁽¹⁾	2,51	2,34	+ 7,6 %	1,89

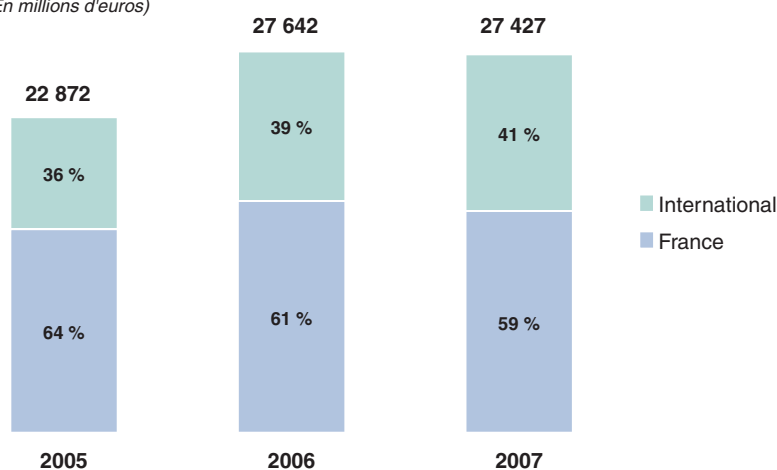
(1) Résultat net et résultat net dilué par action – part du Groupe en euros ; Nombre moyen d'actions en circulation (en milliers) : 983 115 en 2007, 983 719 en 2006 et 942 439 en 2005.

3.1 Activité

Chiffre d'affaires stable entre 2006 et 2007

Chiffre d'affaires stable entre 2006 et 2007

(En millions d'euros)



Répartition du chiffre d'affaires 2007 par pôle / segment

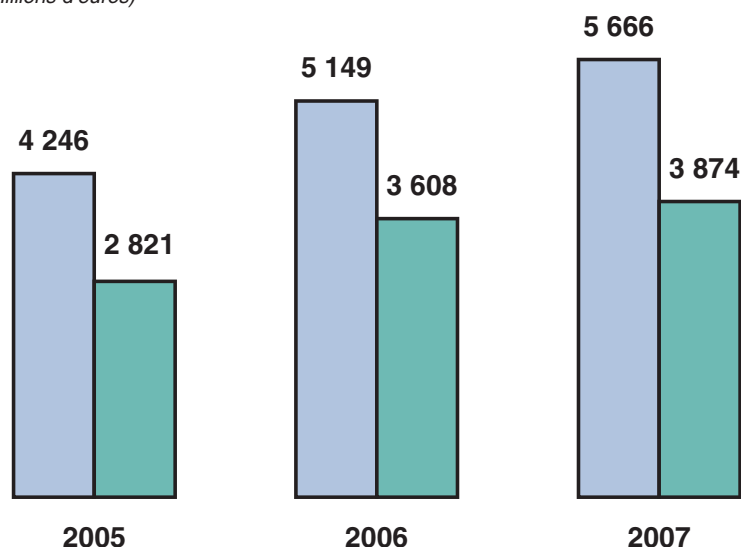
(En millions d'euros)	2007	2006	Variation	2005
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services				
Exploration – Production	1 717	1 659	3 %	1 139
Achat – Vente d'Énergie	20 041	20 455	- 2 %	17 346
Services	1 807	1 801	0,3 %	1 568
Pôle Infrastructures				
Transport – Stockage France	2 494	2 355	6 %	2 138
Distribution France	3 076	3 289	- 6 %	3 426
Transport – Distribution International	5 202	5 178	0,5 %	3 669
Eliminations, autres et non alloué	- 6 910	- 7 095		- 6 414
TOTAL GROUPE	27 427	27 642	-0,8 %	22 872

3.2 Performances opérationnelles

Progression de l'Excédent Brut Opérationnel (EBO) de 10 % et du Résultat Opérationnel (RO) de 7 %

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

(En Millions d'euros)



Répartition de l'Excédent Brut Opérationnel (EBO) au 31 décembre 2007 par pôle / segment

La réconciliation de cet indicateur avec les états financiers est décrite dans la note 1-2 de l'annexe aux Comptes Consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS, voir paragraphe 20.1.1.1.

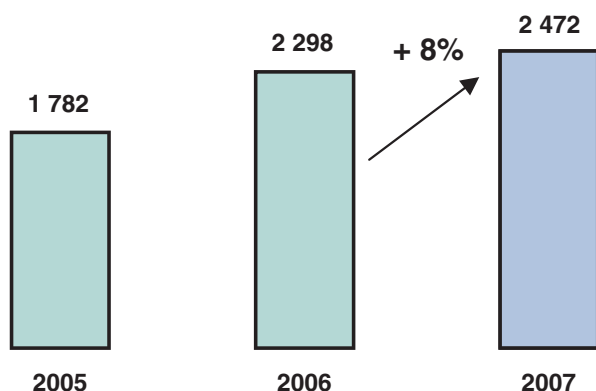
<i>En millions d'euros</i>	2007	2006	Variation	2005
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services				
Exploration – Production	1 127	1 270	- 11 %	726
Achat – Vente d'Énergie	1 075	529	103 %	325
Services	129	117	10 %	105
Pôle Infrastructures				
Transport – Stockage France	1 534	1 357	13 %	1 265
Distribution France	1 291	1 412	- 9 %	1 358
Transport Distribution International	491	498	- 1 %	379
Autres et non alloué	19	- 34		90
TOTAL GROUPE	5 666	5 149	10 %	4 248

Répartition du Résultat Opérationnel (RO) au 31 décembre 2007 par pôle / segment

<i>En millions d'euros</i>	2007	2006	Variation	2005
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services				
Exploration – Production	755	935	- 19 %	457
Achat – Vente d'Énergie	940	443	112 %	251
Services	82	71	15 %	59
Pôle Infrastructures				
Transport – Stockage France	1 185	1 013	17 %	934
Distribution France	552	726	- 24 %	900
Transport Distribution International	381	348	9 %	291
Autres et non alloué	- 21	72		- 71
TOTAL GROUPE	3 874	3 608	7 %	2 821

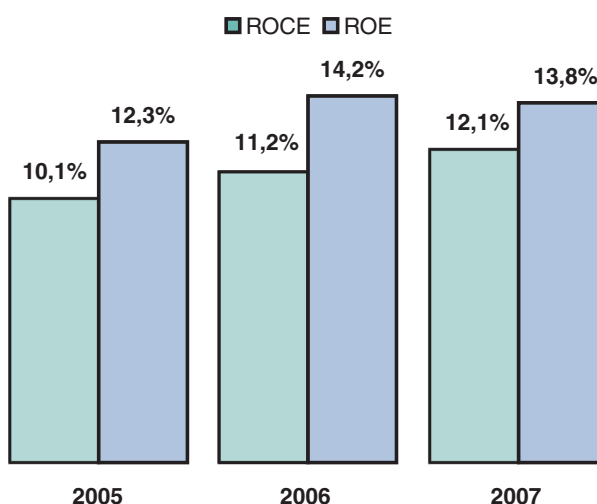
Progression du Résultat net part du Groupe de 8%

En millions d'euros



Evolution du ROCE et du ROE sur 3 ans

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



3.3 Structure financière

Actif du bilan (principales rubriques)

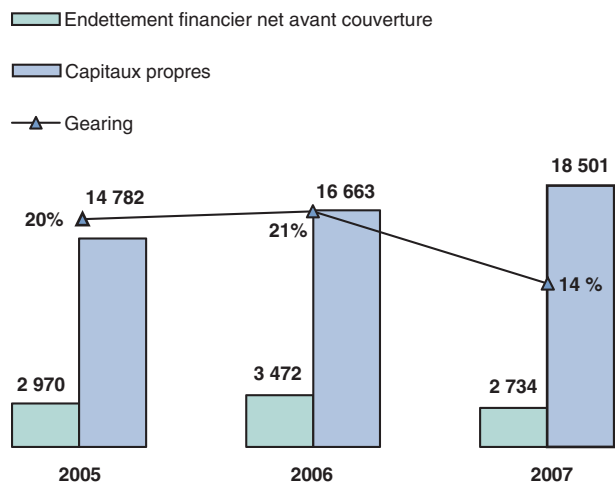
En millions d'euros	31.12.2007	31.12.2006 *	31.12.2005
Actifs non courants	29 191	27 388	25 405
Stocks et en cours	1 790	1 935	1 452
Créances clients et autres	8 816	8 286	8 259
Autres actifs courants	3 170	2 756	2 678
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 211	2 556	2 142
Total actif	46 178	42 921	39 936

Passif du bilan (principales rubriques)

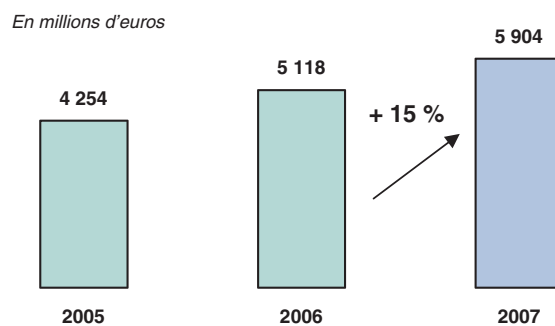
En millions d'euros	31.12.2007	31.12.2006 *	31.12.2005
Capitaux propres	18 501	16 663	14 782
Provisions non courantes	7 206	6 892	6 627
Autres passifs non courants	2 932	2 864	2 943
Dettes financières	5 945	6 028	5 112
Dettes fournisseurs	3 696	3 623	3 202
Autres passifs courants	7 898	6 851	7 270
Total passif	46 178	42 921	39 936

* Retraité suite à la finalisation des travaux d'identification et d'évaluation des actifs acquis et des passifs assumés dans le cadre de l'acquisition en 2006 de la société Maïa Eolis

Diminution du gearing entre 2006 et 2007



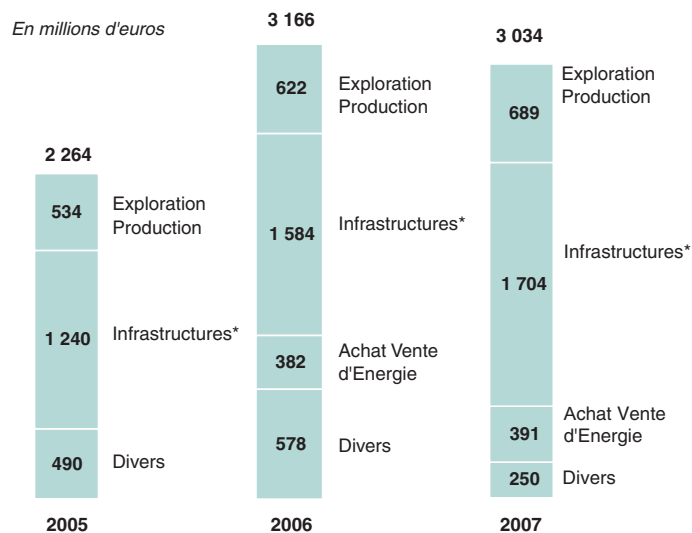
Progression du cash flow opérationnel de 15 %



Evolution des investissements

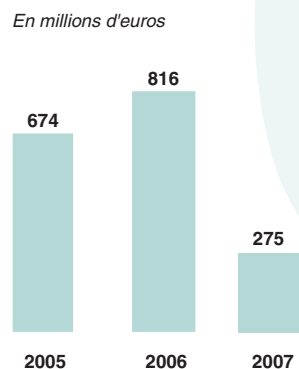
Voir paragraphe 10.2.2 - « Flux issus des activités d'investissement »

Investissements hors croissance externe



* (yc Transport - Distribution International)

Croissance externe



4 FACTEURS DE RISQUES

4.1 PRINCIPAUX RISQUES	P.11	4.2 GESTION DES RISQUES	P.18
4.1.1 RISQUES LIÉS AUX SECTEURS D'ACTIVE DU GROUPE	p.11	4.2.1 GESTION DES RISQUES ASSURABLES	p.18
4.1.2 RISQUES RÉGLEMENTAIRES	p.13	4.2.2 GESTION DES RISQUES FINANCIERS	p.19
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.15		
4.1.5 RISQUES INDUSTRIELS	p.15		
4.1.6 RISQUES LIÉS À LA MAÎTRISE DE L'INFORMATION	p.16		
4.1.7 RISQUES LIÉS AUX RESSOURCES HUMAINES	p.17		
4.1.8 RISQUES LIÉS À L'ENVIRONNEMENT, LA SANTÉ, L'HYGIÈNE ET LA SÉCURITÉ	p.17		

Pour réaliser son ambition de devenir un leader européen du gaz naturel, Gaz de France a un objectif de croissance forte qui s'accompagne d'une prise de risques. 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

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 est ouvert à la concurrence en France depuis le 1^{er} juillet 2007. Ainsi, pour le Groupe, toute difficulté à satisfaire la demande d'électricité de ses clients pourrait avoir des conséquences sur ses ventes de gaz et ses parts de 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.

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. 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 quantités minimales ne peuvent varier que partiellement en fonction des aléas climatiques. Les 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 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, réalise des activités de recherche et développement sur les nouveaux usages du gaz naturel et a missionné un chef de projet et une équipe sur un projet, appelé *Programme Gaz Naturel*, visant à développer l'énergie gaz naturel en France.

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

A moyen terme, 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.

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, 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. Plusieurs campagnes de communication commerciale ont été lancées en 2007 pour développer le réflexe Gaz de France auprès des clients particuliers.

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 ou à des contraintes techniques ou financières sur les infrastructures existantes ou à développer, serait de nature à entraver la compétitivité des achats de gaz du Groupe ou à créer des tensions sur l'approvisionnement européen 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, ...). 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.

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, sur le marché de gros et à partir de contrats bilatéraux avec des producteurs. La volatilité des prix peut être accentuée par les aléas climatiques, les aléas de la production et par les anticipations des différents acteurs.

Le Groupe veille à limiter ses expositions, et les transactions qu'il réalise sur les marchés font très généralement l'objet de couvertures financières pour en fixer le résultat.

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.

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 (voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.1.1.5 – « Marchés de court terme : Gaselys »). La gestion de ce risque est assurée par le Groupe, notamment par son Comité de Crédit. Cela étant, il est exposé au risque de défaillance de ses contreparties.

4.1.2 Risques réglementaires

Risques liés à la régulation des tarifs administrés (ou réglementés) 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 réglementé 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, de l'industrie et de l'emploi du 16 juin 2005. Cet arrêté n'a été appliqué que partiellement durant cette période. Par ailleurs, sa période de validité s'est achevée le 31 décembre 2007. Les principes d'évolution des tarifs doivent donc faire l'objet d'un nouveau cadre réglementaire. Les conditions de mise en œuvre des tarifs dans le cadre du futur contrat de service public 2008-2010 font l'objet d'échanges avec les pouvoirs publics. Il en est de même de la non couverture de nouveaux coûts hors approvisionnement qui seraient exposés.

Le non-respect des principes prévus lors des révisions tarifaires expose 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 ou tardivement des impayés ou de ne pouvoir interrompre la fourniture des clients concernés.

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'État 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 terminaux méthaniers et ses filiales en charge de la gestion des infrastructures pour l'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, sont 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 ou certains investissements de Gaz de France ou de ses filiales dans le calcul de ces tarifs.

La mise en œuvre 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 1er juillet 2007. Les éventuels déficits en résultant pour les fournisseurs sont compensés sous certaines conditions 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 des sociétés acquises 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. Des risques liés à l'évaluation du passif ou des résultats prévus peuvent apparaître à l'issue de la matérialisation des acquisitions.

Des facteurs économiques et politiques

Une part croissante des approvisionnements en gaz naturel du Groupe provient ou pourrait provenir de pays présentant des risques géopolitiques ou économiques spécifiques. Le Groupe participe également à des projets d'exploration-production et de construction d'usines de liquéfaction et possède des activités de transport et de distribution de gaz naturel dans ces pays.

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. Par exemple, pour des raisons de réciprocité et/ou de participation de l'Etat français au capital du Groupe, les Etats peuvent prendre des dispositions interdisant sous certaines conditions à des sociétés comme Gaz de France de concourir à des appels d'offres pour l'octroi de concessions de distribution de gaz, ou réduisant ou supprimant les droits de vote au conseil d'administration de filiales implantées dans leur pays.

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 estimaient que le rythme d'ouverture réelle du marché n'était 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 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 transport et Energie. Gaz de France s'attache à mettre en œuvre scrupuleusement les mesures garantissant l'application fidèle des textes en vigueur notamment ceux liés à la séparation juridique des activités de transport et de distribution. Suite à cette enquête, la Commission européenne a décidé de proposer une nouvelle réglementation : le 19 septembre 2007, elle a communiqué de nouveaux projets de textes (connus sous le nom de troisième Paquet législatif) qui comportent notamment deux propositions de directives modifiant les directives existantes relatives aux marchés du gaz et de l'électricité (directives 2003/55/EC et 2003/54/EC). Elles envisagent notamment la séparation de propriété (interdiction faite à une entreprise exerçant des activités d'approvisionnement ou de fourniture d'énergie, de détenir des intérêts au sein d'un opérateur de réseaux de transport) qui pourrait faire l'objet de l'opposition d'une minorité de blocage, ou la création d'un opérateur de type ISO⁽¹⁾ (les entreprises

(1) *Independent System Operator*

intégrées conserveraient la propriété des actifs de transport mais délègueraient la gestion de leurs réseaux à cet opérateur tiers). Selon la réglementation qui en découlera, actuellement en cours d'examen au Conseil de l'UE et au Parlement européen, des conséquences pourraient affecter le périmètre des activités exercées par le Groupe, sa structure, son organisation ou son modèle économique.

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 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. Des difficultés dans la mise en œuvre de sa politique de développement durable peuvent entraîner à terme un décalage par rapport aux attentes des parties prenantes. Ce décalage pourrait être sanctionné par une dégradation du rating « Investissement Socialement Responsable » et altérer l'image du Groupe, avec pour conséquences une baisse du niveau de confiance des actionnaires et des clients, et des pertes de parts de marché.

L'évolution des politiques environnementales mondiale, européenne et française, notamment en matière de limitation des émissions de gaz à effet de serre et d'économie d'énergie, pourrait impacter les résultats du Groupe (fiscalité ou taxes spécifiques pour les énergies fossiles, réduction des consommations unitaires, incitations au développement d'énergies renouvelables au détriment des énergies fossiles, ...). Ainsi la rentabilité des actifs de production d'électricité dépend de la réglementation sur les contraintes d'émissions de CO₂, et des allocations effectives aux actifs de production existants et futurs. La Commission européenne a engagé un débat autour de nouvelles mesures qui visent, à l'horizon 2020, une diminution pour l'Union et par rapport au niveau de 1990 de 20% des émissions de gaz à effet de serre et de 20% de la consommation finale en énergie, et une part de 20% pour les énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie (elle a notamment proposé le 23 janvier 2008 un projet de directive sur les énergies renouvelables et un projet de révision de la directive 2003/87/EC relative au système européen d'échange de quotas). Le Grenelle de l'environnement a repris à son compte cette ambition en l'amplifiant.

Le développement du Groupe dans les énergies renouvelables et les services liés aux économies d'énergie pourrait ne pas compenser suffisamment les effets négatifs de ces évolutions.

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 eu pour conséquence une réorganisation des activités de gestion du réseau de distribution de Gaz de France, ayant abouti à la création au 31 décembre 2007 d'une filiale, « Gaz réseau Distribution France » (GrDF), conformément à la loi. Cette filiale a reçu l'ensemble des biens, des droits et obligations de Gaz de France en matière de distribution, et en particulier les contrats de concession qui lient Gaz de France et les communes pour la desserte du gaz naturel. Elle dispose d'un service commun en région avec celle d'EDF ; leurs relations sont régies par un accord de gouvernance.

Du fait de cette réorganisation, le système d'information a évolué en profondeur pour traiter de nouvelles tâches ; une insuffisance momentanée de la maîtrise de ces évolutions pourrait avoir des conséquences négatives sur la qualité du service rendu aux clients (et donc sur l'image du Groupe) et générer des coûts pour Gaz de France.

Au-delà des conséquences informatiques, la réorganisation a impliqué la mise en place de nouvelles structures de gestion de l'accès au gaz et de la distribution au sein de GrDF, qui pourraient engendrer des coûts significatifs.

Risques liés à la gouvernance

Les acquisitions de Gaz de France, les prises de participation dans des filiales et la filialisation d'activités traditionnellement intégrées (transport et distribution en France), modifient la structure du Groupe. L'élargissement de ses implantations et la diversification de ses activités sur l'ensemble des domaines énergétiques (de la production à la vente de services à l'énergie, du gaz naturel à l'électricité, des énergies traditionnelles aux énergies renouvelables) ont nécessité la mise en place de dispositifs de contrôle internes adaptés, notamment par sa nouvelle organisation de juillet 2007. Cela étant, des risques de gouvernance peuvent apparaître et mettre en cause la contribution aux résultats attendus et la responsabilité du Groupe ou porter atteinte à l'image du Groupe.

4.1.5 Risques industriels

Risques liés à l'activité opérationnelle

Les risques opérationnels auxquels Gaz de France pourrait devoir faire face sont de diverse nature, 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 consortiums permettant de réduire le risque unitaire de chaque partenaire.

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

- un risque que les activités d'exploration ne débouchent pas sur la découverte de réserves ;
- une incertitude sur l'évaluation des réserves ou sur le niveau de la production. Cette évaluation est fondée 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 peut être 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 tant dans la conception, la réalisation que l'exploitation de ses ouvrages ne peut prévenir 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, de centrales de production d'électricité, et d'installations de co-génération ou de services à l'énergie, tels que des incidents d'exploitation, des défauts de conception ou des événements extérieurs que le Groupe ne maîtrise pas (actions de tiers, 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 risques 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 et à l'éthique

Certains collaborateurs pourraient ne pas respecter la démarche éthique du Groupe ce qui l'exposerait à des actes de fraude, de malveillance ou de corruption notamment, ou le non-respect de la déontologie commerciale.

Les relations entre les activités d'infrastructures et les commercialisateurs de gaz naturel sont régies par le « Code de bonne conduite » fixant les règles d'impartialité à l'égard de tous les utilisateurs (clients et commercialisateurs de gaz) et des Informations Commercialement Sensibles (ICS), dont la gestion est strictement encadrée par des obligations légales.

Enfin, 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 protection, 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 le cadre de l'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 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. Les réglementations sont susceptibles d'évoluer et de devenir plus contraignantes pour le 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 de nombreux sites sur lesquels d'anciennes usines à gaz étaient implantées en France et dans les pays où Gaz de France est présente. 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 n° 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.

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.

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 (légiionellose). 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 notamment dans le cas de litiges liés à l'amiante.

4.2 Gestion des risques

La politique de risques de Gaz de France a été arrêtée par le président-directeur général le 21 novembre 2005. La politique du Groupe Gaz de France est de maîtriser les risques pouvant compromettre la réalisation de ses objectifs, quelle que soit leur nature. Elle vise à ce que toute prise de risque soit consciente et réfléchie. L'objectif n'est pas de supprimer tous les risques (risque « zéro ») mais de les maîtriser à un niveau raisonnable.

Gaz de France a développé un système global de gestion des risques et une culture risques, en y consacrant les ressources nécessaires. A ce titre le questionnaire relatif à l'analyse et à la maîtrise des risques du cadre de référence de l'AMF a été mis en œuvre.

Un système global de maîtrise des risques comme démarche d'amélioration continue

Rattachée à la direction de l'audit et des risques, la délégation à la 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 la sensibilisation des dirigeants et l'animation d'un réseau de correspondants. Elle s'assure que la démarche de maîtrise des risques est cohérente avec les pratiques usuelles des entreprises cotées.

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 une revue de ses risques majeurs aux directeurs de branche, à un des directeurs généraux délégués ou au président-directeur général.

La revue des risques du Groupe

Les risques identifiés par les entités sont agrégés par nature au sein des « risques Groupe ». Une revue annuelle des risques Groupe dresse un état de l'évolution de l'exposition aux risques : cartographie, évaluation, niveau de maîtrise, et gouvernance des risques.

Cette revue est présentée au comité exécutif puis 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 propriétaires chargés de leur maîtrise qui rendent compte une fois par an à l'instance de pilotage désignée. Le présent chapitre sur les risques est fondé sur les risques Groupe de Gaz de France.

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.

Ainsi :

- le département assurance a la charge de la couverture des risques assurables ;
- la direction financière gère l'exposition du Groupe aux risques de marché, de change et de taux ;
- la mission permanente de sécurité 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 sécurité environnement contribue au traitement de certains 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 et des comptes 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. Depuis le 1er juillet 2007, une partie des risques de dommages et pertes d'exploitation est conservée par le Groupe par l'intermédiaire d'une société captive de réassurance située au Luxembourg dont la gestion a été confiée à un gestionnaire de captive agréé par le Commissariat aux Assurances luxembourgeois. Cette société captive de réassurance assure les sinistres à hauteur de 2 millions d'euros par sinistre avec un maximum de 5 millions d'euros par an. Au-delà de ces montants, les risques sont transférés aux assureurs.

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 annuel des primes d'assurances et la rémunération des courtiers en 2007 représente pour Gaz de France et ses filiales contrôlées un budget de l'ordre de 55 millions d'euros.

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. Cette centralisation permet une maîtrise des risques assurables homogène et coordonnée au niveau du

Groupe, ainsi qu'une optimisation des budgets d'assurance grâce à la globalisation de l'achat d'assurance et des prestations associées. Quelques filiales disposent de leur propre police d'assurance pour répondre à des contraintes spécifiques ; 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 dans le cadre de leur activité, y compris dans le cas d'exploitation d'installations classées. Cette assurance est composée de plusieurs lignes de garantie, les lignes supérieures bénéficiant 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.

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.

Risques de crédit

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.

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...).

Ainsi, le placement des excédents de trésorerie et 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 supérieur à A-/A3 chez S&P/Moody's.

Le Comité Crédit est également chargé d'élaborer un cadre de gouvernance pour la gestion du risque crédit des clients du Groupe. 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.

Concernant plus spécifiquement l'activité de fourniture de gaz et d'électricité, des dispositions particulières visant à prévenir des défauts de paiement peuvent être prises au regard de la solidité financière de la contrepartie. Les clients en difficulté font l'objet d'un suivi régulier assuré par le Comité Crédit.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – “Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS/ Annexes / Note 20.1.1”.

Risques 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 :

- La maison mère dispose d'une ligne de crédit syndiqué de 3 000 millions d'euros à échéance février 2012 non tirée au

31 décembre 2007. 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 2007, et d'un programme de Billets de Trésorerie d'un montant de 1 250 millions d'euros, utilisé à hauteur de 200 millions d'euros au 31 décembre 2007 ;
- Les disponibilités et placement de trésorerie immédiatement disponibles au niveau du Groupe sont de 3 200 millions d'euros.

De plus, 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 ».

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 2007 (voir paragraphe 10.4 “Restriction à l'utilisation des capitaux”).

Voir paragraphe 20.1.1.1 – “Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS/ Annexes / Note 20.1.2”.

Risques de taux

Gestion du risque de taux sur l'endettement financier net

Le Groupe centralise les besoins et excédents de trésorerie des filiales contrôlées et la majorité de leurs besoins de financement externes, et met en œuvre, sur la position d'endettement nette consolidée, une politique d'optimisation de son coût de financement, et de gestion de l'impact des variations de taux d'intérêt sur son résultat financier en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (swaps et options de taux d'intérêts) en fonction des conditions de marché. Le Groupe conserve ainsi une part majoritaire de sa dette à moyen-long terme à taux fixe ou swappée à taux fixe, et s'assure que le solde entre la part à taux variable de sa dette et de ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation des taux d'intérêt à court terme.

Cette politique permet de limiter très fortement la sensibilité du Groupe à la volatilité future des taux d'intérêt.

Sur le détail des opérations de couverture de taux sur l'endettement financier net voir paragraphe 20.1.1.1 – “Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS/ Annexes / Note 20.1.3”.

Gestion du risque de taux de prêts cédés à un fonds commun de créances

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 18 millions d'euros au 31 décembre 2007. Le nominal des swaps de taux correspondants, inscrits au bilan, s'établit à 120 millions d'euros de swaps payeurs taux variable/receveurs taux fixe, et 138 millions d'euros de swaps payeurs taux fixe/receveurs taux variable.

Gestion du risque de taux des filiales du secteur financier

Les opérations de trading à terme du Groupe libellées en euro et en dollars font l'objet d'une couverture économique du risque de taux d'intérêt résiduel au moyen de swaps de taux :

- des swaps de taux fixe payeur / variable receveur pour un montant notionnel de 262 millions d'euros au 31 décembre 2007,
- des swaps de taux fixe receveur / variable payeur pour un montant notionnel de 138 millions d'euros au 31 décembre 2007.

Conformément à leur politique de gestion des risques, les filiales du secteur financier qui ont une activité de crédit à la clientèle gèrent leur adossement actifs / passifs au moyen d'une couverture de juste valeur du 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 246 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Risques de changeGestion du risque de change de l'activité opérationnelle

S'agissant de la sensibilité de la variation des cours de change sur les opérations commerciales réalisées par le segment Achat - Vente d'énergie, le risque de change euro/dollar sur la performance du segment Achat - Vente 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.

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 ou indexés 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.

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.

Par ailleurs, les Business Units identifient et communiquent à la Direction Financière les expositions transactionnelles qu'elles supportent (opérations d'arbitrage, contrat de maintenance,...). Ce risque peut alors être couvert par des contrats à terme, des swaps ou des options selon la probabilité de réalisation du flux futur.

La part en dollars américains de certains investissements programmés par le Groupe fait l'objet d'une couverture économique contre un risque d'évolution défavorable de la parité EUR/USD au moyen d'un tunnel d'option de change acheteur de 60 millions de dollars.

Gestion du risque de change de l'activité de financement

Le financement des filiales est piloté de manière centralisée par la Direction Financière, ce qui permet une gestion active du risque de change par l'intermédiaire de prêts intra-groupe consentis aux filiales dans la devise des cash flows qu'elles génèrent.

Sur le détail de ces opérations de couverture est inclus dans l'annexe aux comptes consolidés - voir paragraphe 20.1.1.1 - "Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS/ Annexes / Note 20.1.4".

Risque de conversion

Le Groupe est également exposé au risque de change résultant de la conversion dans les comptes consolidés de la situation nette de ses filiales dont la devise fonctionnelle diffère de celle de la maison-mère. Les écarts de conversion générés par cette exposition entraînent un impact de 257 millions d'euros en solde (-92 millions d'euros en variation de l'exercice) sur les capitaux propres au 31 décembre 2007.

Risques sur titres

Le Groupe a conclu des options croisées d'achat ou de vente de titres du Groupe RETI qui lui donnent le droit d'acheter des actions détenues par la contrepartie, et qui donnent symétriquement à cette contrepartie le droit de vendre ces actions au Groupe.

Ces options sont exerçables entre septembre 2008 et septembre 2009, portant sur 29,5 % de parts supplémentaires dont les modalités de détermination conduisent à une évaluation du montant de trésorerie décaissable d'environ 155 millions d'euros.

Le Groupe a également conclu des options croisées avec son partenaire sur les 49 % de titres Gaselys qu'il ne détient pas. Les montants de trésorerie décaissables dans le cas où le Groupe déciderait d'exercer ses options d'acheter, ou dans le cas où le partenaire déciderait d'exercer ses options de vendre ces titres sont estimés au 31 décembre 2007 à 217 millions d'euros. Ces options ne sont pas exerçables immédiatement.

Le Groupe s'est engagé à souscrire à de futures augmentations de capital à hauteur de 17 millions d'euros. Le Groupe s'est également engagé à acquérir 100 % des deux sociétés détenant sept centrales de cogénération en Italie pour un investissement global de 226 millions d'euros. Un des actionnaires ayant exercé son droit de préemption, le Groupe a acquis en avril 2008 6 centrales de cogénération.

Les principales lignes d'actions détenues par le Groupe au 31 décembre 2007 sont :

- un total de 8,05 millions d'actions Suez, dont le cours coté à Euronext au 31 décembre 2007 était de 46,57 EUR par action,
- un total de 75 millions d'actions Petronet dont le cours coté au NSE (National Stock Exchange of India) au 31 décembre 2007 était de 107,35 INR par action,
- un total de 34,7 millions d'actions Enbridge détenues via le groupe Noverco qui est lui-même détenu à hauteur de 17,56%

et mis en équivalence. Le cours des actions Enbridge cotées au TSX (Toronto Stock eXchange) au 31 décembre 2007 était de 40,01 CAD par action.

Ces titres sont tous comptabilisés en actifs disponibles à la vente et évalués en juste valeur par le biais des capitaux propres. Au 31 décembre 2007, leur valeur s'élève à 671 millions d'euros.

Une baisse de 10% de la valeur des titres côtés aurait un impact d'environ 67 millions d'euros sur les résultats ou capitaux propres du Groupe, selon qu'il existe ou non une indication objective de dépréciation résultant d'un ou plusieurs événements intervenus après la comptabilisation initiale de l'actif.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – "Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS/ Annexes / Note 20.1.5".

Risques sur matières premières

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 sont négociés 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 ;
- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

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.

S'agissant de la sensibilité de la variation des prix des matières premières sur les opérations commerciales réalisées par le segment Achat – Vente d'énergie, le risque de prix des matières premières sur la performance de ce segment résulte des modes d'indexation des différents contrats d'achat ou de vente de gaz sur les prix des produits pétroliers ou du gaz naturel.

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 prix des matières premières 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 et indexés par des swaps financiers.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières 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.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – "Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS/ Annexes / Note 20.2".

4.2.3 Gestion des risques commerciaux

Risque climatique

Des aléas climatiques importants et principalement l'aléa de température peuvent provoquer d'une année sur l'autre des variations de la demande en gaz naturel.

Gaz de France a choisi de ne pas couvrir ce risque. Par conséquent, Gaz de France accepte une volatilité de son résultat relative aux aléas climatiques.

Par ailleurs, Gaz de France s'engage à couvrir, conformément à la réglementation française, le risque de livraison face à un hiver froid à 2 %. Cette couverture s'effectue principalement par le biais de la flexibilité des contrats d'approvisionnement, de réservation de capacités de stockage et des possibilités que permet le portefeuille de clients interruptibles.

Risques pays

La forte diversification géographique assurée par sept principaux fournisseurs de long terme, situés à l'intérieur ou à proximité du territoire européen, permet de limiter les risques pays liés aux approvisionnements. Ce portefeuille d'approvisionnement à long terme diversifié est complété par des ressources propres et optimisé par des transactions de court terme.

Autres risques

La gestion des autres risques des activités achat-vente s'appuie notamment sur des actions de couverture (du risque principalement), de veille et de surveillance afin de garder un portefeuille de contrats compétitif et adaptable rapidement.

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 1^{er} janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

5.1.5 Evénements 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 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, 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 1^{er} septembre 2005 et l'indice Dow Jones Stoxx 600 le 19 septembre 2005.

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. Le décret n° 2007-1784 du 19 décembre 2007 a autorisé le transfert de la Société au secteur privé.

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'élèvent à 3 298 millions d'euros en 2007 contre 3 510 millions d'euros en 2006.

D'un point de vue économique, les investissements totaux en 2007 s'élèvent à 3 309 millions d'euros se décomposant de la façon suivante :

- les investissements hors croissance externe pour 3 034 millions d'euros (investissements d'équipement pour 2 869 millions d'euros et autres investissements pour 165 millions d'euros),

- les investissements de croissance externe pour 275 millions d'euros.

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

Les investissements d'équipement (y compris les investissements financés en crédit-bail pour 11 millions d'euros) représentent 2 869 millions d'euros en 2007, soit une hausse de 222 millions d'euros par rapport à 2006.

Investissements d'équipement du Groupe en 2007 et en 2006

En millions d'euros	2007	2006
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services		
Exploration-Production	689	622
Achat-Vente d'Énergie	391	382
Services	43	35
Pôle Infrastructures		
Transport-Stockage	796	629
Distribution France	724	787
Transport Distribution International	184	168
Eliminations, autres et non alloué	42	24
TOTAL GROUPE	2 869	2 647

- En Exploration – Production, les investissements d'équipement s'élevaient à 689 millions d'euros contre 622 millions d'euros en 2006. Les investissements techniques (hors dépenses d'exploration et pré-développement) s'élevaient à 538 millions d'euros en 2007 contre 479 millions d'euros en 2006.

La hausse des investissements est liée au développement de nouveaux champs essentiellement en Norvège et aux Pays-Bas. Les investissements ont été réalisés pour 60 % en Norvège, 19 % aux Pays Bas, 9 % au Royaume Uni, 11 % en Allemagne et pour 2% dans d'autres pays.

Les dépenses d'exploration (y compris exploration constatée en charges) atteignent 151 millions d'euros contre 143 millions d'euros en 2006.

L'année 2007 a été marquée par huit succès sur treize puits forés. Les découvertes ont été réalisées en Norvège (4), aux Pays-Bas (2) au Royaume-Uni (1) et en Côte d'Ivoire (1). L'année 2006 avait été marquée par huit succès sur quinze puits forés. Les découvertes avaient été réalisées au Royaume-Uni (3), en Norvège (3), en Allemagne (1) et en Mauritanie (1).

- Les investissements d'équipement du segment Achat-Vente d'Energie s'élevaient à 391 millions d'euros pour 2007 contre 382 millions d'euros pour 2006. Ce niveau d'investissement sur 2007 s'explique principalement par les dépenses engagées au titre de la construction du méthanier GaselYs, la construction de la centrale à cycle combiné à Fos sur Mer (Cycofos) et la mise en place de nouveaux systèmes d'information gérant les 11 millions de clients de la Société notamment dans le cadre de l'ouverture des marchés du 1er juillet 2007.
- Les investissements d'équipement du segment Services s'élevaient à 43 millions d'euros sur 2007 contre 35 millions d'euros en 2006. Cette hausse est principalement liée au démarrage du projet du Cancéropole à Toulouse, au Partenariat Public Privé avec l'hôpital de Roanne et dans une moindre mesure à la mise en place de SAP en Italie.
- Les investissements d'équipement du segment Transport Stockage réalisés en 2007 s'élevaient à 796 millions d'euros contre 629 millions d'euros en 2006. Cette évolution s'explique principalement par la hausse des investissements engagés sur le réseau de transport, notamment en vue de la fusion des zones d'équilibrage Nord, Est, et Ouest, prévue en 2009, et celle des investissements engagés pour le développement de capacités de stockage au Royaume – Uni.

Ventilation des investissements d'équipement du segment Transport – Stockage

En millions d'euros	2007	2006
Transport – Stockage – Terminaux Méthaniers France	724	628
Transport – Stockage Europe	72	11
Total	796	629

- Les investissements d'équipement du segment Distribution France s'élevaient à 724 millions d'euros à fin 2007 contre 787 millions d'euros en 2006.

Cette évolution résulte pour l'essentiel de l'achèvement du programme de résorption des canalisations en fonte grise conformément au calendrier prévu. A fin décembre 2007, la totalité du réseau en fonte grise répertorié a été résorbé.

Sur 2007, 39% des investissements ont été engagés dans le cadre de la sécurité industrielle (y compris résorption des canalisations en fonte grise).

Les investissements consacrés au développement, en lien avec le programme « un million de nouveaux clients chauffage », représentent 34 % ; en 2007, 350 km d'extensions de réseau ont été mis en gaz et plus de 170 200 nouveaux clients chauffage ont été gagnés par Gaz de France depuis le début du programme, portant le total à plus de 986 300 à fin 2007. L'objectif « un million de nouveaux clients chauffage » a été atteint début 2008.

En 2007, 205 millions d'euros ont été investis sur les raccordements ZDG (Zones desservies en gaz). Les raccordements ZDG 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.

En 2007, 39 millions d'euros ont été investis sur les raccordements CNG (Concessions nouvelles gaz). Les raccordements CNG 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 (103 nouvelles communes raccordées en 2007 contre 134 en 2006).

- Les investissements d'équipement du segment Transport Distribution International en 2007 s'élevaient à 184 millions d'euros contre 168 millions d'euros en 2006. Ils comprennent notamment 89 millions d'euros d'investissements d'équipement réalisés par Distringaz Sud en Roumanie et 33 millions d'euros réalisés par SPP en Slovaquie.

Autres investissements

Les autres investissements s'élevaient à 165 millions d'euros en 2007. Ils sont principalement liés à des prêts à la clientèle dans le cadre de financement d'installations.

Investissements de croissance externe

Les investissements de croissance externe 2007 s'élevaient à 275 millions d'euros. Ces investissements concernent principalement l'acquisition des sociétés Erelia et Eoliennes de la Haute – Lys, la prise de participation de 20 % supplémentaires dans Energie Investimenti en Italie, l'acquisition de blocs d'exploration par GDF Britain, la prise de participation à hauteur de 59 % dans l'opérateur de stockage Depomures en Roumanie ainsi que des acquisitions de Cofathec en Italie.

5.2.2 Investissements en cours et en projet

Pour 2008, Gaz de France formule un objectif d'investissements d'un montant de 4 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 2007, compte tenu des réalisations de 2005 et de 2006, le Groupe a investi 10,2 milliards d'euros.

Pour les modalités de financement des investissements en cours, voir chapitre 10 – "Trésorerie et capitaux".

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.102
6.1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE	p.27	6.4 DEGRÉ DE DÉPENDANCE	P.102
6.1.2 STRATÉGIE	p.40	6.5 ELÉMENTS RELATIFS À LA POSITION CONCURRENTIELLE	P.103
6.1.3 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS	p.42	6.5.1 EXPLORATION-PRODUCTION	p.103
6.1.4 ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE EN FRANCE	p.86	6.5.2 ACHAT-VENTE D'ÉNERGIE	p.103
6.1.5 DÉVELOPPEMENT DURABLE / ENVIRONNEMENT	p.94	6.5.3 SERVICES	p.104
6.1.6 NOUVEAUX PRODUITS OU ACTIVITÉS	p.101	6.5.4 TRANSPORT-STOCKAGE	p.104
6.2 PRINCIPAUX MARCHÉS	P.102	6.5.5 DISTRIBUTION	p.104
6.2.1 PRÉSENTATION	p.102	6.5.6 TRANSPORT DISTRIBUTION INTERNATIONAL	p.105
6.2.2 VENTILATION DES RÉSULTATS	p.102		

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.

terawattheures ("TWh") de gaz naturel et a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 27 427 millions d'euros (près de 41% du chiffre d'affaires du Groupe est réalisé à l'international), un excédent brut opérationnel de 5 666 millions d'euros et un bénéfice net, part du groupe, de 2 472 millions d'euros. Le Groupe a accès à un portefeuille d'environ 11 millions de clients en France et d'environ 3,7 millions de clients (quote-part Gaz de France) à l'étranger, principalement en Europe

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 2007, le Groupe a vendu 730

Les activités du Groupe s'organisent de manière complémentaire autour de deux Pôles et de six Segments.

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

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

Ces segments ont été réorganisés en six Branches courant 2007.

Les activités du segment Exploration-Production ont rejoint la Branche Global Gaz GNL à l'exception des activités de stockage en Allemagne qui sont en cours de transfert en 2008 à la Branche Infrastructures.

Le segment Achat-Vente d'Énergie a été scindé en deux : les activités de Négoce (Approvisionnement, Ventes grands comptes, GNL et Gaselys) ont rejoint la Branche Global Gaz GNL à l'exception de l'activité de commercialisation d'énergie de la filiale GDF-ESS en Grande-Bretagne qui a rejoint la Branche Transport-Distribution International, tandis que les activités de production d'électricité de la Direction Electricité et les activités de vente de gaz et d'électricité de la Direction Commerciale ont été regroupées au sein de la Branche Énergie France.

Les activités de la filiale Savelys du segment Services et les activités ingénierie de la filiale Projis ont été rattachées à la Branche Énergie France, les autres activités du segment Services constituant la Branche Services.

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	2007
Achat Vente d'Énergie	645	636	609
Transport Distribution International	110	129	131
Exploration Production	42	53	56
Eliminations des ventes inter-segments et autres	(48)	(56)	(66)
TOTAL GROUPE	749	762	730

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

6.1.1.1 Historique

6.1.1.1.1 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.

6.1.1.1.2 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.

La Branche Infrastructures regroupe les activités des segments Distribution France et Transport Stockage France qui s'appelle désormais Transport Stockage puisqu'y ont été rajoutées les activités de transport en Allemagne, en Belgique et en Autriche provenant du segment Transport Distribution International, les activités de stockage en Allemagne, provenant du segment Exploration-Production et le projet de stockage de Stublach en Grande-Bretagne, provenant du segment Transport Distribution International.

La Branche International regroupe les activités du segment Transport Distribution International à l'exception des activités de transport en Allemagne, en Autriche et en Belgique qui rejoignent la Branche Infrastructures. La Branche International intègre en plus les activités de commercialisation de la filiale GDF-ESS en Grande-Bretagne en provenance du segment Achat-Vente d'Énergie.

La Branche Autres regroupe les activités des segments Autres et Non Alloués.

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 Égypte.

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, et le lancement de nouveaux projets de cycles

combinés depuis 2006. Par ailleurs en 2006, Gaz de France a pris une participation de 49% dans Maïa Eolis et a poursuivi son développement dans l'éolien depuis avec l'acquisition, en 2007, des sociétés Erelia et Eoliennes de la Haute-Lys et en 2008 de la société Nass & Wind Technologie. La Société a regroupé les filiales et participations du Groupe dans le domaine de la production d'électricité à partir d'énergie éolienne dans la filiale au nom de « GDF Futures Energies ».

Gaz de France assure son approvisionnement en électricité via des actifs propres, des contrats de fourniture et des achats sur les marchés organisés.

6.1.1.1.3 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, la filiale GRTgaz de Gaz de France, exploite le réseau de transport dont elle est seule propriétaire, Total assurant seul, via sa filiale TIGF, 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, et 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 en France plus de 9 milliards de mètres cubes utiles au 31 décembre 2007.

6.1.1.1.4 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 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 9 202 communes françaises avec environ 11,1 millions de points de livraison contractuels raccordés sur le réseau de distribution.

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 une direction commune (EDF Gaz de France Distribution ou EGD) qui assure des services techniques pour leur réseau respectif de distribution.

Les dispositions de la directive européenne 2003/55 transposée en droit français par la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006, imposent la séparation juridique des réseaux de distribution d'électricité et de gaz. En vertu de ces dispositions, Gaz de France a filialisé en 2007 les activités de distribution de gaz naturel en France au sein de la société « Gaz réseau Distribution France » soit GrDF. Cette séparation juridique s'accompagne du maintien d'un « service commun » aux deux sociétés gestionnaires du réseau de distribution (GrDF en matière de gaz, d'une part, et ERDF, filiale d'EDF pour l'électricité, d'autre part). Ce service commun n'est pas doté de la personnalité morale.

6.1.1.1.5 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. En 2007, Gaz de France a conclu l'acquisition d'une participation de 45 % dans la licence d'Alam El Shawish West en Egypte, dont l'opérateur est Vegas Oil & Gas.

Le Groupe s'est, depuis la fin des années 90, introduit dans le domaine des Services en Europe, notamment en Italie. Conformément à l'accord signé en décembre 2007, Cofathec Servizi, filiale de Gaz de France, a acquis en avril 2008 auprès d'Edison 6 centrales de cogénération en Italie (370 MW de capacité de production électrique) devenant ainsi un des dix premiers producteurs d'énergie électrique 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 (2^{ème} producteur belge avec environ 1 600 MW de capacité de production électrique en propre), dans la centrale de Shotton (210 MW de capacité de production électrique) au Royaume-Uni, dans la centrale de AES Energia Cartagena (1 200 MW de capacité de production électrique) en Espagne.

L'activité du Groupe a connu en 2007 un développement significatif dans le métier stockage avec l'acquisition de 65 % du stockage d'Amgas (50 millions de m³ de volume utile consolidés

à 100%) en Roumanie, l'acquisition de 59% dans le stockage de Depomures (300 millions de m³ de volume utile consolidés à 100%) également en Roumanie, et le lancement d'un projet de développement de stockage de gaz naturel en cavités salines à Stublach, dans le Nord-Ouest de l'Angleterre, dont la capacité totale pourra atteindre 400 millions de mètres cubes après lessivage des cavités.

En 2007, Gaz de France a augmenté sa participation dans Energie Investimenti auprès de Camfin lui permettant de prendre le contrôle de cette filiale de commercialisation d'énergie en Italie.

6.1.1.2 Activités

6.1.1.2.1 Pôle 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 ce pôle d'activités sont les suivantes.

6.1.1.2.1.1 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 auxquels 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 2007, des réserves prouvées et probables de 667 millions de barils équivalent pétrole ("Mbep"), dont 74% de gaz naturel et 26% d'hydrocarbures liquides. Sa production annuelle de gaz naturel et d'hydrocarbures liquides a atteint 42,4 Mbep en 2007.

Le Groupe dispose également d'un portefeuille de licences d'exploration, qui s'est élargi en 2007 notamment par des acquisitions en Egypte, en Grande-Bretagne et en Allemagne.

6.1.1.2.1.2 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 les centrales de Shotton au Royaume-Uni, DK6 en France et des participations dans SPE en Belgique et AES Cartagena en Espagne, ainsi que des capacités éoliennes à hauteur d'environ 120 MW de capacité de production électrique en France au 31 décembre 2007.

6.1.1.2.1.3 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 2007, 609 TWh ont été vendus par le segment Achat Vente

d'Énergie : 402 TWh l'ont été en France, 128 TWh en Europe et 79 TWh sur les marchés de court terme. Le segment Achat-Vente d'Énergie comptait à fin 2007 environ 10,5 millions de clients particuliers, plus de 579 000 sites-clients affaires (principalement professionnels, PME-PMI, résidences collectives, certains clients tertiaires privés et publics et collectivités territoriales), plus de 300 grands clients industriels et commerciaux répartis sur plus de 1 000 sites, dont 169 clients (521 sites) en Europe (hors France).

En France, Gaz de France détenait 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. Depuis cette date, tous les clients de Gaz de France ont la faculté de choisir leur fournisseur d'énergie en application des directives européennes sur l'ouverture du marché du gaz naturel.

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.

Par ailleurs, le Groupe s'est engagé depuis plusieurs années 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 et en Belgique. 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. Dans ce cadre, le 4 décembre 2007, Gaz de France a renouvelé ses contrats d'approvisionnement en GNL algérien jusqu'en 2019. 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. Le Groupe dispose d'une flotte de 12 méthaniers au 31 décembre 2007.

6.1.1.2.1.4 Services

Le segment Services participe à l'intégration aval (enrichissement de l'offre aux clients consommateurs d'énergie) et amont (production d'électricité) du groupe Gaz de France. Cette stratégie d'accompagnement a déterminé le périmètre de l'activité Services tant en termes de prestations que d'implantations.

A l'aval de la chaîne, la synergie des activités de Services avec les commercialisateurs d'énergie se caractérise par :

- La garantie d'un débouché pour la vente d'énergie et par la fidélisation des clients grâce à des contrats de services de long terme :
 - les contrats intégrant le « P1 » (gestion de l'énergie) des chaufferies classiques (1,5 TWh) ont des durées variant entre 5 et 8 ans ;
 - les contrats de cogénérations (turbines et moteurs) ont des durées de 12 ans ;
 - les contrats de réseaux de chaleur de Cofathec Services et Cofathec Coriance (1,5 TWh) ont des durées pouvant aller jusqu'à 20 ans.
- La possibilité d'orchestrer pour le compte du groupe Gaz de France des offres globales combinant la fourniture d'énergie et de services et rassemblant les compétences de plusieurs entités du Groupe (exemple : l'offre de Gaz de France pour le cancerpôle de Toulouse a rassemblé les compétences de la Direction du Développement Durable, de la Direction de la Recherche, de la Direction Commerciale et de Services). Ces offres combinées de services et de vente d'énergie sont un élément essentiel dans la conquête de nouveaux clients.
- Le renforcement de la position de partenaire industriel avec certains grands clients : les activités de services sont une part intégrante de l'offre Gaz de France Energy qui regroupe la vente d'énergie, les services financiers et la fourniture de services.

A l'amont de la chaîne, la réalisation de projets de production d'électricité contribue à la stratégie électricité du groupe. A noter que, depuis 2007, ces actifs sont consolidés dans le périmètre de la Branche Energie France. L'Assistance à Maîtrise d'Ouvrage restée dans le périmètre du segment Services est, pour sa part, transférée à la Branche Energie France depuis le 1er janvier 2008.

6.1.1.2.2 Pôle Infrastructures

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

A l'occasion de la réorganisation du Groupe conduite en 2007, l'activité de stockage en Grande-Bretagne (projet Stublach) et en Allemagne (Peckensen) a été transférée à ce pôle auquel ont été également rattachées les activités de transport en Allemagne portées par les filiales GDF-DT et Mégal, en Belgique portées par la filiale SEGEO et en Autriche portées par la filiale BOG.

6.1.1.2.2.1 Transport-Stockage

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 2007, son réseau en France comprenait 31 717 kilomètres de gazoducs, dont 6 786 kilomètres de réseau principal complétés par 24 931 kilomètres de réseaux régionaux. Gaz de France dispose de participations dans trois réseaux de transport situés en Allemagne (MEGAL 1077 km), en Belgique (SEGEO 160 km) et en Autriche (BOG 250 km) totalisant une longueur cumulée (donnée à 100 %) de près de 1 500 km et une longueur contributive de 474 km.

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 d'environ 17 milliards de mètres cubes par an au 31 décembre 2007.

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 plus de 9 milliards de mètres cubes au 31 décembre 2007) figurent parmi les plus importantes en Europe. Les actifs de stockage en Allemagne conduisent à une capacité utile supplémentaire de 60 millions de mètres cubes au 31 décembre 2007.

6.1.1.2.2.2 Distribution

Au 31 décembre 2007, les réseaux de distribution français de GrDF, filiale de Gaz de France, constituaient le premier réseau de distribution de gaz naturel en Europe de l'Ouest par sa longueur, avec 185 839 kilomètres et 9 202 communes raccordées dans lesquelles résident 77,4% de la population française.

GrDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance, conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Un service commun avec le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité issu d'EDF (« eRDF ») exerce, pour le compte des deux filiales GrDF et eRDF, les activités de construction, de maîtrise d'œuvre des travaux, d'exploitation et de maintenance des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, des opérations de comptage et de dépannage. Il assure en outre les relations de proximité avec les départements et les communes.

6.1.1.2.2.3 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 (2 268 km de réseau de transport au 31 décembre 2007, données à 100 %), dans des sociétés exploitant des systèmes de distribution (96 886 km de réseaux de distribution au 31 décembre 2007, données à 100 %) et de stockage dans des pays tels que l'Allemagne, la Slovaquie et la Roumanie, et dans des sociétés de commercialisation auprès de 3,7 millions de clients dans le monde, auxquels elles ont vendu 131 TWh de gaz naturel en 2007.

Gaz de France disposait en 2007 en outre en Belgique via sa filiale SPE d'une capacité de production électrique de l'ordre de 400 MWe et a commercialisé dans ce pays 4,8 TWh d'électricité.

6.1.1.3 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.

Depuis le 1er juillet 2007, la faculté de choix s'applique 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 négociées¹ 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 réglementés de vente de gaz. La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie 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 la filiale exclusive de Gaz de France GrDF, depuis le 31 décembre 2007, et à la filiale exclusive de Gaz

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

de France GRTgaz, depuis début 2005. La gestion des deux réseaux est indépendante des activités de production et de fourniture de Gaz de France. Ainsi, les décisions d'investissement des filiales sont du ressort des Directeurs Généraux de ces filiales. Le groupe Gaz de France conserve néanmoins un droit de supervision économique, tel que l'approbation du plan financier annuel du gestionnaire concerné.

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).

6.1.1.4 Le secteur du gaz naturel en France et dans le monde

6.1.1.4.1 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.

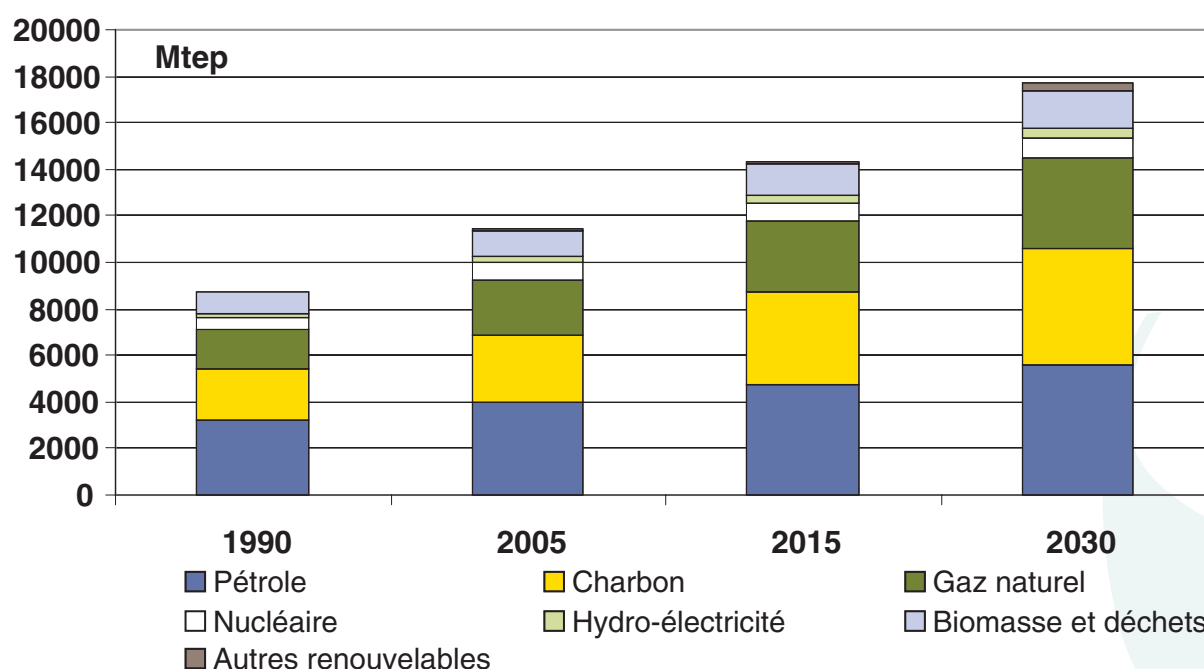
6.1.1.4.2 La demande de gaz naturel en France et dans le monde

6.1.1.4.2.1 Demande internationale

Les marchés du gaz naturel sont en croissance régulière depuis 1973. De 1973 à 2006, ces marchés ont connu une croissance moyenne de 2,7 % par an^[2]. En 2006, la consommation de gaz naturel dans le monde s'élevait à 2 936 milliards de mètres cubes.

La part du gaz naturel dans la consommation globale d'énergie dans le monde est en constante augmentation. L'AIE^[3] prévoit, dans son scénario de référence, qu'elle passera de 21% en 2005 à 22% en 2030, soit un taux de croissance annuel d'environ 2% alors que la demande d'énergie primaire ne devrait augmenter que de 1,8% par an. Cette croissance devrait être portée principalement par l'Afrique, l'Amérique Latine et l'Asie, avec des taux annuels supérieurs à 2,5%. Les marchés européens et nord-américains membres de l'OCDE resteront cependant les plus gros marchés sur la période (représentant 37% de la consommation mondiale en 2030).

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



Source : World Energy Outlook 2007 de l'AIE

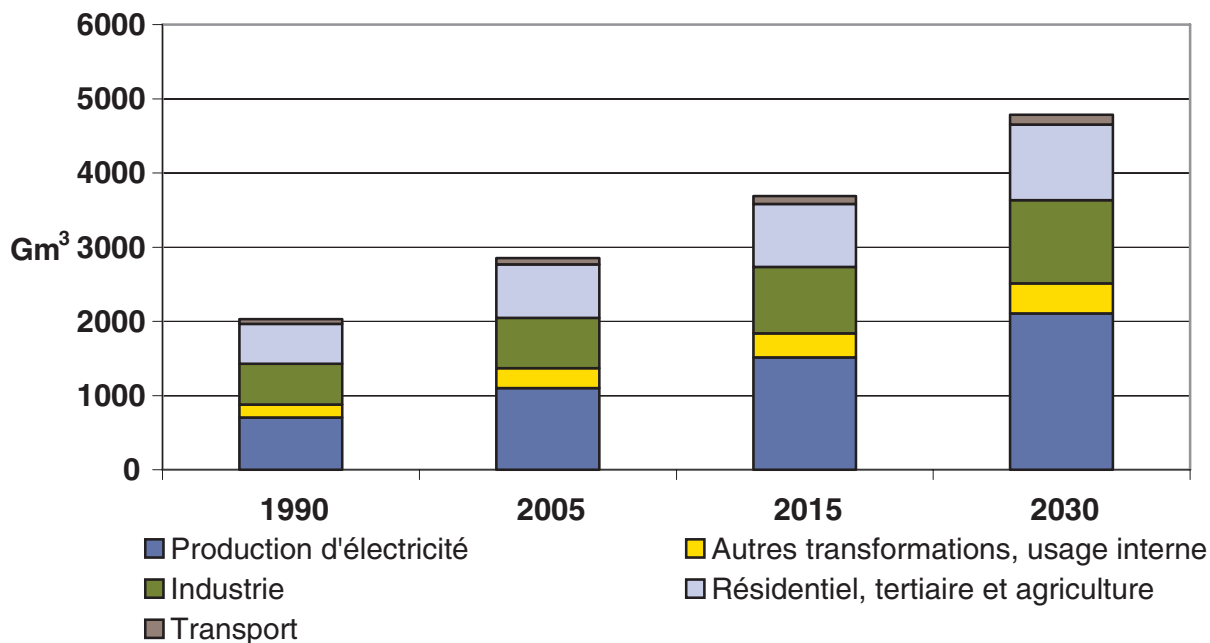
Selon l'AIE, le secteur de la production d'électricité et des réseaux de chaleur devrait compter pour plus de la moitié dans l'augmentation de la demande mondiale de gaz naturel (+ 2,6% par an de 2005 à 2030), passant de 39% en 2005 à 44% de la demande en 2030. Selon ce même organisme, dans de nombreuses 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.

[2] D'après les données in « Natural Gas Information 2007 » de l'AIE.

[3] D'après les données in « World Energy Outlook 2007 » de l'AIE.

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



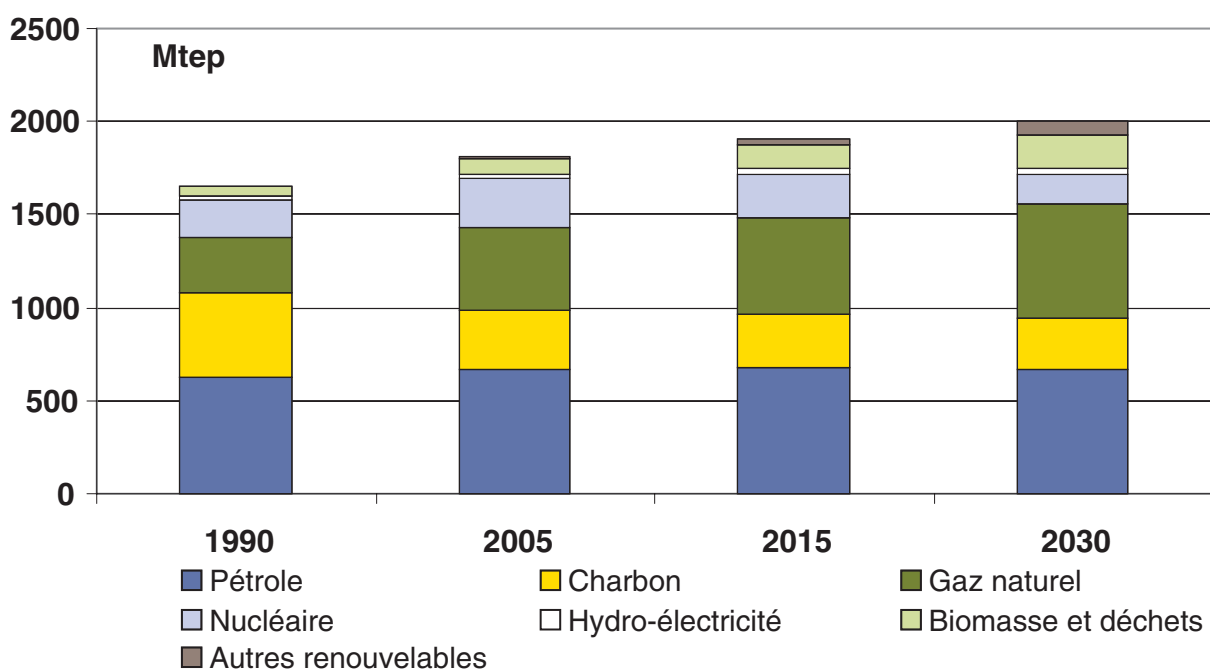
Source : World Energy Outlook 2007 de l'AIE

6.1.1.4.2.2 Demande européenne

Selon l'AIE, en Europe (UE 27) en 2005, la consommation de gaz naturel était de 538 milliards de mètres cubes. La part du gaz naturel dans la consommation primaire d'énergie devrait évoluer de 24% en 2005 à 30% en 2030 avec un taux de

croissance annuel de 1,3%, 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 29% en 2030 (baisse de la croissance du gaz naturel au profit du nucléaire et des énergies renouvelables).

Graphique – Evolution et prévision de la consommation d'énergie primaire en Europe (UE 27)



Source : World Energy Outlook 2007 de l'AIE

La croissance de la demande de gaz naturel pour le secteur de la production d'électricité est, comme au niveau mondial, soutenue. La production d'électricité représente en 2005, 30% de la consommation primaire de gaz naturel et devrait passer en 2030 à 39 %. La croissance annuelle de la production d'électricité à partir de gaz naturel sur cette période sera, comme au niveau mondial, de l'ordre de 2,5%.

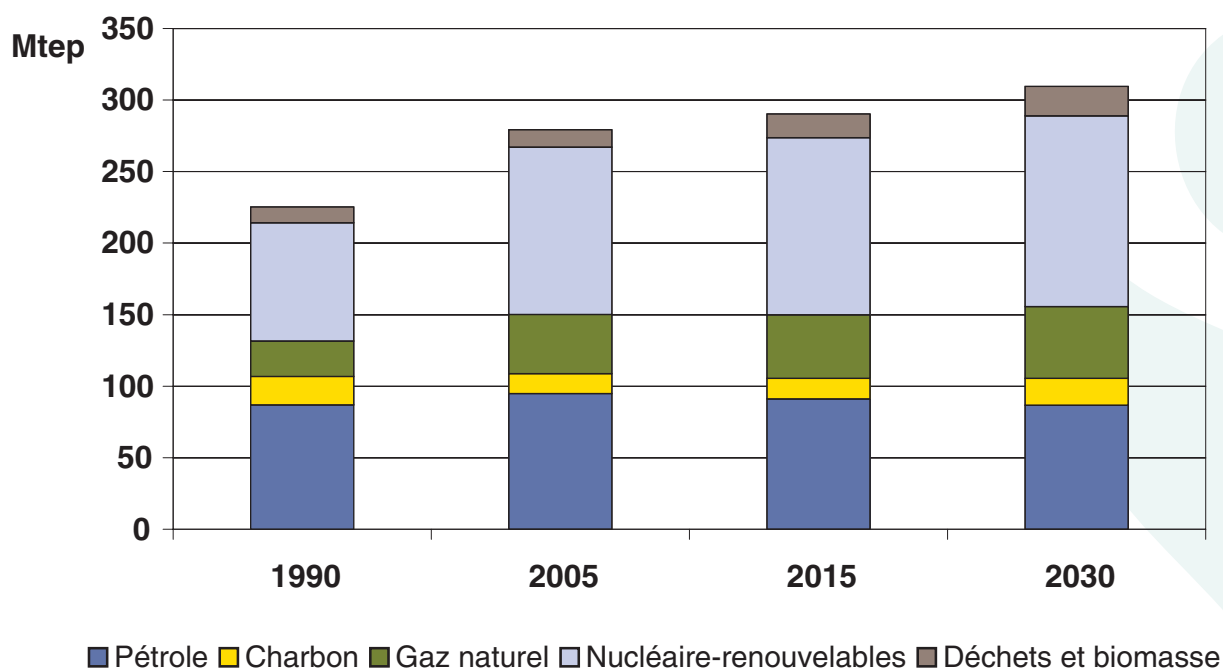
Cette croissance devrait être notamment soutenue en Europe par l'application de la directive européenne sur les émissions de gaz à effet de serre, qui met à la charge des entreprises le coût des émissions de dioxyde de carbone (CO2), visant à favoriser l'utilisation des énergies les moins émettrices de CO2. Toujours selon l'AIE, la demande finale de gaz naturel en Europe devrait également augmenter entre 2005 et 2030, avec une croissance plus modeste, de 0,8 % par an.

6.1.1.4.2.3 Demande en France

Selon l'Observatoire de l'Energie du Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi, en 2006, le gaz naturel représentait 14,6% du bilan énergétique primaire national, soit une consommation de 40,3 Mtep (équivalent à 48,8 milliards de mètres cubes)⁴.

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 (UE 27 : 24,5% en 2006 selon Eurogas - rapport annuel 2006-2007). La France a en effet accordé une large place au nucléaire ces trois dernières décennies et actuellement seuls un cycle combiné d'environ 800 MWe (unité construite par Gaz de France à Dunkerque en partenariat avec Arcelor) et environ 4 700 MWe de cogénérations produisent de l'électricité à partir de gaz naturel.

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



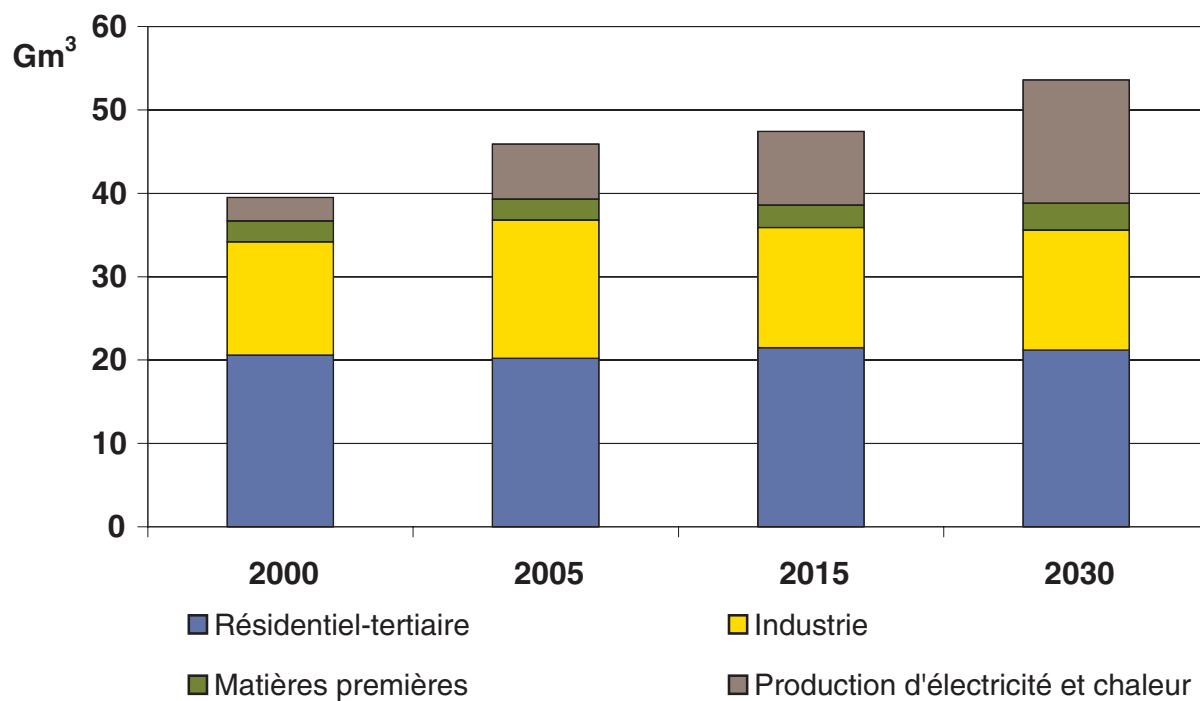
Source: Global Insight 2007

Le secteur résidentiel – tertiaire est le plus gros consommateur de gaz en France (48% de la consommation en 2006). Dans ce secteur, le gaz étant majoritairement utilisé pour le chauffage des habitations, la demande est fortement saisonnalisée.

Ainsi, le jour de plus forte consommation en 2007 (le 19 décembre), la demande représentait-elle 2,3 fois la consommation journalière moyenne de l'année (source GRTgaz).

[4] Sur la base du taux de conversion du WEO 2007 de l'AIE

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



Source: Global Insight 2007

Global Insight prévoit une augmentation de la consommation totale de gaz naturel en France de 42,7 Gm³ en 2006 à 53,7 Gm³ en 2030, soit une hausse annuelle moyenne de 1%.

La croissance de la consommation sera principalement tirée par le développement de la production d'électricité à partir de gaz naturel, en croissance de plus de 3% par an sur la période.

6.1.1.4.3 L’approvisionnement des marchés français et européen en gaz naturel

L’approvisionnement des marchés européens est synthétisé dans le tableau suivant.

Tableau – Consommation, production, exportations et importations de gaz naturel des pays de l’Europe des 25 en 2006 en Gm³

	Consommation	Production	Exports	Imports
Autriche	9,2	1,8	1,3	8,7
Belgique	18,2		4,5	22,7
République Tchèque	9,6	0,1		9,5
Danemark	5,4	10,4	5,1	0,1
Estonie	1,0			1,0
Finlande	4,5			4,5
France	49,8	1,2	1,0	49,6
Allemagne	92,6	16,5	14,7	90,8
Grèce	2,9	0,0		2,9
Hongrie	13,6	2,6		11,0
Irlande	4,6	1,2		3,4
Italie	87,9	10,9	0,4	77,4
Lettonie	1,7			1,7
Lituanie	2,9			2,9
Luxembourg	1,5			1,5
Pays-Bas	40,6	70,7	48,6	18,5
Pologne	14,9	4,3		10,6
Portugal	4,1			4,1
Slovaquie	6,5	0,2		6,3
Slovénie	1,1			1,1
Espagne	35,2	0,1		35,2
Suède	1,1			1,1
Royaume-Uni	91,3	80,2	9,9	21,1

Source : Cedigaz "Trends and figures in 2006"

La demande européenne de gaz naturel est en partie satisfaite par des ressources propres. Ainsi, 38% du gaz naturel consommé en 2006 en Europe (UE 27) provenait de ressources intra européennes, le solde provenant de Russie (23%), de Norvège (16%) et d’Algérie (10%) (selon le rapport annuel 2006-2007 d’Eurogas).

Selon Cedigaz, en 2006, les réserves européennes (UE25) prouvées représentaient plus de 2 700 milliards de mètres cubes, soit près de 3% des réserves mondiales. La production au sein de l’Union Européenne de gaz naturel en 2006 s’est élevée à 200 milliards de mètres cubes, dont 40% par le Royaume-Uni (80 milliards de mètres cubes) et 35% par les Pays-Bas (71 milliards de mètres cubes) à partir des champs situés notamment en Mer du Nord.

Selon l’AIE⁽⁵⁾, 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.

(5) D’après les données in « World Energy Outlook 2006 » de l’AIE (données non réactualisées en 2007).

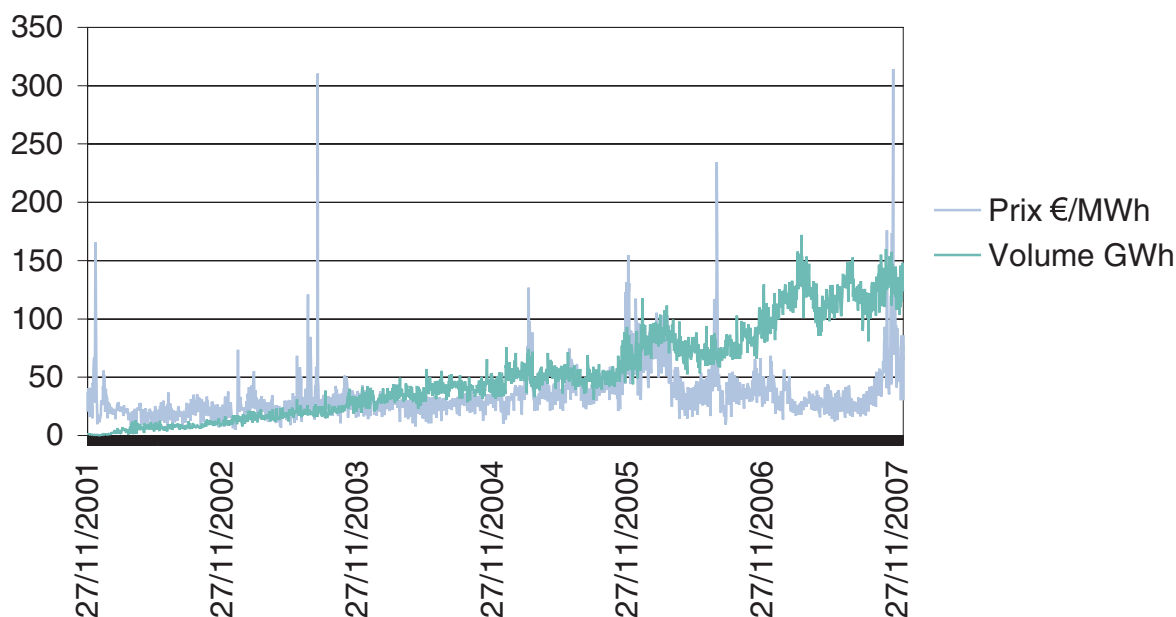
Pour transporter ces nouvelles quantités, l'industrie devra développer de nouveaux gazoducs mais également et surtout une capacité d'importation de GNL (gaz naturel liquéfié). Avec un total d'environ 200 milliards de mètres cubes échangés en 2006 dans le monde (source GIIGNL), le GNL devrait, selon l'AIE, progresser rapidement pour atteindre un volume d'échange de 470 milliards de mètres cubes en 2030. Alors que le gaz transporté par gazoduc représente aujourd'hui plus de 70% des échanges gaziers transfrontaliers, la part du GNL devrait, selon l'AIE⁶, dépasser 50% à l'horizon 2030.

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

6.1.1.4.4.1 Une énergie particulière et 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, confère à cette énergie un prix très volatile. 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 POWERNEXTDAY-AHEAD™ et des volumes échangés



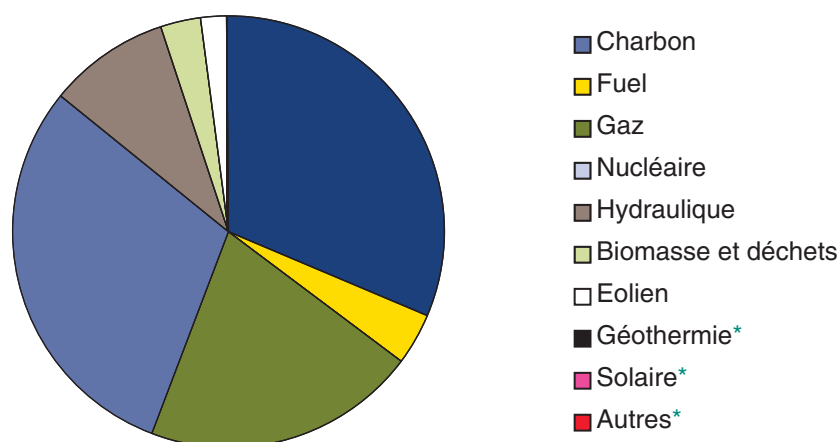
Source Powernext

6.1.1.4.4.2 Une consommation d'électricité en croissance continue

Selon l'AIE, la croissance de la production d'électricité devrait être, dans le monde, de 2,7% par an entre 2005 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 23%.

En Europe (UE 27), toujours selon l'AIE, la production d'électricité a été de 3275 TWh en 2005. Elle s'est faite à près de 31% par du charbon, 30% par du nucléaire, 20% par du gaz, 4% par du fioul, les énergies renouvelables représentant quant à elles de l'ordre de 14%.

Graphique – Répartition de la production d'électricité en Europe UE 27 par source en 2005



Source : World Energy Outlook 2007 de l'AIE
 * Montant non significatif inférieur à 1%.

En France, la production d'électricité a la particularité d'être essentiellement d'origine nucléaire pour près de 78%⁽⁶⁾.

Tableau – Bilan des flux de l'énergie électrique en France en TWh

	2005	2006	Variation
Nucléaire	429,9	428,7	- 0,3 %
Thermique	59,6	53,8	- 9,7 %
Hydraulique	56,2	60,9	8,6 %
Autres ENR	4,3	5,6	29,6 %
Production injectée	550,1	549,1	- 0,2 %
Energie soutirée par le pompage	6,6	7,5	13,2 %
Solde exportateur	60,3	63,3	4,9 %
Consommation intérieure	483,2	478,4	- 1,0 %

Source : source RTE – statistiques de l'énergie électrique en France 2006

Cette production est assurée pour l'essentiel par EDF, Electrabel/Suez et Endesa France. Le ministère de l'Economie, de l'Industrie et de l'emploi 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) D'après les données 2006 in « Observatoire de l'énergie » du ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi

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. Au cours de l'année 2007, l'ambition du Groupe a été 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, le Groupe 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 sa filiale GrDF, une extension et une densification des réseaux de distribution en France.

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 poursuit des efforts d'amélioration de productivité et de maîtrise des coûts. Par ailleurs, il recherche 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 positionne afin de profiter de la croissance du marché européen de gaz naturel.
- Gaz de France continue à rechercher des opportunités de croissance dans le domaine de la distribution et de la commercialisation 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 est 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 de 1 000 Mbep. Pour atteindre cet objectif, Gaz de France entend développer en priorité son activité Exploration-Production dans les zones géographiques qui peuvent contribuer à l'approvisionnement de l'Europe (Royaume-Uni, Pays-Bas, Norvège, Afrique, Moyen-Orient et Mer Caspienne notamment), mais aussi dans des zones plus

lointaines (par exemple Caraïbes, Amérique du Sud) 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, d'achat sur les marchés organisés et de la constitution d'actifs détenus en propre, Gaz de France entend développer le développement de son offre duale (gaz-électricité). Des actifs représentant une capacité de production électrique d'environ 2 200 MW à fin 2007 et détenus par le Groupe sont déjà en service, hors éolien et hors capacité détenue dans la société SPE. L'objectif du Groupe en matière de production d'électricité hors ENR est de détenir à terme 8 000 MW 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. En 2007, Gaz de France a acquis les sociétés Erelia et Eoliennes de la Haute-Lys. A moyen terme, l'objectif du Groupe est de détenir 2 000 MW de capacité de production électrique éolienne.

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 veille à ce que ses nouveaux investissements contribuent à la croissance de ses résultats et à l'équilibre de sa structure financière. Il s'efforce de maintenir une notation financière adaptée à son profil, parmi les meilleures de son secteur.

6

APERCU DES ACTIVITES

Principales activités

Poursuivre une politique d'investissement maîtrisée et rentable.

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

Cette ambition stratégique a été confirmée dans le cadre du projet de fusion avec Suez.

6.1.3 Description des activités

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel 2007

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	1 717	20 041	1 807	2 494	3 076	5 202	(6 910)	27 427
Excédent brut opérationnel	1 127	1 075	129	1 534	1 291	491	19	5 666

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	20 455	1 801	2 355	3 289	5 178	(7 095)	27 642
Excédent brut opérationnel	1 270	529	117	1 357	1 412	498	(34)	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	17 346	1 568	2 138	3 426	3 669	(6 414)	22 872
Excédent brut opérationnel	726	325	105	1 265	1 358	379	90	4 248

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

(**) Données retraitées des effets des reclassements entre segments liés à la mise en place de la nouvelle organisation en 2007.

6.1.3.1 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	2005(*)(**)	2006(**)	2007
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	1 139	1 659	1 717
<i>Dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	<i>932</i>	<i>1 230</i>	<i>1 293</i>
Excédent brut opérationnel	726	1 270	1 127

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

(**) Données retraitées des effets des reclassements entre segments liés à la mise en place de la nouvelle organisation en 2007.

6.1.3.1.1.1 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 de 1 000 Mbp et d'accroître sa production par croissance interne et externe, dès lors que les conditions de marché le permettent. Pour atteindre ces objectifs, le Groupe projette de maintenir le niveau du portefeuille dans les zones de production actuelles en Europe du Nord, d'accélérer le développement en Afrique du Nord (Algérie et Egypte), et de s'implanter dans de nouvelles zones : Europe orientale, Afrique de l'Ouest, Golfe Persique, zone Caraïbes-Amérique du Sud déplaçant ainsi son centre de gravité vers de nouvelles régions.

6.1.3.1.1.2 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 (devenu EEG-Erdgas Erdöl GmbH, ou encore "EEG") fusionné depuis novembre 2007 à Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH (PEG) en Allemagne, société acquise en 2003. 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 est entrée en Mauritanie à la suite des accords conclus avec les sociétés Dana Petroleum et Wintershall.

En 2007 Gaz de France a renforcé sa présence en Egypte par l'acquisition auprès de la société Vegas Oil & Gas d'une participation de 45 % dans la licence d'Alam El Shawish West.

En Norvège, le plan de développement des champs de Gjoa et de Vega Sør (Fram B) a été approuvé par les autorités norvégiennes.

Depuis 2002, le Groupe est opérateur du permis d'exploration-production de Touat dans le sud de l'Algérie en partenariat avec Sonatrach. La phase d'exploration/appréciation s'est terminée en 2007 et la déclaration de commercialité devrait être finalisée en 2008.

6.1.3.1.1.3 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 exploiter les champs concernés pendant une certaine durée, sous réserve 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'Egypte, et la Norvège. Ce référencement permet à Gaz de France de participer aux projets d'exploration-production dans ces pays en en prenant la responsabilité, non seulement sur le plan technique, mais aussi en matière de décisions stratégiques d'investissement et de développement.

6.1.3.1.1.4 Exploration : réserves

Au 31 décembre 2007, le Groupe détenait, dans 10 pays, 320 permis d'exploration et/ou de production dont 59% opérés par lui. Sur les 13 puits forés en 2007, 8 puits sont des succès avec 4 découvertes en Norvège, 2 aux Pays-Bas, 1 en Angleterre, et 1 en Côte d'Ivoire. Certaines de ces découvertes ont apporté des réserves prouvées et probables en 2007, pour les autres leur contribution aura lieu dans les années à venir.

6

APERCU DES ACTIVITES

Principales activités

Les tableaux ci-dessous indiquent l'ensemble des réserves prouvées et probables du Groupe (comprenant les réserves développées ou non⁽⁷⁾), puis, aux dates indiquées, leur répartition géographique :

Tableau – Evolution des réserves du Groupe ⁽⁸⁾

<i>Mbep</i>	2005	2006	2007
Réserves prouvées et probables	697,2	626,8	666,9
dont gaz naturel	516,5	488	492,5
dont hydrocarbures liquides	180,7	138,8	174,4
Quote-part des réserves prouvées et probables des sociétés mises en équivalence	55,7	58,5	
Total	752,9	685,3	666,9

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

<i>bep</i>	Gaz naturel		
	2005	2006	2007
Allemagne	123,7	121,2	104
Norvège	222,3	228,8	228,2
Royaume-Uni	72,2	64,9	49,4
Pays-Bas	111,4	93,2	99,5
Kazakhstan	4,1	0	
Autres	10,2	10,2	11,3
Total	544,0	518,3	492,5
<i>Variation</i>	7,1 %	- 4,7 %	- 5 %

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

<i>Mbbl</i>	Hydrocarbures liquides		
	2005	2006	2007
Allemagne	46,6	43	47,7
Norvège	87,7	92,5	91,5
Royaume-Uni	30,7	30,6	23,9
Pays-Bas	0,9	0,9	1,1
Kazakhstan	43,0	0	
Autres	0,1	0	10,1
Total	209,0	167,0	174,4
<i>Variation</i>	11,5 %	- 20,1 %	4,4 %

⁽⁷⁾ 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.

⁽⁸⁾ 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 : total

<i>Mbep</i>	Total = Gaz naturel + Hydrocarbures liquides		
	2005	2006	2007
Allemagne	170,3	164,2	151,8
Norvège	310,0	321,3	319,7
Royaume-Uni	103,0	95,5	73,4
Pays-Bas	112,2	94,1	100,6
Kazakhstan	47,2	0	0
Autres	10,3	10,2	21,4
Total	752,9	685,3	666,9
<i>Variation</i>	8,3 %	- 9,0 %	- 2,7 %

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

<i>Mbep</i>	2005	2006	2007
Réserves au 31/12 N-1	508,0	544,0	518,3
Révision + découvertes	62,0	16,5	8,8
Achats et Ventes d'actifs	1,3	- 9,9	- 3,8
Ventes de production	- 27,4	- 32,3	- 30,8
Réserves au 31/12	544,0	518,3	492,5

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

<i>Mbbi</i>	2005	2006	2007
Réserves au 31/12 N-1	187,3	209,0	167
Révision + découvertes	36,7	12,3	9,4
Achats et Ventes d'actifs	0	- 41,1	9,6
Ventes de production	- 15,0	- 13,2	- 11,6
Réserves au 31/12	209,0	167,0	174,4

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

<i>Mbep</i>	2005	2006	2007
Réserves au 31/12 N-1	695,3	752,9	685,3
Révision + découvertes	98,7	28,8	18,2
Achats et Ventes d'actifs	1,3	- 50,9	5,8
Production	- 42,4	- 45,5	- 42,4
Réserves au 31/12	752,9	685,3	666,9

Au 31 décembre 2007, les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de Gaz de France s'élevaient à 667 Mbep contre 685 Mbep en 2006⁽⁹⁾, dont 74% de réserves de gaz représentant 82,4 milliards de mètres cubes. Gaz de France mène des activités d'exploration-production dans 10 pays, principalement en Europe et en Afrique du Nord. A titre d'information, la part de Gaz de France dans les réserves brutes prouvées et probables des champs dont il est partenaire (« Working interest reserves ») s'élève à fin 2007 à 696 Mbep.

Une proportion supérieure au tiers du chiffre des réserves fait l'objet d'une évaluation indépendante chaque année par un expert international (actuellement DeGolyer and MacNaughton) sur un cycle de trois ans. 36% des réserves au 31 décembre 2007 sont couvertes par cette évaluation.

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 (cette classification est connue sous le nom de SPE PRMS).

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 prouvées et 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 contingentes 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 ressources.

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, 112 % en moyenne sur la période 2004-2006 et 78% en moyenne sur la période 2005-2007.

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 2005, 2006 et 2007 :

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

Mbep	2005	2006	2007
Allemagne	8,8	8,8	8,6
Norvège			0,2
Royaume-Uni	9	8,5	7,2
Pays-Bas	9,3	14,6	14,3
Autres	0,3	0,4	0,6
Total	27,4	32,3	30,8

⁽⁹⁾ Y compris la quote part des sociétés mise en équivalence.

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

Mbbt	2005	2006	2007
Allemagne	3,5	3,5	3,3
Norvège	4	3,3	3,9
Royaume-Uni	4,8	4,3	4,2
Pays-Bas	0,1	0,1	0,1
Autres	2,5	2	0
Total	15	13,2	11,6

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

Mbep	2005	2006	2007
Allemagne	12,3	12,3	12,0
Norvège	4	3,3	4,1
Royaume-Uni	13,8	12,8	11,4
Pays-Bas	9,4	14,7	14,4
Autres	2,8	2,4	0,6
Total	42,4	45,5	42,4

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2007, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides de Gaz de France s'est élevée à 42,4 Mbep.

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. A fin décembre 2007, la filiale EEG qui était détenue à 100% par Gaz de France a été fusionnée et absorbée par PEG.

Ainsi, grâce à cet ensemble, le Groupe détenait dans ce pays, au 31 décembre 2007, 20,8 milliards de mètres cubes de réserves prouvées et probables de gaz naturel et 48 millions de barils de pétrole de réserves prouvées et probables d'hydrocarbures liquides. La production de gaz provenant des actifs, correspondant à 1,9 milliard de mètres cubes, est principalement vendue à E.ON-Ruhrgas et à EGM. Progressivement, le segment Achat-Vente d'Energie de Gaz de France devient un client majeur de PEG renforçant ainsi les synergies groupe. En outre, PEG possède des droits sur trois sites de stockage souterrain d'une capacité nette de 259 millions de mètres cubes qu'il loue à des distributeurs allemands et dispose également du site de stockage en cavité salines,

Peckensen, apporté par EEG, qu'elle exploite au profit notamment du segment Achat-Vente d'Energie du groupe. Ces activités de stockage sont en cours de transfert en 2008 à la Branche Infrastructures.

Par ailleurs, 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.

Enfin le Groupe a renforcé en 2007 son engagement dans la recherche sur le stockage du CO2 en signant avec le groupe Vattenfall, un accord de coopération portant sur un projet expérimental d'injection de CO2 sur le site de l'Altmark.

Norvège

Le Groupe détient une participation dans 18 champs de pétrole et de gaz naturel au large de la Norvège, disposant pour sa part de réserves prouvées et probables de 319,7 Mbep au 31 décembre 2007 (dont environ 71% 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, Gjøa, qui démarrera en 2010. Le plan de développement de Gjøa, après approbation par les différents partenaires, a été approuvé en début 2007 par les autorités norvégiennes. Le développement associé du champ satellite Vega Sør (ex Fram B) a également été décidé.

La production de gaz a démarré en septembre 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 étaient en production auparavant). 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'Énergie.

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 2007, 73,4 Mbep, dont environ 67% sous forme de gaz.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2007, le Groupe a vendu 77% de sa production consolidée de gaz naturel au Royaume-Uni à son segment Achat-Vente d'Énergie (y compris les ventes à Gaselys) pour une revente principalement sur le marché britannique. Par ailleurs, les nouveaux champs Minke et Kelvin sont entrés en production.

En 2007, Gaz de France a cédé en mars sa participation de 25% dans le champ en développement de Cavendish à Dana Petroleum, et a acquis en avril 2007 des participations dans dix licences offshore de la société Veritas : sept situées en mer du Nord centrale et trois à l'ouest des îles Shetland, sur le plateau continental britannique.

Pays-Bas

Le Groupe détient des participations dans 40 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 2007 100,6 Mbep, dont la quasi-totalité sous forme de gaz (16,7 milliards de mètres cube). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2007, le Groupe a vendu 37 % du gaz naturel produit aux Pays-Bas à son segment Achat-Vente d'Énergie pour être commercialisé au Benelux et en Allemagne.

Gaz de France a mis en production deux nouveaux gisements de gaz, développés au cours des trois années passées entre août 2005 et décembre 2007. En décembre 2007 une découverte importante dans le bloc G16 a été faite.

La mise en valeur de ces licences étend significativement la zone de production historique de ProNed.

Algérie, Mauritanie, Côte d'Ivoire

Le Groupe est également présent en Afrique du Nord, en Côte d'Ivoire et en Mauritanie.

Depuis 2002, le Groupe est opérateur sur le permis d'exploration-production de Touat dans le sud de l'Algérie en partenariat avec Sonatrach. La phase d'exploration/appréciation s'est terminée en 2007 et la déclaration de commercialité devrait être finalisée en 2008.

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'offshore mauritanien (24% dans le bloc 1, 27,85% dans le bloc 7 et 26% dans le bloc 8).

En Côte d'Ivoire, Gaz de France a acquis en avril 2007 auprès d'EDF 51 % du capital de la société ENERCI portant ainsi sa participation à 100 %. Cette société détient 12% d'un site de production *off shore* qui alimente 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 *offshore* West El Burullus, situé dans le delta du Nil. Par la suite 50 % des parts ont été cédées à Dana Petroleum.

En 2007, le Groupe a acquis 45% de la licence « d'Alam El Shawish West » en Egypte.

Par ailleurs le Groupe a signé en 2007 un accord avec Shell pour prendre une part de 10% dans la nouvelle licence d'exploration demandée par Shell sur North West Demietta ; les autorités égyptiennes n'ont pas encore répondu à cette demande.

6.1.3.1.1.7 Commercialisation

En 2007, le segment Exploration Production a vendu 56 TWh de gaz naturel, principalement au titre de contrats long terme.

Environ 54% 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 Gas Terra aux Pays-Bas et d'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'Énergie. La nature des contrats conclus avec ce segment diffère suivant les filiales. Certains de 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'Énergie aux termes d'un contrat long terme avec un prix indexé marché.

6.1.3.1.2 Achat-Vente d'Énergie

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

en millions d'euros	2005(*)	2006(**)	2007
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	17 346	20 455	20 041
<i>Dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	<i>15 732</i>	<i>18 432</i>	<i>18 184</i>
Excédent brut opérationnel	325	529	1 075

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

(**) Données retraitées des effets des reclassements entre segments liés à la mise en place de la nouvelle organisation en 2007.

Note : La filiale GDF ESS au Royaume Uni a été transférée en 2007 du segment Achat- Vente d'Énergie au segment Transport Distribution International.

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 l'approvisionnement en électricité du groupe afin de construire un acteur de taille critique en Europe, notamment via l'acquisition ou le développement de 10 000 MW de capacité de production électrique propre à l'horizon 2012, dont 2 000 MW de capacité de production électrique éolienne.

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 169 grands clients industriels en Europe continentale pour environ 521 sites, auxquels s'ajoutent environ 3,7 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 730 TWh de gaz naturel vendus par le Groupe en 2007 (contre 762 TWh en 2006), le segment Achat-Vente d'Énergie a vendu 609 TWh, dont 402 TWh en France, 128 TWh à l'étranger et 79 TWh de ventes sur les marchés court terme et GNL.

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.

Dans le domaine de l'approvisionnement en électricité, Gaz de France poursuit deux démarches complémentaires :

- acquérir des sociétés de petite ou moyenne importance, permettant de compléter le portefeuille existant, et qui constitueront une plate-forme de développement pour le Groupe ;
- développer des projets d'actifs neufs (*greenfield*).

Dans le domaine éolien, les acquisitions effectuées en 2007 (Groupes ERELIA et Eoliennes de la Haute Lys) viennent compléter la position de Maia Eolis, fondée en 2006. Le Groupe Gaz de France dispose à fin 2007 d'une capacité totale installée de près de 120 MW. Le parc éolien de Gaz de France était donc, au 31 décembre 2007, le plus important de France en capacités de production installées.

Le développement du parc de centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel se poursuit avec la construction de la centrale de Cycofos et le lancement de deux nouveaux projets de production en France à proximité de Saint Brieuc et de Montoir de Bretagne.

L'activité d'achat-vente d'électricité de Gaz de France est maintenant ancrée dans plusieurs pays européens :

- La France, avec un portefeuille de clients finaux et une présence sur le marché de gros aboutissant à un volume de transaction d'environ 4,3 TWh ;
- Le Royaume-Uni, où la commercialisation représente un volume de 10 TWh annuel ;
- L'Espagne, avec la centrale de Cartagena mise en service fin 2006, qui a permis des ventes sur le marché de gros (pool) à hauteur de 2 TWh en 2007 ;
- L'Italie, où le sourcing des clients finaux est en phase de démarrage et de structuration.

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 87% de ses besoins en 2007. La part des contrats long terme a vocation à se maintenir. Il est l'un des premiers acheteurs auprès des plus grands pays fournisseurs

Le tableau ci-dessous présente les sources du portefeuille d'approvisionnement de Gaz de France pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2005, 2006 et 2007 (hors autoconsommation et déperditions) :

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

(TWh)	Exercice clos le 31 décembre		
	2005	2006	2007
Contrats long terme avec les tiers	539,5	503,9 ⁽¹⁰⁾	503,0
Segment Exploration-Production	21,6	32,0	31,6
Achats de court terme	107,5	102,9	82,2
Autres sources	0,3	0,4	0,1
Total	668,9	639,2	616,9

(10) 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 au 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 2007, 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 16 ans (contre 15 ans en 2006). 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*

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, ceux signés en novembre 2006 avec Sonatrach dans le cadre du nouveau gazoduc Medgaz et ceux signés dans le cadre du renouvellement des contrats de GNL avec Sonatrach en décembre 2007. 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).

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, majoritairement 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'élevaient à 47 milliards de mètres cubes en 2007, 177 milliards de mètres cubes pour la période s'étendant de 2008 à 2011 et 477 milliards pour 2012 et au-delà.

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 2005, 2006 et 2007.

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

	Exercice clos le 31 décembre					
	2005		2006		2007	
	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
Norvège	165,1	24,7 %	135,0	21,1 %	132,6	21,5 %
Russie	130,4	19,5 %	101,2	15,8 %	95,7	15,5 %
Pays-Bas	94,9	14,2 %	100,9	15,8 %	94,9	15,4 %
Algérie	99,1	14,8 %	94,7	14,8 %	105,9	17,2 %
Egypte	25,7	3,8 %	53,7	8,4 %	53,2	8,6 %
Royaume-Uni	25,8	3,9 %	24,5	3,8 %	23,0	3,7 %
Libye	10,1	1,5 %	18,8	3,0 %	19,3	3,1 %
Nigeria	8,6	1,3 %	5,0	0,8 %	6,4	1,0 %
Allemagne	1,3	0,2 %	2,2	0,4 %	3,7	0,6 %
Autres sources ⁽¹¹⁾	107,9	16,1 %	103,2	16,1 %	82,3	13,4 %
Total	668,9	100,0 %	639,2	100,0 %	617,0	100,0 %

(11) 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'Egypte, 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

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.

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'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 (à partir d'octobre 2008), de Cartagène 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 britanniques, norvégiennes, néerlandaises et algériennes dans le cadre de son activité Exploration-Production ; en 2007, un nouveau contrat d'approvisionnement a été signé avec un partenaire de la filiale britannique 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 phase de démarrage d'exploitation est en cours.

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. En 2006, les contrats de fourniture de gaz conclus avec Gazprom ont été renouvelés jusqu'en 2030. Fin 2007, Gaz de France a également renouvelé ses contrats d'approvisionnement en GNL algérien jusqu'en 2019.

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, Gaz de France n'étant qu'importateur et non pas acheteur de ce gaz. 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 (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).

6.1.3.1.2.2.1.1.3 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. 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 2006, le Groupe était le troisième importateur mondial de GNL (source : *GIIGNL*) et le premier importateur européen. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2007, environ 30 % de ses approvisionnements de long terme en gaz naturel étaient constitués de GNL principalement en provenance d'Algérie et d'Egypte.

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 2007 des engagements contractuels 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 2008, 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 mais également en Europe (notamment Espagne, Grèce,...), en Amérique du nord ou en Asie. Gaz de France pourra également décharger du gaz dans le terminal de Fos Cavaou à partir de 2009 et dans le terminal d'Isle of Grain au Royaume-Uni à partir de 2008. Ce schéma d'approvisionnement 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 cinq méthaniers dont il est pleinement propriétaire (3 navires) ou copropriétaire (2 navires au 31 décembre 2007) :
 - Tellier – 40 000 m³ (propriété du Groupe) ;
 - Provalys – 154 500 m³ (propriété du Groupe) ;
 - Gaz de France energy – 74 000 m³ (propriété du Groupe) ;
 - Edouard LD – 129 300 m³ (détenu en copropriété 50 %-50 % avec Louis Dreyfus Armateur) ;
 - Gaselys – 154 500 m³ (détenu à 60 % par le groupe NYK et à 40 % par Gaz de France) ;
- affrèteur auprès de tiers de sept autres navires méthaniers (dont 2 affrétés en long terme, les autres en court-moyen terme) :
 - Ramdane Abane – 126 000 m³ (Algérie, affrètement de long terme) ;
 - LNG Leric – 65 000 m³ (Italie, affrètement de long terme) ;
 - Tenaga Satu – 130 000 m³ (Malaisie, affrètement de court terme) ;
 - Maran Gas Asclepius – 145 800 m³ (Grèce, affrètement de court terme) ;
 - SCF Polar – environ 71 700 m³ (Libéria, affrètement de court terme) ;
 - Maran Gas Coronis – 145 700 m³ (Grèce, affrètement de court terme) ;
 - Iberica Knutsen – 138 100 m³ (Norvège, affrètement de court terme) ;

- Grace Cosmos – 147 500 m³ (Panama, affrètement de moyen terme) : navire en construction, livraison en 2008

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 par exemple des opérations d'arbitrage.

Par ailleurs, Gaz de France est actionnaire à 80 % (l'armateur japonais NYK détenant les 20 % restants) de la société Gazocéan, qui fournit les équipages et assure la gestion maritime des navires Tellier, Gaselys, Provalys et Gaz de France energy.

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 équipaient 55 % des navires méthaniers en opération dans le monde en 2006 et 87 % des navires en commande à fin 2006 (source : GII GNL).

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 fondés 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 négociants, 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 les Points d'Echange Gaz en France) 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 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 aléas de livraison des chaînes d'approvisionnement habituelles.

En complément des optimisations entre contrats et du recours aux opérations de court et moyen terme, Gaz de France utilise

les capacités de stockage réservées dans les stockages souterrains comme outil de gestion. Le gaz stocké pendant l'été contribue avec la mobilisation des volumes de flexibilité des contrats d'approvisionnement, à répondre à la demande supplémentaire de la clientèle en hiver en assurant la continuité de fourniture à ses clients dans le respect des obligations légales qui s'imposent à tous les fournisseurs de gaz naturel : en France, 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 % ».

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)^[12].

Sur la base de ses activités de trading physique et financier, Gaselys propose à Gaz de France et à ses clients, ainsi qu'à des clients directs, 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 et l'AMF.

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 et des certificats verts.

Ces opérations sont menées pour le propre compte de Gaselys, ou 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 (structuration de prix pour la commercialisation et les 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 coopèrent de manière à compléter ou déléster 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

[12] Les risques sont répartis entre les deux sociétés au prorata de leurs participations. Le Groupe dispose d'une option d'achat des titres détenus par le groupe Société Générale exerçable du 15 mars au 30 avril 2010 et le groupe Société Générale dispose, sur ces mêmes titres, d'options de ventes exerçables du 1^{er} mai au 15 juin 2010. Le prix d'exercice est fondé sur le résultat net de Gaselys.

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).

Gaselys est présent sur les marchés suivants :

Gaz :

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

Electricité :

Royaume-Uni (notamment UK Power Exchange), France (notamment Powernext), Allemagne (notamment EEX), Belgique (notamment Endex et Belpex), Pays-Bas (Endex et APS) et Espagne ;

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.

Certificats verts :

sur les marchés européens

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 afférents et participent au comité risques 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 et les risques physiques (risques de défaillances d'actifs physiques), 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. 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 liquidités.

Enfin, Gaselys assure le suivi de son risque opérationnel conformément aux meilleures pratiques de Bâle 2.

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 et de la conformité est chargé, entre autres, des préconisations des missions de contrôle et le suivi des préconisations des missions de contrôle et d'audit. Le département Risques de crédit est notamment en charge de l'organisation de la lutte contre le blanchiment et de la réalisation de diligences lors de l'entrée en relations d'affaires avec un tiers.

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.

Le responsable du contrôle interne et de la conformité a élaboré un manuel de déontologie qui rassemble des règles de bonne conduite et les principes essentiels que l'ensemble du personnel de Gaselys doit respecter. Il forme, conseille et assiste les collaborateurs et s'assure du respect de ces règles.

6.1.3.1.2.2.2 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 et diversifié. 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.

L'engagement du Groupe en faveur du développement durable visant à réduire les émissions de gaz à effets de serre et à développer l'usage des énergies renouvelables pour lutter contre le réchauffement climatique, conduit à la constitution d'un portefeuille conséquent dans les ENR, dont la matérialisation se fait aujourd'hui à travers l'éolien.

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. En 2006, un appel d'offre du RTE pour la construction et l'exploitation d'une centrale de pointe à Saint-Brieuc (200 MW) a été remporté par le Groupe, dont le développement s'est engagé en 2007 avec l'enquête publique dont les conclusions sont attendues en 2009. Les travaux de construction de la centrale de Cycfos sur un site d'Arcelor Mittal à Fos sur Mer (puissance totale de 484 MW dont un cycle combiné au gaz naturel pur de 425 MW) se sont poursuivis, avec l'objectif d'une mise en service prévue en 2008. Le Groupe a également développé un projet de cycle combiné à Montoir de Bretagne, sur un site proche du terminal méthanier, dont la construction devrait être lancée en 2008. Dans les prochaines années (2008 - 2010), d'autres projets viendront renforcer le portefeuille d'approvisionnement du Groupe.

En 2006, la stratégie de développement dans les ENR a été lancée, avec la création d'une société de développement et d'exploitation de production éolienne Maia Eolis, en partenariat avec le groupe Maia Sonnier. Cette société détient des fermes éoliennes représentant une puissance totale de 48 MW, et a un objectif de développement en France de 300 MW à l'horizon 2012.

En 2007, le développement de la filière éolienne du Groupe s'est accéléré avec l'acquisition de deux sociétés (ERELIA et Eoliennes de la Haute Lys) d'une puissance totale installée de 94 MW. Fin 2007, le parc de production éolienne du Groupe est ainsi le plus important de France. Afin de matérialiser son engagement dans la filière des énergies renouvelables et du développement durable, le Groupe a rassemblé début 2008 l'ensemble de ses participations dans le domaine éolien dans une nouvelle filiale, GDF Futures Energies, dont l'objectif est de porter le développement de la production d'électricité renouvelable du Groupe (petite hydraulique, éolien, solaire thermo-électrique) en France et en Europe.

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 production de Shotton (210 MWe) acquis en 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.

Gaz de France et Suez ont annoncé le 25 février 2008, l'acquisition de la société Teesside Power Limited. A l'issue de cette acquisition soumise à l'approbation des autorités compétentes, Suez via sa filiale Electrabel et Gaz de France via sa filiale GDF International détiendront chacun 50 % de la société. Située sur le site industriel de Wilton au nord-est de l'Angleterre, la centrale électrique de Teesside d'une puissance de 1875 MW est actuellement la centrale à cycle combiné la plus puissante d'Europe.

Le Groupe est actionnaire de la centrale à cycle combiné construite par la société américaine AES à Cartagène, 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 produits résultant d'arbitrages entre gaz et électricité sur le marché espagnol. La mise en service a été effectuée en décembre 2006.

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

6.1.3.1.2.2.3 Vente d'énergies

6.1.3.1.2.2.3.1 – 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 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.

L'organisation de Gaz de France distingue aujourd'hui :

- les clients particuliers ou résidentiel individuel qui ont, depuis le 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 trois derniers exercices :

Ventes de gaz naturel par le segment Achat Vente d'Énergie ⁽¹³⁾

(en TWh)	2005	2006	2007
En France			
Résidentiel individuel	139	133	125
Clientèle d'affaires	189	179	164
Grands clients industriels et commerciaux	115	100	87
Autres clients	26	28	26
Total France	469	440	402
En Europe			
Grands clients industriels et commerciaux	101	114	116
Autres clients	10	10	12
Total Europe	111	124	128
Ventes sur les marchés de court terme	65	72	79
Total segment Achat-Vente d'Énergie	645	636	609

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

6.1.3.1.2.2.3.2 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 energy®, pour les grands clients industriels et commerciaux ; et Energies Communes® qui s'adresse aux collectivités territoriales.

6.1.3.1.2.2.3.2.1 Grands clients industriels et commerciaux en France et en Europe – Gaz de France energy®

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 2007, Gaz de France comptait plus de 300 clients dans cette catégorie, répartis sur plus de 1 000 sites en Europe continentale. GDF-ESS au Royaume-Uni qui appartient à compter de 2007 au segment Transport-Distribution International vend également sous la marque Gaz de France energy®.

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

- 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 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 energy®. 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. Ainsi, Gaz de France est en mesure d'offrir à ses grands clients des prix fixes ou des prix indexés pour une période déterminée, ainsi que 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 l'activité Services de Gaz de France, par laquelle 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 une part importante des

contrats malgré un marché de plus en plus ouvert. Gaz de France estime à fin 2007 sa part de marché des grands clients industriels et commerciaux sur la France entière à environ 55 %.

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 en Europe Continentale (réalisées principalement auprès des grands clients industriels) sont passées de 44 TWh en 2004 à 70 TWh en 2005, 83 TWh en 2006 et 81 TWh en 2007. Au total, les ventes aux grands clients industriels et commerciaux en France et en Europe Continentale sont de 168 TWh en 2007.

Le tableau ci-dessous présente la pénétration du Groupe sur ces marchés pour les exercices clos les 31 décembre 2005, 2006 et 2007.

Tableau – Evolution des volumes vendus par pays

Volumes vendus (TWh)	2005	2006	2007
Royaume-Uni ⁽¹⁴⁾	30,7	31,3	34,3
Belgique+Luxembourg ⁽¹⁴⁾	21,2	25,4	20,7
Pays-Bas	20,2	21,0	20,8
Italie ⁽¹⁾	16,9	21,0	21,5
Espagne	5,2	6,2	5,1
Allemagne	6,7	8,7	9,5
Hongrie ⁽¹⁾	–	0,3	3,0

(14) Ces ventes incluent le sourcing de filiales rattachées au segment Transport Distribution International : Royaume Uni, Hongrie, Belgique depuis 2005 et Italie depuis 2007.

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 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-dessous au paragraphe 6.1.3.1.2.2.2.3 – « Clients affaires en France – Provalys[®] et Energies Communes[®] ».

6.1.3.1.2.2.3.2 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 2007, 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 2007, les ventes, en volume, de gaz naturel aux clients particuliers sont de 125 TWh contre 133 TWh en 2006. A climat moyen, elles sont stables par rapport à l'année dernière.

La baisse des ventes observée en 2007 est liée à un climat plus chaud que celui de l'année précédente.

Les clients particuliers sont desservis en gaz naturel principalement sur la base de 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.

L'année 2007 qui a vu le marché des clients particuliers s'ouvrir à la concurrence a conduit à une perte estimée de 24 000 clients sur un portefeuille à l'ouverture de 10,5 millions de clients. Ces pertes ont été réalisées à 90 % sur des clients en situation de flux au profit quasi-exclusif d'EDF (déménagements) et à 10 % par des attaques directes sur le stock.

Parallèlement, 46 500 clients électricité ont été acquis par Gaz de France notamment dans le cadre d'offres gaz naturel + électricité. 77 000 offres de marché gaz naturel ont également été placées.

La stratégie marketing et commerciale sur le marché des clients particuliers

La stratégie marketing et commerciale répond à deux objectifs :

- Etre clairement perçu par nos clients comme un acteur multi-énergies, compétitif et fiable, capable de les accompagner sur l'ensemble de leurs problématiques énergétiques (électricité et gaz), en particulier dans les moments clés : raccordement, mise en service, projets.
- Limiter l'exploitation par EDF de l'avantage concurrentiel de départ que lui procure la confusion d'image avec Gaz de France.

La stratégie commerciale sur le marché des particuliers en 2007 s'articule autour de 3 axes :

- **Être le commercialisateur multi-énergies leader sur le gaz naturel**
- **Être acteur du développement durable**
- **Augmenter la performance commerciale en réduisant nos coûts commerciaux et en améliorant notre BFR.**

La gamme d'offres énergies 2007 sur le marché des particuliers Les offres de marché énergies gaz+électricité de la Direction Commerciale ont été construites autour de trois engagements répondant aux attentes clef des clients et ont su en ce sens les séduire :

- **Le Respect de la liberté de choix** de nos clients entre le tarif réglementé et les offres de marché
- **L'Engagement pour l'environnement** avec la promotion
 - de la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables à hauteur de 21 % de la consommation électricité, garantie par l'achat de certificats verts par Gaz de France et ce sans surcoût pour le client ;

– des travaux d'économies d'énergie par une incitation tarifaire ou des prêts bonifiés par Gaz de France.

- **L'Engagement de transparence et de visibilité** sur le prix des énergies avec la proposition dans toutes offres de marché d'un prix fixe 1, 2 ou 3 ans au choix du client, pour l'abonnement et la consommation

Pour répondre de manière personnalisée au client en fonction de sa situation, quatre bouquets énergies + services ont été créés :

- le bouquet DolceVita « je déménage » ;
- le bouquet DolceVita « je rénove » pour les projets de rénovation et de conversion au gaz ;
- le bouquet DolceVita « je construis » pour les projets de construction ;
- le bouquet « Plus de confort » qui cible les clients qui ne sont pas en situation de projet mais qui souhaitent aller plus loin dans la promesse de confort de vie Dolce Vita.

Stratégie de communication 2007 sur le marché des particuliers La communication de la Direction Commerciale en 2007 sur le marché des particuliers répond à trois objectifs :

- nous différencier clairement d'EDF ;
- inciter les clients et prospects en situation de projet à s'adresser d'abord à Gaz de France ;
- faire connaître nos offres au fil de l'enrichissement de la gamme par l'électricité et les services.

Pour atteindre ces objectifs, la Direction Commerciale a capitalisé sur la promesse Dolce Vita®, ancrée sur le territoire du confort de vie et qui bénéficie d'une notoriété assistée en progression d'environ 60 %. La série de spots télévisés créés volontairement en rupture de ton et mettant en scène les clients en situation de déménagement a atteint son objectif d'impact et de mémorisation tout en conservant le capital sympathie porté par la marque.

6.1.3.1.2.2.3.2.3 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 de collectivités territoriales. Au 31 décembre 2007, Gaz de France comptait 579 243 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 1^{er} 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 1^{er} juillet 2004. Au 31 décembre 2007, environ 35 % des clients (en volume) devenus éligibles ont exercé leur faculté de choix et 71 % ont choisi des offres « de marché » Gaz de France. Le volume alimenté par les fournisseurs concurrents représente désormais près de 10 % des volumes totaux (offres de marché + tarifs historiques) au 31 décembre 2007.

Les clients qui ont conservé leurs contrats historiques sont facturés sur la base des 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.

Une marque porte les offres de Gaz de France sur le marché des clients affaires : Provalys®.

Provalys® est une offre complète de fourniture de gaz naturel, d'électricité (avec sa formule « verte » apparue en 2007) 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. 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.). En 2007 est apparue la formule PROVALYS 2 ENERGIES qui permet aux clients professionnels, demandeurs de simplicité, de bénéficier de réductions liées à la contractualisation conjointe des deux formules gaz et électricité.
- 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, comme :
 - 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, en copropriété (partenariat avec la Banque Solfea⁽¹⁵⁾), secteur privé,
- 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, ou encore l'expertise « EXPERTGAZ sur mesure » pour les sites de taille très importante, en particulier sur le secteur industriel. Au total près de 1 000 sites ont contracté une demande de diagnostic visant à l'amélioration de la performance énergétique. Ces activités concourent à la Maîtrise de la demande d'énergie, sont complétées par des formations au personnel des entreprises et collectivités, et débouchent parfois sur de nouveaux contrats de maintenance pour les entreprises du groupe (COFATHEC).

- des services d'individualisation des charges pour les immeubles avec chauffage collectif au travers du déploiement en construction neuve de l'offre FIDELOCONSO, laquelle consiste à une livraison collective de gaz en pied d'immeuble, associée à un comptage d'énergie et d'eau chaude sanitaire, ce qui permet de répartir les charges d'énergie en fonction des consommations. L'offre FIDELOCONSO est particulièrement adaptée pour être couplée avec une installation solaire de production d'eau chaude sanitaire.
- 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 ;
 - une « formule unique » regroupant l'ensemble des sites pour ceux qui privilégient une gestion centralisée.

Sont apparus en 2007 :

- la version « multisite » du « compte en ligne » permettant à des gestionnaires de suivre de façon centralisée leurs consommations facturées sur internet ;
- la version « multisite » de diagnostics « expertise énergétique chaufferies » permettant à des gestionnaires de mieux fixer leur priorités leur travaux de maîtrise de la demande d'énergie.

Courant 2007, la marque Energies Communes® a été repositionnée pour appuyer sa promesse : « l'alliance pour la qualité de vie des territoires ». Elle signifie désormais l'engagement de Gaz de France pour répondre à l'ensemble des problématiques énergétiques auxquelles les collectivités font face sur leur territoire, pour leurs propres besoins certes, mais aussi pour ceux de l'ensemble des citoyens et des acteurs économiques situés sur leur territoire.

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

[15] 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.

besoins : construction d'offres sur mesure, élaboration de solutions globales, conseillers spécialisés au téléphone, commercialisation par l'intermédiaire d'installateurs partenaires ou sur le site Internet de la Société.

6.1.3.1.2.2.3.2.4 Gaz naturel véhicule (GNV)

L'utilisation du gaz naturel véhicule (GNV) se développe dans plusieurs pays, en particulier dans ceux 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 plus de 2500 poids lourds (bus et Bennes à Ordures Ménagères).

Un protocole d'accord a été signé en juillet 2005 sous l'égide du ministère de l'Industrie entre Gaz de France, Total, Carrefour, PSA et Renault pour promouvoir le développement du GNV. Il prévoit notamment la construction d'un réseau de stations maillé dont la première a été inaugurée en novembre 2007.

6.1.3.1.2.2.3.3 Prix de vente du gaz naturel

Gaz de France vend du gaz naturel sur la base de deux systèmes de prix : un système de prix réglementés par les pouvoirs publics et un système de prix de marché.

En application de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 modifiée, les clients domestiques bénéficient des tarifs réglementés pour un site nouveau ou existant à la condition qu'ils n'aient pas exercé leur éligibilité sur ce site. Cette faculté leur est ouverte jusqu'au 1^{er} juillet 2010.

Cette loi prévoit également que les autres clients ne peuvent pas bénéficier des tarifs réglementés sur un site dès lors que l'éligibilité a été exercée sur ce site par un précédent occupant ou par eux-mêmes. Ces clients ne peuvent demander un tarif réglementé pour un nouveau site.

6.1.3.1.2.2.3.3.1 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.

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 réglementés 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 2007.

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 M€ sur 2004, 370 M€ sur 2005 et 511 M€ sur 2006. En 2007, les tarifs n'ont pas été modifiés au cours de l'année dans un contexte marqué par un repli du cours des énergies au premier semestre, suivi d'une remontée en fin d'année. Ceci a abouti à constater un surplus de 84 M€ sur 2007. Ces chiffres aboutissent à un retard en masse global de 927 M€ au 31 décembre 2007. Par arrêté du 27 décembre 2007, l'Etat a augmenté les tarifs de 0,173 c€/kWh au 1^{er} janvier 2008 alors que la CRE a évalué à 0,256 c€/kWh la hausse minimum nécessaire au 1^{er} janvier 2008 pour couvrir les coûts. L'impact défavorable est estimé à environ 90 millions d'euros sur le résultat opérationnel du Groupe pour le premier trimestre 2008. Par arrêté du 17 avril 2008 pris après avis de la CRE, l'Etat a décidé une évolution moyenne des tarifs du gaz naturel de 0,264 centimes d'euros le kWh, soit 5,5 % en moyenne pour les particuliers chauffés au gaz naturel.

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 selon les principes suivants :

- Révision trimestrielle des tarifs.
- Evolution moyenne des tarifs 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.
- Engagement de Gaz de France 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. Le contrat de service public est en cours de renégociation.

Evolution des tarifs de distribution publique

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 1er juillet 2005 (évolution matière et rattrapage de niveau des coûts hors matière),
- 0,09 c€/kWh au 1er septembre 2005 (rattrapage de niveau des coûts hors matière)
- 0,445 c€/kWh au 1er novembre 2005 (évolution matière seule).

Gaz de France a accompagné la hausse du 1er novembre 2005 par des mesures commerciales pour les clients particuliers se chauffant au gaz (tarif B1 et assimilés) destinés 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 2005 (après avis défavorable de la CRE), l'Etat a supprimé la hausse tarifaire qui aurait dû intervenir au 1er janvier 2006 en application de l'arrêté du 16 juin 2005.

Le ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi 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 1er avril 2006 ;
- 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 1er 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.

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

Par une décision du 10 décembre 2007, le Conseil d'Etat a annulé l'arrêté du 29 décembre 2005. Il fait sienne la décision du Conseil de la concurrence du 27 juillet 2007 qui montre que sur plusieurs années les prix de vente aux tarifs réglementés n'ont pas couvert les coûts supportés par Gaz de France.

Il précise, pour l'avenir, les principes de son contrôle sur les arrêtés tarifaires en proposant une démarche qui tient compte à la fois du passé, du présent et du futur. Il appartient en effet, au ministre compétent, à la date à laquelle il prend sa décision :

- de permettre au moins la couverture des coûts moyens complets des opérateurs tels qu'ils peuvent être évalués à cette date ;
- de prendre en compte une estimation de l'évolution de ces coûts sur l'année à venir, en fonction des éléments dont le ministre dispose à cette même date ;
- d'ajuster ces tarifs s'il constate qu'un écart significatif s'est produit entre tarifs et coûts du fait d'une sous-évaluation des tarifs, au moins au cours de l'année écoulée, afin de compenser cet écart dans un délai raisonnable.

Par arrêté du 27 décembre 2007, l'Etat a augmenté les tarifs de 0,173 c€/kWh au 1er janvier 2008.

La CRE a évalué à 0,256 c€/kWh la hausse minimum nécessaire au 1er janvier 2008 pour couvrir les coûts. Concernant la matière, elle applique la formule tarifaire de Gaz de France. En effet, elle rappelle que l'audit qu'elle a effectué en 2005 et 2006 sur la formule matière a montré que cette formule reflétait correctement les coûts d'approvisionnement. La CRE considère que « l'absence de règles d'établissement des tarifs de Gaz de France est préjudiciable au bon fonctionnement du marché français du gaz naturel ».

Situation actuelle des tarifs de distribution publique

La situation est la suivante :

- les pertes de revenus cumulées depuis 2003, ou retard en masse, résultant de la non répercussion des coûts, notamment des coûts d'approvisionnement de gaz naturel dans les tarifs, atteignent 927 millions d'euros au 31 décembre 2007 ;
- 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.

Gaz de France souhaite une finalisation rapide du nouveau contrat de service public notamment dans son volet tarifaire. Gaz de France a déjà présenté sa méthode d'allocation des coûts aux tarifs réglementés aux pouvoirs publics et à la CRE.

Concernant les tarifs de distribution, les points suivants devront être précisés :

- le recalage en niveau et notamment l'application du jugement du Conseil d'Etat ;
- la prise en compte des coûts hors matière ;
- la définition d'une marge ;
- les dispositions pour assurer une compensation du retard en masse.

Tarifs à souscription

Au 31 décembre 2007, 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 révisibles 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 1er janvier 2008. Les tarifs ont augmenté de 0,290 c€/kWh.

6.1.3.1.2.2.3.3.2 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[®].

6.1.3.1.2.2.3.4 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, après concertation avec la Commission européenne et avec la CRE, Gaz de France a mis en place une « mise à disposition de gaz » (ou « Gas Release ») envers d'autres fournisseurs, pour revente à leurs clients. Cette mise à disposition, démarrée courant 2005, et qui représente un volume total annuel de 15 TWh, se terminera progressivement au cours de l'année 2008.

La mise en service commerciale du nouveau terminal méthanier de Fos Cavaou devrait permettre aux tiers de s'approvisionner directement en gaz naturel pour le vendre dans cette région. Cette mise en service est désormais prévue en 2009. Gaz de France n'anticipe pas d'écart significatif du résultat du segment Achat-Vente d'Energie du fait de la fin de ce programme de mise à disposition temporaire de gaz.

6.1.3.1.2.2.3.5 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, une dimension électricité. En 2007, les ventes d'électricité aux clients finaux du segment Achat Vente d'Energie (hors Gaselys) s'élèvent à environ 2,1 TWh en France contre 2,3 TWh en 2006. Le recul des ventes d'électricité s'explique principalement par le non-renouvellement de certains contrats de grands comptes industriels en 2007. En effet, compte-tenu de la mise en place du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), permettant aux clients de retourner pendant deux ans à des prix réglementés, le Groupe n'a pas cherché à renouveler les gros contrats de vente d'électricité.

6.1.3.1.2.2.3.5.1 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. Au travers de son activité Services, le Groupe a assisté ses clients dans la conception, le financement et la structuration des projets de cogénération. 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 depuis 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.

6.1.3.1.2.2.3.5.2 Clients affaires et particuliers

Gaz de France poursuit son développement électricité centré sur les sites d'entreprises alimentés en moins de 36kVA (approche mono et multi-sites) ainsi que sur la clientèle des particuliers. La clientèle attachée à l'offre duale bénéficie des 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.

En 2007, la Direction Commerciale a conquis 106 340 nouveaux sites-clients en électricité : 59 932 sur le marché des « éligibles 2004 » et 46 408 contrats sur le marché des particuliers. A fin 2007, les placements électricité cumulées s'élèvent à 263 425 sites-clients. »

6.1.3.1.3 Services

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

en millions d'euros	2005 (*) (**)	2006 (**)	2007
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	1 568	1 801	1 807
<i>Dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	<i>1 498</i>	<i>1 682</i>	<i>1 701</i>
Excédent brut opérationnel	105	117	129

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

(**) Données retraitées des effets des reclassements entre segments liés à la mise en place de la nouvelle organisation en 2007

6.1.3.1.2.2.4 Autres services

D'autres activités de services relèvent depuis la réorganisation de 2007 de la Branche Energie France.

6.1.3.1.2.2.4.1 Maintenance de chaudières individuelles

Les activités sur ce marché sont des prestations de maintenance de chaudières pour les clients individuels. Cette prestation permet de renforcer le relationnel avec la clientèle des particuliers, en l'inscrivant dans la durée. En France, cette activité est portée par la filiale Savelys et a été transférée à la Branche Energie France depuis la réorganisation en 2007. En Italie, cette activité est portée par la filiale SI Servizi.

Le portefeuille de SAVELYS comprend :

- 48 % de clients particuliers individuels
- 46 % de clients collectifs (public ou privé)
- 6 % de chaufferies en collectif (public ou privé)

Sur le marché des particuliers, Savelys a une position de leader avec plus de 25 % du marché devant un autre concurrent national, Proxiserve (Véolia), disposant de moins de 10 % de part de marché. Le reste des acteurs sont soit des entreprises locales soit des artisans installateurs.

6.1.3.1.2.2.4.2 Gestion industrielle d'unités de production électrique

L'offre du groupe 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 utilisée pour la construction des actifs de production d'électricité de Gaz de France (Cycofos, St Brieuc, France Ouest...).
- Une prestation de conception et de maintenance d'installations de cogénération et de trigénération.

6.1.3.1.2.2.4.3 Gaz naturel véhicule

Le segment Services, à travers sa filiale GNVert, propose des prestations de construction et d'exploitation des stations de Gaz Naturel Véhicule (« GNV »).

6.1.3.1.3.1 Stratégie du segment Services

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

- Croissance par acquisitions externes :
- Développement commercial :

L'ensemble des opérations de croissance du segment Services s'opère avec une grande rigueur de gestion et la recherche permanente d'une meilleure productivité.

Le segment Services a cédé en 2007 la société ADF ^[16], son pôle de maintenance industrielle, à une société regroupant ses dirigeants et son encadrement avec des fonds gérés par Edmond de Rothschild Investment Partners. Cette opération a été montée dans le cadre d'un LMB0 (« leverage management buy out » – rachat d'une société par une société composée des salariés et d'investisseurs). En 2007, la filiale Savelys portant l'activité de maintenance des chaudières individuelles a été transférée à la Branche Energie France.

6.1.3.1.3.2. Principaux marchés

6.1.3.1.3.2.1 Tertiaire

Sur ce marché, le segment Services propose des prestations de :

- Services énergétiques. Ces prestations sont proposées majoritairement dans l'habitat collectif, les bâtiments publics et les installations industrielles légères. Le segment Services fournit ces services en France, en Italie, au Royaume-Uni, au Benelux, en Espagne et en Suisse.
- Facility management (FM). Le FM est généralement proposé dans le cadre de contrats en tertiaire privé (les clients souhaitant externaliser l'intégralité des services support, de la gestion de la chaufferie au nettoyage). Le segment Services fournit cette prestation en France, en Italie et au Benelux.
- Construction et Exploitation de stations GNV. Cette prestation est proposée aux collectivités locales pour les alimentations des bus, bennes à ordures ménagères et aux entreprises pour les flottes de véhicules. Cette prestation est proposée en France.
- Déléataire de service public pour les réseaux de chaleur et de froid. Cette prestation est proposée aux collectivités publiques. Cette activité est proposée en France et en Italie.
- Travaux. Le segment Services assure des prestations dans toutes les phases de vie des bâtiments et des installations, de la conception au financement, de la réalisation de travaux neufs à la rénovation et à la réhabilitation.

6.1.3.1.3.2.2 Industrie

Sur ce marché, le segment Services propose des prestations de :

- Services énergétiques. Ces prestations sont proposées à tous les types d'industries. Le segment Services fournit ces services en France, en Italie, au Royaume-Uni, au Benelux, en Espagne et en Suisse.
- Facility management (FM). Le FM est proposé aux industriels souhaitant externaliser l'intégralité des services support, de la gestion de la chaufferie au nettoyage. Le segment Services fournit cette prestation en France, en Italie et au Benelux.
- Ventilation en atmosphères contrôlées. La maintenance d'installations de ventilation, de chauffage et de climatisation en atmosphère contrôlée s'adresse aux industries de la microélectronique, microbiologie et micromécanique, ainsi qu'aux industries nucléaires et pharmaceutiques. Cette prestation est proposée en France et en Italie.
- Construction / Gestion d'actifs de production d'électricité et de vapeur. Cette prestation est proposée aux industriels gros consommateurs de gaz naturel (notamment les industries papetières, chimiques, sidérurgiques et les ensembles hospitaliers). Cette prestation est proposée en France, en Italie, au Royaume Uni et en Belgique.
- Maintenance industrielle. Cette prestation est généralement proposée aux industries lourdes telles que les raffineries ou encore les sites métallurgiques. Ces prestations sont proposées dans les pays du Benelux.

6.1.3.1.3.2.3 Particuliers

Les activités sur ce marché sont des prestations de maintenance de chaudières pour les clients individuels. Cette prestation permet de renforcer le relationnel avec la clientèle des particuliers, en l'inscrivant dans la durée. En France, cette activité, portée par Savelys, a été transférée à la Branche Energie France. En Italie, cette activité est portée par la filiale SI Servizi.

6.1.3.1.3.3 Description des activités de Services

Les missions de Services sont les suivantes :

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

[16] ADF est une société spécialisée dans la maintenance industrielle des installations à process continu. Ce pôle employait 1 600 personnes pour un chiffre d'affaires en 2006 de 176 millions d'euros.

Dans ce cadre, le segment Services propose des prestations d'exploitation, de maintenance et de travaux. Elle 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. Elle dispose ainsi aujourd'hui de nombreuses références en bois-énergie, solaire, géothermie, éolien... Le segment Services développe dans le même esprit des savoir-faire en matière de Facility Management, de réseaux de chaleur et de Gaz Naturel Véhicule (GNV).

Le segment Services permet donc au Groupe Gaz de France 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 conçoit, réalise et assure la maintenance d'installations de ventilation, de chauffage et de climatisation en atmosphère contrôlée (salles blanches) pour les industries de la microélectronique, microbiologie et micromécanique, les industries nucléaires et les industries pharmaceutiques.

6.1.3.2 Pôle Infrastructures

6.1.3.2.1 Transport Stockage

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

en millions d'euros	2005 (*) (**)	2006 (**)	2007
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	2 138	2 355	2 494
<i>Dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	<i>228</i>	<i>384</i>	<i>488</i>
Excédent brut opérationnel	1 265	1 357	1 534

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

(**) Données retraitées des effets des reclassements entre segments liés à la mise en place de la nouvelle organisation en 2007

6.1.3.2.1.1 Stratégie du segment Transport Stockage

La stratégie du segment Transport Stockage 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. Ses objectifs sont de :

- 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

Gestion industrielle d'unités de production électrique

L'offre du groupe 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 utilisée pour la construction des actifs de production d'électricité de Gaz de France (Cycofos, St Brieuc, Montoir...). Cette activité est transférée dans le périmètre de la Branche Energie France au 1er janvier 2008.
- Une prestation de conception et de maintenance d'installations de cogénération et de trigénération.

Gaz naturel véhicule

Le segment Services, à travers sa filiale GNVert, 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

Jusqu'en juillet 2007, le segment Services proposait, à travers sa filiale Savelys, des prestations de maintenance de chaudières pour les clients particuliers (habitat individuel ou collectif). Cette activité a été transférée à la Branche Energie France.

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

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) en France,
- La Direction des Grandes Infrastructures de Gaz de France, qui gère les terminaux méthaniers et les sites de stockage en France,
- La délégation Infrastructures Europe de Gaz de France qui gère les filiales de transport et de stockage hors de France qui lui ont été rattachées depuis la réorganisation de 2007.

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. Cette 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 de GRTgaz

6.1.3.2.1.2.1.1 La gestion du réseau de transport de GRTgaz

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 naturel, 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

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 trois dernières années :

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

	Exercice clos le 31 décembre		
	2005	2006	2007
Réseau principal (kilomètres)	6 757	6 757	6 786
Réseau régional (kilomètres)	24 832	24 853	24 931
Total (kilomètres)	31 589	31 610	31 717
Volumes transportés (TWh)	711	687	667

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 de GRTgaz

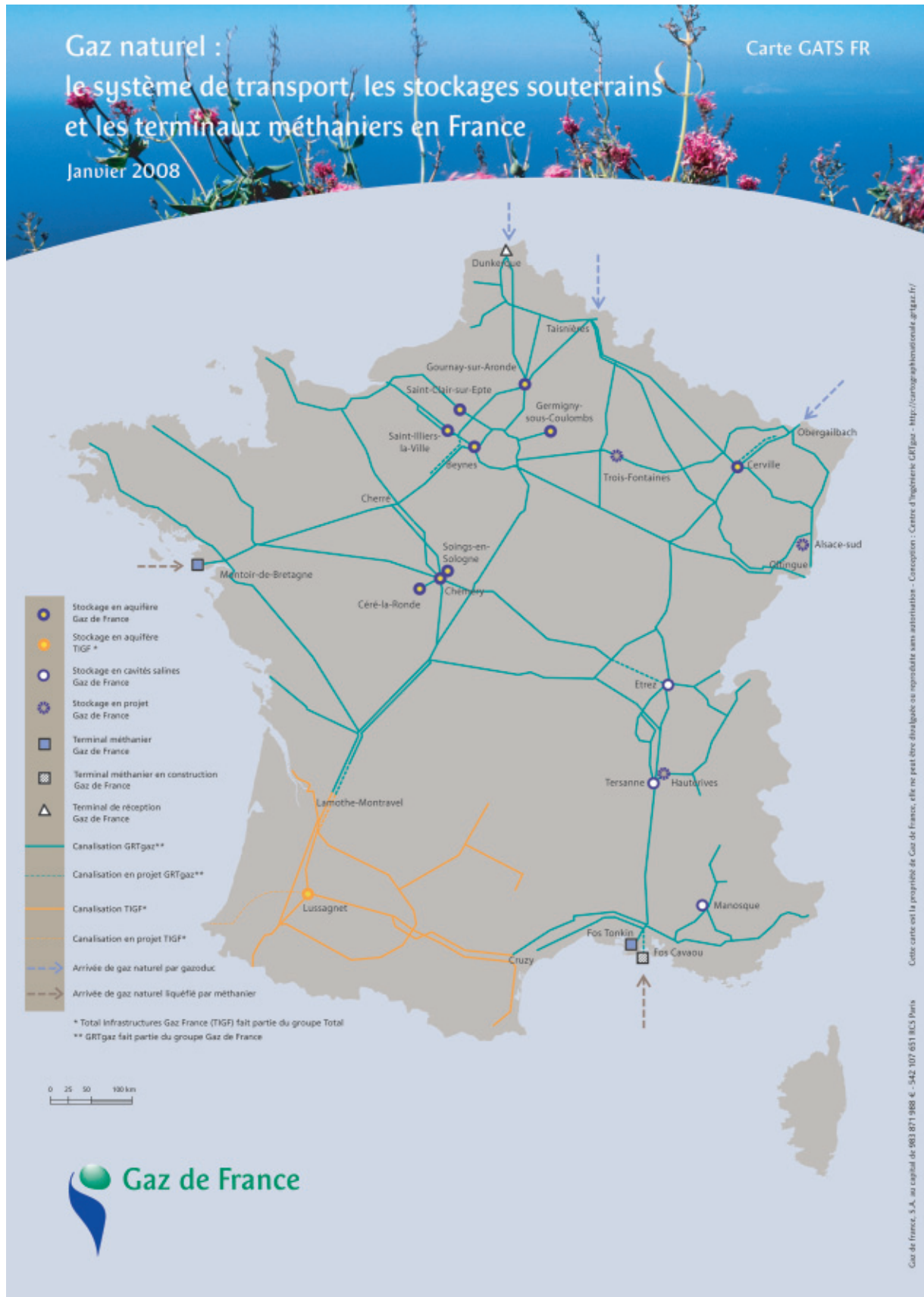
GRTgaz possède le plus long réseau européen de transport de gaz naturel à haute pression. Au 31 décembre 2007, le réseau français comprenait 31 717 kilomètres de gazoducs dont 6 786 kilomètres de réseau principal à très haute pression complétés par plus de 24 931 kilomètres de réseaux régionaux permettant un maillage étendu du territoire français. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2007, GRTgaz a transporté 58,4 milliards de mètres cubes de gaz sur le réseau français, soit 667 TWh contre 687 TWh en 2006.

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 26 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 2008, 85 compresseurs de gaz pour une puissance totale de compression de 481 MW. 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 (TIGF) 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 Nigéria, 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.



6.1.3.2.1.2.1.3 Accès au réseau de transport de GRTgaz

Le Groupe a ouvert l'accès par des tiers à 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 la Direction des Approvisionnements du Groupe soit le premier client de GRTgaz, des contrats d'acheminement ont été conclus en 2007 avec 36 autres clients représentant 205 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2007, soit 16 % 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 sur le réseau de transport de GRTgaz

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 motivée de la CRE. Ce régime encadre donc strictement la liberté de fixer les tarifs d'utilisation du réseau.

6.1.3.2.1.2.1.4.1 Détermination des tarifs d'acheminement du réseau de transport de GRTgaz

Le régime prévu par la loi du 3 janvier 2003 a été appliqué pour la première fois en 2004. Le dernier tarif, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2007 et pour une durée de 2 ans, 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, 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 permet en plus 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.

Le dispositif comporte également pour la première fois un Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP) dont les objectifs et caractéristiques sont les suivants :

- correction de la différence entre les montants planifiés et les montants réels concernant des postes spécifiques du revenu, déterminés ex ante,
- enregistrement de toutes les différences (+ ou -) dans le CRCP,
- transfert du solde résultant du CRCP dans le revenu autorisé suivant,
- application d'un taux d'intérêt à ce solde pour assurer la neutralité du mécanisme ; la CRE a retenu le taux de rémunération de base.

6.1.3.2.1.2.1.4.2 Processus d'élaboration des tarifs d'acheminement du réseau de transport de GRTgaz

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. Cette base d'actifs régulés s'élève au 1^{er} janvier 2008 à 5 567 millions d'euros.

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, de l'industrie et de l'emploi 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 des tarifs d'acheminement sur le réseau de transport de GRTgaz

Les tarifs d'acheminement sur les réseaux de transport 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. Le tarif d'acheminement sur le réseau de transport de GRTgaz 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 de GRTgaz

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 2007, le rapport de la CRE reconnaît que le code de bonne conduite de GRTgaz est diffusé dans les unités, est compris, est mis en application et qu'aucune des vérifications qu'elle a faite n'a révélé des pratiques de discrimination à l'égard d'un fournisseur ou la divulgation d'informations commercialement sensibles.

6.1.3.2.1.2.2 Activités de stockage et de regazéification en France

L'ambition de Gaz de France est de maintenir un niveau d'excellence au meilleur niveau européen dans ses différentes activités d'opérateur de stockages et de terminaux, et de créer de la valeur, en particulier auprès de ses clients.

La Direction des Grandes Infrastructures en charge de cette ambition, a pleinement intégré les impératifs commerciaux que sont les règles de confidentialité, de transparence et de neutralité. Elle se tient attentive et réactive à l'évolution des besoins de ses clients. Au cœur de sa politique, elle a ainsi placé la qualité, c'est-à-dire la satisfaction des exigences de ses clients.

La Direction des Grandes Infrastructures vise la performance dans son exploitation, tant sous l'angle technique (disponibilité, fiabilité, sécurité des personnes et des biens, respect de l'environnement) qu'économique (optimisation des coûts de développement et d'adaptation de l'outil industriel, maîtrise des coûts d'exploitation).

Gaz de France ambitionne de continuer à répondre aux développements du marché français dans ses deux secteurs d'activité.

La Direction des Grandes Infrastructures a décidé de faire reconnaître par un organisme certificateur externe ses

performances des prestations fournies aux clients utilisateurs des infrastructures placées sous sa responsabilité, sa maîtrise de son activité industrielle vis-à-vis de l'environnement et de la sécurité. Ses performances et sa maîtrise de son activité industrielle font l'objet d'audits annuels. Les prestations commerciales de « stockage du gaz naturel dans les stockages souterrains », de « regazéification dans les terminaux méthaniers » et la prestation « d'odorisation du gaz naturel émis sur le réseau de transport » ont été certifiées en janvier 2006, avec reconduction en 2007 après audits. La maîtrise de son activité industrielle dans le domaine de l'environnement a fait l'objet d'une certification ISO 14001 pour l'ensemble des sites industriels (12 stockages souterrains et 2 terminaux méthaniers).

6.1.3.2.1.2.2.1 Terminaux méthaniers

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

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

Les deux terminaux méthaniers du Groupe, Fos-Tonkin et Montoir-de-Bretagne, lui permettent de commercialiser 15,5 milliards de mètres cubes de gaz par an de capacité de regazéification. Cette capacité a été temporairement portée à 17 milliards de mètres cubes de gaz fin 2005, de manière à faciliter la réception du nouveau GNL égyptien, dans l'attente de la mise en service du troisième terminal du Groupe en France (Fos Cavaou).

Fos-Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie et d'Egypte. 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, d'un appointement pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 mètres cubes de GNL environ 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'Egypte. 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 environ 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.

Afin de répondre au développement du GNL en France et en Europe, Gaz de France a lancé, fin 2006, un appel à souscription (« open season ») pour l'extension des capacités du terminal de Montoir-de-Bretagne, de 10 Gm³/an actuellement, jusqu'à une capacité totale pouvant atteindre 16,5 Gm³/an, sous réserve de demande de souscriptions.

Plusieurs variantes ont été proposées : prolongation de l'activité du site à 10 Gm³/an de 2021 actuellement, jusqu'en 2035 ; première augmentation de capacité à 12,5 Gm³/an à partir de 2011, en renforçant les moyens de regazéification du terminal ; une deuxième augmentation de capacité à 16,5 Gm³/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.

Suite aux offres engageantes remises par des expéditeurs, le Conseil d'Administration de Gaz de France a confirmé son intérêt pour l'augmentation des capacités et a demandé à ce que le dossier lui soit représenté dès que les autorités de régulation auront précisé les conditions de rémunération à long terme de l'investissement. D'ores et déjà, Gaz de France a décidé de prolonger l'activité du site jusqu'en 2035.

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 construit un troisième terminal méthanier, Fos-Cavaou, situé à Fos-sur-Mer sur la côte méditerranéenne. Ce nouveau terminal devrait être mis en service courant 2009. 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 m³. Ce terminal est détenu par une filiale dédiée, la Société du Terminal Méthanier de Fos-Cavaou (STMFC) détenue à la hauteur de 69,7 % par Gaz de France et de 30,3 % par Total. Gaz de France a souscrit des capacités de regazéification pour 20 ans. Total a souscrit des capacités de regazéification portant sur 2,25 milliards de mètres cubes par an. Par ailleurs, le restant des capacités du terminal (10 % de la capacité totale, soit 0,825 Gm³/an), réservé à des opérations de plus court terme, a été souscrit en juin 2007, pour une durée de trois ans, à la suite d'une « open season » par EDF qui représente un groupement de quatre entreprises (EDF, Distrigaz, ENI et Essent).

6.1.3.2.1.2.2.2 Stockages souterrains

Le Groupe Gaz de France est un des leaders du stockage souterrain en Europe, en termes de capacités de stockage. Il exploite en France :

- 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 8,7 milliards de mètres cubes) et trois sous forme de cavités salines (pour un volume total utile de stockage de 0,9 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 de 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 tarifs d'accès, les conditions générales et les règles d'allocation sont disponibles sur Internet. 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. En 2007, la Direction des Grandes Infrastructures compte sept clients sur ses terminaux méthaniers de Fos et de Montoir. De son côté, la Société du Terminal de Fos-Cavaou (STMFC) compte six utilisateurs pour son terminal de Fos Cavaou.

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 disponibles. 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. En 2007, la Direction des Grandes Infrastructures compte 22 clients pour ses différentes offres de stockage.

Ainsi, en matière de stockage, la Direction des Grandes Infrastructures propose régulièrement au marché les capacités disponibles pour le marché au-delà de celles nécessaires à la couverture des droits à stockage des fournisseurs. En 2007, quatre consultations de ce type ont été mises en œuvre avec succès sous forme d'enchères. En 2008, ce processus sera reconduit. Par ailleurs, conformément aux engagements pris auprès de la Commission européenne, dans le cadre du projet de fusion Gaz de France / Suez, Gaz de France a proposé au marché le 27 juin 2007, une capacité de stockage sur le site de Trois Fontaines, selon des principes transparents et non discriminatoires.

6.1.3.2.1.2.2.4 Tarifs d'accès aux terminaux méthaniers et aux stockages de Gaz de France

6.1.3.2.1.2.2.4.1 Tarifs d'accès aux 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. 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.

Le tarif actuellement en vigueur 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 sont de 9,25% en réel avant impôts pour les actifs mis en service avant le 1^{er} janvier 2004 et de 10,5% réel avant impôts pour les actifs mis en service après le 1^{er} janvier 2004.

La base d'actifs régulés se monte à 373 millions d'euros au 1^{er} janvier 2007 et 363 millions d'euros au 1^{er} janvier 2008.

Ce tarif s'applique aux deux terminaux existants, Fos-Tonkin et Montoir-de-Bretagne. Il sera réexaminé à la mise en service du futur terminal de Fos-Cavaou. Il est à noter que ce dernier fera l'objet d'une tarification individualisée de l'accès des tiers à ses capacités.

La formule tarifaire en vigueur est constituée de six termes : un terme de nombre de déchargements, un terme de quantités déchargées, un terme d'utilisation des capacités de réception, un terme d'utilisation des capacités de regazéification et 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 déchargements 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 Tarifs d'accès aux stockages

L'offre de Gaz de France repose sur des principes exposés aux services de la DIDEME et de la CRE. Les prix d'accès au stockage sont du type « négocié » ; une partie des capacités disponibles est commercialisée sous la forme d'enchères. En 2007, quatre consultations de ce type ont été mises en œuvre avec succès.

Les prix d'accès font l'objet d'une publication par Gaz de France sur le site internet de la Direction des Grandes Infrastructures.

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 ;
- la quantité injectée.

6.1.3.2.1.2.3 Contrôle, qualité et sécurité du réseau de transport de GRTgaz et des terminaux méthaniers et stockages de la Direction des Grandes Infrastructures

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 terme de sécurité et leur pilotage en termes 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 méthaniers et d'odorisation du gaz émis sur le réseau de transport.

En 2006, GRTgaz a obtenu le renouvellement de la certification selon le référentiel ISO 9001 de l'ensemble de ses activités : acheminement et livraison de gaz, odorisation et transport de gaz en citerne. En 2007, le Groupe a vu le renouvellement de ses certifications selon le référentiel ISO 9001 sur les activités de regazéification dans les terminaux méthaniers, d'odorisation du gaz émis sur le réseau de transport et de la prestation de stockage de gaz naturel dans les réservoirs souterrains.

Une démarche de certification environnementale ISO 14001 a également été déployée. A fin 2006 la certification a été 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 des ses activités de compression pour six stations (Palleau, Vindecy, Evry, Brizambourg, Pitgam et Morelmaison). Fin 2007, le périmètre a été étendu à quatre stations supplémentaires (Voisines, Laneuvelotte, Bréal, Taisnières).

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 2007, 49 % de son réseau de transport avait été réhabilité.

6.1.3.2.1.2.4 Activités de transport stockage international

Allemagne

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 d'une longueur au 31 décembre 2007 de 1 077 kilomètres reliant les frontières tchèque et autrichienne à la frontière française (données pour 100 %). Cette société est consolidée par intégration proportionnelle.

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 1er 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 1er octobre 2006, GDF DT s'est vu attribuer le pilotage d'une de ces zones. A fin 2007, GDF DT assure des prestations de transport pour 17 clients différents.

Belgique

SEGEO est détenue à 25 % par le Groupe et à 75 % par Fluxys et possède au 31 décembre 2007 une canalisation de 160 kilomètres allant des Pays-Bas à la France, transportant principalement du gaz provenant de la mer du Nord. Le principal client de cette infrastructure est Gaz de France, qui en a souscrit

80 % des capacités jusqu'en 2028. A noter que dans le cadre du projet de fusion avec Suez, Gaz de France s'est engagé auprès de la Commission européenne à céder sa part de 25 % dans SEGEO à Fluxys. SEGEO est consolidée par mise en équivalence.

Autriche

Détenue à 34 % par le Groupe, à 51 % par ÖMV et à 15 % par E.On-Ruhrgas, BOG dispose du droit de commercialiser jusqu'en 2029 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. BOG a été restructurée en 2007 par ses trois actionnaires, en devenant une société de transport de plein exercice, contrôlée par ÖMV. BOG a également pérennisé ses droits au-delà de 2014. A cette occasion, Gaz de France a cédé 10 % de BOG à E.On-Ruhrgas. Cette société n'est pas consolidée.

Royaume-Uni

Gaz de France a acquis auprès d'Ineos Enterprises un projet de stockage de gaz naturel en cavités salines à Stublich, dans le Cheshire. La société GDF Storage UK Ltd, détenue à 100 % par le Groupe, a été créée en 2007 pour construire et commercialiser ce stockage. La capacité totale prévue est de 400 millions de m3 de volume utile, ce qui en fera l'un des tous premiers par la taille au Royaume-Uni. Ce stockage, qui pourra fournir jusqu'à 12 % de la consommation journalière moyenne britannique, renforcera la sécurité d'approvisionnement du pays. Les premières capacités devraient être commercialisées en 2013.

6.1.3.2.2 Distribution

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

en millions d'euros	2005 (*) (**)	2006 (**)	2007
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	3 426	3 289	3 076
Dont chiffre d'affaires avec les tiers	774	642	517
Excédent brut opérationnel	1 358	1 412	1 291

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

(**) Données retraitées des effets des reclassements entre segments liés à la mise en place de la nouvelle organisation en 2007

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 2007, 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 185 839 kilomètres et 9 202 communes raccordées dans lesquelles résident environ 77 % de la population française. Gaz de France exploite le réseau de distribution publique de gaz sous le régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance, conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

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 1er juillet 2004 en application de la directive européenne 2003/55 relative à l'ouverture des marchés de l'énergie de la façon suivante :

- La gestion du réseau de distribution est indépendante des activités de production et de fourniture de Gaz de France.
- La gestion du réseau de distribution a été confiée à une direction spécifique de Gaz de France, Gaz de France Réseau Distribution (ou GRD).
- Gaz de France et EDF sont restés associés dans une direction commune (EDF Gaz de France Distribution) réalisant notamment la construction, l'exploitation et la maintenance pour leur réseau respectif de distribution.

Depuis, la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 a imposé la filialisation du distributeur de gaz et a fixé les conditions d'exercice de cette activité au sein du Groupe. Le périmètre de cette séparation juridique couvre l'ensemble des activités de distribution de gaz naturel exercées par Gaz de France Réseau Distribution et par EDF Gaz de France Distribution. En vertu de ces dispositions, le Conseil d'Administration de Gaz de France a approuvé la filialisation de la distribution le 3 juillet 2007. Le contrat de cession de l'activité de distribution du Groupe à la filiale a été signé le 20 juillet 2007. Il a pris effet le 31 décembre 2007, date de la mise en place effective de la filiale, dénommée GrDF.

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 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 porte toutes les missions du distributeur de Gaz de France et encaisse les recettes d'acheminement. La filiale de distribution de Gaz de France, détenue à 100 % par 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 continue 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.

6.1.3.2.1 Stratégie du segment Distribution France

Dans le contexte de mutations profondes du marché de l'énergie, le distributeur constitué par la filiale de distribution de gaz GrDF a l'ambition de devenir une société de référence en Europe dans le domaine de la distribution du gaz naturel. Pour ce faire, elle 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 2008, le distributeur mettra en oeuvre les quatre orientations stratégiques suivantes, qui constituent le socle de son projet d'entreprise :

- **Installer l'identité et la légitimité de la nouvelle société** : il s'agit d'asseoir la dimension de son nouveau statut d'entreprise de plein exercice, indépendante, intégrée au groupe Gaz de France, en contribuant à assurer la continuité du service public de l'énergie auprès des collectivités locales et l'ensemble des clients et en restant un acteur industriel de proximité.
- **Se positionner comme un acteur fédérateur de la croissance durable et rentable du gaz naturel vis-à-vis des parties prenantes**, en lien avec le Groupe Gaz de France. Il s'agit de porter les atouts de l'énergie gaz naturel et de la performance

de ses solutions auprès du public, des acteurs de la filière gaz et de la filière de la construction.

- **Assurer la performance industrielle et économique au service du client**, en étant reconnu comme un gestionnaire de réseau de distribution de référence grâce à la qualité de ses prestations et de ses pratiques.
- **Promouvoir la dynamique sociale et managériale** en créant un sentiment d'appartenance des collaborateurs à la nouvelle société, en refondant le dialogue social et en attirant de nouveaux talents.

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 et une approche nationale des risques réseau, branchement et ouvrages en immeubles par ordre de priorité, complétée d'une analyse régionale des risques permettant une meilleure prise en compte du risque local,
- un programme de maintenance préventive assistée par ordinateur,
- un système d'information géographique modernisé.

Le maintien d'un niveau soutenu d'investissement de sécurité industrielle dans les dix prochaines années devrait contribuer à conforter la qualité et la sécurité d'exploitation du réseau.

- **Poursuivre un développement rentable du réseau de distribution en France.**

Pour favoriser 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 9 202 communes desservies en gaz naturel constitue le socle de l'activité du distributeur. Auprès 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 poursuit ses efforts d'amélioration de productivité et de maîtrise des coûts, en particulier par une refonte de ses relations avec ses partenaires industriels et par le développement d'un programme spécifique de réduction des coûts (le projet Performance).

Par ailleurs, il recherche une meilleure utilisation des ouvrages par une augmentation des points de livraison actifs sur les zones déjà desservies. Enfin, il procède à leur mise à niveau en continu en tirant parti des innovations technologiques.

Le tableau ci-dessous décrit le développement des réseaux de distribution de gaz naturel en France de Gaz de France au cours des deux dernières années :

Tableau – Développement des réseaux de distribution de gaz naturel de Gaz de France en France

	Exercice clos le 31 décembre	
	2006	2007
Longueur du réseau (kilomètres)	182 982 (*)	185 839 (*)
Communes nouvelles raccordées	134	103
Utilisateurs raccordés (en millions)	11,1	11,1 (**)
Quantité brute acheminée (TWh) (***)	325	310

(*) Le changement en 2007 de l'outil de référencement des ouvrages du distributeur a conduit à réviser la qualification de certaines de nos canalisations dans un souci d'homogénéisation et de cohérence. L'impact de cet ajustement, par rapport aux données publiées dans le document de référence 2006 (longueur affichée de 185 000 km) se traduit ainsi par une diminution de 1 559 km de réseau. Par ailleurs, les données 2006 du document de référence ont également été diminuées des longueurs de réseaux de GPL, soit un impact supplémentaire de 459 km.

(**) Nombre de points de livraison contractuels sur le réseau de distribution

(***) Enlèvements bruts y compris pertes aux Points d'Interconnexion Transport Distribution (PITD)

6.1.3.2.2.2 Description des activités du segment Distribution France

6.1.3.2.2.2.1 Contexte général

Le distributeur 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 2007, 45,3 millions de personnes vivaient dans les communes reliées aux réseaux de distribution gérés par Gaz de France, représentant environ 77 % de la population française. A cette date, ces réseaux de distribution avaient une longueur de 185 839 kilomètres et comptaient environ 11,1 millions de points de livraison dans 9 202 communes en France. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2007, ce sont près de 310 TWh de gaz naturel qui ont été acheminés contre 325 TWh en 2006. Cette variation témoigne d'un 1^{er} semestre 2007 particulièrement chaud, partiellement compensé par un second semestre plus froid que la moyenne.

L'activité de distribution en France a pour objet principal l'acheminement du gaz vendu par les expéditeurs (fournisseurs ou mandataires) et la commercialisation des prestations de livraison de gaz aux clients finaux. Les réseaux de distribution gérés par le distributeur 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 les communes desservies. L'année 2007 a été marquée par le lancement d'OMEGA (nouveau SI du métier acheminement-livraison) dans un contexte d'ouverture du marché du gaz naturel aux clients résidentiels.

Les réseaux de distribution de gaz naturel de GrDF se sont développés au rythme d'environ 3 % par an en moyenne sur la période 2002-2007. Au cours de cette période, Gaz de France a raccordé plus de 1,2 million de nouveaux clients et desservi 1 182 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 distributeur 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 distributeur souhaite maintenir les extensions de réseau et augmenter sensiblement le nombre de points de livraison dans les communes déjà desservies. Au 31 décembre 2007, et depuis l'origine du projet « un million de nouveaux clients ayant accès au gaz naturel pour le chauffage en 2003 », 986 300 nouveaux clients ayant accès au gaz naturel pour le chauffage ont été conquis. Cet objectif a été atteint début 2008.

Le distributeur 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 achevé un programme accéléré de remplacement des dernières canalisations en fonte grise connues et répertoriées conformément à 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 trois années 2005, 2006 et 2007. Dans ce cadre, en 2007, 178 km de réseaux en fonte grise ont été remplacés. 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 est réalisée en général tous les 12 à 36 mois. Les résultats de ces missions de surveillance permettent de mettre en œuvre les travaux qui s'avèrent nécessaires.

Conformément à la politique de sécurité industrielle, des investissements hors réseau fonte sont engagés en 2007. Ils comprennent principalement 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 Le régime des concessions

Au 31 décembre 2007, Gaz de France bénéficie d'un portefeuille de 6 253 contrats portant sur un total de 9 202 communes desservies en gaz (6 254 contrats en 2006). 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 9 202 communes desservies par Gaz de France dans le cadre des 6 253 contrats se répartissent en deux groupes :

- 8 909 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.
- 293 communes relèvent de contrats de concession attribués à Gaz de France sur la période 2003-2007 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 2007, environ 0,1 % des clients et du chiffre d'affaires du distributeur.

Au 31 décembre 2007, la moyenne de la durée résiduelle des contrats de concession du Groupe (pondérée par les volumes distribués) était de 17,8 ans ⁽¹⁷⁾.

Tableau : Pourcentage de contrats de concession de distribution de gaz naturel de Gaz de France en France 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
2008-2012	3,2 %	5 %
2013-2017	7,5 %	4,4 %
2018-2022	15,5 %	18,8 %
2023-2027	24,4 %	37,0 %
2028 et au-delà	49,4 %	34,8 %

⁽¹⁷⁾ Méthode de calcul affinée en 2007 (calcul fondé sur le nombre de jours restant à courir et non plus sur le nombre d'années). L'application de la méthode 2006 aurait conduit à un résultat de 18,2 ans pour 2007.

Dans le contexte de la mise en concurrence, Gaz de France a gagné depuis 2003, 383 nouvelles communes dont 293 sont effectivement desservies au 31 décembre 2007.

6.1.3.2.2.3 Organisation du distributeur gaz

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 de gaz naturel. Cette transformation s'est faite en deux étapes : création de Gaz de France Réseau Distribution (2004) et filialisation des activités de distribution de gaz (2007).

6.1.3.2.2.3.1 La création de Gaz de France Réseau Distribution (GRD) et d'EGD en 2004

Le Groupe avait 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 avait 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.

Depuis sa création en 2004, GRD a ainsi assuré la responsabilité de la maîtrise d'ouvrage des réseaux de distribution du Groupe en France. De plus GRD a assuré l'allocation des quantités de gaz consommées par les clients entre les différents fournisseurs et a facturé 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 était indépendante des opérations de production et de fourniture de Gaz de France et un certain nombre de règles de gouvernement d'entreprise ont permis de prévenir toute pratique discriminatoire en matière d'accès aux réseaux.

Il a été organisé 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 s'est vue confier les missions suivantes :

- 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.).

Cette organisation a été modifiée depuis la filialisation du distributeur.

6.1.3.2.2.3.2 La filialisation du distributeur gaz et la création du service commun en 2007

Conformément aux dispositions de la loi, le Conseil d'Administration de Gaz de France a approuvé, le 3 juillet 2007, la filialisation de l'activité de distribution de gaz naturel. Le contrat de cession du Groupe à la filiale a été signé le 20 juillet. Il a pris effet le 31 décembre 2007, date de mise en place effective de la filiale.

GrDF est une société anonyme détenue intégralement par Gaz de France avec un conseil d'administration, un Président et un Directeur Général. Le conseil d'administration comprend 15 administrateurs nommés pour 5 ans. Il désigne le Directeur Général pour une durée de 3 ans.

Pour garantir l'autonomie de la nouvelle société, GrDF a reçu l'ensemble des biens, des droits et obligations de Gaz de France en matière de distribution et, en particulier, les contrats de concession qui lient Gaz de France et les communes pour la desserte de gaz naturel. GrDF est notamment chargée du développement, de l'exploitation et de la maintenance des réseaux de gaz naturel, de la politique d'investissements, de la gestion des contrats de concession ainsi que de l'accès des tiers aux réseaux de manière transparente et non discriminatoire.

L'activité de commercialisation de gaz naturel (vente et facturation) a été transférée au segment Achat-Vente d'Énergie dans le cadre de l'ouverture totale du marché du gaz qui est intervenue le 1^{er} juillet 2007. Les deux Directions Commerciales de Gaz de France et d'EDF gèrent désormais de manière complètement indépendante le portefeuille de leurs clients au titre de l'activité de fourniture.

La nouvelle organisation prévoit le maintien d'un service commun aux deux filiales de distribution de Gaz de France et d'EDF, GrDF et eRDF. Il assurera notamment les activités de construction d'ouvrage, de maîtrise d'œuvre des travaux, d'exploitation et de maintenance des réseaux pour le compte des deux filiales, ainsi que les opérations de dépannage et de comptage et les relations de proximité avec les départements et les communes. Les collaborateurs d'EGD et de GRD ont intégré la filiale de distribution le 31 décembre 2007.

GrDF est consolidée par intégration globale, l'opération de cession n'a aucun impact sur les comptes consolidés du Groupe.

6.1.3.2.2.3.3 Traitement et répartition entre EDF et Gaz de France, puis entre eRDF et GrDF, des dépenses du service commun

Depuis sa création les activités d'EGD ont été exercées, et en 2008 celles du service commun, seront exercées, dans des

conditions garantissant 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, ont été directement imputées à cette entreprise. Elles n'ont pas donné 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 ont été 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, ont fait l'objet d'une répartition entre les parties en application de clés de répartition contractuelles. Ces charges ont été 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 2007. Ainsi, pour le personnel de l'opérateur commun affecté de manière fixe à des activités mixtes électricité/gaz, les charges correspondantes ont été 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 2007, 65 millions d'euros ont ainsi été facturés par le Distributeur Gaz de France à EDF, et 81 millions d'euros ont été facturés par EDF (dont 78 millions d'euros par le Distributeur EDF) au Distributeur 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 2007, 24 millions d'euros ont ainsi été facturés entièrement au titre de ces services communs par Gaz de France à EDF et 73 millions d'euros ont été facturés par EDF au Distributeur Gaz de France dont 44 millions d'euros au titre de ces services communs et 29 millions d'euros à travers d'autres entités d'EDF. Enfin, au titre de l'immobilier, Gaz de France a facturé le Distributeur EDF à travers EGD à hauteur de 3 millions d'euros et directement à

hauteur de 53 millions d'euros et EDF a facturé le Distributeur Gaz de France à travers EGD à hauteur de 6 millions d'euros et directement à hauteur de 68 millions d'euros.

Ces principes de comptabilisation et de répartition des charges entre EDF et Gaz de France concernant les activités du service commun, restent inchangés après la filialisation des deux distributeurs et s'appliquent désormais entre GrDF et eRDF.

6.1.3.2.2.3.4 Relations contractuelles entre EDF et Gaz de France, puis entre eRDF et GrDF, au sein du service commun

Dans le cadre de la nouvelle organisation en matière de distribution mise en place en 2004, telle que décrite ci-dessus, EDF et Gaz de France avaient 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 a prévu qu'EGD conduise et mette 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 mette 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 de plus de deux millions d'euros sur l'autre entreprise au travers d'EGD, une étude 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.

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 aviserait 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 d'un directoire qui a reçu délégation à cet effet, les éléments du litige afin de rechercher une solution amiable dans un délai de vingt 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.

Pour adapter cette convention à l'exigence de séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité

et de gaz issue de la loi du 7 décembre 2006 ainsi que par la création d'un service commun par les sociétés GrDF et eRDF issues de cette séparation juridique, un avenant à la présente convention visée ci-dessus a été signé le 20 décembre 2007 par EDF et Gaz de France. Celui-ci organise la reprise, par leur filiale respective, de leurs droits et obligations au titre de cette convention. Il adapte l'accord de gouvernance à la nouvelle organisation avec la création de deux organismes de pilotage du service commun :

- Un Directoire, composé des Dirigeants des deux filiales. Celui-ci est chargé plus particulièrement :
 - de gérer les interactions entre les politiques des deux entreprises ;
 - de s'assurer du respect de la convention, et de ses éventuelles évolutions ;
 - de nommer les Directeurs de région du service commun et les Directeurs d'Unité sur proposition du Comité pour les activités Mixtes ou des filiales respectives pour les activités mono-énergie ;
 - de décider des modifications de l'organisation générale du service commun.
- Un Comité, composé du Directeur des Opérations de la filiale d'EDF et du Directeur Général Adjoint de la filiale de Gaz de France. Il traite notamment les questions concernant en particulier les activités mixtes qui ne sont pas de la compétence du Directoire, telles que les modifications éventuelles des règles de partage des charges et produits, l'engagement d'actions contentieuses envers un tiers, la nomination des cadres supérieurs du service commun.
- Deux Comités thématiques sont créés dans le cadre de cet avenant : un comité RH et un comité SI-IT.

Le service commun est également en charge :

- depuis le 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,
- depuis le 1^{er} juin 2007, d'assurer l'interface entre le Distributeur Gaz et les commercialisateurs de gaz pour la gestion quotidienne des contrats d'acheminement.

Les accueils sont l'interface du service commun vis-à-vis de tous les fournisseurs et des clients. Ces accueils ont pour missions d'informer les clients sur l'ouverture du marché et sur les nouvelles règles de fonctionnement, ainsi que de les orienter et de les mettre en relation lors des différentes phases de leur contrat (emménagement, mise en service, informations sur le délai de paiement et de solidarité, déménagement). Les activités gaz de l'accueil à distance sont scindées en deux :

- L'accueil acheminement (mixte électricité et gaz) traite et suit les demandes des fournisseurs (mise en service, résiliation, changement de fournisseur, relevés spéciaux, coupure

impayés...), traite les états de relèves, auto-relevés et redressements d'index, et prend en charge des anomalies détectées par les différents SI ;

- L'accès au gaz (100 % gaz) qui s'occupe des devis de branchements de gaz, du traitement et suivi des demandes de branchements neufs ou de modifications de branchements, du suivi et du recouvrement des devis, du jalonnement des travaux, du suivi des prestataires, de l'interface raccordement et du suivi des réclamations.

Les activités sur les comptages ont représenté en 2007 pour Gaz de France et EDF plus de 89 millions de relevés de compteurs et 9,3 millions d'interventions techniques chez les clients, dont environ 2,4 millions d'interventions gaz. Elles sont effectuées par près de 10 200 techniciens travaillant pour les deux entreprises, répartis sur environ 730 centres d'intervention. La localisation de ces bases permet d'accéder à environ 97% de la population en moins de 20 minutes.

6.1.3.2.2.4 Accès au réseau de distribution gaz

Le réseau de distribution gaz naturel est accessible de manière transparente et non discriminatoire pour les acheteurs de gaz éligibles, les fournisseurs ou leurs mandataires. Comme dans le cas du réseau de transport, GrDF publie sur son site Internet les conditions générales d'utilisation des ouvrages et installations de distribution, et les communique à la CRE.

Les utilisateurs des réseaux doivent respecter les conditions générales de cet accès. Les expéditeurs qui sont, selon le cas, le client, le fournisseur ou leur mandataire, signent un contrat d'acheminement avec GrDF. 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 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 gaz

GrDF applique depuis le 1^{er} janvier 2006 les tarifs fixés par la décision du ministre de l'Economie, de l'Industrie et de l'Emploi du 27 décembre 2005. Ces tarifs avaient fait l'objet, le 26 octobre 2005 d'une proposition élaborée par la Commission de régulation de l'énergie (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 et 2007 ont été déterminés, s'élevait à 12 455 millions d'euros au 1^{er} janvier 2006. Son montant au 1^{er} janvier 2007 est de 12 866 millions d'euros.

Les mêmes tarifs d'utilisation du réseau de distribution sont pratiqués sur l'ensemble des zones exploitées par le distributeur. 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 étaient prévus pour s'appliquer sur la période 2006-2007. Après travaux, la CRE a transmis au gouvernement le 28 février 2008 une proposition tarifaire prévue pour s'appliquer à compter du second semestre 2008. Elle s'inscrit dans une démarche conjointe de régulation incitative avec engagement sur un objectif annuel de productivité et de responsabilisation du distributeur sur la qualité de service.

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 2007 et au 1^{er} janvier 2008 après présentation aux services de la Commission de Régulation de l'Énergie et aux fournisseurs de gaz. Ces mises à jour appliquent les principes d'évolution des tarifs des prestations tels que définis dans le catalogue de prestations.

Le Ministère en charge de l'énergie a rendu publique le 21 mars 2008 la proposition tarifaire de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) concernant le tarif d'accès des tiers au réseau de distribution de gaz naturel (ATRD 3) dont la mise en œuvre est prévue au 1^{er} juillet 2008. Les points essentiels de cette proposition sont :

- Tarif pluriannuel pour 4 années du 1^{er} juillet 2008 au 30 juin 2012
- Après une hausse de 5,6 % du tarif au 1^{er} juillet 2008, révision au 1^{er} juillet de chaque année à hauteur de l'inflation (indice des prix à la consommation hors tabac) diminuée de 1,3 %

- Maintien des modalités de calcul de la base d'actifs régulée qui s'élève à 13.174 M€ au 1er janvier 2008
- Baisse du taux de rémunération de 7,25 % à 6,75 % (taux réel avant impôt)
- Maintien de la structure des tarifs pour les utilisateurs du réseau de distribution
- Création d'un compte de régularisation des charges et produits (CRCP) permettant de couvrir :
 - les écarts sur les volumes acheminés ; (compensation intégrale de l'écart entre réalisé et prévision)
 - les écarts sur les investissements ; (compensation intégrale de l'écart entre réalisé et prévision)
 - les écarts sur le coût des pertes de gaz sur le réseau ; (compensation dans la limite de 90 % de l'écart entre réalisé et prévision)
 - les pénalités et les bonus liés à la qualité de service ;
 - les pénalités liés aux dépassements de capacités.
- Apurement du compte de régularisation des charges et des produits par des évolutions complémentaires du tarif dans la limite de plus ou moins 2 % le 1er juillet 2010 et le 1er juillet 2011. Les montants qui ne pourraient être apurés seront reportés sur l'année suivante
- A l'issue de la période 2008/2012, les gains de productivité qui excéderaient l'objectif de productivité intégré au tarif, seraient conservés à hauteur de 40 % par GrDF le solde étant restitué aux clients au cours de la période tarifaire suivante.

Cette proposition a été transmise pour approbation par la CRE à l'État qui a engagé une consultation auprès des parties prenantes. Cette proposition deviendra applicable à compter du 1er juillet 2008.

6.1.3.2.2.6 Le code de bonne conduite

Les lois relatives à l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz ont conduit le groupe Gaz de France à séparer les activités d'acheminement du gaz naturel, assurées par le distributeur, de celles de fourniture d'énergie. C'est dans ce contexte que GRD puis GrDF exerce ses missions de service public, en garantissant aux tiers (clients et fournisseurs de gaz naturel) un accès non-discriminatoire au réseau de distribution.

Le code de bonne conduite illustre concrètement cet engagement d'impartialité du distributeur. Conformément à la loi, ce document réunit un ensemble de principes et de mesures factuelles qui garantissent un traitement confidentiel (protection des informations commercialement sensibles), équitable et en toute transparence des demandes des clients et des fournisseurs de gaz naturel.

Le code, actualisé en 2007, est marqué par la volonté de mieux partager les pratiques et procédures en matière de non-discrimination et de traitement des réclamations du distributeur avec l'ensemble des parties prenantes.

Les principes développés dans le code de bonne conduite guident le travail quotidien de l'ensemble des collaborateurs du distributeur.

Construit sur le concept de l'amélioration continue, le code est actualisé une fois par an et adressé au Président de la (CRE). Son application fait l'objet d'audits internes réalisés par le distributeur, d'audits externes et d'enquêtes « mystères » (initiées en 2007) pilotés par les services de la CRE.

Le 14 novembre 2007, le distributeur a présenté à la CRE son rapport 2007 sur la mise en oeuvre de son code de bonne conduite, conformément aux dispositions législatives. Ce rapport a également fait l'objet d'une présentation au Conseil d'Administration de Gaz de France le 19 décembre 2007. La Commission de Régulation de l'Energie a publié sur son site Internet le 19 décembre 2007 son rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

6.1.3.2.2.7 Le tableau de suivi

GrDF fournit aux Services de la CRE un tableau de suivi de l'activité de distribution. Ce suivi comporte des indicateurs, portant sur l'ouverture du marché, l'état et le fonctionnement du réseau, la clientèle, la qualité de service, les relations avec les collectivités locales.

En 2006 et 2007, le distributeur a travaillé, en collaboration avec les Services de la CRE, sur une refonte de cette table de suivi dans le cadre de l'ouverture totale du marché au 1er juillet 2007. Ce nouveau tableau de suivi comporte 41 indicateurs, mensuels, trimestriels ou annuels. Elle est fournie chaque mois et rend compte de l'activité opérationnelle du distributeur. Les services de la CRE ont notamment souhaité mettre l'accent sur l'ouverture du marché de masse. Le suivi est quantitatif (nombre de clients par fournisseur, quantités acheminées...) et qualitatif (délais d'interventions, suivi des réclamations...).

Courant 2008, le tableau de suivi devrait s'enrichir des indicateurs relatifs à la qualité de service mis en place dans le cadre du prochain tarif d'accès des tiers au réseau de distribution (ATRD 3). Cinq indicateurs feront, à terme, l'objet d'une incitation financière. La publication en ligne de ces indicateurs est également prévue courant 2008.

6.1.3.2.3 Transport-Distribution International

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

en millions d'euros	2005 (*) (**)	2006 (**)	2007
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	3 669	5 178	5 202
<i>Dont chiffre d'affaires avec les tiers</i>	<i>3 652</i>	<i>5 152</i>	<i>5 140</i>
Excédent brut opérationnel	379	498	491
Quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	34	20	29

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

(**) Données retraitées des effets des reclassements entre segments liés à la mise en place de la nouvelle organisation en 2007

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 positionne 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, Belgique, Hongrie, Slovaquie, Roumanie, Italie, Portugal, et Allemagne.

Le Groupe dispose d'un portefeuille de participations dans plusieurs sociétés exploitant des gazoducs situés sur les grandes routes d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe de l'Ouest (2 268 km de réseau de transport, données à 100 %), dans des sociétés exploitant des systèmes de distribution (96 886 km de réseaux de distribution, données à 100 %) et de stockage dans des pays tels que l'Allemagne, la Slovaquie, l'Autriche, l'Italie, la Roumanie et la Hongrie (350 millions de m³ de capacité utile de stockage), et dans des sociétés de commercialisation auprès de 3,7 millions de clients dans le monde, auxquels elles ont vendu 131 TWh de gaz naturel en 2007.

Le Groupe détient par ailleurs des participations en Amérique du Nord (11 000 km de réseau de distribution, 210 000 clients alimentés, 140 millions de m³ de capacité utile de stockage – données à 100 %), ainsi que dans un terminal méthanier en Inde qui a une capacité de regazéification de 5 milliards de m³ par an (donnée à 100 %).

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.

6.1.3.2.3.2 Description des activités

6.1.3.2.3.2.1 Les faits marquants de l'année 2007

En Hongrie, Egaz-Degaz a conduit avec succès au 1^{er} juin 2007, la séparation juridique et comptable des activités de commercialisation et des activités régulées. Egaz-Degaz Foldgazeloszto, filiale à 100 % d'Egaz Degaz, est en charge des activités de réseau. Elle exploite plus de 23 000 km de réseau et dessert 790 000 clients répartis sur 650 communes.

En Roumanie, Gaz de France est entré à hauteur de 65 % au capital de Amgaz, troisième opérateur de stockage roumain avec une capacité de 50 millions de m³ de gaz naturel en avril, et a pris une participation de 59 % dans le deuxième opérateur de stockage de gaz naturel en Roumanie, Depomures, qui gère le site de Tirgu Mures, dans le Nord du pays, en octobre. Avec ces deux acquisitions, Gaz de France devient le premier investisseur privé sur le marché du stockage en Roumanie.

En Italie, après la restructuration en 2006, l'année 2007 a été essentiellement consacrée à la mise en place d'une nouvelle organisation et à l'intégration des différentes sociétés opérationnelles en deux sociétés dédiées respectivement à la distribution et à la commercialisation.

La filiale de commercialisation, Energie Investimenti, a été renforcée par l'apport en juillet 2007 de l'activité « Ventes aux grands clients italiens » précédemment portée par la succursale de Gaz de France à Milan. En septembre 2007, le Groupe en est devenu l'actionnaire majoritaire en passant de 40 à 60 % du capital d'Energie Investimenti.

L'activité de commercialisation « retail » de GDF ESS (Royaume Uni) est rattachée en 2007 au segment Transport – Distribution International. Les filiales de transport (MEGAL, GDF DT, BOG et SEGE0) sont en 2007 sorties du périmètre du segment Transport – Distribution International et sont désormais rattachées au segment Transport Stockage du pôle Infrastructures.

6.1.3.2.3.2.2 Description de l'activité par pays

6.1.3.2.3.2.2.1 Europe

Italie

La filiale Energie Investimenti est en charge des activités de commercialisation en Italie. Son développement repose sur un programme de croissance externe et d'initiatives commerciales avec pour objectif la fidélisation de la clientèle et la conquête de nouveaux clients. Cette filiale a connu deux évolutions notables en 2007. La première est liée à l'accroissement de son périmètre d'activité avec l'intégration en juillet de l'activité « Ventes aux grands clients italiens » précédemment portée par la succursale de Gaz de France à Milan. La seconde a été le changement d'actionnaire majoritaire avec la montée du Groupe de 40 à 60 % du capital d'Energie Investimenti et la baisse concomitante de Camfin à 40 %. Cette inversion de majorité donne à Gaz de France le contrôle d'Energie Investimenti. Au 31 décembre 2007, les activités commerciales totalisaient (données pour 100 %) un peu plus de 894 000 clients pour un volume annuel de gaz vendu de 17,2 TWh (8 TWh en contributif groupe au 31 décembre 2007).

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 13 762 km comprenant 465 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 de croissance organique et externe dans un marché italien du gaz caractérisé par une concentration en cours des acteurs, et des opportunités de rachat de sociétés de distribution de taille moyenne ou petite.

Par ailleurs, pour répondre aux besoins en gaz croissants de son marché en Italie, Gaz de France poursuit l'étude du développement d'un terminal méthanier flottant, qui sera situé dans l'Adriatique nord, à environ 30 kilomètres de la côte. Une telle solution est, en effet, bien adaptée aux exigences environnementales italiennes. La capacité initiale du terminal doit être de 5 Gm³/an, extensible ultérieurement. Le processus d'autorisation a été engagé. Le projet doit être réalisé dans le cadre d'un partenariat en cours de constitution.

Enfin, le Groupe a répondu en 2007 aux appels d'offre du Ministère de l'Industrie italien sur les nouvelles opportunités de stockage.

Allemagne

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 31,6 % par Vattenfall Europe (société d'électricité suédoise) et à 36,8 % par Thüga, filiale de E.On-Ruhrgas. Le pacte d'actionnaires entre Gaz de France et Vattenfall Europe pour le contrôle conjoint de GASAG est arrivé 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 2007, le groupe GASAG desservait près de 760 000 clients (240 000 en contributif Groupe), principalement particuliers, à Berlin et dans le Brandebourg, grâce à des réseaux de distribution longs de plus de 11 358 kilomètres (3 586 en contributif Groupe). Les deux sociétés exercent également les activités de ventes de gaz, centrées à l'origine sur leur territoire historique de distribution. Les ventes consolidées de gaz du groupe GASAG en 2007 se sont élevées à 22,5 TWh. 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. Au 1^{er} octobre 2007, GASAG a lancé une première offre commerciale gaz hors de son territoire historique dans la ville de Kiel.

Belgique

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, après fusion, désormais les activités de 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.

Gaz de France et Centrica contrôlaient conjointement SPE jusqu'à fin novembre 2007.

SPE, deuxième producteur d'électricité en Belgique, dispose de 1 635 MW_{el} en propre 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. Dans le cadre du projet de fusion avec Suez, Gaz de France s'est engagé à céder sa participation dans Segebel.

Slovaquie

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 2007 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 1^{er} 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, renommée Eustream au 1^{er} janvier 2008, 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 31 537 kilomètres au 31 décembre 2007. La portion du réseau de SPP faisant partie du gazoduc européen de transit est-ouest mesure 2 268 kilomètres et s'étend de la frontière ukrainienne aux frontières tchèque et autrichienne. Ce gazoduc a une capacité totale d'environ 95 milliards de m³ 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 MW.

SPP a vendu 59 TWh de gaz naturel à près de 1,5 million de clients au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2007 (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 1,88 milliard de m³. 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 645 millions de m³ et dont Nafta est l'opérateur.

Autriche

Le Groupe détient 20 % de la Société d'Investissement en Autriche (SIA) ⁽¹⁸⁾, 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 d'ESTAG, d'un représentant au Conseil de Surveillance et d'une autre place 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.

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 qui a pris fin 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 prévoit une ouverture progressive du marché entre le 1^{er} janvier 2007 et

le 1^{er} janvier 2010. Portgas s'est préparé à cette ouverture en séparant dans son organisation les activités de commercialisation et de réseau.

Au 31 décembre 2007, Portgas desservait près de 180 000 clients grâce à un réseau de 2 815 kilomètres, et réalisait un volume de ventes de 2,5 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 décision d'investissement finale de ce projet a été prise le 21 décembre 2006 par les organes sociaux de Medgaz. Les travaux de construction ont débuté mi-2007. La mise en service est prévue au second semestre 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.

Hongrie

Egaz-Degaz Zrt (détenue à 99,74 % 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 une part significative du marché hongrois de la distribution. Acquisées en contrôle majoritaire en 1995, ces sociétés ont soutenu de manière constante d'importants progrès de productivité et de développement.

Egaz Degaz a conduit avec succès au 1^{er} juin 2007, la séparation juridique et comptable des activités de commercialisation et des activités régulées. Egaz Degaz Foldgazelosztó, filiale à 100 % d'Egaz Degaz, est en charge des activités de réseau. Elle exploite au 31 décembre 2007, 23 000 km de réseau et dessert 790 000 clients répartis sur 650 communes.

Roumanie

Afin de renforcer sa présence en Europe centrale et orientale, Gaz de France a acquis, le 31 mai 2005, 51 % du capital de la société roumaine de distribution **Distrigaz Sud**, le solde du capital de cette société étant détenu par l'Etat roumain (37 %) et le Fonds de la Propriété (12 %). Cette transaction a permis au Groupe de prendre une position importante sur un marché prometteur, dans un pays qui a intégré l'Union Européenne le 1^{er} janvier 2007. 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.

⁽¹⁸⁾ Cette participation n'est pas consolidée dans la mesure où Gaz de France considère ne pas exercer une influence notable sur cette société.

En 2007, Distrigaz Sud a finalisé l'acquisition de 100 % de la société de distribution Vitalgaz, titulaire de concessions de distribution de gaz sur le territoire de Distrigaz Sud. Cette acquisition permet au Groupe de conforter sa position sur le marché roumain. Au 31 décembre 2007, Distrigaz Sud dessert en gaz naturel 1 175 000 clients grâce à un réseau de distribution de 14 740 kilomètres. Les ventes de cette société se sont élevées à environ 36,1 TWh en 2007.

La séparation juridique des activités distribution et commercialisation de Distrigaz Sud sera effective au 1er mars 2008.

En avril, Gaz de France est entré à hauteur de 65 % au capital de Amgaz, troisième opérateur de stockage roumain avec une capacité actuelle de 50 millions de m³ de gaz naturel qui devrait être portée à 300 millions de m³ à l'horizon 2011. En octobre, le Groupe a pris une participation de 59 % dans le deuxième opérateur de stockage de gaz naturel en Roumanie, Depomures, qui gère le site de Tirgu Mures, dans le Nord du pays. Ce stockage en gisement déplété a une capacité de 300 millions de m³ de gaz naturel.

Avec ces deux acquisitions, Gaz de France devient le premier investisseur privé sur le marché du stockage en Roumanie. Les développements envisagés permettront de renforcer la sécurité d'approvisionnement de la Roumanie.

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.

Gaz de France a décidé d'exercer l'option de vente de cette participation début 2008 conformément à la convention d'actionnaires de juillet 2000.

Royaume-Uni

Une tendance de fond dans l'industrie énergétique européenne est la convergence des offres commerciales gaz et électricité. Gaz de France ESS (« GDF ESS ») est la filiale de commercialisation du Groupe au Royaume-Uni et propose ce type d'offres ; son portefeuille de clientèle est orienté vers le marché industriel et tertiaire. En 2007, GDF ESS a ainsi vendu 10,1 TWh d'électricité (contre 10,9 TWh en 2006) et 38,6 TWh de gaz (contre 36,4 TWh en 2006) à des clients de ce segment.

6.1.3.2.3.2.2.2 Au-delà de l'Europe

Canada

Gaz Métropolitain (détenu indirectement à 12,8 % par Gaz de France) 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 2007, Gaz Métropolitain desservait près de 210 000 clients à partir de réseaux de distribution totalisant près de 11 000 kilomètres. La société Gaz Métropolitain est inscrite à la Bourse de Toronto sous la référence GZM.UN.

Intragaz (détenu indirectement à 47 % par Gaz de France) détient le droit de gérer et d'exploiter des installations de stockage au Québec avec une capacité utile de près de 140 millions de m³ au 31 décembre 2007. La capacité de stockage est entièrement utilisée contractuellement par Gaz Métropolitain.

Le gouvernement du Québec a donné son feu vert au projet de terminal méthanier Rabaska. Ce projet de terminal méthanier d'une capacité de 5 milliards de m³, situé sur la commune de Lévis près de Québec, est le fruit d'un partenariat entre Enbridge, Gaz Métro et Gaz de France. Il permettra d'assurer la diversification de l'approvisionnement du Québec et de l'Ontario en gaz naturel et de répondre aux objectifs environnementaux du Québec pour lutter contre les changements climatiques.

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 241 000 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 2007. Il a vendu plus de 6 TWh à ses clients directs et acheminé 16 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 à compter de 1998 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.

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.

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 6,2 millions de tonnes de GNL par an à 11,5 millions de tonnes avec une mise en service commerciale prévue début 2009. Les travaux de cette extension sont en cours. De plus la société projette 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 à l'époque 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 tous 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.

Deux directives ont permis l'ouverture progressive des marchés du gaz : 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 en effet parachevé cette ouverture complémentaire dont bénéficient les clients autres que les clients particuliers (les clients achetant du gaz non destiné à leur usage domestique) depuis le 1er juillet 2004 : elle s'applique à l'ensemble des clients depuis le 1er juillet 2007. La directive 2003/55 a été transposée en France par les lois gazières successives n° 2003-8 du 3 janvier 2003, n° 2004-803 du 9 août 2004, n° 2005-781 du 13 juillet 2005 et n° 2006-1537 du 7 décembre 2006.

Les directives successives et leurs lois de transposition prévoient en outre des dispositions visant à garantir un accès transparent et non discriminatoire aux infrastructures (réseaux de transport et de distribution de gaz, installations de GNL et stockages de gaz). Lorsque l'entreprise est intégrée (c'est-à-dire exerce plusieurs activités dans le domaine du gaz naturel), a été imposée la mise en place d'une séparation comptable entre les différentes activités gazières à laquelle s'ajoute la séparation juridique des activités des réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de fourniture.

6.1.4.1 La fourniture de gaz en France

6.1.4.1.1 Les clients éligibles

Aux termes de la loi du 3 janvier 2003 modifiée, depuis le 1er juillet 2007, tous les clients, qu'ils soient ou non des clients domestiques, bénéficient de l'éligibilité, c'est-à-dire ont le droit de choisir librement, le cas échéant par l'intermédiaire d'un mandataire, leur fournisseur de gaz. La mise en œuvre effective de cette liberté de vendre et d'acheter est rendue possible par l'instauration d'un droit d'accès aux différentes infrastructures.

Lorsqu'un client veut exercer son éligibilité, le contrat de transport et de fourniture qu'il a précédemment 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 devient éligible ; les clauses tarifaires de ce contrat se voient appliquer, le cas échéant, les mêmes évolutions que celles applicables aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel.

La loi du 7 décembre 2006 institue en matière de gaz un tarif spécial de solidarité offert par 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 au fournisseur des obligations d'information ayant trait notamment aux conditions de résiliation, aux modifications des contrats ou encore aux modalités de facturation.

6.1.4.1.2 L'autorisation de fourniture

Les directives gaz successives ont permis aux Etats membres d'encadrer par des autorisations la fourniture de gaz naturel, c'est-à-dire la vente aux clients. La directive 2003/55 s'applique 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, ces dispositions ayant été transposées par la loi du 3 janvier 2003.

Les autorisations de fourniture doivent être accordées dans des conditions de transparence et de non-discrimination. Les critères et les procédures d'octroi 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 de son projet avec les obligations du service public. Le ministre dispose d'un délai de trois mois à compter de la demande complète d'autorisation pour la délivrer ou la refuser, son silence valant 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 communiquer au ministre chaque année avant le 1er mars les données relatives à son activité, dont la liste est fixée par arrêté ministériel. Il doit mettre à jour tous les trois ans certaines informations le concernant, telles que celles relatives à ses capacités techniques et économiques.

Chaque autorisation précise les catégories de clients auxquels peut s'adresser le fournisseur.

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.

Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie approuvent les tarifs réglementés de vente du gaz aux clients après avis de la CRE.

La fourniture de gaz à tarif réglementé a été érigée en service public local par la loi du 7 décembre 2006.

6.1.4.2 Le transport et transit – Le stockage – La gazéification du 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, elles sont un moyen essentiel pour garantir les obligations de service public, telle que la sécurité des approvisionnements.

La directive 2003/55 prévoit de désigner des gestionnaires de réseaux de transport et d'installations de stockage et précise leurs missions : 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 »).

6.1.4.2.1 La construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel

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 et 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.

6.1.4.2.2 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.

L'article 7.1 de la loi du 3 janvier 2003 et le décret n° 2005-877 du 23 juillet 2005 prévoient que, sous certaines conditions, les nouvelles grandes infrastructures gazières (celles qui permettent l'interconnexion des réseaux de transport entre Etats membres, celles concernant les installations de stockage ou de GNL) 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.

6.1.4.2.3 L'activité de gazéification

Aucune autorisation n'est nécessaire pour l'accès à l'activité de gazéification 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 6.1.5.2.1.1 – « Installations classées pour la protection de l'environnement (périmètre France) »).

6.1.4.2.4 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 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 1er novembre au 31 mars. Cette détention de stocks 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.

6.1.4.3 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 9 202 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 relevaient 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 souhaitaient 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 mis en place à partir de 2000, 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 rappelé les fondements de cette organisation.

La filialisation de l'activité de distribution de Gaz de France a pris effet le 31 décembre 2007. La société GrDF, issue de cette filialisation, bénéficie désormais du monopole de la distribution du gaz naturel qui lui a été légalement transféré ; (voir chapitre « 6.1.4.5 Gestion séparée puis filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution »).

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 liant 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 et mis à jour en 2007. 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 code général des collectivités territoriales.

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 de dérogation.

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.

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 oeuvre 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 opérateurs gestionnaires du réseau de transport, 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.

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.

Le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006, qui rappelle les principes généraux d'utilisation du stockage, traite notamment de la détermination et de l'attribution des droits d'accès à des capacités de stockage ainsi que de la répartition et de l'allocation des capacités de stockage.

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.

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.

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 2007 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 dernier rapport sur le respect du code de bonne conduite par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution est paru en décembre 2007.

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. La liste de ces informations a été déterminée par décret. 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.

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, de l'exploitation des installations de GNL ainsi que de l'ensemble des autres activités en dehors du gaz naturel. S'ajoute également une obligation de tenir des 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 Filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel

En vertu des dispositions de la directive 2003/55, lorsque le gestionnaire d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel ou, le cas échéant, un gestionnaire de réseau combiné de plusieurs infrastructures (transport et/ou distribution ou bien transport et/ou distribution auxquelles s'ajouteraient le stockage et /ou le GNL) 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. La directive prévoit également différentes dispositions visant à garantir l'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. Toutefois, le texte reconnaît 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 1er janvier 2005 pour le transport (création de GRTgaz) et le 31 décembre 2007 pour la distribution (création de GrDF).

La loi du 7 décembre 2006 prévoit la désignation auprès des gestionnaires des réseaux de transport (GRTgaz) et de distribution (GrDF) 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 toutefois 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.

La CRE concourt – au bénéfice des consommateurs finals- au bon fonctionnement du marché du gaz naturel (et de l'électricité) en veillant à ce que les conditions d'accès aux différents réseaux n'entravent pas le développement de la concurrence. Au-delà de ces compétences à caractère général, la CRE s'est vu confier des attributions plus spécifiques.

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 de GRTgaz », paragraphe 6.1.3.2.1.2.1.4 – « Tarifs d'acheminement sur le réseau de transport de GRTgaz », paragraphe 6.1.3.2.1.2.2.3 – « Accès aux terminaux méthaniers et aux stockages de Gaz de France », paragraphe 6.1.3.2.1.2.2.4 – « Tarifs d'accès aux terminaux méthaniers et aux stockages de Gaz de France », paragraphe 6.1.3.2.2.2.4 – « Accès aux réseaux de distribution gaz » et paragraphe 6.1.3.2.2.2.5 – « Tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution gaz »). 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.

La CRE (en l'occurrence le comité des règlements des différends et des sanctions créé par la loi du 7 décembre 2006) 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.

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.

Attribution en matière d'indépendance des gestionnaires de réseau

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 et propose le cas échéant des mesures propres à garantir leur indépendance.

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.

Pouvoirs 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 aux 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 de transport et de distribution ainsi qu'aux règles comptables (périmètre des activités faisant l'objet d'une séparation comptable, règles d'imputation en matière de comptes séparés, principes déterminant les relations financières entre activités séparées)

Pour exercer ces compétences, la CRE bénéficie d'un droit d'accès aux informations auprès des gestionnaires d'infrastructures et d'un pouvoir d'enquête.

6.1.4.6.2 Le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie

Les entreprises gazières sont tenues d'adresser au ministre chargé de l'énergie toutes les données relatives à leurs activités – dont la liste a été fixée par arrêté – nécessaires à l'application de la loi du 3 janvier 2003.

Par ailleurs, les ministres chargés de l'économie et de l'énergie disposent d'un pouvoir d'information et d'enquête auprès des entreprises gazières – comparable à celui de la CRE – pour exercer les missions qui leur sont octroyées par la loi. 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 et à la régulation 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 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 titulaire d'une concession de stockage peut, en outre, se voir retirer – en application du code minier – son titre s'il compromet l'accomplissement des missions de service public qui lui sont imparties.

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 et fait l'objet d'un rapport annuel présenté au Parlement.

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, dans les conditions prévues par la loi (tarifs dits réglementés).

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 de 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 (article 23 de 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

L'article 16 de la loi du 3 janvier 2003 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 objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public imparties à Gaz de France figurent dans un contrat de service public, en application de l'article 1er de la loi du 9 août 2004.

Le contrat, conclu le 10 juin 2005 et approuvé 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 de gaz.

Un nouveau contrat de service public est en cours de négociation.

6.1.4.7.3 Passation des marchés

Les achats de la Société -en ce qu'ils concernent ses activités d'infrastructure - 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 412 000 euros pour les marchés publics de fourniture et de services, et de 5 150 000 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 et Ethique / Environnement

6.1.5.1 Développement durable

La démarche développement durable de Gaz de France s'appuie sur quinze ans d'expérience, acquise depuis la création du Comité Environnement en 1992. Trois Plans Environnement Entreprise (1993-2003) ont précédé la création de la Direction du Développement Durable en 2003 et au Plan d'Action Développement Durable (PADDD) de 2004-2006.

La démarche actuelle répond à une volonté affirmée de mettre le développement durable au cœur de la stratégie du Groupe, de façon à participer à la réalisation de ses enjeux les plus stratégiques comme la construction de son image à court, moyen et long terme.

Elle est considérée 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 dans le respect des hommes et de l'environnement :

- 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 démarche éthique de Gaz de France

Le dialogue avec les parties prenantes fonde la démarche développement durable de Gaz de France. La pérennité de ces relations est soumise à l'existence d'un ensemble de règles de fonctionnement basées sur la transparence et le respect : la démarche éthique permet de fournir ce cadre.

Le nouveau dispositif éthique du Groupe, rendu public en juin 2007, définit la charte des valeurs de Gaz de France, ses principes d'action et son système de pilotage.

Les principes d'actions esquissent les comportements attendus des collaborateurs du Groupe pour faire vivre les valeurs au quotidien dans l'exercice de leur activité professionnelle et leurs relations avec chaque partie prenante. Les textes internationaux qui font référence en la matière telles la Déclaration universelle des droits de l'homme, les normes de l'Organisation Internationale du travail, la Convention des Nations Unies contre la corruption... y sont rappelés pour bien fixer le cadre dans lequel Gaz de France inscrit son activité.

Les principes d'action déclinent également plusieurs thématiques comme autant de repères concernant, entre autres, le respect de la dignité de la personne, la prévention des conflits d'intérêts, le respect de la concurrence, la prévention des fraudes, la lutte contre la corruption, le financement des partis politiques et le comportement à tenir vis-à-vis des cadeaux, etc..

Des principes d'actions spécifiques précisent enfin les modes de relations à entretenir avec chaque type de partie prenante : clients, collaborateurs, actionnaires, fournisseurs, partenaires et société civile (instances publiques, ONG...). Par exemple, dans le cadre des relations avec les clients, il recommande la transparence des conditions commerciales, la délivrance d'une information complète et sincère sur les prix proposés, les caractéristiques des produits et la sécurité d'utilisation, ou encore le respect du caractère confidentiel des informations personnelles.

6.1.5.1.3 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.

6.1.5.1.3.1 Les orientations de la politique développement durable

Répondre aux enjeux énergétiques majeurs d'aujourd'hui et de demain, par la maîtrise de l'énergie et par le développement des innovations

Cette orientation se décompose de la manière suivante :

- participer activement à la lutte contre l'effet de serre en développant les actions et/ou les 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 ;
- participer aux études et projets permettant de construire l'avenir énergétique (par exemple, scénarii énergétiques à

moyen et long terme dont les scénarii de division par 4 des émissions de gaz à effet de serre, potentialité de l'hydrogène comme nouveau vecteur énergétique).

Exercer pleinement la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe vis-à-vis de l'ensemble de ses parties prenantes

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, 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.

Développer des pratiques managériales et de ressources humaines responsables pour l'ensemble du Groupe

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 repose 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 la diversité (autour de thèmes tels que la non-discrimination sous toutes ses formes, l'égalité professionnelle hommes/femmes, la diversité des origines, des âges, des formations, l'intégration des personnes handicapées) en cohérence avec les valeurs inhérentes au développement durable.

Prendre une part active au développement des territoires en France et à l'International

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 naturel (partenariat avec la Fédération française de randonnée pédestre).

6.1.5.1.3.2 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.

6.1.5.1.4 Dispositifs de mise en œuvre et de suivi de la démarche développement durable

Les outils

Un plan d'action développement durable (PADD) a décliné la politique de développement durable de 2004 à 2006 au sein du Groupe. En 2007, à l'issue du PADD la démarche est mature. Les orientations pluriannuelles de la politique développement durable donnent le cadre général des actions. Les priorités sont définies annuellement. Elles s'adaptent aux nouvelles sensibilités de la société civile, aux attentes renouvelées des

parties prenantes, ou encore à l'évolution de la notation extra-financière du Groupe. La boucle de validation des priorités est courte. L'ensemble du Groupe peut adapter de manière réactive ses politiques et les plans d'actions associés.

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 Gaz de France 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, le Groupe a choisi de faire vérifier les principaux indicateurs de performance par le collège des Commissaires aux Comptes. Pour la troisième année consécutive, les travaux permettent d'obtenir sur ces indicateurs le niveau d'assurance le plus élevé, niveau « raisonnable », identique à celui émis par les Commissaires aux Comptes en matière d'information financière.

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 et regroupant les compétences du développement durable 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 ;
- d'un point de vue opérationnel sur un réseau de correspondants au sein des différentes directions.

En outre, un comité permanent du conseil d'administration (Comité du Développement Durable et de l'Éthique) a été créé fin 2007 pour veiller à la prise en compte de la démarche développement durable et de l'éthique dans les travaux du conseil et dans la gestion de la société (voir chapitre 16.5.4 – « Comité du développement durable et de l'éthique »).

6.1.5.1.5 Bilan à fin 2007 et priorités 2008

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.

6.1.5.1.5.1 Bilan de la démarche développement durable à fin 2007

Une « vision » réaffirmée à travers les valeurs et la démarche éthique.

L'aboutissement en 2007 de la construction de la démarche éthique permet au Groupe de réaffirmer ses valeurs : la satisfaction des clients, la performance, le professionnalisme, l'innovation, le respect des personnes et de la planète sont les valeurs qui fondent l'identité du Groupe et définissent son éthique.

Le texte de la démarche a été mis en ligne sur le site Internet de Gaz de France ainsi que sur l'intranet. Une brochure traduite en 7 langues européennes a été éditée à destination de chaque collaborateur.

Présentée aux instances de direction et aux comités de pilotage des branches et des business units, la démarche est progressivement déployée dans le Groupe. Quatorze correspondants éthique ont été nommés par les branches et directions. En parallèle, plusieurs directions ont entamé un travail de réflexion, d'appropriation et d'application de la démarche éthique aux spécificités de leur métier.

Un délégué éthique est rattaché à la direction développement durable du Groupe et fait examiner les propositions de règles en Comité du Développement Durable et de l'éthique (CDDE), dont il est membre. Il anime le réseau des correspondants éthique qui assure la liaison entre les différents métiers et régions du monde.

Un modèle stratégique qui s'infléchit à la lumière des enjeux « climat » et de « nouveaux leviers » de croissance (ENR, MDE, CO2) s'ancre dans les plans d'affaires.

Ainsi, en 2007 le Groupe a décidé :

- d'accélérer sa croissance dans les ENR (doublement de l'objectif dans l'éolien, premier parc éolien français à fin 2007),
- de favoriser le développement des services en relais des ventes de gaz,
- de préparer une activité d'intégrateur de services dans l'habitat, fondée sur la maîtrise de l'énergie et les énergies renouvelables,

Ce mouvement stratégique a permis au Groupe d'être anticipateur par rapport aux préconisations du Grenelle de l'Environnement.

Le second semestre 2007 a vu une mobilisation très intense de Gaz de France sur les problématiques environnementales via le Grenelle de l'Environnement.

Le Grenelle de l'Environnement est le processus de concertation lancé en juillet 2007 et piloté par le Ministère de l'Ecologie, du Développement et de l'Aménagement Durable, auquel participent des représentants de l'Etat, des collectivités locales et de la société civile (ONGs, employeurs, salariés) en vue de définir une feuille de route en faveur de l'écologie, du développement et de l'aménagement durables.

La première phase du Grenelle de l'Environnement a été positive pour le Groupe. Elle a montré un large consensus sur la nécessité de rendre compatible croissance économique et meilleure protection de l'environnement, intégré la dimension européenne dans ses réflexions, souligné l'urgence de concentrer les efforts sur le bâtiment et les transports, reconnaissant les résultats obtenus par l'industrie.

Les propositions formulées par le Groupe sur les bâtiments s'appuient sur les travaux menés par la Direction de la

Recherche sur les technologies les plus performantes du gaz naturel, associées aux énergies renouvelables.

La mise en œuvre de la feuille de route issue du Grenelle de l'Environnement est un processus qui s'étendra sur la durée de l'actuel quinquennat présidentiel et le Groupe reste mobilisé sur l'ensemble des chantiers en cours issus du Grenelle de l'Environnement.

La reconnaissance externe fait de Gaz de France une entreprise phare du CAC40 en matière de développement durable.

- Le Groupe figure pour la 2ème année consécutive dans l'indice ASPI Eurozone® regroupant les 120 meilleures entreprises en termes de responsabilité sociale et environnementale.
- Le Groupe a intégré pour la 1ère fois le registre Ethibel, liste des entreprises du DJ Stoxx les plus performantes en matière de responsabilité sociale et de développement durable.
- Gaz de France a intégré l'indice CDLI (Climate Disclosure Leadership Index) des 68 entreprises les plus performantes parmi les 500 plus grandes entreprises mondiales (FT 500) dans l'intégration de l'enjeu climatique dans leurs stratégies d'affaires et leur reporting. Gaz de France est la première entreprise française sur les 5 qui en font partie. La sélection est faite par le Carbon Disclosure Project, ONG qui rassemble 315 investisseurs gérant plus de 40 000 milliards de dollars d'actifs dans le monde.
- Le rapport développement durable 2006 du Groupe a été primé par l'Ordre des experts-comptables (Prix Spécial) en obtenant la meilleure note du jury. Gaz de France est l'une des 3 entreprises françaises dont les indicateurs extra-financiers obtiennent un niveau d'assurance « raisonnable » par les commissaires aux comptes. Ce niveau d'assurance est le même que celui exigé pour le reporting financier. C'est le gage de la fiabilité de nos indicateurs de performance extra-financiers et de l'importance que le Groupe leur accorde.
- Gaz de France a également obtenu le label égalité professionnelle hommes/femmes en avril 2007 délivré par l'AFAQ, ainsi que le label AccessiWeb pour son site internet. Le label AccessiWeb distingue les entreprises favorisant l'accessibilité de leur site internet aux personnes handicapées.

Des actions pour améliorer encore la performance extra-financière

Les actions de progrès ont été entreprises dans les domaines où le Groupe était attendu par les agences de notation : déploiement de la démarche éthique, lutte contre la corruption, respect des droits humains fondamentaux et gouvernance (création de deux comités permanents du conseil d'administration : le Comité du développement durable et de l'éthique et le Comité de la rémunération – voir paragraphe 16.5 – « Comités du conseil d'administration »).

La vision équilibrée d'un développement économique harmonieux alliant respect de l'homme et de la planète a été renforcée par le développement du projet « diversité » et la définition du cadre de la politique solidarité aujourd'hui repris dans les plans d'actions métiers.

Dans le cadre des orientations de la politique de développement durable (précisées au § 6.1.5.1.3.1), les actions suivantes ont été menées au cours du dernier exercice :

« Répondre aux enjeux énergétiques majeurs d'aujourd'hui et de demain, par la maîtrise de l'énergie et par le développement des innovations »

- En matière de sécurisation des approvisionnements : la demande croissante et la dépendance accrue à l'énergie, la gestion des pics de consommation, l'identification des zones à risques ou l'anticipation de contextes géopolitiques pesant sur l'offre sont des réalités dont Gaz de France tient compte pour assurer une continuité de fourniture d'énergie à ses clients. Pour cela, la Direction du Développement Durable poursuit ses travaux sur les scénarii énergétiques : réalisation d'une étude de compatibilité entre le facteur 4 et le maintien de la place du gaz naturel en volume, participation avec le WBCSD à l'élaboration d'une étude sur la contribution de la production d'électricité à la réalisation du scénario AIE de réduction de gaz à effet de serre de 80 % à l'horizon 2050. Ces travaux prospectifs apportent les éclairages nécessaires à la réalisation des scénarios de prévision du groupe.

L'engagement de continuité de fourniture est inscrit dans le Contrat de Service Public 2005-2007 et fait partie des obligations de tout fournisseur souhaitant commercialiser du gaz naturel sur le territoire français même dans le cas où, par exemple, la principale source d'approvisionnement disparaît (décret du 19 mars 2004). Gaz de France répond à cet engagement par la diversification des sources d'approvisionnement et par la préférence donnée aux contrats signés sur le long terme.

- En matière d'élaboration d'une stratégie CO2

En matière de gestion des GES et d'activités liées à la directive ETS (quotas), les principaux travaux ont concerné : la finalisation des négociations du PNAQ2 (2008/2012), la révision du processus de gestion interne des émissions de CO2 sous quotas, l'amélioration de l'évaluation des émissions de CH4 du réseau de transport et de distribution de gaz naturel. Les actions à mener dans les années qui viennent pour couvrir les émissions de CO2 du Groupe sont planifiées (investissement dans des fonds carbone, réduction émissions CO2 interne).

- En matière de maîtrise des consommations d'énergies, l'année 2007 a vu la poursuite de l'intégration d'un volet économie d'énergie dans toutes les offres du Groupe en vue de se conformer à l'obligation de collecter 13 425 GWh cumac ⁽¹⁹⁾ 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.
- En matière de développement des énergies renouvelables

En matière de développement des énergies renouvelables : à la fin de l'année 2007, Gaz de France possède le plus grand parc éolien en France avec 120 MW de puissance installée et devient le numéro un en France. Les objectifs à fin 2007 de 100 MW ont donc été largement dépassés. Cette croissance s'inscrit dans la nouvelle stratégie ENR du Groupe, arrêtée en juillet, qui a fixé à 3400 MW ses objectifs en éolien en France et en Europe en 2017 et qui a décidé la création d'une filiale dédiée aux ENR, qui sera

dénommée GDF Futures Energies. Une cartographie des possibilités offertes dans plusieurs pays européens afin de permettre d'orienter les choix stratégiques en matière de développement a été réalisée.

- En matière de R&D pour aujourd'hui et pour demain

La contribution de la recherche aux objectifs de développement durable se situe à différents horizons de temps. L'appui direct à la politique du Groupe s'opère *via* le développement de technologies innovantes (chaudières électrogènes, technologies de captage et stockage du CO2, outils de mesure des impacts environnementaux...). Dans les domaines où les orientations stratégiques n'ont pas encore été arrêtées, la recherche amont éclaire les décideurs sur les solutions d'avenir (prospective énergétique, hydrogène vecteur d'énergie,...).

« Exercer pleinement la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe vis-à-vis de l'ensemble de ses parties prenantes »

Dans le cadre de l'ouverture des marchés aux particuliers le 1^{er} juillet 2007, Gaz de France a renforcé l'accompagnement de ses clients vulnérables. Un réseau de Points Partenariaux d'Accueil et d'Orientation (PPAO) des clients démunis a été créé en 2007. Lieux de médiation sociale, ces structures permettent d'accueillir physiquement les personnes. L'objectif est de prévenir les impayés et donc les interruptions de fourniture de gaz. En 2007, 139 conventions ont été signées, notamment avec des PIMMS (Points d'Information et de Médiation Multi-Services), des PSP (Points Services aux Particuliers) dépendant de la FACE (Fondation Agir Contre l'Exclusion), des structures SOS Familles Emmaüs France, des CCAS, des structures adhérentes à l'UNA (Union Nationale de l'Aide, des Soins et des Services aux domiciles) et une trentaine étaient en cours de négociation.

La mise en œuvre du partenariat national solidarité entre Emmaüs - France et Gaz de France, signé le 26 septembre 2006, lance le plan d'actions commun sur le logement et la lutte contre l'exclusion, pour l'emploi et l'insertion professionnelle et le développement du mécénat de solidarité.

Les actions dans le cadre de la FAPE (Fondation Agir pour l'Emploi), en faveur de l'insertion des personnes en difficulté (chômeurs de longue durée, RMIstes, jeunes des quartiers sensibles), ont été poursuivies. En 2007, la Fondation, grâce aux dons du personnel, des retraités et à l'abondement de l'entreprise, a apporté son soutien à 146 projets d'associations d'insertion et contribué au maintien et à la création de plus de 700 emplois.

La poursuite du programme ISIGAZ, engagé en zones urbaines sensibles, au titre de la convention Politique de la Ville, prolonge la démarche de Diagnostic Qualité Gaz de France (programme QSII) qui s'inscrit dans les engagements du contrat de service public 2005-2007 entre l'État et Gaz de France : 19 conventions conclues avec des bailleurs sociaux concernant 70 800 logements, 125 médiateurs formés.

L'association humanitaire du personnel CODEGAZ a continué sa réorientation en concluant des conventions notamment avec

⁽¹⁹⁾ 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.

EGD, Cofathec et la Direction Exploration production. L'association intervient notamment dans les pays où le Groupe est présent, pour mettre en place des actions solidaires, dans le prolongement de l'activité économique de Gaz de France.

« Développer des pratiques managériales et de ressources humaines responsables pour l'ensemble du Groupe »

Le référentiel managérial commun PROMAP (Progress in Management Practices) a été déployé à l'échelle du groupe en 2007. Ce dispositif fournit un cadre de référence aux managers du groupe et vise, à partir de ce socle commun, à favoriser un comportement managérial exemplaire et respectueux des personnes. Il repose sur des actions d'amélioration à long terme (plus de 2 ans) dont la réalisation est mesurée annuellement dans le cadre d'un reporting ad hoc, intégré au reporting social. Ce reporting s'effectue à deux niveaux : quantitatif pour mesurer la progression réalisée par rapport aux objectifs fixés pour l'année ; qualitatif, afin de faire ressortir les bonnes pratiques et favoriser l'échange entre les différents métiers et pays du groupe.

Les 6 axes de PROMAP sont les suivants :

- Communiquer avec les salariés et les représentants du personnel,
- Promouvoir la diversité et agir contre les discriminations,
- Développer l'employabilité,
- Reconnaître et rétribuer les responsabilités et la contribution dans l'emploi,
- Améliorer en permanence les conditions de travail,
- Anticiper et accompagner les restructurations.

« Prendre une part active au développement des territoires »

Au-delà des actions prévues dans le contrat de service public et dans le cadre de la politique du groupe intitulée « Territoires 21 », le Groupe accompagne les collectivités sur des démarches de développement durable, sur des sujets variés : préservation de l'environnement, renforcement de la cohésion sociale, développement économique local.

En 2007, sur le projet Eana (ex-Cité des Matières) en Haute Normandie, une assistance et un suivi ont été fournis, qui ont permis à Gaz de France d'être lauréat du Trophée de l'Innovation sur le sujet de la captation carbone, et donc de bénéficier d'un espace d'exposition permanent dans ce Parc Développement durable. Gaz de France a, d'autre part, contribué à l'élaboration de la Charte du développement durable de l'établissement public de La Défense (EPAD), effectuée au sein du Conseil scientifique ad hoc dont la Direction Développement Durable de Gaz de France et Cofathec sont désormais membres. Elle doit déboucher en février 2008 sur le Sommet mondial du Développement Durable pour les quartiers d'affaires, où l'EPAD proposera à ses homologues internationaux de ratifier cette charte.

Gaz de France accompagne également l'engagement des collectivités territoriales dans leur plans climats territoriaux.

La Direction Commerciale a ainsi mis en place à partir de début 2007 pour les signataires de la Convention gaz simplicité Provalys, une offre de bilan estimatif des productions de gaz à effet de serre de la ville. Dans la même optique, Gaz de France s'est associé à certaines collectivités territoriales, tel que le Conseil Régional de Picardie ou la Région Nord-Pas-de-Calais, dans leur dispositif d'accompagnement et d'incitation financière aux économies d'énergie.

Cofathec, par ses services d'optimisation énergétique, aide également les collectivités locales à réduire leurs consommations d'énergie. C'est le cas par exemple, de la collectivité locale de Vaucresson qui, en bénéficiant des services de Cofathec, a diminué sa facture énergétique de 13 %.

6.1.5.1.5.2 Priorités pour 2008

Le groupe Gaz de France a l'ambition de poursuivre et d'amplifier les actions développées en 2007 afin d'être reconnu pour sa performance, son dynamisme, son professionnalisme, notamment au travers des ratings financiers et extra-financiers, considérant que la performance dite « extra-financière » concourt à créer de la valeur à court, moyen, long terme.

Sur le thème Environnement et Energie Durable, la priorité sera donnée aux actions suivantes :

- Poursuite du travail sur les stratégies en matière d'ENR, de maîtrise de la demande énergétique et de CO2 avec l'accompagnement de la mise en œuvre de la stratégie ENR, la proposition d'une stratégie de long terme sur le CO2, et pour la maîtrise de la demande énergétique l'appui aux entités concernées pour la définition d'une stratégie, en focalisant sur la maîtrise de la demande énergétique dans le bâtiment, enjeu fort du Grenelle de l'Environnement ;
- Etude de risque sur les conséquences du changement climatique sur les installations industrielles ;
- Biodiversité : réalisation d'une cartographie et identification d'indicateurs pertinents ;
- Poursuite des travaux sur les scénarios énergétiques.

Sur le thème de la responsabilité sociale, les travaux concerneront les champs suivants :

- Démarche éthique : dispositif de lutte contre la corruption et les fraudes, politique de respect et de promotion des droits humains
- Solidarité : la mise en œuvre de la nouvelle politique du Groupe permettra de renforcer l'impulsion donnée à notre action dans un nouveau contexte
- Diversité : la déclinaison opérationnelle de la démarche se poursuivra dans tous les métiers du Groupe, diversification du sourcing pour le recrutement, négociation de l'accord égalité-professionnelle. La sensibilisation, la formation, la communication interne seront poursuivies.
- Territoires : Mise en œuvre de l'offre écoquartier, mise en œuvre du partenariat emblématique biodiversité après cartographie des sites.

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 2,37 millions de tonnes de CO₂eq émis en France en 2007, 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 2007, ce taux a été de 0,5 g/KWh pour le transport, sur un total de 2 397 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

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

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 2007 et Gaz de France et le Pacte mondial des Nations Unies, Communication sur le Progrès.

de Maïa Eolis est le développement et l'exploitation de parcs éoliens. Le Groupe a également, en 2007, acquis les sociétés de production d'énergie éolienne Erelia et Société de la Haute Lys.

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 ».

6.2.2 Ventilation des résultats

Ventilation par pôle du résultat opérationnel 2007

(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	Distribution France	Transport-Distribution International		
Chiffre d'affaires	1 717	20 041	1 807	2 494	3 076	5 202	(6 910)	27 427
Excédent brut opérationnel	1 127	1 075	129	1 534	1 291	491	19	5 666
Résultat opérationnel	755	940	82	1 185	552	381	(22)	3 874

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	Distribution France	Transport-Distribution International		
Chiffre d'affaires	1 659	20 455	1 801	2 355	3 289	5 178	(7 095)	27 642
Excédent brut opérationnel	1 270	529	117	1 357	1 412	498	(34)	5 149
Résultat opérationnel	935	443	71	1 013	726	348	72	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	Distribution France	Transport-Distribution International		
Chiffre d'affaires	1 139	17 346	1 568	2 138	3 426	3 669	(6 414)	22 872
Excédent brut opérationnel	726	325	105	1 265	1 358	379	90	4 248
Résultat opérationnel	457	251	59	934	900	291	(71)	2 821

(*) Données publiées 2005 retraitées des impacts de l'application des normes IFRIC12 et IFRIC 4

(**) Données retraitées des effets des reclassements entre segments liés à la mise en place de la nouvelle organisation en 2007

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 Eléments 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 30,6 Mtep de gaz naturel en 2007. Il se situe entre le 3^{ème} et 4^{ème} rang des sociétés productrices en Allemagne et aux Pays-Bas et entre le 14^{ème} et 16^{ème} rang en Norvège et au Royaume Uni ^[20].

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'Energie

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'Energie compte à fin décembre 2007 environ 10,5 millions de clients particuliers, plus de 579 243 sites-clients affaires composés principalement de professionnels, PME-PMI, résidences collectives, de clients tertiaires privés et publics et collectivités territoriales, et plus de 300 grands clients industriels et commerciaux répartis sur plus de 1 000 sites. Les données figurant dans ce paragraphe concernent uniquement le segment Achat - vente d'énergie et s'entendent donc hors Segment Transport-Distribution International.

Depuis l'ouverture totale des marchés le 1er juillet 2007, Gaz de France a perdu le monopole de la fourniture à ses clients particuliers. L'ensemble de la clientèle a 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.

Cette stratégie d'offre duale nécessite l'accès à un sourcing compétitif par rapport aux prix de vente attendus par les clients

finaux, notamment en électricité. Dans ce cadre, le Groupe dispose de centrales de type cycle combiné à gaz, compétitives en semi-base, mais doit compléter son approvisionnement par l'accès à des produits de marché ou des contrats structurés pour assurer son offre en base et en pointe. C'est dans cet objectif que le Groupe a pu conclure un contrat avec EDF pour la période 2005-2008 en France, et développe de nouveaux moyens de production comme la centrale de St Brieuc, qui correspond plutôt aux besoins de pointe du portefeuille.

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 France 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 55 % fin 2007.

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.

[20] (données 2006 – source : Cabinet Wood Mackenzie et association allemande de l'industrie du pétrole et du gaz (WEG)).

6.5.3 Services

Pour les services énergétiques classiques aux clients tertiaires et industriels, le positionnement concurrentiel du Métier Services est le suivant :

- En France, Cofathec est troisième sur le marché, derrière Dalkia (n°1 du marché Français) et Suez Energies et Services.
- En Italie, Cofathec est, derrière SIRAM (Veolia 100%), deuxième sur le marché.
- Au Royaume Uni, le marché des services énergétiques est très fragmenté. Cofathec au Royaume Uni (105 Meuros) ne fait pas partie du « top10 ».
- Au Benelux, Cofathec est une petite société. Ses grands concurrents européens ont un CA très largement supérieur.

A la maille européenne, Cofathec est le 3ème groupe derrière Dalkia et Elyo.

6.5.4 Transport-Stockage

6.5.4.1 Transport en France : GRTgaz

De par son régime d'autorisation strictement encadré, l'activité de transport de gaz en France est peu soumise à la concurrence. GRTgaz transporte le gaz sur une très large partie du territoire et possède le plus long réseau européen de transport de gaz naturel à haute pression.

6.5.4.2 Stockage en France

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 en France d'un bon portefeuille de développement en matière de structures géologiques. De plus, il est à noter le poids des investissements à consentir dans la durée (il faut environ entre quinze et vingt ans pour développer un nouveau projet de stockage).

Il est à noter toutefois que le stockage représente une solution parmi d'autres au besoin du marché de gaz naturel 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.

En Allemagne, les activités de stockage sont plus concurrentielles.

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.

Sur le marché du Facility Management, on constate l'arrivée de nouveaux entrants venant soit du bâtiment (ex : Vinci, Bouygues) soit du « domaine électricité » (Cegelec, Forclum).

Sur le marché de l'industrie, on retrouve les mêmes acteurs avec les mêmes positions hormis les nouveaux entrants venant du BTP.

Sur le marché des particuliers, Savelys a une position de leader avec plus de 25 % du marché devant un autre concurrent national, Proxiserve (Véolia), disposant de moins de 10 % de part de marché. Le reste des acteurs sont soit des entreprises locales, soit des artisans installateurs.

6.5.4.3 Terminaux méthaniers en France

L'offre des terminaux méthaniers de Gaz de France en 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). Un projet supplémentaire a été annoncé en 2007 sur un site de Fos-sur-mer, à l'horizon 2015. La réalisation de toutes ces infrastructures multiplierait par deux à deux et demi la capacité de regazéification sur le territoire français.

Ces projets sont menés par ou avec des sociétés qui visent le marché français ou européen de fourniture du gaz, en s'affranchissant le plus possible du cadre réglementaire en vigueur pour les terminaux existants, par exemple en se réservant directement des capacités propres de regazéification.

Face à cette concurrence, les extensions potentielles des terminaux de Gaz de France présentent l'avantage d'être bien acceptées localement et d'avoir un coût de développement compétitif car bénéficiant d'équipements déjà existants (par exemple : jetée, réservoirs).

6.5.5 Distribution

L'activité distribution en France est exercée très majoritairement par GrDF. 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 25 % 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, le distributeur Gaz 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 2007, la grande majorité des nouvelles concessions en gaz naturel a été remportée par le distributeur. 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 satisfaisants.

6.5.6 Transport Distribution International

En Europe le transport et la distribution de gaz, constituant un monopole naturel, sont des secteurs étroitement réglementés. 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 commercialisation d'énergie. De nouveaux concurrents pénètrent le marché du gaz naturel tels les grands fournisseurs de gaz de l'Union Européenne. Enfin le groupe est bien entendu confronté à différents types de stratégie de ses concurrents selon les parts de marchés qu'ils détiennent dans chaque pays.

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.

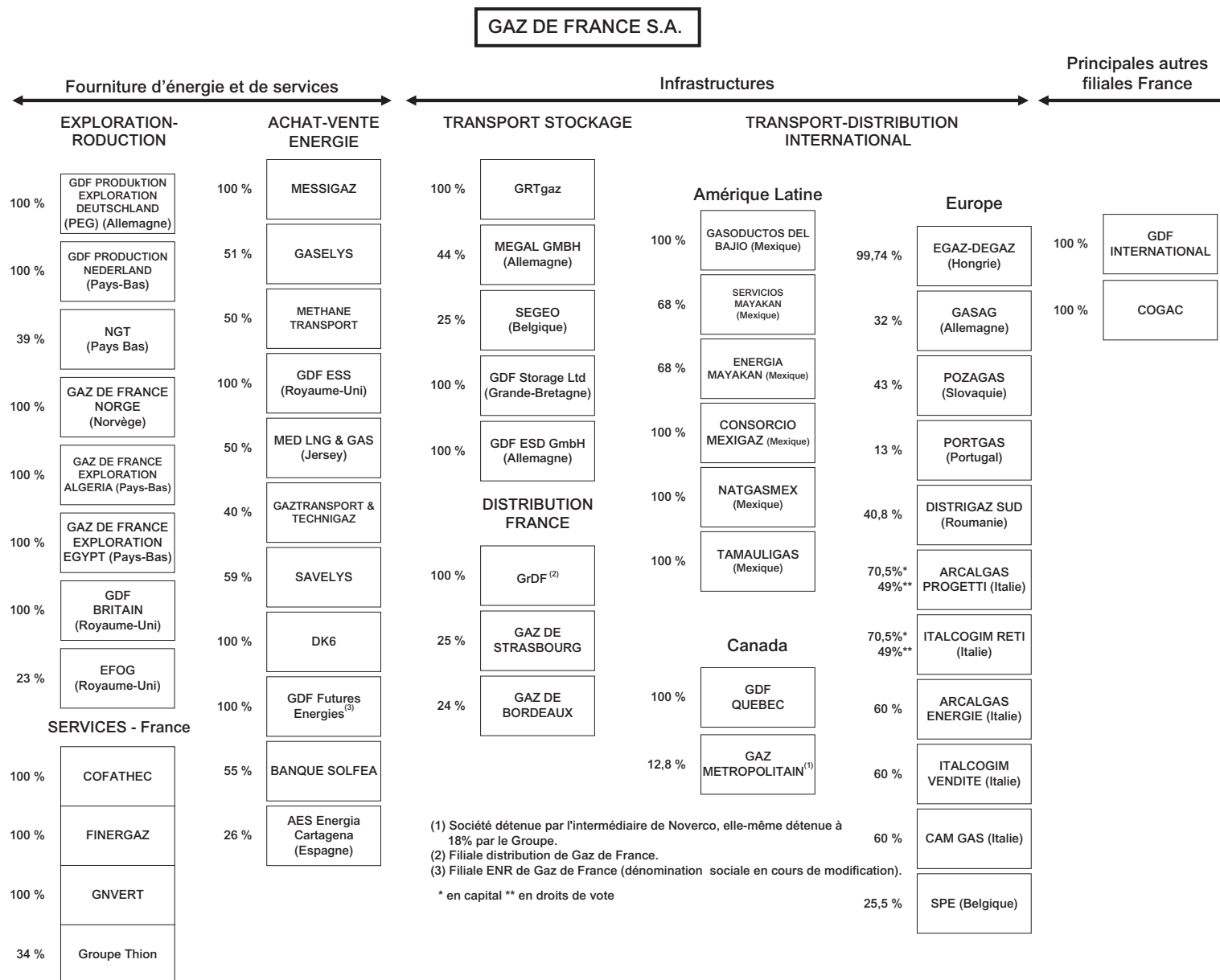
7 ORGANIGRAMME

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 2007 en normes IFRS / Annexes / Note 24 ».

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 de

d'enregistrement du présent du document de référence. Cet organigramme fait également ressortir les participations de Gaz de France dans les deux sociétés belges Segeo et SPE que Gaz de France s'est engagé à céder dans le cadre de la procédure d'autorisation, par la Commission européenne, de la Fusion.

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 ».

Les ventes de gaz naturel effectuées par les segments du Groupe figurent 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 2007 ont été l'acquisition des sociétés Erelia, Eoliennes de la Haute Lys et la filialisation de l'activité de distribution à la société GrDF.

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.111

8.2 ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX LIÉS À LA DÉTENTION DES ACTIFS IMMOBILIERS PAR LA SOCIÉTÉ

P.111

8.2.1 INSTALLATIONS CLASSÉES POUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (PÉRIMÈTRE FRANCE)

p.111

8.2.2 ANCIENS SITES INDUSTRIELS

p.112

8.1 Propriétés immobilières (périmètre France)

Le parc immobilier constitue une ressource indispensable à Gaz de France pour l'exercice de ses métiers et représente aussi un enjeu de premier ordre dans la gestion de l'entreprise. La Délégation Immobilière (« DIM ») et les filiales immobilières rattachées assurent les fonctions de prestataire immobilier des entités de Gaz de France SA et de la filiale GrDF depuis sa création au 31 décembre 2007, en mettant à leur disposition les surfaces nécessaires à leurs besoins, soit près de 1,1 million de m² dont environ les 3/4 sont en pleine propriété ou en crédit bail, le reste étant pris à bail. La filiale GRTgaz dispose quant à elle d'un patrimoine propre de 94 000 m² en propriété ou crédit bail et de 25 000 m² en location.

Le parc tertiaire du Groupe sur le périmètre France, en propriété ou crédit-bail, est implanté pour 82% en province, alors que le parc pris à bail est situé pour l'essentiel en Ile de France (74%). Parmi ses actifs immobiliers en propriété ou crédit bail, Gaz de France gère à ce jour 313 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 en 8.2.2 « Anciens sites industriels » ci-après.

Le taux de vacance sur le parc tertiaire en exploitation s'établit autour de 5%.

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.

Gaz de France possède ou loue également 1558 logements (dont 1009 en propriété et 549 pris à bail).

Gaz de France rationalise son portefeuille immobilier en vendant les logements excédentaires ainsi que les sites tertiaires vacants ou non rentables, en limitant l'acquisition et la construction de nouveaux biens et en confiant l'entretien et la gestion 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 et filiales 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 installations de surface nécessaires à l'exploitation des 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'observation 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 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 gazeux 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 oeuvre 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 366 hectares de terrain à fin 2007. Les investigations et travaux menés dans le cadre du protocole ont conduit à la vidange et au remblaiement de cuves sur 270 sites et à l'élimination de plus de 715 000 tonnes de déchets. Il a été procédé à un contrôle et à une surveillance des nappes souterraines pour 268 sites. 93 sites font encore l'objet d'une telle action. La mise en oeuvre du protocole étant arrivée à son terme, Gaz de France poursuivra cet effort de réhabilitation de ses sites dans le cadre des textes législatifs et réglementaires en vigueur. Ainsi, désormais, Gaz de France assure seul, en tant que propriétaire foncier, la gestion environnementale de ses terrains d'anciennes usines à gaz.

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 tient compte de l'évolution de la réglementation, de la jurisprudence et de l'arrivée à échéance du protocole avec l'Etat. Au 31 décembre 2007, cette provision atteint 37 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 166 millions d'euros.

En Allemagne, EEG a poursuivi 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, la loi minière également ainsi que les dispositions fixées par le WEG (Association allemande de l'industrie du pétrole et du gaz) ; 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.117	9.2.2 VENTILATION PAR SEGMENT DU CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	p.120
9.1.1 TARIFS ADMINISTRÉS ET RÉGULÉS	p.117	9.2.3 AUTRES INDICATEURS D'ACTIVITÉ	p.121
9.1.2 PRIX DU PÉTROLE	p.118	9.3 ANALYSE DES PERFORMANCES OPÉRATIONNELLES DU GROUPE	P.124
9.1.3 TAUX DE CHANGE	p.118	9.3.1 CONTRIBUTION DES PÔLES À L'EXCÉDENT BRUT OPÉRATIONNEL ET AU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL DU GROUPE	p.124
9.1.4 CONDITIONS CLIMATIQUES	p.119	9.3.2 ANALYSE DU BAS DE COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ	p.126
9.1.5 MOUVEMENTS DE PÉRIMÈTRE	p.119	9.3.3 ROE, ROCE	p.126
9.1.6 SAISONNALITÉ	p.120		
9.2 ANALYSE DE L'ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE	P.120		
9.2.1 CROISSANCE ORGANIQUE DE L'ACTIVITÉ	p.120		

(En millions d'euros)	2007	2006	2005
Chiffre d'affaires	27 427	27 642	22 872
Excédent Brut Opérationnel <i>(avant dépenses de renouvellement et paiement en actions)</i>	5 666	5 149	4 248
Résultat Opérationnel	3 874	3 608	2 821
Résultat Net – Part du groupe	2 472	2 298	1 782

Le Groupe stabilise son chiffre d'affaires 2007 à 27 427 millions d'euros contre 27 642 millions d'euros en 2006. A climat moyen, il progresse de 1,6 %.

A l'international, le chiffre d'affaires atteint 11 361 millions d'euros soit 41 % du chiffre d'affaires du Groupe.

Le retour de la croissance de l'activité, constaté au 3ème trimestre, s'est accéléré en fin d'année dans un environnement favorable tant en termes de conditions de marché que de climat, plus froid que la normale.

Les résultats de l'exercice 2007 résultent principalement :

- du retour à l'équilibre des activités de vente aux tarifs administrés et plus généralement des bons résultats commerciaux ;
- d'un environnement de marché en fin d'année ayant permis de tirer pleinement profit du portefeuille de GNL ;
- d'une maîtrise accrue des coûts opérationnels ;

- de conditions climatiques favorables au dernier trimestre (températures inférieures à la moyenne) qui ont limité l'impact défavorable des conditions climatiques du premier semestre.

Dans ce contexte, le Groupe dépasse son objectif financier 2007 en enregistrant un excédent brut opérationnel de 5 666 millions d'euros contre 5 149 millions d'euros en 2006, en progression de 10 %.

Le segment Exploration-Production poursuit sa contribution majeure au résultat du Groupe, le segment Achat Vente d'Energie bénéficie d'une bonne performance de ses activités de ventes ainsi que de la compétitivité de ses approvisionnements, le segment Services poursuit la progression de sa rentabilité opérationnelle, le segment Transport-Stockage enregistre des performances exceptionnelles, le segment Distribution France connaît une année difficile en raison des conditions climatiques et le segment Transport Distribution International consolide ses résultats à un niveau élevé.

Le résultat net consolidé part du Groupe s'établit à 2 472 millions d'euros en 2007, en croissance de près de 8 %.

Préambule : changements de méthodes comptables et de présentation

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 2007 ont été préparés en conformité avec les normes comptables internationales IAS/IFRS applicables à cette date telles qu'approuvées par l'Union Européenne (http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias_fr.htm#adopted-commission) 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 », publiée par l'IASB le 30 novembre 2006 et non encore approuvée par l'Union européenne, considérant, conformément à la recommandation de l'AMF de décembre 2006 que cette interprétation permet de fournir une meilleure information financière.

Les états financiers consolidés du Groupe au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007 sont également conformes aux normes comptables internationales IAS/IFRS applicables à cette date telles qu'adoptées par l'IASB.

Les états financiers consolidés du Groupe au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007 intègrent également les impacts des normes et amendements d'application obligatoire dans le cadre des exercices ouverts au 1er janvier 2007 relatifs à :

- IFRS 7 « instruments financiers – informations à fournir » ;
- l'amendement IAS 1 portant sur les informations à fournir sur le capital.

Les informations complémentaires requises par ces textes relatifs à l'information financière sont présentées pour la première fois dans les comptes consolidés annuels au 31 décembre 2007 avec une information comparative.

Par ailleurs, suite à la mise en place de la nouvelle organisation du Groupe à effet du 1er juillet 2007, certaines activités ont fait l'objet de reclassement entre les segments. Les reclassements les plus significatifs ainsi que leurs impacts figurent ci-après.

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'arrêté 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.

Au titre de l'exercice 2007, les principales modifications aux estimations et hypothèses retenues pour l'établissement des états financiers consolidés au 31 décembre 2006 concernent le taux d'actualisation utilisé pour calculer le montant de certaines provisions qui doit être (pour les engagements relatifs au personnel) déterminé par référence à un taux de marché à la date de clôture ; ainsi les taux utilisés ont été ajustés aux conditions actuelles du marché au 31 décembre 2007 :

- provision pour renouvellement : 4,5 % au 31 décembre 2007, 4 % au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005 ;
- engagements de retraite : 5 % au 31 décembre 2007, 4,25 % au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005 ;
- autres avantages au personnel : entre 4,5 % et 5 % au 31 décembre 2007, 4 % au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005 ;
- provision pour reconstitution des sites en exploration-production : 4,5 % au 31 décembre 2007, 4 % au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS / Annexes / Notes 16 et 17 ».

Suite à la mise en place de la nouvelle organisation du Groupe, certaines activités ont fait l'objet de reclassement entre les segments. Les impacts de ces reclassements sur le chiffre d'affaires, sur l'excédent brut opérationnel et sur le résultat opérationnel par segment au titre des exercices 2005 et 2006 sont donnés ci-dessous, les reclassements les plus significatifs étant les suivants :

- transfert des activités de vente d'énergie au Royaume-Uni de « Achat-Vente d'Énergie » vers « Transport Distribution International » ;
- transfert de Savelys et de DK6 de « Services » vers « Achat-Vente d'Énergie » ;
- transfert des activités de transport en Europe de « Transport Distribution International » vers « Transport Stockage France », qui prend dorénavant la dénomination « Transport Stockage » ;
- enfin, transfert de l'activité de vente aux grands comptes en Allemagne de « Transport Distribution International » à « Achat-Vente d'Énergie ».

Exercice 2005

<i>Chiffre d'affaires (En millions d'euros)</i>	2005 Publié	Effets des reclassements	2005 Retraité	Var. %
Fourniture Energie & Services				
Exploration – Production	1 139	-	1 139	
Achat-Vente d'Energie	17 265	+ 81	17 346	N.S.
Services	1 924	- 356	1 568	- 19 %
Infrastructures				
Transport Stockage	2 124	+ 14	2 138	N.S.
Distribution France	3 426	-	3 426	
Transport Distribution International	2 275	+ 1 394	3 669	+ 61 %
Eliminations & autres	- 5 281	- 1 133	- 6 414	- 21 %
TOTAL GROUPE	22 872	-	22 872	
Excédent Brut Opérationnel				
<i>(En millions d'euros)</i>	2005 Publié	Effets des reclassements	2005 Retraité	Var. %
Fourniture Energie & Services				
Exploration – Production	726	-	726	
Achat-Vente d'Energie	248	+ 77	325	+ 31 %
Services	166	- 61	105	- 37 %
Infrastructures				
Transport Stockage	1 271	- 6	1 265	N.S.
Distribution France	1 358	-	1 358	
Transport Distribution International	372	+ 7	379	+ 2 %
Eliminations & autres	107	- 17	90	- 16 %
TOTAL GROUPE	4 248	-	4 248	
Résultat Opérationnel				
<i>(En millions d'euros)</i>	2005 Publié	Effets des reclassements	2005 Retraité	Var. %
Fourniture Energie & Services				
Exploration – Production	457	-	457	
Achat-Vente d'Energie	204	+ 47	251	+ 23 %
Services	94	- 35	59	- 37 %
Infrastructures				
Transport Stockage	942	- 8	934	- 1 %
Distribution France	900	-	900	
Transport Distribution International	284	+ 7	291	+ 2 %
Eliminations & autres	- 60	- 11	- 71	- 18 %
TOTAL GROUPE	2 821	-	2 821	

Exercice 2006

<i>Chiffre d'affaires (En millions d'euros)</i>	2006 Publié	Effets des reclassements	2006 Retraité	Var. %
Fourniture Energie & Services				
Exploration – Production	1 659	-	1 659	
Achat-Vente d'Energie	20 481	- 26	20 455	N.S.
Services	2 181	- 380	1 801	- 17 %
Infrastructures				
Transport Stockage	2 227	+ 128	2 355	+ 6 %
Distribution France	3 289	-	3 289	
Transport Distribution International	3 570	+ 1 608	5 178	+ 45 %
Eliminations & autres	- 5 765	- 1 330	- 7 095	- 23 %
TOTAL GROUPE	27 642	-	27 642	
Excédent Brut Opérationnel (En millions d'euros)				
<i>Excédent Brut Opérationnel (En millions d'euros)</i>	2006 Publié	Effets des reclassements	2006 Retraité	Var. %
Fourniture Energie & Services				
Exploration – Production	1 270	-	1 270	
Achat-Vente d'Energie	441	+ 88	529	+ 20 %
Services	189	- 72	117	- 38 %
Infrastructures				
Transport Stockage	1 285	+ 72	1 357	+ 6 %
Distribution France	1 412	-	1 412	
Transport Distribution International	562	- 64	498	- 11 %
Eliminations & autres	- 10	- 24	- 34	N.S.
TOTAL GROUPE	5 149	-	5 149	
Résultat Opérationnel (En millions d'euros)				
<i>Résultat Opérationnel (En millions d'euros)</i>	2006 Publié	Effets des reclassements	2006 Retraité	Var. %
Fourniture Energie & Services				
Exploration – Production	935	-	935	
Achat-Vente d'Energie	391	+ 52	443	+ 13 %
Services	111	- 40	71	- 36 %
Infrastructures				
Transport Stockage	953	+ 60	1 013	+ 6 %
Distribution France	726	-	726	
Transport Distribution International	402	- 54	348	- 13 %
Eliminations & autres	90	- 18	72	- 20 %
TOTAL GROUPE	3 608	-	3 608	

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.
	Prix négociés	Tarifs de vente du gaz naturel pour les clients éligibles qui ont exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz
Infrastructures	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 approuvés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE.

Evolution des tarifs administrés en 2007

• Tarifs de distribution publique

Le tableau ci-dessous présente le niveau moyen des **évolutions de tarifs** de distribution publique décidées sur la période 2005 – 2007.

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

Les tarifs en distribution publique n'ont pas évolué de mai 2006 à décembre 2007.

• 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
2007	
1 ^{er} janvier	- 2,85 € par MWh
1 ^{er} avril	- 1,63 € par MWh
1 ^{er} juillet	1,72 € par MWh
1 ^{er} octobre	2,11 € par MWh

Perspectives tarifaires

Le nouveau tarif d'accès aux infrastructures de distribution en France est en préparation ; il devrait être mis en œuvre au 1^{er} juillet 2008.

De nouveaux tarifs d'accès aux infrastructures de transport et aux terminaux de regazéification en France sont en préparation.

Gaz de France souhaite finaliser dans les meilleurs délais le nouveau contrat de service public pour la période 2008 – 2010. Ce contrat devrait notamment fixer les dispositions relatives à l'évolution des tarifs en distribution publique pour les trois prochaines années.

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	2007	2006	Var. (%)	2005
Brent (en USD / Baril)	72,5	65,1	+ 11,3 %	54,4
Brent (en EUR / Baril)	52,9	51,7	+ 2,3 %	43,8

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 2007 en normes IFRS / Annexes / Note 19 »

Cours moyen	2007	2006	Var. (%)	2005
Parité EUR / USD	1,37	1,26	+ 8,7 %	1,24

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.

Le modèle de correction climatique du Groupe établi avec l'appui de Météo France fait l'objet d'ajustements techniques périodiques afin d'actualiser ses résultats en fonction des données réelles constatées.

Le dernier ajustement, intervenu en avril dernier, a conduit à abaisser la « consommation annuelle de référence »

(ou « consommation annuelle à climat moyen ») de 7,8 TWh par rapport au modèle précédent. Cet ajustement du modèle modifie certaines données absolues à climat moyen : volumes des ventes, chiffre d'affaires. Il est par contre sans impact sur les évolutions relatives, notamment :

- les écarts de correction climatique de période à période,
- l'évolution entre deux périodes des ventes ou du chiffre d'affaires à climat moyen.

En 2007, les volumes distribués en France ont enregistré une baisse de 15 TWh par rapport à une année à climat moyen alors qu'ils étaient impactés positivement de 1 TWh sur l'année 2006. Des effets de même nature ont été constatés hors de France.

9.1.5 Mouvements de périmètre

Les principaux mouvements de périmètre au cours des exercices 2007, 2006 et 2005 ont été les suivants :

Entité	Nature du mouvement	Date	Segment
ENERCI	Acquisition – consolidation par intégration globale	12/04/2007	Exploration-Production
EFOG	Consolidée par intégration proportionnelle (jusqu' alors mise en équivalence)	01/02/2007	Exploration-Production
Energie Investimenti	Consolidée par intégration globale (jusqu' alors en proportionnelle)	26/09/2007	Transport/Distribution International
Groupe VENDITE	Consolidée par intégration globale (mise en équivalence jusqu'en juin 2007, puis intégration proportionnelle jusqu'en septembre)	26/09/2007	Transport/Distribution International
Erelia	Consolidée par intégration globale	05/11/2007	Achat-Vente d'Énergie
Société Eoliennes de la Haute-Lys	Consolidée par intégration globale	11/12/2007	Achat-Vente d'Énergie
SPE	Mise en équivalence (jusqu' alors consolidée par intégration proportionnelle)	30/11/2007	Transport/Distribution International
AES Energia Cartagena	Consolidée par intégration globale	01/11/2006	Achat-Vente d'Énergie
Maïa Eolis	Consolidée par intégration proportionnelle	22/12/2006	Achat-Vente d'Énergie
KGM	Cession	19/07/2006	Exploration-Production
Distrigaz Sud	Consolidée par intégration globale	31/05/2005	Transport/Distribution International
SPE	Consolidée par intégration proportionnelle	28/09/2005	Transport/Distribution International
Savelys	Consolidée par intégration globale	23/03/2005	Achat-Vente d'Énergie

Pour l'exercice 2007, l'ensemble des variations de périmètre impacte positivement le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de 464 millions d'euros (1,7 % du chiffre d'affaires total au titre de 2007). Ces variations concernent principalement l'effet en année pleine des changements de méthodes de consolidation de Efog pour 194 millions d'euros et de Energie Investimenti pour

257 millions d'euros. Les principaux effets des variations de périmètre sur l'excédent brut opérationnel du Groupe pour 2007 concernent le segment Exploration-Production (impact positif de 158 millions d'euros), le segment Services (impact positif de 5 millions d'euros) et le segment Transport Distribution International (impact négatif de 8 millions d'euros).

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

(En millions d'euros)

Chiffre d'affaires 2005	22 872
Croissance organique	4 017
Effet périmètre	843
Autres	- 90
Chiffre d'affaires 2006	27 642
Croissance organique	- 310
Effet périmètre	464
Autres	- 369
Chiffre d'affaires 2007	27 427

En 2007, le chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 27 427 millions d'euros, contre 27 642 millions d'euros en 2006.

9.2.2 Ventilation par segment du chiffre d'affaires du Groupe

(En millions d'euros)	CA 2007	CA 2006 retraité	Var. (%)	CA 2005 retraité
Pôle « Fourniture d'Énergie et de Services »				
Exploration – Production	1 717	1 659	+ 3,5 %	1 139
Achat – Vente d'Énergie	20 041	20 455	- 2,0 %	17 346
Services	1 807	1 801	+ 0,3 %	1 568
Pôle « Infrastructures »				
Transport – Stockage	2 494	2 355	+ 5,9 %	2 138
Distribution France	3 076	3 289	- 6,5 %	3 426
Transport /Distribution International	5 202	5 178	+ 0,5 %	3 669
Eliminations, autres et non alloué	- 6 910	- 7 095	N/A	- 6 414
Total Groupe	27 427	27 642	- 0,8 %	22 872

La contribution de chaque segment est analysée ci-après.

9.2.2.1 Exploration – Production

Le chiffre d'affaires du segment **Exploration-Production** s'élève à 1 717 millions d'euros pour 2007, contre 1 659 millions pour l'année 2006 en progression de 3,5 %.

A périmètre constant (intégration d'EFOG et d'Enerci en 2007 et cession de la participation de KGM en 2006), le chiffre d'affaires est en recul de 7,4 %. Cette évolution résulte principalement d'un contexte de prix du gaz défavorable en 2007 par rapport à 2006 alors que le prix moyen du Brent était pratiquement stable d'une année sur l'autre.

Elle s'explique également par la diminution de la production totale d'hydrocarbures (y compris EFOG) qui atteint 42,4 Mbep en 2007 contre 45,2 Mbep en 2006. A périmètre constant, la production totale est en légère contraction à -3 %.

9.2.2.2 Achat-Vente d'Énergie

Le chiffre d'affaires du segment **Achat-Vente d'Énergie** s'établit à 20 041 millions d'euros contre 20 455 millions d'euros en 2006. Il est stable à climat moyen.

L'activité du segment Achat-Vente d'Énergie s'est inscrite, en 2007, dans un environnement caractérisé par :

- des conditions climatiques contrastées : un premier semestre exceptionnellement clément (-25 TWh) pour moitié compensé par un deuxième semestre froid (+11 TWh) ;
- des tarifs réglementés de vente de gaz naturel en ligne avec les coûts ;
- l'ouverture complète des marchés du gaz et de l'électricité en France au 1er juillet 2007.

Pour une analyse des volumes vendus, voir paragraphes 9.2.3.3 – « Ventes de gaz naturel » et 9.2.3.4 – « Ventes d'électricité du segment Achat-Vente d'énergie ».

9.2.2.3 Services

Le chiffre d'affaires du segment **Services** s'élève à 1 807 millions d'euros pour l'année 2007, en légère progression par rapport à 2006 (1 801 millions d'euros).

La bonne performance des activités de travaux, notamment en France, et la croissance des activités en Italie ont permis de

compenser les impacts défavorables du climat sur l'année ainsi que de la cession de la société Atelier de Fos (AdF) au dernier trimestre.

A périmètre constant, le chiffre d'affaires est en légère progression de +1 %.

9.2.2.4 Transport – Stockage

Le chiffre d'affaires du segment **Transport-Stockage** s'établit à 2 494 millions d'euros, en 2007 contre 2 355 millions d'euros en 2006, en hausse de 6 %. Cette progression résulte de l'évolution des prix de stockage, du succès des ventes aux enchères de capacités de stockage, ainsi que de la hausse des souscriptions sur les réseaux de transport.

L'activité a poursuivi son développement en 2007 avec :

- en France, une augmentation du nombre de clients du Transport (37 fin 2007 contre 25 fin 2006) et du Stockage (22 fin 2007 contre 16 fin 2006) ;
- en Europe, l'accélération du développement de capacités de stockage, notamment au Royaume-Uni (Stublach).

9.2.2.5 Distribution France

Le chiffre d'affaires du segment **Distribution France** ressort à 3 076 millions d'euros en 2007 contre 3 289 millions d'euros en 2006. Cette évolution résulte principalement de la diminution des investissements de développement et des effets climatiques.

Entre 2006 et 2007, les volumes de gaz acheminés sont en recul de 16 TWh du fait du climat

9.2.2.6 Transport/Distribution international

Le chiffre d'affaires de l'activité **Transport Distribution International** s'établit à 5 202 millions d'euros contre 5 178 millions d'euros en 2006, en légère hausse de 0,5 % par rapport à 2006. Hors impact climatique et baisse des ventes au Royaume-Uni du fait de prix de marché déprimés, les ventes du segment progressent sur l'année de 7,2 % grâce à :

- des augmentations tarifaires enregistrées dans les autres pays européens courant 2007, en réponse au renchérissement des coûts d'approvisionnement ;
- la consolidation en intégration globale des activités de commercialisation en Italie depuis le 1er octobre 2007.

9.2.3 Autres indicateurs d'activité

9.2.3.1 Production d'hydrocarbures des sociétés consolidées

(Mbep)	2007	2006*	Var. (%)
Productions combinées	42,4	45,2	- 6,2 %
Gaz	30,8	32,0	- 3,8 %
Liquides	11,6	13,2	- 12,1 %

* Production totale 2006 du Livre des Réserves à 45,5 Mbep intégrant Enerci, société non consolidée en 2006 (0,3 Mbep) et KGM (2,1 Mbep) cédée en 2006.

La production combinée d'hydrocarbures à 42,4 Mbep en 2007 contre 45,2 Mbep en 2006 est en recul de 2,8 Mbep. A périmètre constant (hors cession de KGM en 2006, soit 2,1 Mbep et intégration d'Enerci en 2007, soit 0,6 Mbep), la production est en légère baisse de - 1,3 Mbep, soit environ -3 %.

Elle s'explique par la diminution de la production au Royaume-Uni (-1,4 Mbep), aux Pays-Bas (-0,4 Mbep) et en Allemagne (-0,3 Mbep) partiellement compensée par l'augmentation de la production en Norvège (+0,8 Mbep).

9.2.3.2 Réserves d'hydrocarbures

(Mbep)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Réserves prouvées et probables	666,9	626,8	697,2
<i>dont gaz naturel</i>	492,5	488,0	516,5
<i>dont hydrocarbures liquides</i>	174,4	138,8	180,7
Quote-part des réserves prouvées et probables des sociétés mises en équivalence	-	58,5	55,7
Total	666,9	685,3	752,9

Au 31 décembre 2007, les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de Gaz de France s'élèvent à 666,9 Mbep contre 685,3 Mbep en 2006 (y compris la quote-part des réserves des filiales mises en équivalence), soit une diminution de 2,7 %. Cette diminution des réserves est due à la production de la période (-42,4 Mbep) partiellement compensée par les découvertes, extensions, acquisitions nettes et révisions de réserves réalisées en 2007 (+24,0 Mbep).

Le taux de renouvellement^(*) des réserves prouvées et probables du Groupe pour la période 2005-2007 s'établit à +78 % contre +112 % pour la période 2004-2006. La diminution s'explique par la baisse des acquisitions de réserves sur la période concernée.

A titre d'information, la part de Gaz de France dans les réserves brutes 2P des champs dont il est partenaire (« working interest reserves ») s'élève à fin 2007 à 696 millions de Bep.

9.2.3.3 Ventes de gaz naturel

9.2.3.3.1 Ventes de gaz naturel consolidées du Groupe Gaz de France

Ventes de gaz consolidées par les segments du Groupe Gaz de France ⁽¹⁾ (TWh)	2007	2006	2005
Ventes par le segment Achat – Vente d'Energie	609	636	645
Ventes par le segment Transport Distribution International	131	129	110
Ventes par le segment Exploration – Production	56	53	42
Eliminations des ventes inter-segments	- 66	- 56	- 48
Total Groupe	730	762	749

⁽¹⁾ Y compris la quote-part du Groupe Gaz de France dans les ventes d'énergie réalisées par les sociétés consolidées par intégration proportionnelle.

^(*) Le taux de renouvellement des réserves d'une période donnée est défini comme le rapport des additions de la période (découvertes, acquisitions nettes et révisions de réserves) sur la production de la période

9.2.3.3.2 Ventes de gaz naturel par le segment Achat – Vente d'Énergie

<i>Vente par le segment Achat-Vente d'Énergie (en TWh)</i>	2007	2006	Var. (%)	2005
En France				
Résidentiel individuel	125	133	- 6,0 %	139
Clientèle d'affaires	164	179	- 8,4 %	189
Grands clients industriels et commerciaux	87	100	- 13,0 %	115
Autres clients	26	28	- 7,1 %	26
<i>Total France</i>	402	440	- 8,6 %	469
En Europe				
Grands clients industriels et commerciaux	116	114	+ 1,8 %	101
Autres clients	12	10	+ 20,0 %	10
<i>Total Europe</i>	128	124	+ 3,2 %	111
Ventes court terme	79	72	+ 9,7 %	65
Total segment Achat – Vente d'Énergie	609	636	- 4,2 %	645

Nota : reclassement dans le segment Transport-Distribution International des ventes aux clients finaux UK et Hongrie et remplacement par les volumes d'approvisionnement des filiales de ces pays : correction 2006 de 641 TWh à 636 TWh.

En 2007, les ventes de gaz naturel du segment s'élèvent à 609 TWh. Elles diminuent de 27 TWh par rapport à 2006 du fait notamment des conditions climatiques.

Les ventes aux clients particuliers en France s'élèvent à 125 TWh contre 133 TWh en 2006. A climat moyen, elles sont stables.

Depuis le 1er juillet 2007, plus de 77 000 clients ont souscrit aux offres de marché gaz du Groupe.

Les ventes à la clientèle d'affaires et aux grands comptes en France s'établissent à 251 TWh en 2007. Hors effet climat, ces ventes diminuent de 20 TWh par rapport à 2006.

En Europe, les ventes sur ces mêmes segments de clientèle sont en légère progression à 116 TWh.

Enfin, les ventes court terme et autres ventes progressent de 7 TWh pour s'établir à 117 TWh.

Le tableau ci-dessous présente par pays la pénétration du Groupe sur le marché des grands clients industriels et commerciaux en Europe.

<i>En TWh</i>	2007	2006	2005
Royaume-Uni	34,3	31,3	30,7
Belgique et Luxembourg	20,7	25,4	21,2
Pays-Bas	20,8	21,0	20,2
Italie	22,2	21,0	16,9
Espagne	5,1	6,2	5,2
Allemagne	9,5	8,7	6,7
Hongrie	3,0	0,3	-
Total	115,6	113,9	100,9

9.2.3.4 Ventes d'électricité du segment Achat – Vente d'Énergie

Ventes d'électricité du Groupe Gaz de France

Ventes d'électricité consolidées par les segments du Groupe Gaz de France * (TWh)	2007	2006	2005
Ventes par le segment Achat – Vente d'Énergie	17,6	15,2	17,3
Ventes par le segment Transport Distribution International	14,9	16,3	14,1
Eliminations des ventes inter-segments	(10,2)	(10,9)	(13,2)
TOTAL GROUPE	22,3	20,6	18,2

[*] Y compris la quote-part du Groupe Gaz de France dans les ventes d'énergie réalisées par les sociétés consolidées par intégration proportionnelle.

Les ventes d'électricité du segment s'élèvent à 17,6 TWh sur l'année 2007, en hausse de 16 % par rapport à l'année précédente.

Depuis le 1er juillet 2007, le Groupe a acquis près de 46 500 nouveaux clients particuliers en électricité, soit plus de 80 % des clients ayant choisi de changer de fournisseur.

9.3 Analyse des performances opérationnelles du Groupe

9.3.1 Contribution des pôles à l'excédent brut opérationnel ⁽²⁾ et au résultat opérationnel ⁽³⁾ du Groupe

(En millions d'euros)	2007		2006		Var. (%)	
	EBO	RO	EBO	RO	EBO	RO
Pôle Fourniture d'Énergie et de Services						
Exploration – Production	1 127	755	1 270	935	- 11 %	- 19 %
Achat – Vente d'Énergie	1 075	940	529	443	103 %	112 %
Services	129	82	117	71	10 %	15 %
Pôle Infrastructures						
Transport – Stockage	1 534	1 185	1 357	1 013	13 %	17 %
Distribution France	1 291	552	1 412	726	- 9 %	- 24 %
Transport/Distribution International	491	381	498	348	- 1 %	9 %
Autres et non alloué	19	- 21	- 34	72		
Total Groupe	5 666	3 874	5 149	3 608	10 %	7 %

[2] EBO : excédent brut opérationnel (avant dépenses de renouvellement et paiement en actions).

[3] RO : résultat opérationnel.

Dans le contexte décrit au paragraphe 9 ci-dessus, le Groupe dépasse son objectif financier 2007 en enregistrant un excédent brut opérationnel de 5 666 millions d'euros contre 5 149 millions d'euros en 2006, en progression de 10 %.

Le segment Exploration-Production poursuit sa contribution majeure au résultat du Groupe, le segment Achat Vente d'Énergie bénéficie d'une bonne performance de ses activités de ventes ainsi que de la compétitivité de ses approvisionnements, le segment Services poursuit la progression de sa rentabilité opérationnelle, le segment Transport-Stockage enregistre des performances exceptionnelles, le segment Distribution France connaît une année difficile en raison des conditions climatiques et le segment Transport Distribution International consolide ses résultats à un niveau élevé.

9.3.1.1 Exploration – Production

L'excédent brut opérationnel du segment Exploration-Production s'élève à 1 127 millions d'euros en 2007 contre 1 270 millions d'euros en 2006. Cette évolution provient :

- de la forte baisse des prix du gaz naturel au NBP (Royaume Uni) soit - 42 % en €/MWh en moyenne entre 2006 et 2007, alors que le Brent est pratiquement stable d'une année sur l'autre (+ 2 % en €/bep) ;
- d'une légère contraction de la production [- 3 % à périmètre constant] par rapport à 2006. L'accélération de la production à compter du dernier trimestre, avec la mise en service de

nouveaux champs en Norvège, au Royaume-Uni et aux Pays-Bas, aura ses pleins effets en 2008 avec une production proche de 50 Mbep ;

- et de la poursuite de l'augmentation des coûts dans l'ensemble du secteur.

Les dépenses d'exploration (y compris exploration constatée en charges) atteignent 151 millions d'euros contre 143 millions d'euros en 2006.

L'année 2007 a été marquée par huit succès sur treize puits forés.

Les découvertes ont été réalisées en Norvège (4), aux Pays-Bas (2) au Royaume-Uni (1) et en Côte d'Ivoire (1).

L'année 2006 avait été marquée par huit succès sur quinze puits forés. Les découvertes avaient été réalisées au Royaume-Uni (3), en Norvège (3), en Allemagne (1) et en Mauritanie (1).

Le résultat opérationnel, à 755 millions d'euros contre 935 millions d'euros en 2006 est en recul de 19% et de 25% à périmètre constant. Cette diminution résulte essentiellement de la baisse de l'excédent brut opérationnel et de l'augmentation des amortissements compte tenu de la mise en service de nouveaux gisements et des révisions de réserves à fin 2006 et fin 2007.

9.3.1.2 Achat-Vente d'Énergie

L'excédent brut opérationnel du segment Achat-Vente d'Énergie double par rapport à 2006 pour atteindre 1 075 millions d'euros en 2007.

La bonne performance de ce segment en 2007, en dépit d'un recul de 15 TWh des ventes sous l'effet du climat, s'explique par :

- le redressement des résultats commerciaux : malgré le gel des tarifs administrés de vente de gaz naturel, Gaz de France a répercuté en 2007 ses coûts d'approvisionnement. Les activités de vente de gaz aux tarifs administrés contribuent positivement aux résultats du Groupe en 2007 (+ 84 millions d'euros) alors qu'elles étaient très fortement déficitaires en 2006 (- 511 millions d'euros) ;
- des conditions de marché favorables en fin d'année qui ont notamment permis de tirer pleinement profit de notre portefeuille de GNL. Au quatrième trimestre, les opérations d'arbitrage ont porté sur 12 cargaisons de GNL pour un volume total de 9 TWh.

Le résultat opérationnel suit la même progression que l'excédent brut opérationnel et passe de 443 millions d'euros en 2006 à 939 millions d'euros au titre de 2007.

9.3.1.3 Services

L'excédent brut opérationnel du segment Services s'élève à 129 millions d'euros en 2007 contre 117 millions d'euros pour 2006. La hausse de 10 % (+ 6 % à périmètre constant) résulte de l'amélioration de la rentabilité opérationnelle en France, en Italie et au Royaume-Uni. La rentabilité de ces activités est comparable à celle des principaux opérateurs du secteur.

Le résultat opérationnel s'établit à 82 millions d'euros sur 2007 contre 71 millions d'euros pour 2006, en ligne avec la progression de l'excédent brut opérationnel.

9.3.1.4 Transport – Stockage

L'excédent brut opérationnel du segment Transport-Stockage s'élève à 1 534 millions d'euros en 2007 contre 1 357 millions d'euros pour 2006, en hausse de 13 %.

Hors éléments non récurrents, cette progression est de 4 %. Elle s'explique par le dynamisme des activités de stockage tirées par l'évolution des prix et par le succès des ventes aux enchères de capacités de stockage. Cette progression résulte également de la hausse des souscriptions sur les réseaux de transport.

Le résultat opérationnel passe de 1 013 millions d'euros en 2006 à 1 185 millions d'euros en 2007, soit une augmentation de 17%.

9.3.1.5 Distribution France

L'excédent brut opérationnel du segment Distribution France s'élève à 1 291 millions d'euros pour 2007 contre 1 412 millions d'euros en 2006.

A climat moyen, l'excédent brut opérationnel du segment est en retrait limité de 3 % du fait des coûts liés à l'ouverture des marchés.

En 2007, Gaz de France a achevé deux programmes importants :

- la conquête de nouveaux clients chauffage : depuis le lancement du programme « un million de nouveaux clients chauffage », plus de 980 000 nouveaux clients ont été conquis ;
- la résorption des fontes grises : conformément aux engagements du Groupe, le stock de canalisations en fontes grises est désormais intégralement résorbé.

Le résultat opérationnel passe de 726 millions d'euros en 2006 à 552 millions d'euros en 2007. Outre la variation de l'excédent brut opérationnel, cette variation s'explique principalement par un effet actualisation positif et par un effet négatif lié à l'augmentation des dotations à la provision pour renouvellement.

9.3.1.6 Transport Distribution International

L'**excédent brut opérationnel** du segment Transport Distribution International, après une année 2006 de très forte croissance, se stabilise à 491 millions d'euros en 2007 contre 498 millions d'euros en 2006. Hors effets climatiques, l'excédent brut opérationnel progresse de 29 millions d'euros essentiellement sous l'effet de l'amélioration des marges de commercialisation dans la plupart des pays européens.

Le **résultat opérationnel** est en hausse à 381 millions d'euros en 2007 contre 348 millions en 2006, en lien avec la réévaluation de la durée de vie des actifs en Slovaquie.

9.3.2 Analyse du bas de compte de résultat consolidé

(En millions d'euros)	2007	2006	2005
Chiffre d'affaires	27 427	27 642	22 872
Résultat opérationnel	3 874	3 608	2 821
Résultat financier	(310)	(357)	(438)
Quote-part du résultat net des Sociétés mises en équivalence	99	176	189
Résultat avant impôt	3 663	3 427	2 572
Impôt	(1 153)	(1 104)	(794)
Résultat net consolidé			
Part du Groupe	2 472	2 298	1 782
Intérêts minoritaires	38	25	(4)

Le **résultat financier du Groupe** s'améliore à - 310 millions d'euros en 2007 contre - 357 millions d'euros en 2006. Cette évolution résulte :

- d'une part de l'augmentation du coût de l'endettement financier net en 2007 qui s'établit à 170 millions d'euros, en augmentation de 47 millions d'euros par rapport à 2006. Cette évolution provient, pour l'essentiel, de coûts non récurrents associés notamment à la restructuration de la dette d'AES Energia ;
- d'autre part de la baisse des autres produits et charges financiers qui représentent une charge nette de 140 millions d'euros, contre 234 millions d'euros en 2006.

La **quote-part du résultat des Sociétés mises en équivalence** enregistre une baisse, à 99 millions d'euros contre 176 millions d'euros en 2006, en raison principalement de la consolidation par intégration proportionnelle d'EFOG depuis le 1er février 2007.

La **charge d'impôt** en 2007 s'élève à 1 153 millions d'euros contre 1 104 millions d'euros en 2006. Le taux effectif d'impôt diminue à 32,4 % contre 34,0 % pour 2006 du fait d'un impact non récurrent lié à la baisse du taux d'imposition en Allemagne.

Le **résultat net consolidé - part du Groupe** s'élève en 2007 à 2 472 millions d'euros en hausse de 7,6 % par rapport à 2006.

9.3.3 ROE, ROCE

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Résultat net part du Groupe	2 472	2 298	1 782
Capitaux propres part du Groupe	17 953	16 197	14 484
ROE (en %)	13,8 %	14,2 %	12,3 %

EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIERE ET DU RESULTAT

Analyse des performances opérationnelles du Groupe

9

Le ROCE, selon la définition retenue conjointement avec Suez, est calculé comme étant le rapport entre le résultat opérationnel net après impôt et les capitaux employés. Le résultat opérationnel net après impôt utilisé dans le calcul ci-dessous (Net Operating Profit After Tax – NOPAT) est égal au résultat opérationnel après déduction des résultats de cession des actifs incorporels, corporels et des filiales, des

dépréciations d'actifs (impairment), des gains et pertes latents sur instruments financiers, des charges de restructuration, et auxquels sont ajoutés tous les autres produits et charges liés aux capitaux employés (dividendes des sociétés non consolidées, résultats de sociétés mises en équivalence, autres éléments du résultat financier) et après impôt applicable à tous ces éléments.

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Résultat net consolidé du Groupe	2 510	2 323	1 778
Coût de l'endettement financier net	170	123	202
Gains et pertes latents sur instruments financiers à caractère opérationnel	87	30	44
Résultat de cession des immobilisations incorporelles, corporelles et filiales	- 64	- 219	- 1
Dépréciation d'actifs (Impairment)	14	48	- 27
Charges de restructuration	2	19	
Plus-ou moins-values sur actifs financiers	2	- 113	- 81
Ecart d'acquisition négatifs	- 4		- 44
Impôts courants et différés exclus du NOPAT ⁽⁴⁾	- 183	- 22	- 114
Total des ajustements	24	- 134	- 21
Résultat opérationnel net après impôt (NOPAT)	2 534	2 189	1 757
Capitaux propres part du Groupe	17 953	16 197	14 484
Intérêts minoritaires	548	466	298
Endettement financier net hors effet des instruments financiers	2 734	3 472	2 970
Instruments financiers courants et non courants – actif ⁽⁵⁾	- 2 712	- 2 345	- 1 783
Instruments financiers courants et non courants – passif ⁽⁶⁾	2 614	2 297	1 854
Retraitements sur le Besoin en fonds de roulement ⁽⁷⁾	- 108	- 586	- 362
Total des ajustements	3 076	3 304	2 977
Capitaux employés	21 029	19 501	17 461
ROCE (en %)	12,1 %	11,2 %	10,1 %

⁽⁴⁾ Différence entre la charge d'impôt totale du Groupe et la charge d'impôt normative calculée à partir des taux statutaires par pays pour les besoins du ROCE ; l'impact du changement de taux d'imposition en Allemagne sur 2007 représente 82 millions d'euros.

⁽⁵⁾ dont engagements fermes couverts pour 3 millions d'euros en 2006.

⁽⁶⁾ dont engagements fermes couverts pour 74 millions d'euros en 2007, 100 millions d'euros en 2006 et 53 millions d'euros en 2005.

⁽⁷⁾ dont appels de marge pour 86 millions d'euros en 2007, 533 millions d'euros en 2006 et 341 millions d'euros en 2005.

10 TRÉSORERIE ET CAPITAUX

10.1 CAPITAUX PROPRES DE L'ÉMETTEUR	P.129	10.3.2 PRINCIPALES OPÉRATIONS DE FINANCEMENT EN 2007	p.132
10.2 DESCRIPTION, SOURCE ET MONTANT DES FLUX DE TRÉSORERIE	p.129	10.3.3 NOTATIONS DU GROUPE	p.132
10.2.1 FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	p.130	10.4 RESTRICTION À L'UTILISATION DES CAPITAUX	P.132
10.2.2 FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	p.130	10.5 SOURCES DE FINANCEMENT ATTENDUES POUR HONORER LES ENGAGEMENTS	P.133
10.2.3 FLUX ISSUS DU FINANCEMENT	p.130	10.5.1 ENGAGEMENTS DE RETRAITES ET AUTRES AVANTAGES	p.133
10.3 CONDITIONS D'EMPRUNT ET STRUCTURE DE FINANCEMENT	P.131	10.5.2 ENGAGEMENTS CONTRACTUELS	p.133
10.3.1 STRUCTURE DE L'ENDETTEMENT	p.131	10.5.3 SOURCES DE FINANCEMENTS ATTENDUES	p.133

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 2007, 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 3 derniers exercices :

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Capitaux propres – part du Groupe	17 953	16 197	14 484

Pour plus de détails, voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS » – Le Tableau de variation des Capitaux propres.

10.2 Description, source et montant des flux de trésorerie

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Cash flow opérationnel avant dépenses de renouvellement, variation du besoin en fonds de roulement et impôt	5 904	5 118	4 254
Impôt payé	- 1 111	- 1 348	- 562
Dépenses de renouvellement des ouvrages du domaine concédé	- 247	- 294	- 255
Variation du Besoin en fonds de roulement opérationnel	232	- 410	- 649
Flux nets des activités opérationnelles	4 778	3 066	2 788
Flux nets des Investissements	- 2 623	- 2 174	- 2 110
Flux nets des Financements	- 1 403	- 566	299
Variation de change, de méthodes et divers	-	25	10
Variation de trésorerie	752	351	987

10.2.1 Flux issus des activités opérationnelles

Le cash flow opérationnel avant impôt, dépenses de renouvellement et variation du besoin en fonds de roulement s'établit à 5 904 millions d'euros en 2007, contre 5 118 millions d'euros en 2006.

Le besoin en fonds de roulement est en diminution de 232 millions d'euros en 2007 malgré le climat froid au dernier trimestre.

Au total, les activités opérationnelles génèrent une trésorerie positive en 2007 de 4 778 millions d'euros.

10.2.2 Flux issus des activités d'investissement

Les investissements totaux (y compris dépenses de renouvellement) s'élèvent à 3 309 millions d'euros pour 2007 :

- Les investissements d'équipement sont en progression de 8 % à 2 869 millions d'euros tirés principalement par les activités de Transport-Stockage (+ 27 %) et d'exploration-production (+ 11 %), dont 59 millions d'euros de dépenses d'exploration passés en charge, 247 millions d'euros de dépenses de renouvellement, et 11 millions d'euros d'investissements financés en crédit-bail ;

- Les autres investissements s'établissent à 440 millions d'euros, dont 275 millions d'euros de croissance externe.

Les produits de cession d'actifs s'élèvent à 196 millions d'euros. Ils comprennent essentiellement des cessions d'actifs du segment Exploration-Production (champs Cavendish), du segment Services (cession d'ADF), des cessions immobilières et la cession d'un fonds de commerce en Italie.

(En millions d'euros)	2007	2006	2005
Investissements d'équipement ⁽¹⁾			
Transport – Stockage	796	629	451
Distribution France	724	787	793
Transport – Distribution International	184	168	122
Exploration – Production	689	622	533
Achat-Vente d'Énergie	391	382	76
Services	43	35	33
Autres	42	24	30
Total investissements d'équipement	2 869	2 647	2 038
Investissements financiers ⁽²⁾	165	519	226
Total hors croissance externe	3 034	3 166	2 264
Croissance externe	275	816	674
Total	3 309	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 (en 2006) 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 1 403 millions d'euros en 2007 contre un décaissement de 566 millions d'euros en 2006.

En 2007, les flux de trésorerie des activités de financement correspondent principalement aux dividendes versés pour 1 095 millions d'euros, aux remboursements d'emprunts à

hauteur de 1 132 millions d'euros et aux souscriptions de nouveaux emprunts pour 903 millions d'euros.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS / Annexes / Note 21 et Tableaux de Flux de Trésorerie Consolidés ».

10.3 Conditions d'emprunt et structure de financement

10.3.1 Structure de l'endettement

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Dette financière brute (avant effet des couvertures)	5 945	6 028	5 112
Trésorerie	- 3 211	- 2 556	- 2 142
Endettement financier net (Avant effet des couvertures)	2 734	3 472	2 970

Analyse de la dette financière brute (avant effet des couvertures)

Au 31 décembre 2007, la dette financière brute avant effet des couvertures s'élevait à 5 945 millions d'euros. Elle comprend :

- 2 004 millions d'euros d'emprunts obligataires,
- 1 310 millions d'euros d'emprunts bancaires,
- 818 millions d'euros de crédits-bails,
- 624 millions d'euros de titres participatifs ⁽³⁾,
- 665 millions d'euros de découverts bancaires,
- 200 millions d'euros de billets de trésorerie,
- 324 millions d'euros d'autres dettes financières.

Le Groupe dispose également d'une ligne de crédit syndiquée multidevises de 3 000 millions d'euros à échéance février 2012 qui 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 2007.

Analyse de l'endettement net et du ratio d'endettement

	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Endettement financier net (Avant effet des couvertures)	2 734	3 472	2 970
Capitaux propres	18 501	16 663	14 782
Ratio d'endettement	15 %	21 %	20 %

Au 31 décembre 2007, l'endettement financier net (hors effet des instruments financiers) du Groupe s'établit à 2 734 millions d'euros contre 3 472 millions d'euros au 31 décembre 2006, soit une réduction de 738 millions d'euros.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS / Annexes / Note 20.1.2 ».

La **ventilation long terme / court terme** de la dette financière brute (avant effet des couvertures) est de 77 % (4 590 millions d'euros) / 23 % (1 355 millions d'euros).

La **part à taux fixe** de la dette brute s'établit à 47 % (70 % après couverture) et la part à taux variable est de 53% (30 % après couverture).

Au 31 décembre 2007, 94 % de la dette brute sont libellés **en euro**, et 6 % en autres devises (dollar américain, livre sterling, yen et autres) contre respectivement 93 % et 7 % au 31 décembre 2006.

Pour ces trois derniers points, voir paragraphe 20.1.1.1. – « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS / Annexes / Notes 20.1.3 et 20.1.4 ».

L'endettement brut est principalement porté par la maison-mère.

Voir paragraphe 4.1 – « Principaux risques ».

Le ratio « Endettement net sur fonds propres » ressort à 15 % contre 21 % à fin 2006.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS / Annexes / Note 18.5.1 »

⁽³⁾ Conformément aux normes IAS 32-39, les titres participatifs sont classés en dettes.

10.3.2 Principales opérations de financement en 2007

Aucune opération significative de financement n'a été réalisée au cours de l'année 2007.

10.3.3 Notations du Groupe

Au 31 décembre 2007, les notations des agences de rating sont les suivantes :

	Dette court terme	Dette long terme
Moody's	P-1	Aa1 ⁽³⁾
Standard & Poor's	A-1+	AA- ⁽³⁾

⁽³⁾ 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 perspective 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 2007, le Groupe respecte les dispositions desdites clauses.

Le tableau suivant présente les principaux engagements sur emprunts bancaires au 31 décembre 2007 :

(en millions d'euros)	Total
Gaz de France SA ^(a)	99
AES Energia Cartagena ^(b)	629
Energia Mayakan ^(c)	102
Distrigaz Sud ^(d)	80
Groupe Gasag ^(e)	61
Autres dettes (montants unitaires < 50 millions d'euros)	339
Emprunts bancaires	1 310

^(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 2007 qui ne comporte pas non plus de covenants.

^(b) AES Energia Cartagena

Cet emprunt amortissable qui arrive à échéance en juin 2027 est destiné à financer la construction d'une centrale électrique en Espagne pour laquelle Gaz de France est titulaire d'un contrat de tolling. Il comporte des covenants classiques en matière de financements de projets mais il est sans recours sur les actionnaires de la société dans laquelle Gaz de France détient une participation minoritaire de 26.2 %.

^(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 2008 et 2014. Ces emprunts comportent un ratio de dettes bancaires / EBITDA maximum.

^(e) Gasag

Ces emprunts comprennent notamment pour 32 millions d'euros la part contributive d'un placement privé de 100 millions d'euros émis en novembre 2007 à échéance 2022 qui comporte des ratios 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 2007 en normes IFRS / Annexes / Note 17 ».

10.5.2 Engagements contractuels

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS / Annexes / Note 20 ».

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 2007. Le Groupe dispose également de programmes de financement court terme via un programme de billets de trésorerie de 1,25 milliard d'euros et via un programme global d'Euro Commercial Paper et

d'US Commercial Paper de 1 milliard de dollars américains. Au 31 décembre 2007, seul le programme de billets de trésorerie était utilisé à hauteur de 200 millions d'euros.

Voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS / Annexes / Note 20 ».

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.

Elle regroupe des compétences en recherche et développement sur la filière gazière, mais aussi sur l'électricité et les énergies renouvelables. La place croissante de l'énergie dans le paysage économique l'amène également à intégrer des compétences en économie, finance, prospective et mathématiques.

En 2007, les dépenses brutes de Recherche et Développement de Gaz de France se sont élevées à environ 86 millions d'euros dont 76% sont consacrées aux projets de développement durable. 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 :

- **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. Les programmes de recherche concernent notamment 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.

En 2007, la Recherche et Développement a travaillé à la conception d'un bâtiment bioclimatique ainsi qu'à des systèmes de chauffage au gaz naturel performants et de leur couplage aux énergies renouvelables, solution dont la combinaison permet de répondre aux évolutions prochaines de la politique énergétique française annoncée par le Grenelle de l'Environnement.

Dans le domaine du GNL, après avoir fait qualifier un système de déchargement de GNL par flexible, la Recherche et Développement s'implique dans la mise au point d'unités de liquéfaction sur barge en pleine mer. Ces nouvelles installations devraient permettre de faciliter l'exploitation des champs gaziers offshore, souvent très éloignés des côtes.

- **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.

En 2007, la Recherche et Développement est venue en soutien aux industriels en proposant notamment à des industriels du verre, de la métallurgie et de l'automobile des offres de diagnostics énergétiques et des études de faisabilité sur des solutions innovantes de maîtrise de la demande d'énergie.

- **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. A ce titre, Gaz de France est membre fondateur de la chaire de sécurité industrielle de l'Ecole des Mines de Paris.

En 2007, la Recherche et Développement invente une nouvelle technologie de sécurisation des branchements existants : en cas de fuite sur le branchement, le débit du gaz naturel est automatiquement stoppé. 5 brevets protègent cette première mondiale.

- **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. Le Groupe participe activement et depuis plusieurs années à des programmes de recherche nationaux et internationaux sur le captage et le stockage du CO₂.

En 2007, Gaz de France a signé avec le groupe Vattenfall un accord important pour tester les conditions d'injection du CO₂ dans un gisement épuisé de gaz naturel à Altmark, en Allemagne. Le Groupe est également très impliqué dans le projet européen CASTOR (CO₂ from CAPture to STORage), projet de recherche sur la centrale thermique d'Esbjerg (Danemark) pour le captage du CO₂. Cette installation permet le captage d'une tonne de CO₂ par heure, à partir des fumées de combustion de la centrale.

Les partenariats

La Recherche et Développement de Gaz de France s'appuie sur une démarche originale qui consiste à engager des partenariats aussi souvent que possible avec tous les autres acteurs de la filière gazière au sens large qu'il s'agisse des centres universitaires en amont ou des prescripteurs (bâtiment et travaux publics, électroménager, automobile,...) ou encore des utilisateurs industriels (sidérurgie, industrie du verre, ...). Ces partenariats sont de plusieurs ordres :

- **avec des structures universitaires, écoles ou laboratoires**, faisant référence dans leurs domaines d'activité ; ce type de partenariat vise à renforcer et compléter les compétences détenues en interne. Ce sont par exemple, le CORIA à Rouen pour sa compétence en combustion, la chaire du CIRAIQ à Montréal pour le développement des nouvelles approches d'utilisation des ACV (Analyses du Cycle de Vie), le Laboratoire d'Hygiène de la Ville de Paris (LHVP) et l'université de Savoie en matière de qualité de l'air intérieur. Sur les enjeux de modélisation des prix, d'allocation des coûts, de modélisation de l'économie industrielle et du climat, des partenariats ont été noués avec le CIRANO de Montréal, l'Institut d'Economie Industrielle (IDEI) de l'université de Toulouse, le laboratoire de probabilités et modèles aléatoires de l'Université Paris VI et l'Equipe probabilités et Statistiques de l'Université d'Orsay (risque climatique),
- **avec des groupes de sociétés pétrogazières** (PRCI, EPRG, GERG, CITEPH ...). Ainsi les travaux menés dans le cadre de la participation au Pipeline Research Council International (PRCI), permettent de partager des problématiques communes avec celles des pétroliers et gaziers essentiellement américains et de rechercher des solutions capitalisant sur l'expérience de plus de 50 sociétés. L'European Pipeline Research Group (EPRG), en Europe, permet également de dégager les synergies en matière de sujets de recherche.
- **avec des institutionnels** dans le secteur des bâtiments tels que le Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB) afin de favoriser une approche systémique et l'intégration de solutions énergétiques gaz naturel dans les bâtiments de demain, et avec le World Business Sustainable Development (WBCSD) pour développer le concept de parc de bâtiments à consommation nette nulle et l'identification des facteurs clés de succès,
- **avec des industriels** en vue de co-développer des produits /services innovants sur les différents maillons de la chaîne gazière.

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. Par ailleurs, la Recherche et Développement a assuré en 2007 la présidence du Groupement Européen de Recherche Gazière (GERG) et l'animation de la task-force R&D de l'International Gas Union (IGU).

En France, la Recherche et Développement 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 3 pôles de compétitivité (TENERDIS de la région Rhône Alpes, DERBI en Languedoc Roussillon et Ville et Mobilité Durable en Ile de France).

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.

La direction de la recherche met en œuvre un système de gestion de la qualité de ses activités. Elle est certifiée ISO 9001 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. En 2007, elle a obtenu la certification ISO 9001 pour la conduite de projets.

Elle conduit également des activités opérationnelles en synergie avec ses activités de Recherche et Développement dans le domaine des systèmes d'information centrées sur l'innovation, la gestion de la connaissance, la propriété intellectuelle et la coordination de la normalisation du Groupe. En 2007, elle a obtenu la certification ISO 9001 pour son activité infogérance bureautique.

11.2 Propriété intellectuelle

Gaz de France est propriétaire de plus de 1 300 brevets et, du fait de ses activités de Recherche et Développement, en dépose de nouveaux continuellement. Ainsi, 10 brevets français ont été déposés en 2007. 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.

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 energy®, pour les grands clients industriels et commerciaux ; et Energies Communes® qui s'adresse aux collectivités territoriales. Dans le domaine des marques, l'année 2007 a été consacrée à renforcer ces marques bannières par plusieurs marques françaises liées à des services telles que « Partenaire Dolcevita de Gaz de France », « Ma future Conso » ou encore « Formule liberté », et à acquérir de nouvelles marques communautaires pour l'international.

Le portefeuille de noms de domaine s'est encore accru en 2007 de 140 nouveaux noms de domaine assurant des liens spécifiques et directs avec l'internet et selon différentes extensions pays ou métier.

12 TENDANCES SUSCEPTIBLES D'INFLUER SUR LES PERSPECTIVES DE LA SOCIÉTÉ

12.1 OBJECTIFS FINANCIERS

P.139

12.3 PERSPECTIVES

P.139

12.2 ÉVÉNEMENTS RÉCENTS

P.139

12.1 Objectifs financiers

Le Groupe vise un excédent brut opérationnel de 6,1 milliards d'euros en 2008. Cet objectif est en ligne avec celui fixé pour la période 2005-2008 d'une progression moyenne de 10 % par an.

Cet objectif suppose que les tarifs de vente du gaz naturel en France reflètent pleinement les coûts de fourniture correspondants. Il s'entend également à climat moyen et hors évolution significative des prix des produits pétroliers.

Le Groupe anticipe également une croissance de ses investissements qui devraient atteindre 4 milliards d'euros en 2008.

Enfin, Gaz de France poursuivra sa politique de rémunération dynamique de ses actionnaires avec pour objectif un rendement attractif par rapport au secteur. La croissance du dividende par action versé en 2009 sera comprise entre 10 % et 15 % par rapport à celui versé en 2008.

12.2 Événements récents

Evolutions réglementaires

Sur les évolutions des conditions réglementaires susceptibles d'influer sur les activités du Groupe, tant au niveau français que communautaire, voir Chapitre 4.1.3 « Risques liés au développement du Groupe ».

12.3 Perspectives

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 ; les conseils d'administration de Gaz de France et de Suez se sont réunis à nouveau le 2 septembre 2007 et ont approuvé les nouvelles orientations du projet de rapprochement incluant l'apport-distribution de 65 % des activités du pôle Environnement de Suez tel que décrit ci-dessous et ont décidé de la poursuite des discussions en vue d'en finaliser les modalités précises.

Préalablement à la fusion, il sera procédé à la filialisation des activités du pôle Environnement de Suez suivie de la distribution par Suez à ses actionnaires de 65 % des actions de Suez

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.

La Commission européenne a également ouvert en juillet 2007 une procédure à l'encontre de Gaz de France concernant un partage de marché présumé concernant notamment des livraisons de gaz naturel via le gazoduc Megal.

Environnement Company dont les actions seront concomitamment admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext.

A l'issue de l'opération, GDF SUEZ détiendra de manière stable environ 35 % de Suez Environnement Company et participera à un pacte d'actionnaires conclu avec certains des principaux actionnaires actuels de Suez et destiné à assurer la stabilité de l'actionariat de Suez Environnement Company.

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 depuis le 1^{er} juillet 2007 ;
(iv) accélération de la restructuration du secteur de l'énergie et du mouvement de consolidation de ses acteurs ; (v) évolution de la demande des consommateurs et (vi) prise en compte des enjeux liés au réchauffement climatique.

La fusion des deux entreprises créera un leader mondial centré sur l'énergie avec un fort ancrage en France et en Belgique dont le nom sera GDF SUEZ. 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 :

- l'atteinte d'une taille mondiale sur les marchés gaziers permettant de mieux optimiser les approvisionnements ;
- une forte complémentarité géographique et industrielle permettant de renforcer et d'élargir le déploiement d'une offre compétitive sur les marchés énergétiques européens ;
- un positionnement équilibré dans des métiers et des régions obéissant à des cycles différents ;
- une politique d'investissement renforcée permettant de se positionner favorablement face aux enjeux sectoriels.

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.

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 méthaniers.

Les deux entreprises ont obtenu un accord de la Commission Européenne afin de pouvoir harmoniser le processus de cession avec le calendrier de l'opération de fusion.

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

- un EBITDA cible de 17 milliards d'euros à horizon 2010 ;
- croissance du dividende par action de 10% à 15% en moyenne entre le dividende payé en 2007 et le dividende payé en 2010⁽¹⁾ ;
- notation de crédit strong A.

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

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	P.143
14.1.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION	p.143
14.1.2 DIRECTION GÉNÉRALE, COMITÉ EXÉCUTIF ET ORGANISATION OPÉRATIONNELLE	p.150

14.2. CONFLITS D'INTÉRÊT AU NIVEAU DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE LA DIRECTION GÉNÉRALE	P.154
--	--------------

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 2.12 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 Gaynard, Monsieur Jacques Rapport et Monsieur Denis Samuel-Lajeunesse. Par décret en date du 10 août 2007, l'Etat a nommé Monsieur Pierre Graff en qualité de représentant de l'Etat au conseil d'administration de la Société, en remplacement de Monsieur Christian Frémont. Conformément aux statuts de la Société, ces administrateurs resteront en fonction jusqu'au renouvellement de la totalité du conseil d'administration, soit jusqu'au 22 novembre 2009.

Suite à l'élection de M. Eric Butazzoni en qualité de délégué du personnel, son mandat d'administrateur a pris fin le 14 décembre 2007. A la date du présent document de référence, M. Eric Butazzoni n'a pas été remplacé en qualité d'administrateur représentant les salariés.

Le tableau ci-dessous décrit la 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	49	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 Président de la Fondation d'entreprise Gaz de France	–
Administrateurs (représentants de l'Etat)					
Paul-Marie Chavanne Géopost 2 ter rue Louis Armand 75015 Paris	56	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 AFII Paris 77 bd Saint-Jacques 75680 Paris cedex 14	46	08.09.2006	11.09.2006	Président de l'Agence française pour les investissements internationaux Ambassadeur délégué aux investissements internationaux Administrateur d'Ubifrance	–
Pierre Graff Aéroports de Paris 291 boulevard Raspail 75014 Paris	60	10.08.2007	18.08.2007	Président-directeur général d'Aéroports de Paris Membre du Conseil Economique et Social Président délégué de la section des questions européennes et internationales au Conseil National du Tourisme Membre du Comité National des secteurs d'activité d'importance vitale Administrateur de la RATP Administrateur de SOGEPA Administrateur de SOGEADE	–

⁽¹⁾ A la date d'enregistrement du présent document de référence

Nom et adresse professionnelle	Age ⁽²⁾	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)
Xavier Musca Ministère de l'Economie, de l'Industrie et de l'Emploi Direction générale du Trésor et de la Politique économique 139 rue de Bercy 75012 Paris	48	08.09.2006	11.09.2006	Directeur général du Trésor et de la Politique économique, Ministère de l'Economie, de l'Industrie et de l'Emploi Président du Comité économique et financier de l'Union Européenne Président du Club de Paris Administrateur de CNP-Assurances	-
Florence Tordjman Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire Direction générale de l'énergie et des matières premières Télédoc 132 61 bd Vincent Auriol 75703 Paris Cedex 13	48	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'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire	Administrateur de l'Association française du gaz naturel pour véhicules
Edouard Vieillefond Ministère de l'Economie, de l'Industrie et de l'Emploi, Agence des participations de l'Etat 139 rue de Bercy 75012 Paris	37	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, de l'Industrie et de l'Emploi Administrateur de : - GRTgaz (groupe Gaz de France) - Areva NC (Cogema) Membre du conseil de surveillance de RTE (groupe EDF)	Administrateur de : - Autoroute et Tunnel du Mont-Blanc (ATMB) - Autoroutes Paris Rhin Rhône (APRR) - Réseau Ferré de France (RFF) - SOVAFIM Membre du conseil de surveillance de Société Nationale Maritime Corse Méditerranée (SNCM)
Administrateurs (désignés par l'assemblée générale des actionnaires) ⁽³⁾					
Jean-Louis Beffa Saint Gobain 18 avenue d'Alsace "Les Miroirs" 92096 La Défense Cedex	66	20.11.2004	23.11.2004	Président du conseil d'administration 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 Cristaleria (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	Président-directeur général de Saint-Gobain

⁽²⁾ A la date d'enregistrement du présent document de référence

⁽³⁾ 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 ⁽⁴⁾	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)
Aldo Cardoso 45 Bd de Beauséjour 75016 Paris	52	20.11.2004	23.11.2004	Administrateur de sociétés Administrateur de : – Accor – Imerys – Rhodia – Mobistar (Belgique) Censeur de : – Axa Investment Managers – Bureau Veritas	Administrateur de : – Axa Investment Managers – Bureau Veritas – Penauilles Polyservices – Orange
Guy Dollé 241 Route d'Arlon L-1150 Luxembourg	65	10.09.2004	23.11.2004	Administrateur de : – IDRH – Praxis International – ARC International	Président de la direction générale d'Arcelor Administrateur-directeur général d'Usinor Président de la Fédération française de l'acier
Peter Lehmann 28 Birchwood Road Londres SW17 9BQ Royaume Uni	63	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	58	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 – Cetelem Membre du Conseil de Surveillance du BHV Membre de la CNIL Président : – de la Fondation Internet Nouvelle Génération – du Forum d'action Modernité Co-Gérant de GS1 France. Administrateur de la Maison des Sciences de l'Homme, de Rexecode, de la Fondation Franco-Américaine, du 104	Co-Président du directoire du groupe Galeries Lafayette Administrateur de La Poste

Administrateurs (représentants des salariés) ⁽⁵⁾

Olivier Barrault Gaz de France Courcellor 1 2-6 rue Curnonsky 75017 Paris	50	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	-
---	----	------------	------------	--	---

⁽⁴⁾ A la date d'enregistrement du présent document de référence⁽⁵⁾ 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 ⁽⁶⁾	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)
Bernard Calbrix GRTgaz Région Normandie 16 rue Henri Rivière BP 1236 76177 Rouen Cedex	55	18.06.2003	14.09.2004	Parrainé par la Fédération chimie énergie – CFDT	–
Jean-François Le Jeune Gaz de France 23 rue Philibert Delorme 75840 Paris Cedex 17	62	06.05.2004	14.09.2004	Parrainé par la Fédération CGT – FO	–
Yves Ledoux GRTgaz Région Normandie 16 rue Henri Rivière 76000 Rouen	51	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)	–
Anne-Marie Mourer GrDF Sud Est Immeuble VIP 66 rue de la Vilette 69425 Lyon Cedex 03	48	01.07.2007	03.07.2007	Parrainée par la Fédération des industries électriques et gazières - CFE-CGC	–

(6) 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 24 janvier 2008 publié au Journal Officiel du 25 janvier 2008. 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, puis par le décret du 13 octobre 2005 (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, 49 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, 56 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 Soparges 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, 46 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 (1987-1990). 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 Pierre Graff, 60 ans, est diplômé de l'Ecole Polytechnique et Ingénieur Général des Ponts et Chaussées. Après avoir occupé divers postes en direction départementale de l'équipement, Monsieur Graff a été conseiller technique chargé de la politique routière, de la sécurité routière et des transports au cabinet du ministre de l'équipement, du logement, de l'aménagement du territoire et des transports (1986 - 1987), directeur de la sécurité et de la circulation routière, délégué interministériel à la sécurité routière (1987 - 1990), puis directeur départemental de l'équipement de l'Essonne (1990 - 1993), directeur adjoint du cabinet du ministre de l'équipement, des transports et du tourisme (1993 - 1995), directeur général de l'aviation civile (1995 - 2002), puis directeur de cabinet du ministre de l'équipement, des transports, du logement, du tourisme et de la mer (juin 2002 à septembre 2003). Il a été

nommé Président de l'établissement public Aéroports de Paris en septembre 2003, puis, Président-directeur général de la société anonyme Aéroports de Paris en juillet 2005. Monsieur Graff est, par ailleurs, membre du Conseil économique et social, président délégué de la section des questions européennes et internationales au Conseil National du Tourisme, membre du comité national des secteurs d'activités d'importance vitale, administrateur de la RATP, administrateur de SOGEP (la Société de gestion des participations aéronautiques qui porte les parts de l'Etat dans le constructeur aéronautique EADS), administrateur de SOGEADE (Société de Gestion de l'Aéronautique, de la Défense et de l'Espace, filiale de SOGEP), officier de la Légion d'Honneur et officier de l'ordre national du Mérite.

Monsieur Xavier Musca, 48 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, 48 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, de l'Industrie et de l'Emploi. 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, 37 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, 66 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 a été Président-directeur général du groupe Saint-Gobain de 1986 à juin 2007. Depuis juin 2007, il est président du conseil d'administration de Saint-Gobain.

Monsieur Aldo Cardoso, 52 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, 65 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, 63 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, 58 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 7 500 collaborateurs, détenue à parité par le groupe Galeries Lafayette et par le groupe BNP-Paribas.

Monsieur Olivier Barrault, 50 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 Bernard Calbrix, 55 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 représente 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, 51 ans, a rejoint Gaz de France en 1979 en tant qu'agent technique puis a occupé diverses fonctions techniques et managériales au sein de l'activité transport de Gaz de France. Il occupe aujourd'hui une fonction commerciale au sein de GRTgaz.

Monsieur Jean-François Le Jeune, 62 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.

Madame Anne-Marie Mourer, 48 ans, est titulaire d'une maîtrise de sciences économiques et d'un diplôme d'études supérieures en marketing. En 1982, elle intègre EDF GDF Services où elle occupe successivement différentes fonctions de management au sein des services commerciaux des centres Grand Velay, Indre en Berry et Loire. En 1992, elle rejoint le groupe d'appui et d'assistance commerciale de Lyon pour exercer des activités d'expertise en tant que consultant interne en marketing, puis, de 1996 à 2001, elle est responsable d'Energie Direct, structure pilote de marketing direct au sein de la Direction des Ventes Gaz. A la Direction Commerciale de Gaz de France, elle est en charge de diriger l'entité marketing de la région Sud Est de 2002 à fin 2003. Début 2004, elle intègre le nouveau Gestionnaire de Réseaux Gaz où elle exerce en région Rhône-Alpes Bourgogne des fonctions d'appui et de pilotage pour le domaine Développement. Dans la perspective d'ouverture à la concurrence du marché des particuliers, elle est nommée en 2007 chargée de mission pour accompagner le changement et mettre son expertise commerciale au service de GrDF, la nouvelle filiale de distribution de gaz.

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 ⁽⁷⁾	Principaux mandats en cours ⁽⁸⁾	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Jean-François Cirelli	Président-directeur général	26.01.2008 (décret du 24.01.2008)	49	Administrateur de Neuf Cegetel* Président de la Fondation d'entreprise Gaz de France	–
Yves Colliou	Directeur général délégué Directeur de la branche « Infrastructures »	07.10.2005	62	Représentant permanent de SIALF au conseil d'administration de GRTgaz Représentant permanent de Gaz de France au conseil d'administration de GrDF Administrateur de l'Institut Français du Pétrole*	–
Jean-Marie Dauger	Directeur général délégué Directeur de la branche « Global Gaz & GNL »	07.10.2005	55	Président du conseil d'administration de : – GDF International – Gaselys Président de : – GNL Transport Investissements – Gaz de France Norge (Norvège) 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	–

⁽⁷⁾ A la date d'enregistrement du présent document de référence

⁽⁸⁾ 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.

Le tableau ci-dessous décrit la composition du comité exécutif à la date d'enregistrement du présent document de référence :

Nom	Fonction	Age ⁽⁹⁾	Principaux mandats en cours ⁽¹⁰⁾	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Jean-François Cirelli	Président-directeur général	49	Administrateur de Neuf Cegetel*	—
Yves Colliou	Directeur général délégué Directeur de la branche « Infrastructures »	62	Représentant permanent de SIALF au conseil d'administration de GRT Gaz Administrateur de l'Institut Français du Pétrole* Représentant permanent de Gaz de France au conseil d'administration de GrDF	—
Jean-Marie Dauger	Directeur général délégué Directeur de la branche « Global Gaz & GNL »	55	Président du conseil d'administration de : — GDF International — Gaselys Président de : — GNL Transport Investissements — Gaz de France Norge (Norvège) 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	—

⁽⁹⁾ A la date d'enregistrement du présent document de référence

⁽¹⁰⁾ 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 ⁽¹¹⁾	Principaux mandats en cours ⁽¹²⁾	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Stéphane Brimont	Directeur financier	39	Représentant permanent de COGAC au conseil d'administration de GRTgaz Représentant permanent de Gaz de France au conseil d'administration Banque Solfea Représentant permanent de COGAC au conseil d'administration de Cofathec en tant que membre du comité de direction Administrateur de GDF international, COGAC et Gaselys Représentant permanent de GDF International au conseil d'administration de GrDF	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"	51	Directeur général délégué de GDF International Président de GDF ESS Administrateur de: - Arcalgas Energie (Italie) - Energie Investimenti SpA (Italie) - Italcogim Energie (Italie) Membre du conseil de surveillance de Gasag (Allemagne)	-
Henri Ducre	Directeur de la branche « Energie France »	51	Représentant permanent de SFIG au conseil d'administration de Banque Solfea	Président de Light (Filiale d'EDF au Brésil) Président d'EDEMSA (Filiale d'EDF en Argentine) Administrateur d'EDF Global Solucion (Filiale d'EDF en Argentine) Administrateur d'EDENOR (Filiale d'EDF en Argentine)
Emmanuel Hedde	Secrétaire Général du groupe Gaz de France Secrétaire général du conseil d'administration	60	Président de Laurentides Investissements Président du conseil d'administration de GrDF Administrateur de : - 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	-

⁽¹¹⁾ A la date d'enregistrement du présent document de référence.

⁽¹²⁾ 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 ⁽¹³⁾	Principaux mandats en cours ⁽¹⁴⁾	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Raphaële Rabatel	Directrice de la communication	45	Représentant permanent de Verona Investissements au conseil d'administration de GrDF	-
Philippe Saimpert	Directeur des ressources humaines	54	Représentant permanent de SIALF au conseil d'administration de GrDF	

(13) A la date d'enregistrement du présent document de référence

(14) 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

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, 49 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, 62 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 ».

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, en juillet 2007, responsable de la branche « Global Gaz et GNL ».

Monsieur Stéphane Brimont, 39 ans, est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole 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'Economie, 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 a intégré le Groupe en septembre 2004, a été nommé directeur de la stratégie en décembre 2004 puis directeur financier en juillet 2007.

Monsieur Pierre Clavel, 51 ans, est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole 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 Henri Ducre, 51 ans, est diplômé de l'Ecole nationale supérieure des Arts et Métiers. En 1979, il intègre la direction de la distribution commune à EDF et Gaz de France où il effectue l'essentiel de sa carrière. Il y exerce différentes responsabilités, notamment en qualité de Directeur du Centre Pyrénées Gascogne et de Directeur du Groupement de centres Méditerranée. En 2001, il est nommé directeur général d'Edenor (filiale d'EDF en Argentine), puis en 2002, Directeur de la division distribution et commercialisation de la Branche Amériques d'EDF. Monsieur Henri Ducre a exercé les fonctions de Directeur d'EDF Gaz de France Distribution de juillet 2004 à avril 2007. En juillet 2007, il est nommé directeur de la branche « Energie France » du Groupe.

Monsieur Emmanuel Hedde, 60 ans, est ingénieur diplômé de l'Institut Supérieur d'Electronique 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'Equipe 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 et enfin secrétaire général du Groupe en juillet 2007.

Madame Raphaële Rabatel, 45 ans, est diplômée de l'Institut d'Etudes 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'Epargne 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, 54 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

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 de la société LaSer dont la filiale LaSer-Contact 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 entretient des relations d'affaires avec Gaz de France, et administrateur d'ARC International, qui entretient des relations d'affaires avec Gaz de France ; et Monsieur Aldo Cardoso est administrateur de Rhodia et d'Imerys, sociétés qui entretiennent des relations d'affaires avec Gaz de France.

Organisation opérationnelle

Depuis juillet 2007, le Groupe est organisé autour de cinq branches opérationnelles :

- **Branche Infrastructures**, pour exploiter, maintenir et développer les infrastructures de réseau, mettre en oeuvre les synergies opérationnelles et valoriser l'expertise du Groupe dans ces domaines ;
- **Branche Global Gaz et GNL**, pour contribuer à la compétitivité des approvisionnements du Groupe, en faisant face aux évolutions des marchés de gros du gaz naturel et à la croissance de la part du GNL ;
- **Branche Énergie France**, pour conforter et développer la position du Groupe en France, dans le domaine du gaz, comme de l'électricité et des services (Savelys) ;
- **Branche Services**, pour intégrer les activités de services énergétiques, mettre en oeuvre l'ingénierie de projets complexes et développer des prestations multiservices ;
- **Branche International**, pour concevoir et mettre en oeuvre le développement à l'international, activer les synergies entre les filiales et valoriser au mieux le portefeuille d'actifs.

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 REMUNERATIONS ET AVANTAGES

15.1 INTÉRÊTS ET RÉMUNÉRATIONS DES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION, DU PRÉSIDENT DIRECTEUR-GÉNÉRAL ET DES DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS	P.157
15.1.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION	p.157
15.1.2 PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL ET DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS	p.158

15.2 MONTANT TOTAL DES SOMMES PROVISIONNÉES AUX FINS DU VERSEMENT DE PENSIONS, DE RETRAITES OU D'AUTRES AVANTAGES	P.158
--	--------------

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 Pierre Graff, 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 2007. Il en est de même de Monsieur Christian Frémont, administrateur représentant l'Etat ayant démissionné en cours d'exercice.
- **Les administrateurs représentant les salariés** (Monsieur Olivier Barrault, Monsieur Bernard Calbrix, Monsieur Jean-François Le Jeune, Monsieur Yves Ledoux et Madame Anne-Marie Mourer) 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 2007. Il en est de même des administrateurs représentant les salariés ayant cessé leur fonction en cours d'exercice (Monsieur Eric Butazzoni et Monsieur Daniel Rouvery).
- **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 23 mai 2007 a fixé l'enveloppe globale des jetons de présence à verser pour l'exercice 2006 à la somme de 138 750 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, et le président du comité de la stratégie et des investissements, Monsieur Peter Lehman, qui ont perçu 2 000 euros par séance desdits comités.

Pour l'exercice 2007, le conseil d'administration propose à l'assemblée générale des actionnaires devant se réunir le 19 mai 2008 une enveloppe globale de 145 500 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. Cette enveloppe globale tient également compte d'un montant de 10 000 euros à verser à Monsieur Philippe Lemoine pour avoir assuré la présidence du comité ad hoc constitué pour revisiter le règlement intérieur du conseil d'administration.

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 2007 ⁽¹⁾	Au titre de l'exercice 2006
Jean-Louis Beffa	14 000 euros	16 000 euros
Aldo Cardoso	54 250 euros	57 000 euros
Guy Dollé	18 000 euros	16 000 euros
Philippe Lemoine	28 000 euros	22 000 euros
Peter Lehmann	31 250 euros	27 750 euros
Total	145 500 euros	138 750 euros

(1) Sous réserve d'approbation par l'assemblée générale des actionnaires devant se réunir le 19 mai 2008.

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 2007.

15.1.2 Président-directeur général et directeurs généraux délégués

Le tableau ci-dessous présente les montants bruts avant impôt en euros 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	2007	327 048	128 276		372	455 696
	2006	320 689	111 593	-	1 311	433 593
Yves Colliou Directeur Général Délégué	2007	310 499	93 553	61 759	3 452	478 990
	2006	277 964	90 498	16 660	4 371	389 493
Jean-Marie Dauger Directeur Général Délégué	2007	311 416	93 553	61 049	12 531	488 276
	2006	278 865	92 338	16 660	13 538	401 401

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 40% 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 17.5 - « 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 2007 en normes IFRS / Annexes / Note 23 ».

16 FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

16.1 MANDATS DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION	P.159	16.5.3 COMITÉ DE LA RÉMUNÉRATION	p.164
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.159	16.5.4 COMITÉ DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉTHIQUE	p.165
16.3 FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	P.159	16.6 LIMITATIONS APPORTÉES AUX POUVOIRS DE LA DIRECTION	P.165
16.4 CHARTE DE L'ADMINISTRATEUR	P.161	16.6.1 DÉCISIONS SOUMISES À L'AUTORISATION PRÉALABLE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	p.165
16.5 COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	P.162	16.6.2 LIMITATIONS AUX POUVOIRS DES DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS	p.165
16.5.1 COMITÉ D'AUDIT ET DES COMPTES	p.162	16.7 LE CONTRÔLE INTERNE	P.166
16.5.2 COMITÉ DE LA STRATÉGIE ET DES INVESTISSEMENTS	p.164	16.8 DÉCLARATION RELATIVE AU GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE	P.166

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 ou à une société du Groupe 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 19 décembre 2007 (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.

⁽¹⁾ Le Règlement Intérieur peut être modifié à tout moment par le 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 six jours 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 besoin, toute information pertinente

concernant la Société. 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 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, une information relative à la situation des principales filiales et participations de la Société en difficultés financières;

- une fois par an, la politique de sécurité du Groupe;
- une fois par an, un examen des modalités dans lesquelles s'exerce le droit de supervision de la Société sur ses filiales du secteur régulé;
- une fois par an, un examen de la politique d'achats hors gaz du Groupe;
- les opérations de vente de gaz dépassant 15 milliards de kWh par an;
- une fois par an, un examen de la politique d'approvisionnement en matière énergétique;
- une fois par an, une information sur la réalisation des contrats relatifs aux objectifs et à la mise en œuvre des missions de service public assignés à la Société ;
- une fois par an, un bilan du fonctionnement du Conseil ;
- une fois par an, une information sur le montant des cautions, avals et garanties consentis par les filiales significatives de la Société.

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.

En cas de motif légitime, le Président peut autoriser un ou des administrateur(s) à participer au conseil d'administration par voie de visioconférence ou de télécommunications.

Le conseil d'administration s'est réuni 13 fois en 2007, avec un taux de présence de ses membres de 74 % en moyenne.

Au cours de l'année 2007, 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,
- les cautions, avals et garanties,
- la stratégie,
- la politique commerciale,
- le projet de fusion avec le groupe Suez,

- la politique d'approvisionnement en gaz du Groupe,
- la politique de gestion des risques,
- le plan d'attribution gratuite d'actions,
- la filialisation du distributeur,
- le programme de rachat d'actions,
- le règlement intérieur du conseil d'administration,
- ainsi qu'un certain nombre d'opérations liées à des investissements ou des engagements importants du Groupe dans le cadre de son développement.

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.

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. Monsieur Emmanuel Hedde a été nommé secrétaire du conseil d'administration par le conseil d'administration à compter du 30 avril 2007.

Le secrétaire du comité d'entreprise et le Contrôleur d'Etat assistent aux séances du conseil d'administration sans voie délibérative.

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 sept jours francs 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.

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 et des investissements, 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 19 décembre 2007, 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 un comité d'audit et des comptes, un comité de la stratégie et des investissements, un comité de la rémunération et un comité du développement durable et de l'éthique. La composition, les attributions et les modalités de fonctionnement de ces comités permanents 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 est composé de cinq membres : Monsieur Aldo Cardoso, qui le préside, Messieurs Eric Buttazoni (jusqu'à la fin de son mandat d'administrateur le 14 décembre 2007), 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 2007, le comité s'est réuni 12 fois avec un taux de présence des membres de 75 %. Au cours de ses réunions, le comité a abordé, notamment, les sujets suivants : budget 2007, comptes sociaux et

consolidés 2006, politique financière (bilan 2006 et perspectives 2007-2008), résultats 2006 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 2006 et programme d'audit 2007, risques du Groupe en 2006, document de référence 2006, présentation de la filiale Gaselys, filialisation du distributeur, procédure de renouvellement du mandat des commissaires aux comptes, fusion avec Suez, contrats d'achat de gaz à long terme et opérations de couverture, états financiers semestriels, communication financière, clôture des comptes 2007, organisation de la filière financière et comptable du Groupe, programme de travail des commissaires aux comptes sur les comptes 2007, et cautions, avals et garanties.

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 mission 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'arrêté 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 mission 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 ;
- contrôler l'exécution de la politique d'achat ;
- 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 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, Mesdames Florence Tordjman et Anne-Marie Mourer, Messieurs Philippe Favre, Edouard Vieillefond, Olivier Barrault 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 2007, le comité de la stratégie et des investissements s'est réuni 8 fois avec un taux de présence des membres de 82 %.

Au cours de ses réunions, il a abordé, notamment, les sujets suivants : politique d'approvisionnement en gaz, politique commerciale, plan d'action en matière de développement durable, politique éolienne, suivi du contrat de service public, projet d'acquisition et de développement du Groupe.

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, de la politique d'achat (comportant une information relative aux marchés passés pendant l'année écoulée) ainsi que les projets immobiliers principaux décrits dans les attributions du conseil d'administration.

16.5.3 Comité de la rémunération

16.5.3.1 Composition et fonctionnement

Le comité de la rémunération, créé le 19 décembre 2007, est composé de trois (3) membres comprenant au moins deux (2) administrateurs élus par l'assemblée générale : Monsieur Jean-Louis Beffa, qui le préside, Messieurs Edouard Vieillefond et Philippe Lemoine.

L'ordre du jour des réunions du comité des rémunérations est proposé par son président qui est choisi parmi l'un des administrateurs élus par l'assemblée générale. Il dispose d'une voix prépondérante en cas de partage des voix.

Le comité tient au moins une (1) réunion par an.

En aucun cas, un membre du comité des rémunérations ne peut prendre part aux discussions concernant les avantages ou rémunérations dont il est ou serait susceptible d'être le bénéficiaire. Ces discussions n'interviennent qu'entre les autres membres du comité.

16.5.3.2 Missions

Le comité des rémunérations a pour missions de :

- adresser au Ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi un avis sur la rémunération du Président-directeur général et celle des Directeurs généraux délégués, et une proposition portant sur le salaire, la part variable (dont les critères d'objectifs ainsi que son appréciation des résultats obtenus par chacun au regard des objectifs fixés) et autres rémunérations de ceux-ci ; cet avis est communiqué au conseil ;
- proposer au conseil un montant global pour les jetons de présence des administrateurs qui sera proposé à l'Assemblée générale de la Société ainsi que les règles de répartition et les montants individuels des versements à effectuer à ce titre aux administrateurs et, éventuels censeurs, ces règles devant tenir compte de la participation des administrateurs aux comités ;
- examiner toute question que lui soumettrait le Président et relative aux questions visées ci-dessus, ainsi qu'aux projets d'augmentations de capital réservées aux salariés.

16.5.4 Comité du développement durable et de l'éthique

16.5.4.1 Composition et fonctionnement

Le comité du développement durable et de l'éthique, également créé le 19 décembre 2007, est composé de cinq (5) membres au maximum, comprenant au moins un (1) administrateur élu par l'assemblée générale : Monsieur Peter Lehman, qui le préside, Mesdames Florence Tordjman et Anne-Marie Mourer et Messieurs Yves Ledoux et Jean-François Lejeune.

L'ordre du jour des réunions du Comité du développement durable et de l'éthique est proposé par son président qui est

choisi parmi l'un des administrateurs élus par l'assemblée générale. Il dispose d'une voix prépondérante en cas de partage des voix. Le comité tient au moins une (1) réunion par an.

16.5.4.2 Missions

Il veille à la prise en compte de la démarche de développement durable et d'éthique dans les travaux du conseil et dans la gestion de la société.

A cet effet, il étudie le processus et la charte éthiques ainsi que la politique de développement durable mise en place.

Il examine le rapport annuel hors états financiers (rapport d'activité et rapport sur le développement durable).

16.6 Limitations apportées aux pouvoirs de la direction

16.6.1 Décisions soumises à l'autorisation préalable du conseil d'administration

L'article 2.4.1 du Règlement Intérieur du conseil d'administration de la Société, tel qu'adopté par le conseil d'administration lors de sa séance du 19 décembre 2007, 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 :

- (a) 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 ;
- (b) du plan stratégique pluriannuel du Groupe ;
- (c) une fois par an, du budget du Groupe pour l'année à venir, tel qu'il ressort de la première année du plan stratégique adopté précédemment ;
- (d) 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 200 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, ce seuil est abaissé à 50 millions d'euros hors taxes par opération ;
- (e) des projets d'achat à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à :
 - pour le gaz, 30 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement ;
 - pour l'électricité, 10 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement ;

(f) les projets d'acquisition, de vente ou d'échange par la Société et le Groupe d'immeubles ou de droits immobiliers ainsi que de projets de location d'immeubles dont le montant est évalué à plus de 100 millions d'euros hors taxes par opération ;

(g) de l'enveloppe cumulée des projets d'emprunts sous forme d'émissions de titres ou de conventions de crédit concernant la Société et ses filiales, lorsqu'elle excède une valeur de 500 millions d'euros par an ; cette disposition ne s'applique pas au refinancement de concours existants.

Par ailleurs, le conseil d'administration délibère sur le montant total et par opération des cautions, avals ou garanties accordés par la Société afin de garantir d'une part des sociétés du Groupe et d'autre part des tiers hors Groupe, 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 de la Société a décidé, lors de sa séance du 28 août 2007, que dans le cadre de leurs fonctions de directeur général délégué, Messieurs Yves Colliou et Jean-Marie Dauger assistent le Président-directeur général dans le cadrage stratégique et opérationnel du Groupe :

- Monsieur Yves Colliou, en sa qualité de directeur général délégué, a notamment la charge de superviser les politiques de ressources humaines, de sécurité, d'informatique du Groupe ainsi que de Recherche ;
- Monsieur Jean-Marie Dauger, en sa qualité de directeur général délégué, a notamment la charge de superviser les activités internationales et de services du Groupe.

En outre, dans leurs domaines d'attribution respectifs, Monsieur Yves Colliou, en sa qualité de directeur de la branche « Infrastructures », et Monsieur Jean-Marie Dauger, en sa qualité de directeur de la branche « Global Gaz et GNL »,

peuvent chacun conclure et signer tous actes, contrats, marchés, effectuer toute acquisition, extension, cession de participations ou d'activités, de « joint venture » ou d'apports ayant des implications financières ou stratégiques importantes et dans lesquelles la Société ou le Groupe accorde son concours ou accepte des concours extérieurs (y compris les passifs repris et les engagements hors bilan) lorsque son exposition financière par opération n'excède pas 100 millions d'euros hors taxes ou sa contre-valeur en devises étrangères, réserve faite des matières spécifiques suivantes pour lesquelles la délégation consentie est restreinte aux seuils indiqués ci-après :

- 30 millions d'euros hors taxes ou sa contre-valeur en devises étrangères pour la réalisation de toute acquisition, extension, cession de participations ou d'activités, de joint venture ou d'apports ayant des implications financières stratégiques importantes et dans lesquelles la Société ou le Groupe accorde son concours ou accepte des concours extérieurs (y compris les passifs repris et les engagements hors bilan) lorsque de telles réalisations ne s'inscrivent pas dans le plan stratégique de la Société ou lorsqu'elles ne relèvent pas du secteur énergétique ;
- 10 milliards de kWh par an pour des projets d'achat et de vente d'énergie du Groupe ;
- 50 millions d'euros hors taxes ou sa contre-valeur en devises étrangères pour des projets d'investissements industriels du Groupe ou de marchés de travaux ;
- 30 millions d'euros hors taxes ou sa contre-valeur en devises étrangères pour des projets de marchés de fournitures et de services (hors approvisionnements d'énergie).

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 2007 appelée à se réunir le 19 mai 2008, 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 19 décembre 2007, 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 SALARIES

17.1 ORGANISATION SOCIALE DU GROUPE	167	17.4.3 DÉPARTS, LICENCIEMENTS ET PRÉRETRAITE	177
17.1.1 POLITIQUE RH DU GROUPE	167	17.4.4 MAIN-D'ŒUVRE EXTÉRIEURE À LA SOCIÉTÉ	177
17.1.2 ADAPTER ET MODERNISER LE STATUT DE LA BRANCHE DES INDUSTRIES ELECTRIQUES ET GAZIÈRES (IEG)	170	17.4.5 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	177
17.2 RESSOURCES HUMAINES - EFFECTIFS	172	17.4.6 ORGANISATION ET DURÉE DU TEMPS DE TRAVAIL, ABSENTÉISME	177
17.2.1 EFFECTIFS DU GROUPE (FRANCE ET ÉTRANGER)	172	17.4.7 RÉMUNÉRATION	177
17.2.2 EFFECTIFS EN FRANCE (SOCIÉTÉ ET FILIALES EN FRANCE)	173	17.4.8 RELATIONS PROFESSIONNELLES ET ACCORDS COLLECTIFS	177
17.2.3 EFFECTIFS HORS DE FRANCE	174	17.4.9 CONDITIONS D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ	178
17.3 FILIALES FRANÇAISES ET FILIALES ÉTRANGÈRES	174	17.4.10 FORMATION	178
17.3.1 RECRUTEMENT	175	17.4.11 EMPLOI ET INSERTION DES TRAVAILLEURS HANDICAPS	178
17.3.2 DIVERSITÉ	175	17.5 PARTICIPATIONS ET STOCK OPTIONS DES ADMINISTRATEURS ET DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS	179
17.3.3 DIALOGUE SOCIAL	175		
17.3.4 FORMATION ET PROFESSIONNALISATION	176		
17.4 PERSONNEL DU GROUPE AU SEIN DE LA SOCIÉTÉ	176		
17.4.1 EFFECTIFS	176		
17.4.2 RECRUTEMENTS	176		

17.1 Organisation sociale du Groupe

17.1.1 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, par ses pratiques en matière de politiques de ressources humaines et sociales, à motiver 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.

Dans cette perspective, en 2007 le développement de démarches RH du Groupe et l'adaptation du Statut des IEG en France se sont poursuivis.

17.1.1.1 Des dispositifs destinés à attirer, fidéliser les talents et associer tous les collaborateurs aux résultats du Groupe

• Le développement d'une marque employeur

Afin de rendre l'employeur Gaz de France plus visible et plus attractif auprès de ses cibles de recrutement, un travail sur le positionnement de la marque Employeur du Groupe, c'est-à-dire la bannière commune à l'ensemble des entités, a été réalisé en

collaboration avec des représentants des BU et des filiales du Groupe. L'objectif est de définir l'identité voulue par le Groupe, en tant qu'employeur de nouveaux diplômés et de salariés ayant une expérience professionnelle, cadres et non cadres.

Un diagnostic a été réalisé en interne, à partir d'études quantitatives et qualitatives et d'enquêtes spécifiques auprès de groupes-miroirs représentatifs de Gaz de France SA et de filiales (France et Europe). Ce diagnostic a été complété par des enquêtes quantitatives et qualitatives externes auprès d'étudiants (Français et Européens) et de salariés expérimentés.

Le positionnement Employeur du Groupe, constituera en 2008 les bases de la promesse faite par le Groupe aux candidats au recrutement dont les profils l'intéressent, pour mener à bien son projet industriel et social.

• Le dispositif de professionnalisation aux méthodes de management

Depuis 2003, « Cap compétences », dispositif de professionnalisation des cadres, managers et membres d'équipe de direction d'entités du Groupe Gaz de France, propose des actions pour maintenir et développer les compétences nécessaires aux emplois actuels et futurs du Groupe.

En 2007, le dispositif a été rénové. Il s'articule désormais autour de quatre domaines :

- l'accueil et l'intégration (nouveaux entrants cadres),
- les pratiques managériales (culture commune),

- la diversité culturelle,
- la mobilité internationale.

Avec une ouverture plus marquée à l'international, en 2007, le dispositif a accueilli plus de 450 participants (10 000 heures de professionnalisation). Fin 2007, a été intégré un atelier de sensibilisation à l'interculturel, bilingue anglais-français.

• L'accompagnement de la mobilité au sein du Groupe

Poursuivant un triple objectif : l'harmonisation des pratiques, la lisibilité des conditions de la mobilité internationale au sein du Groupe et la stimulation de cette mobilité par un accompagnement adapté, le Groupe s'est doté d'un référentiel d'accompagnement de la mobilité Groupe à l'international.

Il prévoit trois principes directeurs tout en préservant des marges de manœuvre pour les BU :

- la garantie d'une rémunération juste équitable,
- une protection sociale performante (santé, retraite),
- un droit à l'évolution dans le Groupe.

• Vivier de talents mobiles à l'international

Ce vivier créé en 2007 à l'initiative de la DRH Groupe est actualisé régulièrement. Il regroupe des cadres, managers et experts, recensés par type de compétences et répondant aux critères suivants : un bon niveau de maîtrise d'une langue étrangère et une première expérience dans le Groupe (a minima), une disponibilité sous 2 ans maximum, un projet de mobilité déclaré.

• Des dispositifs d'intéressement dans les sociétés françaises

L'accord d'intéressement de la Société conclu le 3 juin 2005 pour la période 2005-2007 a permis de verser en moyenne, aux salariés de Gaz de France 1 039 euros au titre des résultats 2006. Le montant total distribué au titre de l'intéressement 2006 s'est élevé à 22,6 millions d'euros, soit 3,2% de la masse salariale. Pour mémoire, le montant moyen versé avait été de 1 037 euros au titre de 2005 et de 991 euros au titre de 2004.

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 (au niveau du métier ou au niveau de la direction d'appartenance du salarié ou au niveau de regroupement d'entités).

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" ou sur le compartiment à capital garanti « Harmony 2007 » du FCPE Action Gaz 2005 dans le Plan d'Épargne Groupe ("PEG") ou, enfin, 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. Le montant total de l'abondement versé s'élève à 15,8 M€ représentant 2,2 % de la masse salariale.

Les dispositions relatives à l'abondement de l'intéressement comme des versements volontaires initialement applicables pour une durée de trois ans qui expirait le 31 décembre 2007 ont été reconduites pour une année supplémentaire. Les salariés peuvent aussi faire des versements volontaires dans le PEG mais ceux-ci ne seront pas abondés.

L'accord d'intéressement de COFATHEC SERVICES a permis de verser au titre de l'année 2006 la somme de 3,2 millions d'euros. Le montant moyen par salarié a été de 984 euros brut 75% de l'intéressement global visent à récompenser la performance collective liée aux résultats de la Société. Cette partie est répartie entre les bénéficiaires, à hauteur de 70% de son montant proportionnellement à la rémunération annuelle brute, et à hauteur de 30% de son montant proportionnellement au temps de présence effective ou assimilée dans l'entreprise au cours de l'exercice.

25% de l'intéressement global visent à récompenser l'amélioration de la performance des agences en fonction des résultats en matière de sécurité (pour un tiers) et des résultats économiques des agences (pour 2/3).

Cette deuxième partie est répartie proportionnellement au temps de présence dans l'entreprise entre les salariés des agences concernées comme indiqué dans l'accord du 15 juin 2006.

Les salariés de COFATHEC SERVICES ont la possibilité de verser tout ou partie de leur prime d'intéressement sur le PEE. Par ailleurs, suite aux avenants signés le 16 mars 2006 et le 8 mars 2007 au niveau de la maison mère, les salariés bénéficiaires qui le souhaitent peuvent placer ces sommes dans le PEG Gaz de France sur le compartiment « REVENUS » du fonds « ACTION GAZ 2005 » ou sur le compartiment « HARMONY 2007 » [formule à capital garanti] avec un abondement de 100%, ces sommes étant exonérées d'impôt sur le revenu, mais indisponibles pendant 5 ans.

Chez Savelys, filiale spécialisée dans l'entretien et le dépannage des chaudières individuelles et des petites chaufferies, un accord d'intéressement a été signé en 2007 dont les critères de résultat sont définis au niveau local (180 agences).

• Un actionnariat salarié dynamique

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.

Un 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, 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 Réserve 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.

Développements en 2007

En 2006 et 2007, 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. La période d'incessibilité absolue des actions acquises dans le cadre de l'Offre Réserve aux Salariés a pris fin le 8 septembre 2007 ; au 31 décembre 2007, les salariés et anciens salariés du Groupe détenaient 2% du capital de la Société (dont 1,6% au travers d'un Fond Commun de Placement d'Entreprise).

Par ailleurs, pour associer l'ensemble des salariés à la réussite collective du Groupe en 2006 et à ses performances futures ainsi que pour renforcer la présence des salariés au capital de l'entreprise, Gaz de France a mis en place en juin 2007 un plan mondial d'attribution gratuite d'actions dénommé Actions+ 2007.

Tous les salariés de Gaz de France et des filiales contrôlées (en France et à l'étranger) présents dans l'entreprise le 20 juin 2007 se verront attribuer en juin 2009, sous une double condition de présence et de performance, 30 actions. Pour les salariés des services communs à EDF et Gaz de France, l'attribution des actions est pondérée de la « clé » gaz de leur entité, le nombre d'actions étant systématiquement arrondi au nombre entier supérieur avec un minimum de cinq actions.

Cette attribution représente 0,16% du capital du Groupe.

D'autre part, la formule Harmony 2007 est une nouvelle possibilité de placement de l'intéressement offerte, en 2007, aux salariés de Gaz de France et de toutes les filiales françaises

adhérentes au PEG ayant versé un intéressement au titre de l'exercice 2006. Elle vient en complément du placement en « tout action » classique dans le compartiment Revenus du FCPE Action Gaz 2005. Harmony 2007 permet aux salariés de continuer à participer au développement du Groupe en investissant en actions Gaz de France tout en limitant les risques en cas de baisse du cours de l'action pendant les cinq années qui suivent le placement. L'intéressement placé sur le compartiment Harmony 2007 est abondé à 100%, comme celui placé sur Revenus.

La formule a rencontré le succès. Sur les 6,4 M€ investis en 2007 sur le FCPE Action Gaz 2005 au titre de l'intéressement et de l'abondement correspondant, 3,8 M€ l'ont été sur le compartiment Revenus et 2,6 M€ sur le compartiment Harmony 2007.

• Participation aux résultats

A la date d'enregistrement du présent document de référence, 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.

17.1.1.2 Le déploiement du référentiel de Groupe de management des hommes et des organisations, Progress in Management Practices, ("PROMAP").

L'année 2007 a été celle du déploiement généralisé du dispositif PROMAP élaboré en 2006. Ce dispositif fournit un cadre de référence Corporate aux managers du Groupe. Il vise à promouvoir la responsabilité sociale du manager par rapport à un ensemble de pratiques managériales de référence.

Il se traduit par des actions d'amélioration identifiées par le management à mettre en œuvre dans la durée dont la réalisation est mesurée annuellement dans le cadre d'un reporting ad'hoc. Ce reporting, intégré au reporting social Groupe, s'effectue à deux niveaux :

- quantitatif pour mesurer la progression réalisée par rapport aux objectifs fixés ;
- qualitatif, afin de faire ressortir des bonnes pratiques et favoriser l'échange sur ces dernières selon une logique transverse, entre métiers et pays différents au sein du Groupe.

Cette première année a fixé le point de départ à une mesure globale et continue de la progression des pratiques managériales sur l'ensemble du périmètre français et international du Groupe.

En l'état, on peut relever des tendances majeures à l'échelle du Groupe :

- une amélioration des pratiques managériales basée sur une meilleure prise en compte des spécificités locales : un tiers des priorités managériales fixées dans le cadre des plans d'action relèvent désormais de choix décidés au niveau local ;

- le pilotage du dispositif a été effectué par le management dans 59% des cas, par la filière RH pour 41% des cas ;
- l'évaluation des améliorations a été principalement effectuée par la ligne managériale pour 2/3 des cas et par la filière RH pour 1/3 des cas.

A l'issue de cette première année de mise en place, l'année 2008 devrait permettre :

- de renforcer le pilotage et le suivi du dispositif par le management, la filière RH intervenant en appui ;
- une mise en perspective des performances réalisées dans la durée (2 ans d'historique a minima) ;
- de valoriser et de mettre en réseau les meilleures pratiques identifiées au sein du Groupe en 2007, dans un souci d'amélioration continue.

17.1.1.3 Un dialogue social à la maille du Groupe, Europe et France soutenu

Le Comité d'Entreprise Européen ("CEE") est l'instance d'information et de consultation des représentants des salariés du Groupe sur des questions qui concernent l'ensemble du Groupe. Créé en 2001, il compte des représentants des pays suivants : France, Allemagne, Belgique, Grande Bretagne, Italie, Pays-Bas, Hongrie et Roumanie. Le CEE est composé de 16 membres français et 16 membres étrangers

En 2007, le CEE s'est réuni 2 fois en séance plénière pour examiner les sujets suivants :

- Présentation des comptes consolidés du Groupe
- Plan d'attribution gratuite d'actions Gaz de France
- Projet de fusion des filiales allemandes dans l'exploration production (EEG et PEG)
- Résultats du reporting social
- Démarche éthique
- Politique GNL
- Actualité du Groupe
- Révision du périmètre du CEE

En outre, le CEE s'est réuni cinq fois en réunions extraordinaires sur :

- le projet de fusion de Gaz de France avec Suez,
- la consultation sur le projet de filialisation de l'activité de distribution en France,

- la consultation sur la fusion des filiales allemandes EEG et PEG,

- le plan de modernisation et ses conséquences sociales au sein de la filiale roumaine Distrigaz Sud.

17.1.1.4 L'avancement de ces démarches s'appuie sur l'animation de la filière RH et est mesuré par le reporting social

En 2007, la deuxième convention de la filière RH a eu pour thème central « le partage des bonnes pratiques RH au sein du Groupe ».

Les résultats de trois réseaux d'échanges ayant fonctionné courant 2007 sur les thèmes suivants : rôle d'un DRH filiale, employabilité, anticipation et accompagnement des restructurations industrielles.

A cette occasion, des Trophées RH ont été organisés afin de favoriser les échanges de bonnes pratiques et d'innovations RH au sein de la filière et de créer de la valeur ajoutée.

Les meilleurs dossiers ont été primés par les représentants de la filière RH présents.

29 dossiers (14 issus de la maison mère, 15 issus des filiales du Groupe) ont concouru dans les cinq catégories :

- Professionnaliser les collaborateurs,
- Mesurer le climat social, améliorer la communication,
- Gérer et motiver le personnel,
- Conduite de changement,
- Employabilité, diversité.

Le reporting social du Groupe a été enrichi par l'introduction de nouveaux indicateurs de mesure pour améliorer la mesure de la performance RH et sociale du Groupe. Ces indicateurs permettent de mesurer les enjeux RH et sociaux et de suivre le déploiement des politiques RH dans les entités du Groupe.

Un nouveau domaine concernant l'amélioration des pratiques managériales (PROMAP) a été introduit fin 2007 au reporting social Groupe.

17.1.2 Adapter et moderniser le Statut de la Branche des Industries Electriques 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.

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 et dont une réforme des droits a été engagée fin 2007 ;
- un régime complémentaire obligatoire de maladie ;
- 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).

En 2007, le système spécifique d'institutions représentatives du personnel propre à la branche des IEG a été mis en conformité avec le droit commun.

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.

17.1.2.1 – Régime Complémentaire 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.

Les négociations engagées en 2006 au niveau de la branche des IEG, ont conduit à une rénovation de l'organisation et du pilotage de ce régime spécial, concrétisée par la publication de deux décrets le 30 mars 2007 et à la sécurisation du financement du régime.

La Caisse d'Assurance Maladie des IEG ("CAMIEG") a été créée au 1^{er} avril 2007 par l'un de ces décrets.

Afin d'améliorer significativement les remboursements des salariés des IEG, une négociation de branche a été ouverte pour mettre en place une couverture supplémentaire visant à compléter les dispositifs existants. Cette négociation se poursuivra en 2008.

17.1.2.2 – Institutions Représentatives du Personnel

2007 a été marquée par la mise en oeuvre de la réforme des institutions représentatives du personnel ("IRP") au sein des IEG. Ce processus amorcé en 2004 s'est accéléré en 2007 à la faveur des dispositions du décret du 11 avril 2007 qui ont conduit les entreprises de la branche des IEG à appliquer le code du travail en matière de Comité d'Établissement ("CE"), Comité Central d'Entreprise ("CCE"), Délégué du Personnel ("DP").

Pour la première fois les 29 novembre 2007 et 13 décembre 2007 ont donc été élus les DP et les représentants aux CE.

17.1.2.3 – Retraite

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. Les pouvoirs publics ont été conduits à entreprendre une réforme du fonctionnement et du financement de ce système de retraites 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 oeuvre s'est faite à partir du 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).
- 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 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, 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, qui sont financées par une contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel.
 - Les prestations liées à des droits acquis au 31 décembre 2004 et afférents à d'autres activités, qui restent à la charge des entreprises.
 - Les prestations liées à des droits acquis postérieurement au 1^{er} janvier 2005, qui restent à la charge de chaque entreprise de la branche au prorata des masses salariales.

La réforme a été totalement neutre pour les régimes de droit commun, pour les consommateurs d'énergie et pour le budget de l'Etat.

Une nouvelle réforme du régime spécial de retraite a été engagée en octobre 2007 et un premier décret a été publié au Journal Officiel le 23 janvier 2008. Pour l'essentiel, il porte la durée d'assurance pour bénéficier d'une pension à taux plein à

160 trimestres, met en place un système de décote et de surcote, indexe les pensions sur l'évolution des prix, et retient le dernier salaire détenu pendant au moins 6 mois pour l'assiette de calcul de la pension.

Dans le cadre de la négociation de branche sur les rémunérations et la réforme du régime spécial de retraite, ont été signés un accord sur les avancements au choix en décembre 2007 et un accord sur les mesures salariales en janvier 2008.

Début 2008, les travaux se poursuivent au sein de la branche pour définir les autres aménagements du régime de retraite, notamment : régime supplémentaire de retraite, complément sur la prévoyance, prise en compte des spécificités des métiers, avantages familiaux et conjugaux.

17.1.2.4 – Œuvres sociales

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.

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 132,5 millions d'euros en 2007 et 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 35 millions d'euros en 2007 et à 36,1 millions d'euros en 2006 contre 31 millions d'euros en 2005.

17.2 Ressources humaines – Effectifs

17.2.1 Effectifs du Groupe (France et étranger)

Le Groupe employait 47 560 personnes au 31 décembre 2007, dont 67,1 % en France. Le calcul de l'effectif est effectué sur une base consolidée, c'est-à-dire sur la base de l'effectif dans chacune des filiales du Groupe, pondéré par le pourcentage de consolidation financière de la filiale (voir paragraphe 17.2.2 – "Effectifs en France (Société et filiales en France)"). Parmi ces salariés, 20 845 travaillaient au 31 décembre 2007 dans la Société et dans les services communs à EDF, soit 43,8 % de l'effectif total du Groupe, et 26 715 salariés travaillaient dans les filiales et entités françaises et étrangères, soit 56,2 % de l'effectif total du Groupe.

Les femmes représentaient 25,3 % de l'effectif du Groupe, soit 12 039 salariés à fin 2007.

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*, au périmètre des segments de l'année 2007 :

	2005	2006	2007
Exploration-Production	1 205	1 115	1 131
Achat-Vente d'Énergie	6 985	7 181	8 818
Services	8 361	8 714	7 415
Transport Stockage	4 407	4 417	4 529
Distribution France	15 110	14 712	12 201
Transport-Distribution International	14 686	11 855	11 328
Autres**	2 204	2 250	2 138
Total	52 958	50 244	47 560

* suite à la mise en place de la nouvelle organisation du Groupe, certaines activités ont fait l'objet de reclassement entre les segments sur l'ensemble des périodes présentées (voir paragraphe 6.1.1 – "Présentation Générale").

** fonctions de pilotage et fonctions supports du Groupe.

L'effectif du Groupe baisse en 2007 de 5,3%. Cette baisse est liée à l'évolution de périmètre du Groupe, et à l'évolution organique de certaines filiales en France et à l'étranger.

Les effectifs des filiales ont diminué de 1 693 salariés entre 2006 et 2007. Cette évolution s'explique principalement par les mouvements suivants :

- dans le segment Services, une diminution globale des effectifs (-1 299 salariés) liée essentiellement à la cession d'ADF (-1 528 salariés), partiellement compensée par l'acquisition de sociétés en Italie, au Royaume-Uni et au Bénélux, et par la croissance organique du segment.

- Au sein du segment Transport Distribution International, la poursuite de la baisse des effectifs (-527 salariés) constatée en Roumanie et en Hongrie, ainsi que le changement de méthode de consolidation de filiales en Italie (Vendite) et en Belgique (SPE).

- L'intégration de nouvelles sociétés pour le segment Achat-Vente d'énergie (Maia Eolis et Cycofos).

- Par ailleurs, Gaz de France SA a vu ses effectifs évoluer à la baisse (- 991 salariés), soit une diminution de 4,5% entre 2006 et 2007.

Le tableau ci-dessous présente les effectifs du Groupe au 31 décembre 2007 par société d'appartenance et par segments :

	Exploration- Production	Achat- Vente	Services	Transport Stockage	Distribution France	Transport- Distribution International	Autres*	Total
Société	155	4 431	0	1 821	12 201	104	2 133	20 845
Filiales en France et à l'étranger	976	4 387	7 415	2 708	0	11 224	5	26 715
Total	1 131	8 818	7 415	4 529	12 201	11 328	2 138	47 560

* fonctions de pilotage et fonctions supports du Groupe.

17.2.2 Effectifs en France (Société et filiales en France)

Au 31 décembre 2007, le Groupe employait 31 917 personnes en France, dont 20 845 personnes au sein de la Société soit 65,3% des effectifs (à noter que 49 salariés de la Société sont mis à disposition de filiales étrangères). La part de la Société dans les

effectifs totaux est en diminution constante depuis une vingtaine d'années. Entre 2006 et 2007, les effectifs de la Société ont diminué de 4,5%.

Les autres salariés du Groupe en France sont employés par les filiales, principalement dans les segments Achat Vente (4 281 salariés), Transport (2 691 salariés), et Services (4 144 salariés).

17.2.3 Effectifs hors de France

Hors de France, le Groupe comptait 15 643 salariés au 31 décembre 2007. Pour mémoire, il était de 15 951 salariés au 31 décembre 2006.

Le tableau ci-dessous présente les salariés travaillant hors de France par pays et par segments au 31 décembre 2007 :

	Exploration Production	Achat Vente d'Energie	Services	Transport Stockage	Transport Distribution International	Total
Algérie	9					9
Allemagne	639	14	-	17	421	1 091
Autriche					5	5
Belgique		20	222		-	242
Canada					12	12
Egypte	14					14
Espagne		13	14		1	28
Hongrie					1 073	1 073
Inde					4	4
Italie		14	2 113		219	2 346
Mauritanie	2					2
Mexique					370	370
Monaco			28			28
Norvège	61					61
Pays-Bas	205	15				220
Pologne					2	2
Roumanie					7 711	7 711
Royaume-Uni	50	33	769		193	1 045
Russie					12	12
Slovaquie					1 238	1 238
Suisse			125		1	126
Ukraine					4	4
Total	980	109	3 271	17	11 266	15 643

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 12 372 personnes, représentant 26,01% 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 (955 salariés), la distribution en Hongrie et en Roumanie (8 784 salariés),

la distribution et le transport au Mexique (370 salariés), le transport et la distribution en Slovaquie et en Allemagne (1 659 salariés).

17.3. – Filiales françaises et filiales étrangères

L'année 2007 a été marquée par le développement de certaines activités (intégration d'actifs de production d'électricité et mise en service du champs gazier Gjoa) et par des évolutions d'organisation dans certaines filiales. Ces évolutions ont conduit

notamment à la mise en œuvre de réorganisations en Roumanie et en Hongrie, ou à la réalisation d'opérations de fusion entre des sociétés du Groupe en Allemagne (segment Exploration Production), et en Italie (segment Transport Distribution International).

Des politiques ressources humaines telles que la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences, le développement des compétences et des parcours professionnels, ou encore la politique de recrutement ont été élaborées ou développées par les filiales concernées pour accompagner les salariés présents ou recruter de nouveaux salariés dans le cadre de la conduite du changement.

17.3.1 – Recrutement

2 707 recrutements ont été réalisés par les filiales françaises et étrangères du Groupe.

Afin d'accompagner le développement du Groupe, les filiales ont conforté ou développé leur dispositif de recrutement pour tenir compte des tensions liées au marché de l'emploi dans les pays où le Groupe est présent. Ainsi, dans le segment Exploration Production, les filiales du Groupe ont défini une politique commune et des standards partagés de recrutement afin d'être plus efficaces face aux tensions constatées sur le marché de l'emploi. Elles ont notamment engagé des actions de communication pour faire connaître la marque Gaz de France à l'étranger, en particulier en Norvège où les besoins en recrutement sont importants compte tenu du futur statut d'opérateur de la filiale sur le champ gazier de Gjoa.

Dans le Transport Distribution à l'International, les filiales ont mis en œuvre des actions pour attirer et retenir des talents, en participant à des forums de recrutement (Roumanie), en intégrant les nouveaux embauchés selon un programme spécifique (Hongrie), en recrutant des jeunes tout en les professionnalisant par le biais de formations diplômantes (Royaume-Uni).

Au sein du segment Services, le groupe Cofathec a renforcé et professionnalisé sa fonction recrutement en France afin de sécuriser l'embauche des techniciens sur un marché du travail très tendu. Des outils performants de sourcing et d'analyse des candidatures ont été créés, et un « campus manager » intervient désormais auprès des écoles et des centres de formation pour mieux faire connaître l'entreprise et valoriser ses métiers. Par ailleurs, une politique de cooptation a été développée en France pour recruter des techniciens et s'étend aujourd'hui à certaines filiales à l'étranger (Royaume-Uni).

17.3.2 – Diversité

A fin 2007, le top management du Groupe compte 9 nationalités : France, Belgique, Pays-Bas, Allemagne, Norvège, Grande-Bretagne, Italie, Hongrie, Pakistan.

Les dirigeants de nationalité non française représentent 7,5% du top management, et 10,3 % des dirigeants du Groupe sont des femmes.

La diversité concerne l'ensemble des métiers et entités du Groupe. Les filiales du Groupe se sont engagées dans des actions en faveur de la diversité auprès de certaines cibles. Ainsi en 2007 sur le segment Services, le Groupe Cofathec a signé la Charte de la diversité et mené des actions en matière de non-discrimination, notamment en direction de l'emploi des jeunes et des personnes handicapées. Parmi les mesures engagées, figurent le renforcement de la politique d'apprentissage et de professionnalisation avec un effort particulier sur le recrutement d'apprentis, la participation à des forums dans les quartiers « sensibles » en France, la politique d'insertion et de formation systématique des nouveaux embauchés en Italie. Des actions de diversité visant des publics d'origine sociale, ethnique et culturelle spécifique sont en cours d'élaboration pour être déployées courant 2008 au sein de Cofathec en France ainsi qu'au Royaume-Uni.

Les filiales du segment Transport Distribution International ont développé des mesures en faveur :

- des femmes : embauche des femmes dans des fonctions techniques, accès des femmes à des postes de direction (Mexique), possibilité de travail à temps partiel ou de flexibilité horaire (Hongrie) ;
- des personnes de nationalité étrangère, avec des salariés de nationalité différente de celle du pays (Slovaquie),
- des jeunes, par le biais de participation financière au frais de logement (Hongrie),
- et des personnes handicapées : aménagement des postes de travail pour des salariés handicapés ou à capacité de travail réduite dans un centre d'appel (Hongrie), recrutement de personnes handicapées dans le cadre de la législation (Italie).

En outre, lors de la mise en œuvre de la fusion entre deux sociétés (Italie), l'accent a été porté sur le traitement équitable des collaborateurs quelle que soit leur entreprise d'origine.

Enfin, les filiales Exploration Production contribuent au renforcement de la diversité culturelle par un nombre croissant de salariés en mobilité, de la France vers l'étranger, de l'étranger vers la France ou de filiales à filiales.

17.3.3 – Dialogue social

Le dialogue social mené au sein des filiales du Groupe en France et à l'étranger a permis d'aborder la concertation dans différents domaines liés aux enjeux RH locaux et d'aboutir à la signature d'accords. Les filiales françaises et la quasi-totalité des filiales en Europe disposent d'instances de concertation collective (93 % des salariés représentés).

Dans les filiales du segment Transport Distribution International, les enjeux du dialogue social se sont focalisés sur l'intégration liée à la fusion de sociétés et l'accompagnement social des réorganisations (Italie, Hongrie), les conditions de travail et la rémunération, principalement dans les pays d'Europe Centrale et Orientale.

Dans le segment Exploration Production, une longue période de concertation sociale a concerné la fusion de deux filiales en Allemagne, processus arrivant à son terme début 2008. Le domaine des rémunérations a également fait l'objet de concertations (Pays-Bas).

Au sein du segment Achat Vente, les échanges pour Savelys ont porté principalement sur l'amélioration du dialogue social (avec mise en place d'un calendrier précis des travaux entre CE et CCE), l'ouverture des négociations d'accords collectifs en matière de GPEC et d'astreinte, et la mise en place d'un accord d'intéressement concernant 180 agences. Pour les activités de production d'électricité, l'actualité a porté sur la conduite des réorganisations liées à la fonction technique en France (dk6) et au Royaume-Uni (Centrale de Shotton).

Le segment Transport Stockage s'est concentré sur la réorganisation de la fonction technique réunie désormais au sein du Centre Technique d'expertise, intégré au siège social de GRTgaz.

Enfin, pour le segment Services, la concertation et les négociations menées par le Groupe Cofathec ou ses sociétés ont concerné prioritairement les thèmes suivants : l'emploi et les compétences (gestion des carrières et individualisation des parcours), les réorganisations (regroupement d'activités, adaptation et harmonisation des accords et statuts collectifs suite à des fusions de sociétés en France, et l'intégration des salariés de nouvelles sociétés du Groupe au Royaume-Uni au sein de Cofathec UK, avec de nouvelles conditions d'emploi), l'amélioration du dialogue social en Italie (accord sur les relations sociales) et au Royaume-Uni (enquête auprès des salariés de sociétés récemment acquises), les conditions de travail chez Cofathec en Italie (programme de prévention des risques), et les rémunérations chez Cofathec Services et Cofathec Omega (accord sur les salaires, augmentation cotisation employeur pour régimes de retraite supplémentaire, négociation d'un accord d'entreprise sur l'aménagement du régime de frais de santé).

17.3.4 – Formation et professionnalisation

28 149 salariés ont été formés en 2007, ce qui représente plus de 59 % de l'effectif du Groupe.

Les dispositifs de formation et de développement professionnel mis en place au sein des filiales du Transport Distribution International mettent l'accent sur la professionnalisation du management dans la conduite du changement : programme managérial en Roumanie autour de 7 thèmes-clés, pilotage du changement en Hongrie, coaching en Italie. De même, des formations techniques spécifiques aux métiers du gaz sont dispensées aux salariés et étendues à ceux des entreprises sous-traitantes (Mexique), assurent la formation des experts du domaine technique gaz et participent au développement de compétences technologiques et relatives à la sécurité (Slovaquie et Mexique).

Compte tenu de leurs besoins spécifiques en matière de professionnalisation de leurs salariés, les filiales du segment Exploration Production ont poursuivi les actions de "training on

the job" qui permettent une mise en situation du personnel sur le terrain ainsi que des sessions dites "fields trips" où les salariés découvrent in situ les caractéristiques des champs gaziers et pétroliers, en complément des formations traditionnelles.

Au sein du segment Services, la plupart des entités du groupe Cofathec se sont engagées dans les politiques de développement des compétences managériales pour les cadres dirigeants, mais aussi à destination des responsables opérationnels et fonctionnels avec des programmes pluri-annuels. Des formations à la conduite du changement sont également menées dans plusieurs sociétés du Groupe pour répondre aux nombreuses évolutions structurelles en cours.

Dans le Transport Stockage, les priorités de formation concernent tant le développement des compétences « cœur de métier » que celles préparant à l'adaptation des compétences dans les métiers d'ingénierie et à la professionnalisation du management.

Au sein du segment Achat Vente, Savelys s'attache à promouvoir la mobilité interne ascendante et a défini un parcours de formation pour permettre l'accès des chefs d'équipe et/ou de techniciens à des postes d'encadrement (en tant que chefs d'agence par exemple). Une réflexion a été conduite en 2007 pour permettre la féminisation de ces postes.

17.4. Personnel du Groupe au sein de la Société

17.4.1 Effectifs

Au 31 décembre 2007, la Société comptait 20 845 salariés dont 20 684 salariés employés au statut du personnel des Industries Electriques et Gazières ("IEG").

La répartition des emplois de la Société au sein des catégories socio-professionnelles reflète la technicité de ses métiers (25 % de cadres, 48,9 % d'agents de maîtrise et 26,1% d'employés et ouvriers).

Par ailleurs, au 31 décembre 2007, 10 840 salariés, soit 52 % 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 gaz »). Ce chiffre résulte de la prise en compte de la part individuelle d'activité gaz des salariés d'EGD.

17.4.2. Recrutements

En 2007, la Société a réalisé 743 recrutements. A titre de comparaison, 711 salariés avaient été recrutés en 2006.

17.4.3 Départs, licenciements et préretraite

En 2007, 1099 départs définitifs ont été enregistrés au périmètre de la Société (dont 108 démissions). À titre de comparaison, 1029 salariés avaient quitté définitivement la Société en 2006 (dont 87 démissions).

17.4.4 Main-d'œuvre extérieure à la Société

En 2007, le nombre moyen mensuel de travailleurs temporaires était de 810, soit 3,8 % de l'effectif mensuel moyen. En 2006, ce chiffre était de 879 personnes, soit 4 % de l'effectif mensuel moyen. 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.

17.4.5 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.

En 2006, la Société a décidé de proposer systématiquement aux partenaires sociaux l'ouverture de négociations collectives lors de chaque réorganisation afin de définir les dispositifs d'accompagnement des salariés.

En complément, Gaz de France a créé des dispositifs spécifiques et mobilisables par accord collectif pour accompagner les salariés touchés par une réorganisation : la "prime d'incitation à la mobilité fonctionnelle orientée" et 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 s'il est constaté un excédent durable de compétences par rapport aux besoins et des difficultés réelles à réemployer les salariés concernés.

17.4.6 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 et conflits) a été de 1 568 148 heures en 2007, ce qui représente 4,83 % du nombre d'heures théoriques travaillées contre 4,79 % en 2006. Les causes d'absence les plus fréquentes ont trait aux maladies.

17.4.7 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 des taux planchers pour la branche.

La rémunération mensuelle moyenne brute des salariés de Gaz de France était en 2007 de 3195 euros (sur une base de 12 mois). Pour mémoire, elle était de 3186 en 2006 et de 3074 en 2005.

17.4.8 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 2007, 17 accords collectifs ont été conclus, dont notamment un ensemble d'accords en vue d'adapter les institutions représentatives du personnel de la Société. Un accord sur le Compte Epargne Temps a été signé le 3 octobre 2007. Par cet accord, les signataires ont souhaité apporter une réponse adaptée

⁽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.

aux diverses aspirations des salariés et aux besoins des entreprises en utilisant les nouvelles opportunités offertes par la loi du 31 mars 2005, portant sur la réforme de l'organisation du temps de travail dans l'entreprise et qui a ouvert de nouvelles possibilités pour le Compte Epargne Temps comme la monétisation.

Heures de grève

Le nombre d'heures de grève s'est élevé au sein de la Société à 126 588 heures, soit 0,39 % du nombre d'heures théoriques travaillées en 2007. La mobilisation a été centrée en 2007 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 2006, le nombre d'heures de grèves était de 153 484 heures, soit 0,47 % du nombre d'heures théoriques travaillées de l'année.

17.4.9 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.

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 2007, le taux de fréquence d'accidents avec arrêt s'établit à 2,5 contre 3,4 en 2006. Le taux de gravité est de 0,19 contre 0,17 en 2006.

17.4.10 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 2007, la Société a globalement consacré 46,7 millions d'euros à la formation, soit 5,46 % de sa masse salariale brute. Pour mémoire, en 2006, 35,4 millions d'euros ont été consacrés à la formation, soit, 4,1% de la masse salariale.

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 2007 ses efforts dans le domaine de la formation en alternance en accueillant près de 400 jeunes en apprentissage et en contrats de professionnalisation, portant ainsi à 553 le nombre total de contrats en alternance en cours à fin 2007 (soit un ratio d'alternance de 2,2 % de son effectif annuel moyen).

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.

17.4.11 Emploi et insertion des travailleurs handicapés

Gaz de France a signé le 12 avril 2006, un nouvel accord triennal pour l'intégration des personnes handicapées, couvrant la période 2006 – 2008.

Dans ce cadre, la Société a recruté 28 salariés handicapés en 2007, dont 14 en alternance.

Le nombre de travailleurs handicapés présents à fin 2007 est de 430.

17.5 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 2007 :

Nom	Mandat social	Nombre d'actions au 31 décembre 2007
Jean-François Cirelli	Président-directeur général Administrateur désigné par l'assemblée générale	4 044
Jean-Louis Beffa	Administrateur désigné par l'assemblée générale	4 048
Aldo Cardoso	Administrateur désigné par l'assemblée générale	1 044
Guy Dollé	Administrateur désigné par l'assemblée générale	83
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
Pierre Graff	Administrateur représentant de l'Etat	0
Xavier Musca	Administrateur représentant de l'Etat	0
Florence Tordjman	Administrateur représentant de l'Etat	48
Edouard Vieillefond	Administrateur représentant de l'Etat	0
Olivier Barrault	Administrateur représentant les salariés	0
Eric Buttazzoni ⁽²⁾	Administrateur représentant les salariés	0
Bernard Calbrix	Administrateur représentant les salariés	Parts de FCPE correspondant à 339 actions
Yves Ledoux	Administrateur représentant les salariés	0
Jean-François Le Jeune	Administrateur représentant les salariés	–
Anne-Marie Mourer	Administrateur représentant les salariés	1 626
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.

(2) Le mandat d'administrateur représentant les salariés de Monsieur Eric Buttazzoni a pris fin le 14 décembre 2007.

18 PRINCIPAUX ACTIONNAIRES

18.1 PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	P.181	18.3 DÉCLARATION RELATIVE AU CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ PAR L'ACTIONNAIRE MAJORITAIRE	P.181
18.1.1 RÉPARTITION DU CAPITAL	p.181		
18.1.2 FRANCHISSEMENT DES SEUILS LÉGAUX	p.181	18.4 ACCORD PORTANT SUR LE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ	P.181
18.2 DROITS DE VOTE	P.181		

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. 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. Aussi, le transfert de la Société au secteur privé a-t-il été préalablement autorisé par le décret n° 2007-1784 du 19 décembre 2007.

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 (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").

19 OPERATIONS AVEC DES APPARENTES

19.1 RELATIONS AVEC L'ETAT	P.183	19.3.3 RELATIONS AVEC LA SOCIÉTÉ DU TERMINAL MÉTHANIER DE FOS CAVAOU	p.185
19.2 RELATIONS AVEC LE GROUPE EDF	P.183	19.3.4 RELATIONS AVEC COFATHEC MAINTENANCE	p.186
19.3 RELATIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU GROUPE	P.184	19.3.5 RELATIONS AVEC D'AUTRES SOCIÉTÉS DU GROUPE	p.186
19.3.1 RELATIONS AVEC GRTGAZ	p.184		
19.3.2 RELATIONS AVEC GRDF	p.184		

Le présent chapitre décrit les conventions significatives conclues entre la Société et les sociétés ou personnes

apparentées jusqu'à la date d'enregistrement du présent document de référence.

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 ». Un nouveau contrat de service public est en cours de négociation.

Protocole d'accord entre Gaz de France, l'Etat et la Société Générale relatif à la mise en œuvre de l'Offre Réservee 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 Réservee 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 Réservee 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 Réservee aux Salariés une option entre le paiement comptant du prix d'acquisition de leurs actions au jour du règlement-livraison et un échancier 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 Réservee aux Salariés un échancier 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 échancier 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 adapter cette convention à l'exigence de séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz issue de la loi du 7 décembre 2006 et à la création d'un service commun entre les sociétés GrDF et eRDF qui en découle, un

avenant à cette convention a été signé le 20 décembre 2007 par Gaz de France et EDF. Cet avenant organise la reprise par leurs filiales respectives, GrDF et eRDF, de leurs droits et obligations au titre de la convention. En outre, il adapte l'accord de gouvernance à la nouvelle organisation. 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 MWe, Gaz de France et RTE ont signé le 6 décembre 2006 un contrat de réservation de production électrique prenant effet à partir de 2010.

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.

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 44,6 millions d'euros en 2006 et 44,1 millions d'euros en 2007.

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 60,2 millions d'euros en 2006 et 65,5 millions d'euros en 2007.

Contrat de sécurité et de flexibilité entre Gaz de France et GRTgaz

Gaz de France et sa filiale GRTgaz ont conclu, en 2006 pour l'année stockage 2006 - 2007 et en 2007 pour l'année stockage 2007 - 2008, un contrat par lequel Gaz de France réalise pour le compte de GRTgaz une prestation de sécurité et de flexibilité, répondant pour le transporteur à ses besoins d'équilibrage et de

sécurité du réseau de transport, se décomposant en une prestation de stockage à Tersanne et des droits d'injection/soutirage sur chacun des six points d'interface transport stockage du réseau de transport. Cette prestation s'est élevée à 25,3 millions d'euros en 2007.

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 et 1 038 millions d'euros en 2007.

19.3.2 Relations avec GrDF

Filialisation de l'activité de gestionnaire de réseaux de distribution de gaz naturel

Le 20 juillet 2007, Gaz de France et sa filiale GrDF ont conclu un contrat de cession par lequel Gaz de France a cédé à GrDF son activité de gestionnaire de réseaux de distribution de gaz naturel, conformément à 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 modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. Comme le prévoit la loi, le contrat emporte le transfert à GrDF

de l'ensemble des biens propres, autorisations, droits et obligations relatifs à l'activité de gestionnaire de réseaux de distribution de gaz naturel, notamment les contrats de travail et les droits et obligations relatifs à la gestion des réseaux de distribution résultant des contrats de concession prévus par les I et III de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. La cession a pris effet le 31 décembre 2007.

Contrat d'acheminement de gaz sur le réseau de distribution de gaz naturel entre Gaz de France et GrDF

Gaz de France et GrDF ont conclu un contrat relatif à l'acheminement de gaz naturel par GrDF sur le réseau de distribution à destination des clients de Gaz de France. Ce

contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2008, pour une durée d'un an renouvelable par tacite reconduction.

Contrat de prêt entre Gaz de France et GrDF

Gaz de France a consenti à GrDF un prêt d'une durée de 15 ans, constitué de deux tranches dont l'une à taux variable. Le contrat de prêt est entré en vigueur le 31 décembre 2007.

Accord cadre de réalisation de travaux de recherche et développement entre Gaz de France et GrDF

Gaz de France et GrDF ont conclu un accord cadre de réalisation de travaux de recherche et développement, qui fixe les règles générales applicables aux projets et contrats d'assistance

scientifique et technique que les deux parties souhaitent mettre en œuvre dans le cadre des objectifs techniques définis avec GrDF.

Contrats de prestations de services informatiques entre Gaz de France et GrDF

Gaz de France et GrDF ont conclu deux contrats de prestations de services informatiques, entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2008. Ces contrats concernent pour l'un, les conditions de réalisation de prestations informatiques et de télécommunications

concourant à la couverture des besoins de GrDF et pour l'autre, les prestations informatiques et de télécommunications mixtes réalisées par la DIT (Direction mixte entre Gaz de France et EDF) pour GrDF et la filiale gestionnaire du réseau d'électricité d'EDF.

Contrat de charges de statut entre Gaz de France et GrDF

Gaz de France et GrDF ont conclu un contrat ayant pour objet de définir et valoriser les charges liées à l'application du statut des

industries électriques et gazières aux agents de GrDF. Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2008.

Contrats de location et contrats de prestations de services immobiliers entre Gaz de France et GrDF

Gaz de France (et d'autres sociétés du groupe telles que Cofathec) et GrDF ont conclu trois contrats aux termes desquels Gaz de France effectue pour le compte de GrDF des prestations de gestion immobilière. Ces contrats sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2008.

Par ailleurs, l'occupation par GrDF des immeubles en propriété ou pris à bail par Gaz de France SA ou sa filiale immobilière SFIG fait l'objet de baux commerciaux ou de conventions de sous-location.

Contrat de prestations de services entre Gaz de France et GrDF (fonctions support)

Gaz de France et GrDF ont conclu un contrat de prestations de services aux termes duquel Gaz de France effectue des prestations de services administratifs (assistance financière,

contrôle de gestion, politique d'achat, etc...) pour GrDF. Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2008.

19.3.3 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'Égypte 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. Pour l'année 2007, le produit s'est élevé à 8,3 millions d'euros.

19.3.4 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 27,7 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.

19.3.5 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 facturé total de 54 millions d'euros en 2005, 175 millions d'euros en 2006 et 174 millions d'euros en 2007; et
- avec la société GDF Britain Ltd, des contrats d'achat de gaz pour un montant facturé total de 125 millions d'euros en 2005, 197 millions d'euros en 2006 et 125 millions d'euros en 2007.

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 facturé total de 1 306 millions d'euros en 2005, 2 390 millions d'euros en 2006 et 1 289 millions d'euros en 2007 ;
- avec la société EFOG, un contrat d'achat de gaz pour un montant facturé total de 262 millions d'euros en 2005, 399 millions d'euros en 2006 et 245 millions d'euros en 2007 ; et
- avec la société FRAGAZ, deux contrats d'achat à long terme de gaz en provenance de Russie pour un montant facturé total de 190 millions d'euros en 2005, 5 millions d'euros en 2006 et 2 millions d'euros en 2007.

Contrat 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 facturé total de 113 millions d'euros en 2005, 181 millions d'euros en 2006 et 207 millions d'euros en 2007 ;
- avec la société GDF ESS, des contrats de vente de gaz pour un montant facturé total de 553 millions d'euros en 2005, 818 millions d'euros en 2006 et 702 millions d'euros en 2007 ;
- avec la société GDF STM The Netherlands BV, un contrat de vente de gaz pour un montant facturé total de 280 millions d'euros en 2005, 428 millions d'euros en 2006 et 487 millions d'euros en 2007 ;

- avec la société GDF Comercializadora, un contrat de vente de gaz pour un montant facturé total de 64 millions d'euros en 2005, 140 millions d'euros en 2006 et 221 millions d'euros en 2007 ;
- avec la société GDF International Trading, un contrat de vente de gaz pour un montant facturé total de 27 millions d'euros en 2005, 107 millions d'euros en 2006 et 466 millions d'euros en 2007 ;
- avec la société GDF Marketing, un contrat de vente d'électricité pour un montant facturé de 469 millions d'euros en 2007 ;
- avec la société GDF Marketing, un contrat de vente de gaz pour un montant facturé de 55 millions d'euros en 2007.

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 facturé total de 663 millions d'euros en 2005, 1 192 millions d'euros en 2006 et 647 millions d'euros en 2007;
- 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 facturé total de 346 millions d'euros en 2006 et 369 millions d'euros en 2007 ; et

- avec la société MED Lng & Gas, un ensemble de transactions de vente d'énergie pour un montant facturé total de 31 millions d'euros en 2005, 17 millions d'euros en 2006 et 102 millions d'euros en 2007.

Le rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées pour l'exercice clos le 31 décembre 2007 figure ci-après :

Gaz de France S.A.**Exercice clos le 31 décembre 2007****Rapport Spécial des Commissaires aux Comptes
sur les conventions et engagements réglementés**

Mesdames, Messieurs,

En notre qualité de commissaire aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés dont nous avons été avisés.

Il ne nous appartient pas de rechercher l'existence de ces 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'attache 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.

Conventions et engagements autorisés au cours de l'exercice.

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucun engagement ou convention soumis aux articles L. 225-38 et L. 225-42-1 du Code de commerce.

Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie durant l'exercice.

Par ailleurs, en application des dispositions 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 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 2007, les effets de cette convention sont les suivants :

- Règlement, le 7 septembre 2007, d'un montant de 74 M€ par Gaz de France à l'Etat de la troisième échéance de 40% du prix des Actions acquises par les Ayant Droit dans le cadre de la formule « Gaz Plus », « Gaz Abond » et « Gaz Assur »,
- Paiement par Gaz de France à la Société Générale des commissions et frais pour 85 K€,
- Diminution, en fonction des échéanciers de remboursement, de la dette des salariés vis-à-vis de Gaz de France pour 68,6 M€.

Fait à Paris-La Défense, le 25 mars 2008

Les Commissaires aux Comptes

ERNST & YOUNG AUDIT**MAZARS & GUERARD**

Patrick Gounelle

Philippe Hontarrède

Michel Barbet-Massin

Marie-Laure Philippart

20 INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

20.1 INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES	P.190	20.1.2 INFORMATIONS FINANCIÈRES AU 31 DÉCEMBRE 2006	p.297
20.1.1 INFORMATIONS FINANCIÈRES AU 31 DÉCEMBRE 2007	p.190	20.1.3 INFORMATIONS FINANCIÈRES AU 31 DÉCEMBRE 2005	p.297
20.1.1.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS	p.190	20.2 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DES DIVIDENDES	P.297
Compte de résultat consolidé	p.190	20.3 PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGES	P.297
Bilan consolidé	p.191	20.4 ABSENCE DE CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE	P.298
Tableau des flux de trésorerie consolidés	p.193		
Etat des produits et charges comptabilisés	p.194		
Tableau de variation des capitaux propres	p.195		
Annexes A - Principes comptables et méthodes d'évaluation	p.196		
Annexes B - Comparabilité des exercices	p.213		
Annexes C - Compléments d'information	p.221		
20.1.1.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2007	p.295		

20.1 Informations financières historiques

20.1.1 Informations financières au 31 décembre 2007

20.1.1.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en norme IFRS

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

<i>(En millions d'euros)</i>	Notes	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Ventes d'énergie		23 644	23 849	19 479
Ventes de services		3 681	3 671	3 306
Produits des activités du secteur financier		102	122	87
Chiffre d'affaires	3	27 427	27 642	22 872
Consommations externes	4	- 19 131	- 19 976	- 16 294
Charges de personnel	5	- 2 628	- 2 581	- 2 541
Autres produits opérationnels	6	530	626	565
Autres charges opérationnelles	6	- 792	- 856	- 741
Amortissements et provisions	7	- 1 532	- 1 247	- 1 040
Résultat opérationnel		3 874	3 608	2 821
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie		102	73	26
Coût de l'endettement financier brut		- 272	- 196	- 228
Coût de l'endettement financier net	8	- 170	- 123	- 202
Autres produits financiers	8	467	515	488
Autres charges financières	8	- 607	- 749	- 724
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence		99	176	189
Résultat avant impôt		3 663	3 427	2 572
Impôts sur les résultats	9	- 1 153	- 1 104	- 794
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ DU GROUPE		2 510	2 323	1 778
Part du Groupe		2 472	2 298	1 782
Intérêts minoritaires		38	25	- 4
		2 510	2 323	1 778
Résultat net et résultat net dilué par action (en euros) – Part du Groupe	10	2,51	2,34	1,89

BILAN CONSOLIDÉ - ACTIF

<i>(En millions d'euros)</i>	Notes	31.12.2007 Net	31.12.2006* Net	31.12.2005 Net
ACTIFS NON COURANTS				
Ecart d'acquisition	11	1 755	1 626	1 501
Actifs incorporels du domaine concédé	11	5 612	5 704	5 677
Autres immobilisations incorporelles	11	883	564	473
Immobilisations corporelles	12	17 705	16 660	15 153
Participations mises en équivalence	13	814	718	693
Actifs financiers non courants	18	1 447	1 341	1 169
Instruments financiers dérivés non courants	19	73	17	-
Actifs d'impôts différés	9	79	61	99
Autres actifs non courants	18	658	530	541
Actifs du secteur financier	18	165	167	99
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	I	29 191	27 388	25 405
ACTIFS COURANTS				
Stocks et en-cours	14	1 790	1 935	1 452
Créances				
Créances clients et comptes rattachés	18	7 730	7 117	6 544
Créance d'impôts		233	84	69
Autres débiteurs	18	853	1 085	1 646
Instruments financiers dérivés courants	19	2 639	2 325	1 783
Titres de placement	18	238	360	245
Disponibilités et équivalents de disponibilités	18	2 973	2 196	1 897
Actifs du secteur financier	18	531	431	895
TOTAL ACTIFS COURANTS	II	16 987	15 533	14 531
TOTAL ACTIF	I à II	46 178	42 921	39 936

* Les modifications apportées aux informations comparatives antérieurement publiées sont décrites dans l'Annexe B.2

BILAN CONSOLIDÉ - PASSIF

(En millions d'euros)	Notes	31.12.2007	31.12.2006*	31.12.2005
CAPITAUX PROPRES – part du Groupe				
Capital	15	984	984	984
Prime d'émission		1 789	1 789	1 789
Réserves et résultats consolidés		14 923	13 075	11 517
Ecart de conversion	15	257	349	194
TOTAL CAPITAUX PROPRES – part du Groupe	I	17 953	16 197	14 484
INTÉRÊTS MINORITAIRES	II	548	466	298
TOTAL CAPITAUX PROPRES		18 501	16 663	14 782
PASSIFS NON COURANTS				
Provisions pour avantages au personnel	17	1 118	1 142	1 090
Provisions	16	6 088	5 750	5 537
Passifs d'impôts différés	9	2 634	2 620	2 771
Titres participatifs	18	624	624	623
Dettes financières	18	3 966	3 943	3 324
Instruments financiers dérivés non courants	19	11	8	13
Passifs du secteur financier	18	126	93	19
Autres passifs non courants	18	161	143	140
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	III	14 728	14 323	13 517
PASSIFS COURANTS				
Provisions	16	159	167	180
Dettes au personnel		546	556	536
Dettes financières	18	1 355	1 461	1 165
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	18	3 696	3 623	3 202
Impôts exigibles		529	208	154
Autres dettes fiscales		852	724	1 170
Autres dettes	18	2 705	2 615	2 344
Instruments financiers dérivés courants	19	2 529	2 189	1 788
Passifs du secteur financier	18	578	392	1 098
TOTAL PASSIFS COURANTS	IV	12 949	11 935	11 637
TOTAL PASSIF	I à IV	46 178	42 921	39 936

* Les modifications apportées aux informations comparatives antérieurement publiées sont décrites dans l'Annexe B.2

TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

<i>(En millions d'euros)</i>	Note 21	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
I – Flux nets des activités opérationnelles				
Résultat avant impôt		3 663	3 427	2 572
Amortissements, dépréciation des actifs long terme		1 529	1 478	1 318
Provisions		266	63	- 31
Dépenses d'exploration		103	86	44
Autres		343	64	351
Cash flow opérationnel avant impôt, dépenses de renouvellement et variation du Besoin en fonds de roulement		5 904	5 118	4 254
Dépenses de renouvellement des ouvrages du domaine concédé		- 247	- 294	- 255
Variation du Besoin en fonds de roulement opérationnel		232	- 410	- 649
Stocks		176	- 461	- 382
Créances clients et comptes rattachés actifs et passifs		- 569	150	- 1 465
Dettes fournisseurs		101	293	1 077
Autres créances et dettes		524	- 392	121
Impôt payé		- 1 111	- 1 348	- 562
Flux nets des Activités opérationnelles	I	4 778	3 066	2 788
II – Flux nets des investissements				
1. Investissements				
Investissements d'équipement		- 2 552	- 2 169	- 1 749
Investissements d'exploration directement passés en charges		- 59	- 41	- 34
Investissements en titres de participation et assimilés		- 275	- 487	- 674
Autres investissements		- 165	- 519	- 226
Sous-total		- 3 051	- 3 216	- 2 683
2. Désinvestissements et autres ressources				
Subventions et contributions de tiers		11	8	13
Produits de cessions d'actifs corporels, incorporels et titres de participation		196	935	479
Réduction des autres actifs financiers		85	76	105
Intérêts reçus		95	- 31	- 52
Dividendes reçus		41	54	28
Sous-total		428	1 042	573
Flux nets des Investissements	(1 + 2) II	- 2 623	- 2 174	- 2 110
III – Disponible après financement des investissements	(I + II) III	2 155	892	678
IV – Flux nets des financements				
Augmentation de capital et des primes		47	67	1 869
Mouvements sur actions propres		- 49	1	-
Dividendes versés		- 1 095	- 669	- 420
Souscriptions d'emprunts		903	892	1 297
Remboursements d'emprunts		- 1 132	- 619	- 2 124
Variation des Titres de placement		108	- 110	- 134
Intérêts payés		- 185	- 128	- 189
Flux nets des Financements	IV	- 1 403	- 566	299
V – Variations de change, de méthodes et divers	V	-	25	10
VI – Variation de la trésorerie (note 18.3)	(III + IV + V)	752	351	987
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture (note 18.3)		1 575	1 224	237
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture (note 18.3)		2 327	1 575	1 224

ÉTAT DES PRODUITS ET CHARGES COMPTABILISÉS

(En millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006			31.12.2005		
	Part Groupe	Part Minoritaires	Total	Part Groupe	Part Minoritaires	Total	Part Groupe	Part Minoritaires	Total
Résultat de la période	2 472	38	2 510	2 298	25	2 323	1 782	- 3	1 779
Ecarts actuariels sur avantages au personnel	260	- 9	251	- 3	-	- 3	- 48	-	- 48
Ajustements de juste valeur sur instruments financiers de couverture :									
- gains ou pertes latents reconnus en capitaux propres	141	- 7	134	8	1	9	46	1	47
- transfert en résultat sur couvertures échues ou interrompues	51	6	57	- 7	1	- 6	- 128	1	- 127
Ajustements de juste valeur sur actifs disponibles à la vente :									
- gains ou pertes latents reconnus en capitaux propres	194	-	194	45	-	45	62	-	62
- transfert en résultat sur titres cédés	- 1	-	- 1	- 120	-	- 120	- 119	-	- 119
- transfert en résultat des dépréciations durables	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ecarts de conversion	- 92	- 27	- 119	155	25	180	89	- 2	87
Impôts différés	- 158	3	- 155	- 3	-	- 3	49	-	49
Produits et charges comptabilisés directement en capitaux propres	395	- 34	361	75	27	102	- 49	-	- 49
Total produits et charges comptabilisés	2 867	4	2 871	2 373	52	2 425	1 733	- 3	1 730

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

(En millions d'euros)	Capitaux propres – Part du Groupe									
	Capital	Auto-contrôle	Primes	Réserves de juste valeur et autres	Réserves	Résultat	Ecart de conversion	TOTAL	Intérêts Minoritaires	TOTAL Capitaux propres
Capitaux propres au 01.01.2005	903			25	9 001	1 105	104	11 138	205	11 343
Résultat net						1 782		1 782	- 3	1 779
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres				- 139			90	- 49		- 49
Total produits et charges comptabilisés*				- 139		1 782	90	1 733	- 3	1 730
Résultat affecté en réserves					1 105	- 1 105				
Dividendes distribués (0,46 euro par action)**					- 418			- 418	- 2	- 420
Émission d'actions	81		1 789					1 870		1 870
Actionnariat salarié					132			132		132
Variation de périmètre									100	100
Autres variations				3	26			29	- 2	27
Capitaux propres au 31.12.2005	984		1 789	- 111	9 846	1 782	194	14 484	298	14 782
Résultat net						2 298		2 298	25	2 323
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres				- 80			155	75	27	102
Total produits et charges comptabilisés*				- 80		2 298	155	2 373	52	2 425
Résultat affecté en réserves					1 782	- 1 782				
Dividendes distribués (0,68 euro par action)					- 669			- 669	- 1	- 670
Variation de périmètre									52	52
Autres variations					9			9	65	74
Capitaux propres au 31.12.2006	984		1 789	- 191	10 968	2 298	349	16 197	466	16 663
Résultat de la période						2 472		2 472	38	2 510
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres				487			- 92	395	- 34	361
Total produits et charges comptabilisés*				487		2 472	- 92	2 867	4	2 871
Résultat affecté en réserves					2 298	- 2 298				
Dividendes distribués (1,10 euro par action)					- 1 082			- 1 082	- 12	- 1 094
Autres variations		- 51			22			- 29	90	61
Capitaux propres au 31.12.2007	984	- 51	1 789	296	12 206	2 472	257	17 953	548	18 501

* Voir détail dans l'État 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 1^{er} 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 euro.

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 2007 ont été préparés en conformité avec les normes comptables internationales IAS/IFRS applicables à cette date telles qu'approuvées par l'Union européenne. 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 », publiée par l'IASB le 30 novembre 2006 et non encore approuvée par l'Union européenne, considérant, conformément à la recommandation de l'AMF de décembre 2006 que cette interprétation permet de fournir une meilleure information financière.

En conséquence, les états financiers consolidés du Groupe au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007 sont également conformes aux normes comptables internationales IAS/IFRS, applicables à cette date, telles qu'adoptées par l'IASB.

2. Normes et amendements adoptés dans l'Union européenne et d'application obligatoire aux exercices ouverts au 1^{er} janvier 2007

Les normes et amendements d'application obligatoire dans le cadre des exercices ouverts au 1^{er} janvier 2007 sont les suivants :

- IFRS 7 « instruments financiers – informations à fournir » ;
- l'amendement IAS 1 portant sur les informations à fournir sur le capital.

Les informations complémentaires requises par ces textes relatifs à l'information financière sont présentées pour la première fois dans les comptes consolidés annuels au 31 décembre 2007 avec une information comparative.

3. Interprétations adoptées dans l'Union européenne et d'application obligatoire aux exercices ouverts au 1^{er} janvier 2007

Les interprétations d'application obligatoire dans le cadre des exercices ouverts au 1^{er} janvier 2007 sont les suivantes :

- 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 d'IFRS 2 » ;
- IFRIC 10 « Information financière intermédiaire et pertes de valeur (dépréciation) » ;
- IFRIC 9 « Réestimation des dérivés incorporés ».

Gaz de France n'est pas concerné par les deux premières interprétations pour l'exercice 2007. IFRIC 9 et IFRIC 10 n'ont pas eu d'impact significatif sur les comptes au 31 décembre 2007.

4. Textes adoptés dans l'Union européenne et d'application facultative au 31 décembre 2007

L'interprétation IFRIC 11 « IFRS 2 – Actions propres et transactions intragroupe », adoptée par la Commission européenne le 1^{er} juin 2007, et applicable sur option aux exercices ouverts avant le 1^{er} mars 2007, ne concerne pas Gaz de France.

La norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels », remplacera de manière obligatoire la norme IAS 14 pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2009. Gaz de France n'a pas appliqué ce texte par anticipation. Ses conséquences sur l'évaluation et la présentation de l'information sectorielle sont en cours d'examen.

5. Normes, amendements et interprétations publiés par l'IASB mais non encore adoptés dans l'Union européenne au 31 décembre 2007

- Textes dont l'application anticipée au 31 décembre 2007 est possible

Les textes suivants ont été publiés par l'IASB au 31 décembre 2007, et ne font pas encore partie du référentiel IFRS adopté par l'UE.

- IFRIC 12 « Accords de concession de services », applicable au 1^{er} janvier 2008 et appliqué par anticipation par le Groupe dans les états financiers au 31 décembre 2006,
- IFRIC 14 : « IAS 19 – The limit on a Defined Benefit Asset, Minimum Funding Requirements and their Interaction », applicable au 1^{er} janvier 2008. Les conséquences sur la comptabilisation et l'évaluation de l'application de ce texte sont en cours d'examen.

- Textes dont l'application anticipée au 31 décembre 2007 n'est pas possible

- La norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts », prévoyant la capitalisation obligatoire des coûts d'emprunt dans la valeur comptable des actifs nécessitant une période de préparation longue, est applicable obligatoirement aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2009. Les conséquences de l'application de ce texte sur la comptabilisation des actifs concernés sont en cours d'examen.

6. 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 1^{er} 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 1^{er} 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 reconstituer 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 2007 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'Administration qui les a arrêtés par une délibération en date du 26 février 2008.

Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires qui aura lieu le 19 mai 2008. 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 du fait que leur date de clôture n'est 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, depuis le 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 », agrégat 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.

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 (exigibles 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. § 2.21 et note 16)

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 a minima annuellement.

- les provisions pour avantages liés au personnel (cf. § 2.20 et note 17)

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 à d'autres hypothèses actuarielles.

- les autres provisions pour risques (cf. § 2.21 et note 16)

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. § 2.8 et note 9)

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. § 2.22.3)

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 à la date de clôture.

- les tests de perte de valeur (cf. § 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'unité si cette dernière lui est supérieure. Ces estimations impliquent un haut degré de jugement et sont réalisées 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. § 2.23)

La juste valeur des instruments financiers dérivés est déterminée soit en fonction de cotations publiées sur des marchés actifs, soit à partir de modèles de valorisation développés par le Groupe et qui sont basés sur des données de marché.

Au titre de l'exercice 2007, les principales modifications aux estimations et hypothèses retenues pour l'établissement des états financiers consolidés au 31 décembre 2006 et 31 décembre 2005, concernent le taux d'actualisation utilisé pour calculer le montant de certaines provisions qui a été ajusté aux conditions actuelles du marché :

- provision pour renouvellement : 4,5% au 31 décembre 2007, 4% au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005 (cf. note 16) ;
- provision pour reconstitution des sites en exploration-production : 4,5% au 31 décembre 2007, 4% au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005 (cf. note 16) ;
- engagements de retraite : 5% au 31 décembre 2007, 4,25% au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005 (cf. note 17) ;
- autres avantages au personnel : entre 4,5% et 5% au 31 décembre 2007, 4% au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005 (cf. note 17).

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 par le référentiel IFRS tel qu'applicable au 31 décembre 2007. Aussi, et en l'absence de règles spécifiques applicables à cette date, le Groupe a-t-il 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. Le traitement comptable sera revu lorsque les nouveaux textes seront applicables.

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 actuel des textes, 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 relatifs aux filiales concernées. Tout excédent du montant de l'engagement sur celui des intérêts minoritaires est porté en «écarts d'acquisition». Cette approche reflète le traitement comptable qui devrait être 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 n'a été finalement publiée. Le traitement retenu sera revu lors de l'application de la norme IAS 27 révisée et a priori à compter du 1^{er} janvier 2010 dès que celle-ci aura été approuvée par l'Union Européenne.

Comptabilisation des droits d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre de la directive européenne 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans l'Union européenne, des quotas d'émission de gaz ont été alloués à titre gratuit à plusieurs sites industriels du Groupe. Les sites visés sont tenus de restituer un nombre de quotas égal au total des émissions des gaz à effet de serre constatées au cours de l'année écoulée.

En l'absence de norme IFRS ou d'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 passifs courants ou passifs non courants 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 la monnaie de présentation des comptes consolidés (euro) sont convertis selon la méthode du cours de clôture.

Les actifs et passifs de ces sociétés, 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 2007, 2006 et 2005 figurent en Annexe C Note 25.

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 24.

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 fonctionnelle 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 de valeur 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 », toutes les différences temporelles étant retenues.

Les impôts différés actifs sont générés notamment par les différences temporelles résultant des regroupements d'entreprises, des retraitements de provisions et des 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, depuis 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. § 2.24.1), 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 d'un 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 charges 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 futurs.

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 de valeur existent.

Autres immobilisations incorporelles

Les autres actifs incorporels comprennent notamment les droits acquis séparément ou lors de regroupements d'entreprises 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 a 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 diminué des 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. 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 de manière prospective 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 d'exploitation prévisible du site concerné.

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.

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.

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 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.

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,
 - excédent de la valeur nette comptable d'actif par rapport à la base d'actifs régulés.

- au titre des indices internes :

- obsolescence ou dégradation matérielle non prévue dans le plan d'amortissement,
- performance inférieure aux prévisions,
- baisse des réserves pour l'Exploration-Production.

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 sa valeur recouvrable. 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 (cf 2 – 10 Immobilisations corporelles).

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 d'impôt

Les créances d'impôt sont enregistrées pour leur valeur nominale.

2 – 16 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 – 17 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 à compter de la date à laquelle ils sont attribués.

2 – 18 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 – 19 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.

Conformément à IFRS 2, les offres réservées au personnel et les attributions gratuites d'actions accordées aux salariés du Groupe sont évaluées à leur date d'octroi.

La juste valeur d'une action attribuée gratuitement correspond au prix de marché de l'action à la date d'attribution ajustée de la perte de dividendes attendus au cours de la période d'acquisition et des hypothèses afférentes aux conditions attachées à l'offre (présence, performance).

Les avantages accordés aux salariés 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 en contrepartie d'une augmentation des capitaux propres.

2 – 20 Avantages liés au personnel

2 – 20.1 Principes d'évaluation des obligations du Groupe

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles (régimes à prestations définies)

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 – 20.2 Avantages du personnel de Gaz de France SA, GrDF, 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.

2 – 20.3 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 relatifs à ces différents régimes sont évalués sur la base d'hypothèses actuarielles.

2 – 21 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 de démantèlement.

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 – 22 Actifs et passifs financiers non dérivés

Les actifs et passifs financiers non dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur majorés des coûts de transaction directement imputables à l'acquisition ou à l'émission de l'actif ou du passif financier, sauf les actifs et passifs financiers non dérivés évalués à la juste valeur par le biais du compte de résultat pour lesquels ces coûts de transaction sont comptabilisés en résultat.

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.

Les autres postes courants (clients et créances d'exploitation, titres de placement, fournisseurs et dettes d'exploitation, concours bancaires courants) sont en général évalués pour leur valeur nominale, en raison de l'intervalle de temps assez court existant entre l'initialisation de l'instrument et sa réalisation.

2 – 22.1 Actifs financiers 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 durable.

Les titres de capitaux propres pour lesquels il ne peut être établi de juste valeur demeurent inscrits à leur coût.

2 – 22.2 Actifs financiers détenus à des fins de transaction

Cette catégorie regroupe les titres de placement gérés dans une logique de marge à court terme.

Ils sont réévalués ultérieurement à la juste valeur, sur la base de leur cours coté ou de la valeur liquidative, les variations de juste valeur étant comptabilisées en contrepartie du résultat.

Titres de placement

Les titres de placement comprennent les placements dans des titres que le Groupe a l'intention de revendre à court terme mais qui ne sont pas considérés comme suffisamment liquides pour être inclus dans les disponibilités ou équivalents de disponibilités.

Disponibilités et équivalents de disponibilités

Les disponibilités et les équivalents de disponibilités 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 Euro selon la classification AMF des OPCVM), ainsi que celles qui comportent des maturités venant à échéance dans un délai maximal de 3 mois à compter de leur acquisition.

2 – 22.3 Prêts et créances

Prêts, créances à long terme, dépôts et cautionnements, autres actifs non courants

Cette catégorie regroupe les créances rattachées à des participations, les créances commerciales à long terme, les dépôts et cautionnements ainsi que les prêts à la clientèle du secteur financier. Ces actifs sont évalués selon la méthode du coût amorti en appliquant le taux d'intérêt effectif. Ils sont classés au bilan en « actifs financiers non courants » ou en « actifs financiers courants » selon leur nature et leur échéance de remboursement.

Ils 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.

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 en raison de leur caractère court terme. 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.

Autres débiteurs

Les autres débiteurs, en dehors des éventuelles créances d'impôt, des charges constatées d'avance, des engagements fermes couverts et des avances faites auprès des fournisseurs sont valorisés selon la méthode du coût amorti lorsque les effets de l'actualisation sont significatifs.

Les engagements fermes couverts sont comptabilisés en juste valeur par le biais du compte de résultat. Les autres éléments de ce poste sont maintenus en valeur nominale en raison de leur caractère court terme.

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.

Dettes financières

Les dettes financières sont comptabilisées initialement pour le montant des fonds reçus, nets des coûts de transaction encourus et des primes 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.

Les dettes financières dont l'échéance est supérieure à un an sont présentées en dettes financières non courantes. Les dettes financières dont la date de remboursement est inférieure à un an sont présentées en dettes financières courantes.

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 des engagements fermes couverts d'achat ou de vente dans le cadre d'opérations éligibles à la comptabilité de couverture de juste valeur.

Les engagements fermes couverts sont comptabilisés en juste valeur par le biais du compte de résultat. Les autres éléments de ce poste sont maintenus en valeur nominale en raison de leur caractère court terme.

Actifs et passifs du secteur financier

Les actifs et passifs du secteur financier regroupent les actifs et passifs portés par des établissements financiers consolidés au sein du Groupe :

Crédits à la clientèle de Solféa et leur refinancement

Ces actifs et passifs sont comptabilisés de manière analogue aux dettes financières : ils sont évalués au coût amorti et classés au bilan en « actifs ou passifs financiers courants » pour la part dont l'échéance est à moins d'un an et en « actifs ou passifs financiers non courants » pour la part dont l'échéance est à plus d'un an.

Actifs et passifs directement liés aux activités de trading de Gaselys sur les marchés de l'énergie

Ces actifs et passifs sont comptabilisés de manière analogue aux créances et dettes commerciales : ils sont évalués au coût amorti et classés au bilan en « actifs ou passifs financiers courants » lorsqu'ils sont consommés au cours du cycle d'exploitation du Groupe et en « actifs ou passifs financiers non courants » dans le cas contraire.

2 – 23 Instruments financiers dérivés

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 de vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou de 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 de 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 de la norme IAS 39.

Comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés en couverture sont ventilés en courant/non courant à l'actif et au passif en fonction de la nature du sous-jacent couvert.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés en couverture sont classés en actifs courants ou en passifs courants.

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, sauf pour ceux qualifiés d'instruments de couverture de flux de trésorerie ou d'investissement net dont les variations de juste valeur sont comptabilisées en capitaux propres.

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 :

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

Instruments financiers dérivés hors couverture

Les dérivés hors couverture regroupent, outre les dérivés spéculatifs, les instruments dérivés qui, bien que constituant une couverture économique, 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 – 24 Compte de résultat

2 – 24.1 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 SA, GrDF 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 SA, GrDF 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– 24.2 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 et les disponibilités.

2 – 24.3 Autres éléments financiers

Il s'agit :

- des produits et charges financières 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 – 24.4 Impôts

Les impôts sur les bénéfices de l'exercice regroupent les impôts exigibles 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 exigibles 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 – 24.5 Résultat 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 – 25 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 1^{er} 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 – 26 Principes d'établissement de l'information sectorielle

La répartition des sociétés par secteur est décrite en Notes 1, 2 et 24.

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.

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.

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 Stockage :
 - 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,

Éléments 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, paiements en action 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 ponctuels ou inhabituels, y compris d'événements extraordinaires, sur lesquels le Groupe n'a aucune maîtrise.

B – Comparabilité des exercices

1 – TRANSACTIONS MAJEURES

1.1. Acquisitions

1.1.1. Acquisitions en 2007

Nom de la filiale	Pays	Activité	% acquis	Date d'acquisition
Groupe Vendite	Italie	Transport et Distribution International	20 %	26.09.2007
Erelia	France	Achat-Vente d'Energie	95 %	05.11.2007
Société Eolienne de la Haute Lys	France	Achat-Vente d'Energie	100 %	11.12.2007
Enerci	Côte d'Ivoire	Exploration-Production	51 %	12.04.2007

Les impacts des acquisitions d'entreprises sur le bilan peuvent se résumer comme suit :

<i>(En millions d'euros)</i>	2007
Immobilisations incorporelles	174
Immobilisations corporelles	170
Créances clients et comptes rattachés	109
Autres créances	80
Disponibilités et équivalents de disponibilités	22
Sous-total	(I) 555
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	130
Dettes financières	252
Autres passifs	83
Sous-total	(II) 465
Intérêts minoritaires	(III) - 7
Titres mis en équivalence	(IV) 3
Juste valeur des actifs nets acquis	(I) - (II) + (III) + (IV) 86
Ecart d'acquisition	101
Coût d'acquisition total	187
Disponibilités et équivalents de disponibilités acquis	- 22
Décassements de la période liés aux acquisitions	165

Gaz de France a exercé auprès de Camfin l'option lui permettant d'acquérir une part supplémentaire de 20 % dans Energie Investimenti, holding détenant le groupe Vendite, pour un montant de 40 millions d'euros. Grâce à cette transaction, Gaz de France détient aujourd'hui une participation de 60 % dans Energie Investimenti, Camfin détenant les 40 % restants. L'exercice de l'option d'achat de 20% des titres de Camfin dans Energie Investimenti a conféré au Groupe le contrôle exclusif sur le groupe Vendite justifiant la consolidation par intégration globale.

Gaz de France a signé un contrat portant sur l'acquisition d'une participation de 95 % dans ERELIA et 100% dans Société Eolienne de la Haute Lys, qui assurent le développement et l'exploitation de parcs éoliens en France. L'affectation du prix de ces deux acquisitions s'est traduite par la constatation d'un écart d'acquisition de 69 millions d'euros pour ERELIA et 18 millions d'euros pour la Société Eolienne de la Haute Lys. Le Groupe a la possibilité de finaliser l'identification et l'évaluation des actifs acquis et passifs assumés au cours de l'exercice 2008.

Gaz de France a racheté le 12 avril 2007 à EDF la participation de 51% qu'elle détenait dans Enerci, société d'exploration-production, portant ainsi sa participation dans Enerci à 100%. Enerci détient 12% d'un gisement off-shore situé en Côte d'Ivoire.

Les principales incidences des acquisitions d'entreprises sur le compte de résultat depuis la date d'acquisition sont les suivantes :

(En millions d'euros)	31.12.2007
Chiffre d'affaires	276
Résultat opérationnel	9
Résultat net part Groupe	5

1.1.2. Acquisitions en 2006

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 le bilan peuvent se résumer comme suit :

(En millions d'euros)	2006
Immobilisations corporelles	732
Créances clients et comptes rattachés	19
Autres créances	11
Disponibilités et équivalents de disponibilités	77
Sous-total	(I) 839
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	38
Dettes financières	643
Autres passifs	75
Sous-total	(II) 756
Intérêts minoritaires	(III) - 2
Juste valeur des actifs nets acquis	(I) - (II) + (III) 81
Ecart d'acquisition	42
Coût d'acquisition total	123
Disponibilités et équivalents de disponibilités acquis	- 77
Payé lors d'un exercice antérieur	- 8
Décassements de la période liés aux acquisitions	38

Le 1^{er} novembre 2006, un contrat d'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 assure le développement et l'exploitation de 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.

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

Les principales incidences des acquisitions d'entreprises sur le compte de résultat depuis la date d'acquisition sont les suivantes :

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2006
Chiffre d'affaires	7
Résultat opérationnel	2
Résultat net part Groupe	- 1

1.1.3. Acquisitions en 2005

Nom de la filiale	Pays	Activité	% acquis	Date d'acquisition
Distrigaz Sud	Roumanie	Transport et Distribution International	51%	31.05.2005
Groupe SPE	Belgique	Transport et Distribution International	25,5%	28.09.2005
Groupe Savelys (anciennement CGST Save)	France	Services	39%	23.03.2005
AEM**	Italie	Services	100%	01.04.2005
ADF Normandie	France	Services	100%	01.03.2005
CFM CFMH	France	Achat Vente d'Energie	45%	03.01.2005
Gaz de France Production Exploration Deutschland	Allemagne	Exploration-Production	-*	Nov. 2005

* En vertu du contrat d'acquisition de Gaz de France Production Exploration Deutschland, signé en 2003, un complément de prix a été versé. Ce complément correspond à des intérêts supplémentaires dans un puit d'hydrocarbures.

** Acquisition d'actifs

Les impacts des acquisitions d'entreprises sur le bilan peuvent se résumer comme suit :

<i>(En millions d'euros)</i>	2005
Immobilisations incorporelles	241
Immobilisations corporelles	749
Actifs financiers	69
Stocks et en-cours	53
Créances clients et comptes rattachés	237
Disponibilités et équivalents de disponibilités	278
Sous-total	(I) 1 627
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	209
Dettes fiscales et sociales	72
Provisions pour avantages liés au personnel	29
Dettes financières	266
Passifs d'impôts différés	139
Autres provisions	84
Sous-total	(II) 799
Intérêts minoritaires *	(III) - 101
Titres mis en équivalence **	(IV) - 38
Juste valeur des actifs nets acquis	(I) - (II) + (III) + (IV) 689
Ecart d'acquisition	252
Coût d'acquisition total	941
Disponibilités et équivalents de disponibilités acquis à payer lors d'exercices ultérieurs	- 278
Décassements de la période liés aux acquisitions	663

* Apparition d'intérêts minoritaires lors du rachat de Distrigaz Sud (détenue à 51 %)

** Groupe Savelys (mise en équivalence en 2004 – intégration globale en 2005)

Le 1^{er} mars 2005, le Groupe a procédé à l'acquisition de 100 % d'ADF Normandie intervenant dans le domaine de la maintenance industrielle et la réparation.

Le 23 mars 2005, le Groupe a augmenté sa participation dans le capital du Groupe CGST Save, rebaptisé Groupe Savelys, de 20% à 59 %. Cette société est le premier groupe français de maintenance de chaudière individuelle. Mise en équivalence en 2004, cette société est consolidée en 2005 par intégration globale dans les comptes du Groupe.

Le 31 mai 2005, le Groupe a procédé à l'acquisition de 51 % du capital de Distrigaz Sud, présente dans le transport et la distribution de gaz aux particuliers et entreprises sur le marché roumain. Cette société est consolidée par intégration globale dans les comptes du Groupe.

Le 28 septembre 2005, le Groupe a acquis 25,5 % du capital du Groupe SPE (Société de Production d'Electricité), présent dans la production d'électricité et la commercialisation d'énergie, gaz et électricité, sur le marché belge.

Afin de répondre aux évolutions du marché du gaz naturel en Europe, Gaz de France et Total ont conclu en novembre 2003 un protocole d'intention visant à dénouer leurs participations croisées dans leurs sociétés communes de transport et de fourniture de gaz naturel en France, Gaz du Sud-Ouest (GSO détenue à hauteur de 30 % par Gaz de France) et la Compagnie Française du Méthane (CFM détenue à hauteur de 55 % par Gaz de France).

La clôture contractuelle et financière de ces opérations est intervenue le 3 janvier 2005, Gaz de France devenant actionnaire unique de CFM, et Total actionnaire unique de GSO. Gaz de France a absorbé CFM le 1^{er} juillet 2005.

Les principales incidences des acquisitions d'entreprises sur le compte de résultat depuis la date d'acquisition sont les suivantes :

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2005
Chiffre d'affaires	807
Résultat opérationnel	42
Résultat net part Groupe	37

1.2. Cessions

1.2.1. Cessions en 2007

Aucune opération significative n'est intervenue au titre de l'exercice.

1.2.2. Cessions en 2006

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	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>	2006
Ecarts d'acquisition et autres Immobilisations incorporelles	9
Immobilisations corporelles	48
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
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.

1.2.3. Cessions en 2005

Nom de la filiale	Pays	Activité	% de cession	Date de cession
G.S.O.	France	Transport- Stockage	30 %	03.01.2005

La cession de GSO a fait partie de l'opération de dénouement des participations croisées entre Total et Gaz de France évoquée au paragraphe 1.1.3. Avant sa cession, cette société était mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

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.

L'impact positif global du dénouement des participations croisées avec Total s'établit à 77,1 millions d'euros enregistrés en Autres produits et charges opérationnels.

La quote-part des actifs et passifs composant la valeur des titres mis en équivalence cédés se présente de la manière suivante :

<i>(En millions d'euros)</i>	2005
Ecarts d'acquisition et autres Immobilisations incorporelles	2
Immobilisations corporelles	165
Actifs financiers	1
Stocks et en-cours	30
Créances clients et comptes rattachés	47
Disponibilités et équivalents de disponibilités	1
Sous-total	(I) 246
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	30
Dettes fiscales et sociales	17
Dettes financières	60
Provisions pour avantages liés au personnel	2
Passifs d'impôts différés	37
Autres provisions	1
Sous-total	(II) 147
Actifs nets cédés = titres mis en équivalence	(I) – (II) 99
Bénéfice (perte) sur cessions	- 4
Produit total des cessions	95
<i>Moins</i>	
Trésorerie nette cédée	- 1
Encaissement de la période lié aux cessions	94

1.3. Changement de méthode de consolidation

1.3.1. Changements de méthode de consolidation en 2007

Une modification du pacte d'actionnaires (sans participation complémentaire) avec le partenaire de la société d'exploration-production britannique EFOG, intervenue le 1er février 2007, a conféré à Gaz de France un contrôle conjoint sur la société

justifiant une consolidation par intégration proportionnelle, alors que la société était précédemment mise en équivalence.

Le remplacement des administrateurs de SPE nommés par Gaz de France par un trustee ont conduit le Groupe à reconsidérer la nature du contrôle exercé : à compter du 30 novembre 2007, SPE, précédemment consolidée par intégration proportionnelle, est mise en équivalence.

Les impacts des changements de méthode sur les comptes consolidés peuvent se résumer comme suit :

<i>(En millions d'euros)</i>	2007
Immobilisations incorporelles	- 139
Immobilisations corporelles	34
Autres créances	26
Disponibilités et équivalents de disponibilités	27
Sous-total	(I) - 52
Dettes financières	- 43
Provisions	- 19
Impôt différés passifs non courants	15
Autres passifs	2
Sous-total	(II) - 45
Valeur des titres mis en équivalence	(I) – (II) - 7
Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence	11

1.3.2. Changements de méthode de consolidation en 2005

Nom de la filiale	Pays	Activité	% acquis	Date d'acquisition
Groupe Italcogim	Italie	Transport et Distribution International	40,00 %	05.08.2003
Arcalgas Energie	Italie	Transport et Distribution International	42,65 %	07.05.2002
Arcalgas Progetti	Italie	Transport et Distribution International	44,17 %	07.05.2002

Ces participations étaient détenues par le Groupe depuis 2002 et 2003, mais ne faisaient pas l'objet d'intégration dans les comptes consolidés en raison de la réglementation italienne limitant à 2% les droits de vote des sociétés étrangères. La cotation de Gaz de France depuis le 7 juillet 2005 a rendu inapplicable cette limitation des droits de vote, permettant ainsi l'intégration de ces entités dans le périmètre du Groupe.

Ces sociétés ont été mises en équivalence en raison de la réglementation italienne qui limitait le pouvoir au sein de ces entités.

2. RETRAITEMENT DES PÉRIODES DE COMPARAISON

2.1 – Finalisation des travaux d'affectation du coût d'acquisition de Maïa Eolis

Bilan consolidé résumé

(En millions d'euros)	2006 avant changements	Ajustements IFRS 3	2006 après changements
Ecarts d'acquisition	1 649	- 23	1 626
Actifs incorporels du domaine concédé	5 704	-	5 704
Autres immobilisations incorporelles	564	-	564
Immobilisations corporelles	16 625	+ 35	16 660
Autres actifs courants et non courants	18 367	-	18 367
Total actif	42 909	+ 12	42 921
Capitaux propres part du Groupe	16 197	-	16 197
Intérêts minoritaires	466	-	466
Passifs d'impôts différés	2 608	+ 12	2 620
Autres passifs courants et non courants	23 638	-	23 638
Total passif	42 909	+ 12	42 921

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 2006 de la société Maïa Eolis s'est traduite par la réaffectation d'une partie de l'écart d'acquisition aux actifs corporels pour 35 millions d'euros et d'impôts différés passifs pour 12 millions d'euros.

C – Compléments d'information relatifs aux bilan, compte de résultat et tableau des flux de trésorerie

1 – INFORMATION SECTORIELLE

Note 1 – Informations par secteur d'activité

Comparabilité des périodes

Suite à la mise en place de la nouvelle organisation du Groupe, certaines activités ont fait l'objet de reclassement entre les segments sur l'ensemble des périodes présentées.

Les principaux reclassements concernent :

- Activité de vente aux grands comptes de GDF Deutschland (Europe continentale) : secteur AVE (auparavant TDI),
- Groupe Savelys et DK6 : secteur AVE (auparavant SER),
- Filiales de transport en Europe (Megal GmbH, Segeo) : secteur TS (auparavant TDI),
- Vente de gaz en Angleterre : secteur TDI (auparavant AVE).

Secteurs d'activité

La segmentation repose sur des structures de gestion et de reporting internes : un secteur d'activité regroupe un sous-ensemble d'activités ou d'entités opérationnelles, chaque entité étant gérée séparément et fournissant une information financière et de gestion régulièrement disponible.

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 (Four. Ener. Serv.)** regroupe les secteurs d'activité suivants :

• Exploration-Production (E&P)

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 (AVE)

Ce segment regroupe les activités de négoce, de trading et des services associés. Les ventes concernent l'ensemble des clients : résidentiels, tertiaires et autres sociétés énergétiques. En France elles sont réalisées principalement par Gaz de France. Les ventes de gaz aux grands comptes en France, Allemagne et Belgique ainsi que d'électricité en Angleterre sont principalement assurées par Gaz de France. L'activité de trading est portée par Gaselys. Les services associés relèvent essentiellement de Savelys.

• Services (SER)

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 (groupe Cofathec),
- installations en environnement contrôlé, gestion d'unités industrielles (groupe Cofathec),
- production d'électricité (groupe Finergaz),
- Gaz Naturel Véhicules (GNVert).

Le pôle **Infrastructures (Infrastr.)** regroupe l'ensemble des activités en matière de transport et de distribution, réparties entre les segments :

• Transport – Stockage (TS)

Le réseau de transport du gaz en France 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 les réseaux Megal (Sud de l'Allemagne) et Segeo (Belgique), ainsi que la gestion des terminaux méthaniers et des installations de stockage en France.

• Distribution France (DIF)

Ce segment regroupe la gestion et l'exploitation des réseaux de distribution en France – investissement, renouvellement, maintenance – assurées par Gaz de France sur l'année 2007 et cédées à la filiale GrDF au 31/12/2007, 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 (TDI)

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, ces entités assurent aussi la commercialisation du gaz. Ce segment regroupe également la vente de gaz hors Europe continentale (notamment Angleterre).

Autres

Ce segment regroupe les contributions des entités holdings et celles dédiées au financement centralisé du Groupe, ainsi que les sociétés à vocation immobilière.

Éléments non alloués

Les charges et produits non alloués comprennent principalement des frais centraux, des 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.

Note 1 – 1 – Compte de résultat

• Groupe Gaz de France

(données comparatives retraitées – cf ci-dessus)

a) Chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires	31.12.2007			31.12.2006			31.12.2005		
	CA externe	Cessions internes	Total	CA externe	Cessions internes	Total	CA externe	Cessions internes	Total
Four Ener. Serv	21 178	1 823	23 001	21 344	1 924	23 268	18 161	1 514	19 675
Infrastr.	6 145	4 546	10 691	6 178	4 610	10 788	4 654	4 564	9 218
Autres	79	282	361	72	198	270	14	57	71
Non alloué	25	504	529	48	466	514	43	662	705
Éliminations	-	- 7 155	- 7 155	-	- 7 198	- 7 198	-	- 6 797	- 6 797
Total	27 427	-	27 427	27 642	-	27 642	22 872	-	22 872

b) Autres indicateurs

	Excédent Brut Opérationnel **		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Four Ener. Serv	2 331	1 916	1 156
Infrastr.	3 316	3 267	3 002
Autres	65	- 2	- 5
Non alloué	- 46	- 32	95
Total	5 666	5 149	4 248

** avant dépenses de renouvellement et paiements en actions cf Note 1-2

	Résultat Opérationnel		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Four Ener. Serv	1 777	1 449	767
Infrastr.	2 118	2 087	2 125
Autres	47	115	-
Non alloué	- 68	- 43	- 71
Total	3 874	3 608	2 821

	Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalences		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Four Ener. Serv	68	152	155
Infrastr.	31	24	34
Autres	-	-	-
Non alloué	-	-	-
Total	99	176	189

c) Éléments inclus dans le résultat opérationnel

	Frais de personnel		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Four Ener. Serv	977	890	832
Infrastr.	1 290	1 341	1 252
Autres	45	24	12
Non alloué	316	326	445
Total	2 628	2 581	2 541

	Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Four Ener. Serv	548	428	379
Infrastr.	931	967	919
Autres	27	28	10
Non alloué	7	7	10
Total	1 513	1 430	1 318

	Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Four Ener. Serv	18	49	7
Infrastr.	- 2	1	- 36
Autres	- 2	- 2	-
Non alloué	-	-	-
Total	14	48	- 29

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

• Pôle Fourniture d'Énergie et de Services

(données comparatives retraitées – cf ci-dessus)

a) Chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires	31.12.2007			31.12.2006			31.12.2005		
	CA externe	Cessions internes	Total	CA externe	Cessions internes	Total	CA externe	Cessions internes	Total
E&P	1 293	424	1 717	1 230	429	1 659	932	207	1 139
AVE	18 184	1 857	20 041	18 432	2 023	20 455	15 731	1 615	17 346
SER	1 701	106	1 807	1 682	119	1 801	1 498	70	1 568
Éliminations	-	- 564	- 564	-	- 647	- 647	-	- 378	- 378
Total	21 178	1 823	23 001	21 344	1 924	23 268	18 161	1 514	19 675

b) Autres indicateurs

	Excédent Brut Opérationnel **		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
E&P	1 127	1 270	726
AVE	1 075	529	325
SER	129	117	105
Total	2 331	1 916	1 156

** avant dépenses de renouvellement et paiements en actions cf Note 1-2

	Résultat Opérationnel		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
E&P	755	935	457
AVE	940	443	251
SER	82	71	59
Total	1 777	1 449	767

	Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalences		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
E&P	11	114	128
AVE	57	37	24
SER	-	1	3
Total	68	152	155

c) Éléments inclus dans le résultat opérationnel

	Frais de personnel		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
E&P	103	97	88
AVE	469	383	372
SER	405	410	372
Total	977	890	832

	Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
E&P	377	298	267
AVE	127	89	71
SER	44	41	41
Total	548	428	379

	Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
E&P	11	49	7
AVE	7	-	-
SER	-	-	-
Total	18	49	7

• Pôle Infrastructures

(données comparatives retraitées – cf ci-dessus)

a) Chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires	31.12.2007			31.12.2006			31.12.2005		
	CA externe	Cessions internes	Total	CA externe	Cessions internes	Total	CA externe	Cessions internes	Total
TS	488	2 006	2 494	384	1 971	2 355	228	1 910	2 138
DIF	517	2 559	3 076	642	2 647	3 289	774	2 652	3 426
TDI	5 140	62	5 202	5 152	26	5 178	3 652	17	3 669
Éliminations	-	- 81	- 81	-	- 34	- 34	-	- 15	- 15
Total	6 145	4 546	10 691	6 178	4 610	10 788	4 654	4 564	9 218

b) Autres indicateurs

	Excédent Brut Opérationnel **		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
TS	1 534	1 357	1 265
DIF	1 291	1 412	1 358
TDI	491	498	379
Total	3 316	3 267	3 002

** avant dépenses de renouvellement et paiements en actions cf Note 1-2

	Résultat Opérationnel		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
TS	1 185	1 013	934
DIF	552	726	900
TDI	381	348	291
Total	2 118	2 087	2 125

	Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalences		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
TS	1	2	-
DIF	1	2	-
TDI	29	20	34
Total	31	24	34

c) Éléments inclus dans le résultat opérationnel

	Frais de personnel		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
TS	296	289	284
DIF	711	801	802
TDI	284	251	166
Total	1 291	1 341	1 252

	Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
TS	353	344	343
DIF	453	444	441
TDI	125	179	135
Total	931	967	919

	Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
TS	-	-	-
DIF	-	-	-
TDI	- 2	1	- 36
Total	- 2	1	- 36

Note 1 – 2 – Réconciliation de l'EBO avec les états financiers

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Cash flow opérationnel avant impôt, dépenses de renouvellement et variation du BFR	5 904	5 118	4 254
Plus ou moins-values sur cessions	71	218	31
Dépenses d'exploration	- 103	- 86	- 44
Charges de retraites	- 4	31	141
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	- 145	38	- 44
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	- 65	- 217	- 128
Autres	8	47	38
Excédent Brut Opérationnel avant dépenses de renouvellement	5 666	5 149	4 248
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Résultat opérationnel	3 874	3 608	2 821
Amortissements et provisions	1 532	1 247	1 040
Paiements en action	13	-	132
Dépenses de renouvellement	247	294	255
Excédent Brut Opérationnel avant dépenses de renouvellement	5 666	5 149	4 248

Note 1 – 3 – Bilan

• Groupe Gaz de France

a) Actifs sectoriels

	Ecart d'acquisition		
	2007	2006	2005
Four Ener. Serv	623	551	492
Infrastr.	1 132	1 075	1 009
Autres	-	-	-
Non alloué	-	-	-
Total	1 755	1 626	1 501

	Actifs incorporels du domaine concédé		
	2007	2006	2005
Four Ener. Serv	164	167	163
Infrastr.	5 448	5 537	5 514
Autres	-	-	-
Non alloué	-	-	-
Total	5 612	5 704	5 677

	Autres immobilisations incorporelles		
	2007	2006	2005
Four Ener. Serv	255	181	125
Infrastr.	584	349	320
Autres	38	29	19
Non alloué	6	5	9
Total	883	564	473

	Immobilisations corporelles		
	2007	2006	2005
Four Ener. Serv	5 999	5 211	4 017
Infrastr.	11 359	11 079	10 910
Autres	311	331	226
Non alloué	36	39	-
Total	17 705	16 660	15 153

	Participations mises en équivalence		
	2007	2006	2005
Four Ener. Serv	75	311	332
Infrastr.	739	407	361
Autres	-	-	-
Non alloué	-	-	-
Total	814	718	693

	Instruments financiers dérivés actifs		
	2007	2006	2005
Four Ener. Serv	2 548	2 319	1 725
Infrastr.	79	2	44
Autres	85	21	14
Non alloué	-	-	-
Total	2 712	2 342	1 783

b) Passifs sectoriels

	Provision pour renouvellement		
	2007	2006	2005
Four Ener. Serv	54	49	46
Infrastr.	4 095	3 825	3 637
Autres	-	-	-
Non alloué	-	-	-
Total	4 149	3 874	3 683

	Provision pour reconstitution des sites		
	2007	2006	2005
Four Ener. Serv	447	397	326
Infrastr.	1 327	1 261	1 156
Autres	34	43	164
Non alloué	-	-	-
Total	1 808	1 701	1 646

	Instruments financiers dérivés passifs		
	2007	2006	2005
Four Ener. Serv	2 510	2 180	1 711
Infrastr.	6	8	11
Autres	24	9	79
Non alloué	-	-	-
Total	2 540	2 197	1 801

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

• Pôle Fourniture d'Énergie et de Services

a) Actifs sectoriels

	Ecart d'acquisition		
	2007	2006	2005
E&P	65	65	38
AVE	384	300	284
SER	174	186	170
Total	623	551	492

	Actifs incorporels du domaine concédé		
	2007	2006	2005
E&P	-	-	-
AVE	28	35	32
SER	136	132	131
Total	164	167	163

	Autres immobilisations incorporelles		
	2007	2006	2005
E&P	4	5	6
AVE	237	171	117
SER	14	5	2
Total	255	181	125

	Immobilisations corporelles		
	2007	2006	2005
E&P	3 542	3 088	2 923
AVE	2 268	1 939	920
SER	189	184	174
Total	5 999	5 211	4 017

	Participations mises en équivalence		
	2007	2006	2005
E&P	-	247	279
AVE	61	41	30
SER	14	23	23
Total	75	311	332

	Instruments financiers dérivés actifs		
	2007	2006	2005
E&P	-	-	-
AVE	2 547	2 319	1 725
SER	1	-	-
Total	2 548	2 319	1 725

b) Passifs sectoriels

	Provision pour renouvellement		
	2007	2006	2005
E&P	-	-	-
AVE	33	33	33
SER	21	16	13
Total	54	49	46

	Provision pour reconstitution des sites		
	2007	2006	2005
E&P	440	387	323
AVE	7	10	3
SER	-	-	-
Total	447	397	326

	Instruments financiers dérivés passifs		
	2007	2006	2005
E&P	-	-	-
AVE	2 508	2 178	1 708
SER	1	2	3
Total	2 509	2 180	1 711

• Pôle Infrastructures

a) Actifs sectoriels

	Ecart d'acquisition		
	2007	2006	2005
TS	-	-	-
DIF	-	-	-
TDI	1 132	1 075	1 009
Total	1 132	1 075	1 009

	Actifs incorporels du domaine concédé		
	2007	2006	2005
TS	-	-	-
DIF	5 448	5 537	5 514
TDI	-	-	-
Total	5 448	5 537	5 514

	Autres immobilisations incorporelles		
	2007	2006	2005
TS	140	10	3
DIF	185	101	47
TDI	259	238	270
Total	584	349	320

	Immobilisations corporelles		
	2007	2006	2005
TS	7 913	7 535	7 293
DIF	1 012	973	1 138
TDI	2 434	2 571	2 479
Total	11 359	11 079	10 910

	Participations mises en équivalence		
	2007	2006	2005
TS	3	13	13
DIF	15	16	15
TDI	721	378	333
Total	739	407	361

	Instruments financiers dérivés actifs		
	2007	2006	2005
TS	-	-	-
DIF	-	-	-
TDI	79	2	44
Total	79	2	44

b) Passifs sectoriels

	Provision pour renouvellement		
	2007	2006	2005
TS	-	-	-
DIF	4 095	3 825	3 637
TDI	-	-	-
Total	4 095	3 825	3 637

	Provision pour reconstitution des sites		
	2007	2006	2005
TS	209	196	167
DIF	1 098	1 032	960
TDI	20	33	29
Total	1 327	1 261	1 156

	Instruments financiers dérivés passifs		
	2007	2006	2005
TS	-	-	-
DIF	-	-	-
TDI	6	8	11
Total	6	8	11

Note 1 – 4 – Autres indicateurs

• Groupe Gaz de France

	Investissements d'équipement (y.c. dép. de renouvellement et crédit-bail)			Effectifs		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
Four Ener. Serv	1 064	998	608	17 364	17 009	16 551
Infrastr.	1 704	1 584	1 366	28 059	30 985	34 147
Autres	30	15	18	346	186	147
Non alloué	12	9	12	1 791	2 064	2 113
Total	2 810	2 606	2 004	47 560	50 244	52 958

• Pôle Fourniture d'Énergie et de Services

	Investissements d'équipement (y.c. dép. de renouvellement et crédit-bail)			Effectifs		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
E&P	630	581	499	1 131	1 115	1 205
AVE	391	382	76	8 818	7 180	6 985
SER	43	35	33	7 415	8 714	8 361
Total	1 064	998	608	17 364	17 009	16 551

• Pôle Infrastructures

	Investissements d'équipement (y.c. dép. de renouvellement et crédit-bail)			Effectifs		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
TS	796	629	451	4 505	4 417	4 407
DIF	724	787	793	12 202	14 712	15 110
TDI	184	168	122	11 352	11 856	14 630
Total	1 704	1 584	1 366	28 059	30 985	34 147

Note 2 – Informations par zone géographique

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.

Note 2 – 1 – Zone géographique d'origine

	Chiffre d'affaires			Résultat opérationnel		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
France	21 659	21 920	18 234	2 548	2 173	2 010
Europe hors France	8 570	8 082	5 739	1 232	1 373	731
Reste du monde	273	237	212	94	62	80
Éliminations	-3 075	-2 597	-1 313	-	-	-
Total	27 427	27 642	22 872	3 874	3 608	2 821

	Actifs sectoriels			Investissements d'équipement (y compris dép. de renouvellement et crédit-bail)		
	2007	2006*	2005	2007	2006	2005
France	20 221	18 916	17 658	1 916	1 809	1 367
Europe hors France	8 893	8 397	7 276	871	778	611
Reste du monde	366	300	346	23	19	26
Éliminations	-	-	-	-	-	-
Total	29 480	27 613	25 280	2 810	2 606	2 004

* Voir note B – Comparabilité des exercices, § 2 Retraitement des périodes de comparaison.

Note 2 – 2 – Chiffre d'affaires par zone géographique de destination

	Chiffre d'affaires		
	2007	2006	2005
France	16 066	16 802	14 733
Grande Bretagne	2 725	3 094	2 516
Benelux	2 075	1 836	1 100
Italie	1 548	1 165	1 108
Hongrie	691	709	631
Allemagne	1 156	1 211	944
Autres pays d'Europe	2 604	2 074	1 351
Reste du monde	562	751	489
Total	27 427	27 642	22 872

2 – COMPTE DE RÉSULTAT

Note 3 – Chiffre d'affaires

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Ventes d'énergie	23 644	23 849	19 479
Prestations de services et autres	3 681	3 671	3 306
Produits des activités du secteur financier	102	122	87
Chiffre d'affaires	27 427	27 642	22 872

Le chiffre d'affaires reconnu au titre de l'interprétation IFRIC 12 est de 302 millions d'euros en 2007, 397 millions d'euros en 2006 et 487 millions d'euros en 2005.

Note 4 – Consommations externes

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Achats d'énergie	14 753	15 810	12 569
Autres achats	4 631	4 390	3 856
Production immobilisée	- 253	- 224	- 131
Consommations externes	19 131	19 976	16 294

Note 5 – Charges de personnel

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Salaires et traitements y c. participation et intéressement	1 712	1 669	1 566
Charges sociales	507	499	467
Coût des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel des régimes à prestations définies	181	184	106
Paiement fondé sur des actions	13	-	132
Autres charges	215	229	270
Total charges de personnel	2 628	2 581	2 541

Effectifs

Les effectifs du Groupe s'élevaient à 47 560 personnes au 31 décembre 2007 contre 50 244 personnes au 31 décembre 2006 et 52 958 personnes à fin 2005.

Note 6 – Autres produits et charges opérationnels

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Reprises des provisions sur actifs courants	94	66	80
Subventions d'exploitation	31	10	11
Gains sur instruments financiers dérivés ⁽¹⁾	102	54	162
Résultat de cession des actifs corporels et incorporels ⁽²⁾	70	-	1
Résultat de cession de filiales ⁽³⁾	-	243	-
Ecarts d'acquisition négatifs	5	-	44
Autres	228	253	267
Total autres produits opérationnels	530	626	565
Dotations aux provisions sur actifs courants	110	173	70
Impôts et taxes	293	295	263
Pertes sur instruments financiers dérivés ⁽¹⁾	188	138	187
Résultat de cession des actifs corporels et incorporels ⁽²⁾	-	25	-
Résultat de cession de filiales ⁽³⁾	6	-	-
Autres	195	225	221
Total autres charges opérationnelles	792	856	741
Autres produits et charges opérationnels nets	- 262	- 230	- 176

[1] Les gains et pertes nets sur instruments financiers dérivés résultent de l'impact inhérent d'une part à l'inefficacité constatée dans les relations de couverture des achats ou ventes d'énergie et d'autre part aux variations de juste valeur des contrats dérivés faisant partie de stratégies de gestion des risques non reconnues en comptabilité de couverture ou de stratégies d'arbitrage.

Gain ou perte net sur instruments financiers dérivés

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Effet net de la part inefficace des couvertures sur achats ou ventes d'énergie	- 6	- 32	- 7
Autres gains et pertes nets sur contrats dérivés	- 80	- 52	- 18
Total gain ou perte net sur instruments financiers dérivés	- 86	- 84	- 25

(2) Les principales cessions de la période concernent des actifs en Exploration-Production, des actifs immobiliers et incorporels, ainsi que les effets d'un accord portant sur l'apport de la succursale de Gaz de France spécialisée dans la vente de gaz aux grands industriels italiens.

Résultat de cession des immobilisations corporelles et incorporelles

Au 31.12.2007 (En millions d'euros)	Charges	Produits
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	84	154
Résultat de cession des immobilisations corporelles et incorporelles		70

L'impôt afférent aux charges nettes de cession d'immobilisations corporelles et incorporelles s'établit à 16 millions d'euros.

(3) Au 31 décembre 2006, le résultat net de cession de filiales provient essentiellement de la cession des titres de la société KGM, générant une plus-value de 187 millions d'euros.

Note 7 – Dotations nettes aux amortissements et aux provisions
• Amortissements

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Dotation aux amortissements des actifs incorporels du domaine concédé	392	394	381
Dotation aux amortissements des autres actifs incorporels	73	66	40
Dotation aux amortissements des actifs corporels	1 049	970	897
Dotations nettes aux amortissements	(I) 1 514	1 430	1 318

• Dépréciations d'actifs

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Dépréciation des écarts d'acquisition	-	-	2
Dépréciation des autres immobilisations incorporelles (nette de reprises)	-	-	- 28
Dépréciation des autres immobilisations corporelles (nette de reprises)	14	48	- 1
Dotations nettes aux provisions sur actif immobilisé	(II) 14	48	- 27

Les tests de dépréciation des actifs ont été conduits sur la base de modèles de valorisation qui s'appuient sur les spécificités de chaque activité et, lorsque la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés a été employée, sur les plans à moyen ou à long terme, selon le cas, tels qu'ils sont utilisés pour les besoins du reporting interne.

Les actifs ont été principalement testés selon la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés. Les taux retenus lors de l'examen annuel 2007 de la valeur d'utilité des actifs pour

l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 8% et 12% pour le segment Exploration-Production, 5,5% et 8,5% pour le segment Transport Distribution International, entre 6,5% et 8% pour le segment Services.

Les tests de perte de valeur effectués en 2006 ont notamment conduit à constater une dépréciation de la valeur de champs d'exploration en Angleterre (49 millions d'euros au 31 décembre 2006).

• **Provisions pour risques et charges**

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Dotations aux provisions pour risques et charges	461	479	294
Reprises de provisions pour risques et charges	- 457	- 710	- 545
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges	(III) 4	- 231	- 251

Les principaux mouvements de la période concernent les dotations et reprises de la provision pour renouvellement.

En décembre 2007, la dotation (nette de reprise) à la provision pour renouvellement est diminuée d'une reprise de 89 millions d'euros faisant suite au réajustement du taux d'actualisation (de 4% à 4,5% – cf Annexe A).

Les reprises de provision de décembre 2006 incluent un montant non récurrent de 111 millions d'euros lié à une réestimation des obligations de l'entreprise au titre de la réhabilitation des « terrains des anciennes usines à gaz ».

<i>(En millions d'euros)</i>		1 532	1 247	1 040
Total des dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(I) + (II) + (III)			

Note 8 – Résultat financier

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET			
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	102	73	26
Résultat d'intérêt sur trésorerie et équivalents de trésorerie	37	13	
Résultat de cession d'équivalents de trésorerie (VMP liquides)	65	60	26
Coût de l'endettement financier brut :	- 272	- 196	- 228
Charges d'intérêt	- 278	- 206	- 232
Résultat net de change	6	10	4
TOTAL COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	- 170	- 123	- 202
AUTRES ÉLÉMENTS FINANCIERS			
Autres produits financiers :			
Gains de change non liés à la dette	146	80	70
Gains sur instruments financiers dérivés de change	6	3	1
Gains sur instruments financiers dérivés sur titres	-	61	66
Dividendes reçus	42	51	28
Produits d'intérêts	32	32	48
Rendement attendu des actifs de couverture des engagements envers le personnel	90	86	90
Produits nets de cession des actifs financiers non courants	-	113	81
Reprises de provisions pour risques et charges financières	31	19	28
Autres produits	120	70	76
Sous-total produits	467	515	488
Autres charges financières :			
Pertes de change non liées à la dette	- 72	- 127	- 108
Pertes sur instruments dérivés de change	- 14	- 1	- 10
Pertes sur instruments dérivés sur titres	-	- 57	- 58
Charges d'intérêts (hors emprunts)	- 15	- 9	- 24
Désactualisation des provisions pour avantages au personnel	- 130	- 129	- 117
Désactualisation des autres provisions	- 304	- 285	- 308
Perte sur actifs financiers non courants	-	- 3	-
Abandons de créances financiers donnés	- 2	- 1	- 2
Dotations aux provisions pour risques et charges financières	- 13	- 35	- 25
Autres charges	- 57	- 102	- 72
Sous-total charges	- 607	- 749	- 724
TOTAL AUTRES ÉLÉMENTS FINANCIERS	- 140	- 234	- 236

Note 9 – 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)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Impôts exigibles	1 311	1 222	867
Impôts différés	- 158	- 118	- 73
Impôts sur les résultats	1 153	1 104	794

Note 9 a – Rapprochement entre la charge d'impôt comptabilisée dans le résultat consolidé et la charge d'impôt théorique

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Résultat avant impôt	3 663	3 427	2 572
Ecart d'acquisition négatifs (note 6)	- 5	-	- 44
Dépréciation des écarts d'acquisition (note 7)	-	-	1
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	- 99	- 176	- 189
Résultat avant impôt et impacts des écarts d'acquisition et du résultat des sociétés mises en équivalence	3 559	3 251	2 340
Taux légal d'imposition	34,43 %	34,43 %	34,93 %
Charge d'impôt théorique	1 225	1 119	817
Différences de taux de l'année précédente ⁽¹⁾	- 78	-	-
Différences de taux d'imposition	49	4	18
Utilisation de déficits ou différences temporaires antérieurement non activés	- 4	- 12	- 34
Activation de déficits ou différences temporaires antérieurement non activés	-	-	- 17
Déficits de l'exercice non activés	- 6	-	-
Différences permanentes	- 33	- 7	10
Charge d'impôt effective	1 153	1 104	794
Taux d'impôt effectif	32,40 %	33,96 %	33,93 %

⁽¹⁾ La baisse du taux légal en Allemagne (de environ 39% à 30%) prévue pour l'exercice 2008 a un impact sur les stocks d'impôts différés et sur la détermination du Taux Effectif d'Impôt au 31 décembre 2007 d'environ -82 millions d'euros.

Note 9 b – Impôts exigibles et impôts différés

9 b 1 - Impôts exigibles

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Impôts exigibles – actif	233	84	69
Impôts exigibles – passif	- 529	- 208	- 154
Impôts exigibles nets	- 296	- 124	- 85

Note 9 b 2 – Variation d'impôts différés

(En millions d'euros)	31.12.2006	Résultat	Capitaux propres	Variation de périmètre	Autres	31.12.2007
Impôts différés actifs	61	152	- 125	4	- 13	79
Impôts différés passifs	- 2 620	6	- 30	- 33	43	- 2 634
Impôt différé Net	- 2 559	158	- 155	- 29	30	- 2 555

Note 9 b 3 – Sources d'impôts différés par catégorie de différence temporelle

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Immobilisations	36	8	131
Provisions et charges à payer	245	349	288
Déficits reportables	393	257	181
Instruments financiers	45	81	72
Autres	25	32	45
Impôt différé actif	744	727	717
Immobilisations	- 2 257	- 2 481	- 2 600
Amortissement fiscal dérogatoire	- 801	- 544	- 437
Autres provisions réglementées	- 61	- 90	- 148
Provisions et charges à payer	- 9	- 11	- 12
Contribution des tiers sur actifs en concession	- 121	- 124	- 142
Instruments financiers	- 4	-	- 15
Autres	- 46	- 36	- 36
Impôt différé passif	- 3 299	- 3 286	- 3 389
Impôt différé net	- 2 555	- 2 559	- 2 672

Note 9 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	6	-	2	4
Autres différences temporelles	2	-	1	1
Total	8	-	3	5

Note 10 – Résultat par action
Note 10 – 1 – Bénéfice de base par action

	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Numérateur			
Résultat net part du groupe (en millions d'euros)	2 472	2 298	1 782
Dénominateur			
Nombre moyen d'actions en circulation (en milliers)	983 115	983 719	942 439
Résultat par action non dilué (en euros)	2,51	2,34	1,89

Note 10 – 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.

3 – BILAN – ACTIFS NON FINANCIERS

Note 11 – 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 01.01.2005	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	*53		10	2		- 2	63
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	1 796	10 980	388	139	249	149	13 701
Augmentations		6	148		508	4	666
Diminutions		- 260	- 4	- 1		- 4	- 269
Variation de périmètre	148		- 54	119		- 59	154
Ecarts de conversion	14		- 15			- 2	- 3
Transfert des immo. en cours		283	112		- 432	37	-
Autres		- 3	- 8		2	2	- 7
Valeur brute au 31.12.2007	1 958	11 006	567	257	327	127	14 242

* 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 2006 de la société Maïa Eolis s'est essentiellement traduite par l'allocation de 23 millions d'euros de l'écart d'acquisition initial constaté aux actifs corporels (cf Annexe B.2).

L'augmentation des immobilisations incorporelles en 2007 concerne :

- des actifs incorporels du domaine concédé pour 302 millions d'euros,
- l'acquisition d'un droit de construire et d'exploiter des unités de stockage souterrain de gaz naturel en cavités salines à Stublach, dans le Nord-Ouest de l'Angleterre, et d'une capacité de 400 millions de mètres cubes, pour 134 millions d'euros,

- des applications informatiques et cartographiques (212 millions d'euros),

- autres : 18 millions d'euros.

Les principales variations de périmètre sont détaillées en annexe B « Comparabilité des exercices ».

<i>(En millions d'euros)</i>	Ecarts d'acquisition	Concessions	Brevets, licences et droits similaires	Contrats clientèle	Immobilisations incorporelles en-cours	Autres	Total
Amortissements et pertes de valeur cumulés au 01.01.2005	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
Dotations aux amortissements		392	43	11		19	465
Reprises d'amortissement sur cessions et retraits		- 258	- 3			- 4	- 265
Pertes de valeur – Dotations							
Pertes de valeur – Reprises							
Variation de périmètre	33		- 6	- 14		- 27	- 14
Ecarts de conversion			- 1			- 1	- 2
Autres		1	2		- 2		1
Amortissements et pertes de valeur cumulés au 31.12.2007	203	5 509	202	20	1	57	5 992
<i>(En millions d'euros)</i>	Ecarts d'acquisition	Concessions	Brevets, licences et droits similaires	Contrats clientèle	Immobilisations incorporelles en-cours	Autres	Total
Valeur nette comptable au 31.12.2005	1 501	5 587	194	117	164	88	7 651
Valeur nette comptable au 31.12.2006	1 626	5 606	221	116	246	79	7 894
Valeur nette comptable au 31.12.2007	1 755	5 497	365	237	326	70	8 250

L'évolution du poste **Écarts d'acquisition** s'analyse comme suit :

(En millions d'euros)

Écarts d'acquisition au 31.12.2005	1 501
Variation de périmètre :	
<i>Maïa Eolis</i>	34
<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	1 626
Variation de périmètre :	
<i>Erelia</i>	69
<i>Vendite Italia</i>	33
<i>Société Eolienne de la Haute Lys</i>	18
<i>Groupe COFATHEC</i>	- 11
<i>AUTRES</i>	6
Écarts de conversion	14
Écarts d'acquisition au 31.12.2007	1 755

Les écarts de conversion concernent essentiellement les écarts d'acquisition en peso mexicain (- 3 millions d'euros), en lei roumain (- 2 millions d'euros) et en couronne slovaque (+ 21 millions d'euros).

Les écarts d'acquisition inscrits au bilan au 31 décembre 2007 concernent principalement :

- Groupe SPP : 829 millions d'euros (segment Transport Distribution International)
- Groupe Savelys : 255 millions d'euros (segment Achat-Vente d'énergie)
- Gasag : 206 millions d'euros (segment Transport Distribution International)
- Groupe Cofathec : 174 millions d'euros (segment Services)

Concessions

Le Groupe exploite le principal réseau de distribution de gaz naturel en France et le premier réseau de distribution en Europe de l'Ouest par sa longueur, avec environ 186 000 kilomètres. La quasi-totalité des communes françaises de plus de 10 000 habitants au sein de la zone de desserte y est raccordée, dans lesquelles résident environ 76% de la population française.

En France, ces contrats sont pour la quasi-totalité des contrats de concession de gaz naturel conclus pour une durée initiale de 25 à 30 ans et qui s'inscrivent dans le cadre de la loi n° 46-628

du 8 avril 1946 et sur la base d'un modèle de cahier des charges établi conjointement entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies en 1994.

La durée moyenne restante, pondérée par les volumes acheminés, est de 17,8 ans.

Les principes comptables découlant de l'interprétation IFRIC 12 sont appliqués aux contrats de concession qui entrent dans son champ d'application, à savoir les concessions de distribution publique de GrDF 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 contrats de concession n'entrent pas dans le champ d'application du texte interprétatif, le critère 5 B de l'interprétation, qui porte sur le contrôle par le concédant des intérêts résiduels dans l'infrastructure au terme du contrat de concession, n'étant pas satisfait. Les actifs exploités dans le cadre de ces contrats sont comptabilisés en actifs corporels en application de la norme IAS 16.

Tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution

GrDF applique depuis le 1er janvier 2006 les tarifs fixés par les pouvoirs publics par la décision du ministre de l'Economie, de l'Industrie et de l'Emploi 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.

Frais de recherche et développement

Aucun frais de développement n'a été enregistré en immobilisations en 2007, 2006 et 2005.

Les frais de recherche et développement, comptabilisés en charges, sont de 86 millions d'euros au 31 décembre 2007 et de 84 millions d'euros au 31 décembre 2006. Ils s'élevaient à 73 millions d'euros pour l'exercice 2005.

Quotas d'émission de CO₂

Le groupe Gaz de France ne détient pas au 31 décembre 2007 de quotas acquis en excédent au titre des obligations du plan français d'allocations de quotas pour la période 2005-2007.

Note 12 – Immobilisations corporelles

Note 12 a – Variations de l'exercice

Valeur brute (En millions d'euros)	Installations techniques							Autres immobi- lisations en cours et avances	Immobi- lisations en cours et avances	Total immobi- lisations corporelles	
	Transport	TM ^(a)	Stockage	Distribution	Exploration Production	Autres	Terrains Constructions				
au 01.01.2005	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	1500	1 837
Diminutions	- 46		- 26	- 12	- 89	- 31	- 2	- 23	- 32	- 92	- 353
Var. de périmètre	13				- 46	707	2		- 14	20	682
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	2 866	137	1 368	522	2 295	24 834
Augmentations	15		5	13	151	28	2	7	32	1 750	2 003
Diminutions	- 17		- 15	- 13	- 25	- 57	- 2	- 71	- 23	- 85	- 308
Var. de périmètre				- 1	476	- 184	- 3	- 10	180	28	486
Ecart de conversion	8		2	- 32	- 59	- 3		- 7	1	8	- 82
Transfert des immo. en cours	266	10	97	141	948	227	2	59	19	- 1769	0
Autres	1	2	- 7	59	122	- 92		31	- 10	- 94	12
au 31.12.2007	7 219	446	3 317	3 356	5 455	2 785	136	1 377	721	2 133	26 945

(a) TM : terminaux méthaniers

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

Les investissements d'équipement (enregistrés en immobilisations corporelles et incorporelles) s'établissent à 2 552 millions d'euros en 2007, 2 169 millions d'euros pour l'année 2006 et 1 749 millions d'euros en 2005 (cf note 21).

Ils intègrent 1 201 millions d'euros d'investissements dans le secteur des Infrastructures en France, notamment en Transport-Stockage (724 millions d'euros pour l'ensemble composé de Gaz de France SA et GRTgaz) et en Distribution (477 millions d'euros).

En outre, les opérations d'investissement sans incidence sur la variation de la trésorerie comprennent les acquisitions en location-financement pour 10 millions d'euros en 2007, 143 millions d'euros en 2006 (essentiellement la mise en service d'un méthanier) et 9 millions d'euros en 2005.

Les investissements des filiales concernent principalement le secteur de l'Exploration-Production pour 630 millions d'euros (développement de projets).

Les principales variations de périmètre sont détaillées en annexe B « Comparabilité des exercices ».

Amortissements et pertes de valeur cumulés	Installations techniques							Autres immobi- lisations	Immobi- lisations en cours et avances	Total immobili- sations corporelles	
	Transport	TM ^(a)	Stockage	Distribution	Exploration Production	Autres	Terrains				Constructions
au 01.01.2005	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
Dotations amort.	249	12	94	98	364	123	3	73	36		1 052
Reprises(cess./retr.)	- 11		- 13	- 9	- 26	- 51		- 51	- 25		- 186
Perte de valeur – dotations								1	2	18	21
Perte de valeur – reprises				- 1		- 3		- 1		- 2	- 7
Var. de périmètre				- 7	273	- 34	9	- 5	11		247
Ecart de conversion	3		1	- 2	- 48	2				- 3	- 47
Autres			- 1	- 9	40	16	- 10	3	- 3	- 50	- 14
au 31.12.2007	2 024	334	1 357	984	2 687	733	37	678	337	69	9 240

(a) TM : Terminaux Méthaniers

Valeur nette (En millions d'euros)	Installations techniques							Constr- uctions	Autres immobi- lisations	Immobi- lisations en cours et avances	Total immobili- sations corpor- elles
	Transport	TM ^(a)	Stockage	Distribution	Exploration Production	Autres	Terrains				
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	2 186	102	710	206	2 189	16 660
au 31.12.2007	5 195	112	1 960	2 372	2 768	2 052	99	699	384	2 064	17 705

(a) TM : Terminaux méthaniers

Les tests de perte de valeur effectués en 2007 ont notamment conduit à constater une dépréciation de la valeur de champs d'exploration au Royaume-Uni de 10 millions d'euros contre 49 millions d'euros à fin 2006.

Les immobilisations incluent les actifs de démantèlement pour les montants suivants :

(En millions d'euros)	Valeurs brutes au 31.12.2007	Amortissements	Valeurs nettes au 31.12.2007	Valeurs nettes au 31.12.2006	Valeurs nettes au 31.12.2005
Actifs de démantèlement	1 172	319	853	855	797

Note 12 b – Coûts d'exploration immobilisés

Le tableau suivant présente la variation nette des coûts d'exploration immobilisés :

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Solde d'ouverture	136	80	26
Coûts immobilisés dans l'attente de détermination de réserves prouvées	92	104	83
Montants précédemment immobilisés et passés en charge de l'exercice	- 44	- 45	- 13
Montants transférés en immobilisations de développement	- 10	- 3	- 16
Solde de clôture	174	136	80

Note 12 c – Contrats de location-financement (y compris actifs incorporels)

(En millions d'euros)	Valeur brute au 31.12.2007	Amortissement et dépréciation	Valeurs nettes au 31.12.2007	Valeurs nettes au 31.12.2006	Valeurs nettes au 31.12.2005
Installations techniques	879	263	616	644	536
Constructions	252	100	152	174	183
Autres	4	2	2	1	2
Total immobilisations corporelles	1 135	365	770	819	721
Actifs incorporels	67	30	37	45	40
Total actifs en location-financement	1 202	395	807	864	761

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

Le rapprochement entre la valeur non actualisée et la valeur actualisée des paiements minimaux se présente comme suit :

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2007		31.12.2006	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
À moins d'un an	177	134	109	81
De un an à cinq ans	574	454	449	363
À plus de cinq ans	281	230	446	373
Total paiements futurs minimaux	1 032	818	1 004	817

Note 12 d – Engagements d'investissements d'équipement (y compris actifs incorporels)

<i>Obligations Contractuelles</i> <i>(En millions d'euros)</i>	Total	Paiements dus par période		
		A moins d'un an	De un à cinq ans	A plus de cinq ans
Engagements d'Investissements d'équipement	2 247	670	1 519	58
Autres investissements	4	0	2	2
Total	2 251	670	1 521	60

(montants non actualisés)

Les engagements d'investissements s'élèvent à 2 247 millions d'euros et concernent principalement :

- 89 millions d'euros relatifs à l'achèvement du terminal méthanier de Fos Cavaou dont la mise en service initialement prévue pour le second semestre 2008 est repoussée au premier semestre 2009,
- 407 millions d'euros relatifs à la construction de centrales dont la mise en service est prévue en 2008,
- 1 170 millions d'euros relatifs aux engagements d'investissement du secteur Exploration Production (dont 706 millions d'euros en 2008 et 2009).

Note 13 – Participations mises en équivalence, Sociétés en intégration proportionnelle

Note 13 a – Participations mises en équivalence

Les participations du Groupe dans des entreprises associées et les pourcentages de participation sont détaillés en note 24.

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 :

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Actifs non courants	1 675	1 490	1 161
Actifs courants	392	569	491
Passifs non courants	- 962	- 889	- 620
Passifs courants	- 315	- 474	- 396
Actifs nets	790	696	636
Ecarts d'acquisition	24	22	57
Participations mises en équivalence (Bilan)	814	718	693
Chiffre d'affaires	558	878	838
Résultat	99	176	189

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Valeur de la participation à l'ouverture	718	693	385
Quote part de résultat	99	176	189
Variation de périmètre	5	59	233
Ecart de conversion	- 3	7	7
Dividendes	- 65	- 217	- 144
Autres	60		23
Valeur de la participation à la clôture	814	718	693

Une modification du pacte d'actionnaires (sans participation complémentaire) avec le partenaire de la société d'exploration-production britannique EFOG, intervenue le 1^{er} février 2007, a conféré à Gaz de France un contrôle conjoint sur la société justifiant d'une consolidation par l'intégration proportionnelle depuis cette date.

Le Groupe SPE, dont l'activité est la production et la fourniture d'énergie, représente 32 % du poste des participations mises en équivalence. Ce groupe est mis en équivalence depuis le 30 novembre 2007 (cf Annexe B.1.3.1).

Le Groupe RETI, dont l'activité est la distribution du gaz, représente 39 % du poste des participations mises en équivalence (43 % au 31 décembre 2006).

La société Gaz Transport & Technigaz, dont l'activité est le développement de technologies à membranes pour les méthaniers, contribue à hauteur de 58 % au résultat des sociétés mises en équivalence (21% au 31 décembre 2006).

Le Groupe NOVERCO, dont l'activité est le transport et la distribution d'énergie en Amérique du Nord, détient une participation non consolidée dans la société cotée Enbridge Inc comptabilisée en Actifs Disponibles à la Vente dans ses comptes. Bien que le Groupe NOVERCO soit mis en équivalence, la part du Groupe Gaz de France dans la plus-value latente dégagée sur ces titres impacte les capitaux propres recyclables du Groupe Gaz de France, soit un montant net total de 59 millions d'euros au 31 décembre 2007.

Note 13 b – Sociétés en intégration proportionnelle

Les montants ci-dessous représentant la quote-part détenue par le Groupe dans les actifs, passifs, produits et charges avant élimination des opérations réciproques.

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Actifs non courants	2 713	2 809	2 378
Actifs courants	4 336	4 045	3 935
Total Actif	7 049	6 854	6 313
Passifs non courants	997	1 025	1 059
Passifs courants	3 873	3 496	3 645
Total Passif	4 870	4 521	4 704
Produits	2 278	2 287	1 593
Charges	1 851	1 942	1 317
Résultat	427	345	276

Note 14 – Stocks et en-cours

<i>(En millions d'euros)</i>	Valeur brute au 31.12.2007	Dépréciation	Valeur nette au 31.12.2007	Valeur nette au 31.12.2006	Valeur nette au 31.12.2005
Stocks de gaz	1 677	- 53	1 624	1 812	1 336
Autres stocks et en-cours	195	- 29	166	123	116
Stocks et en-cours	1 872	- 82	1 790	1 935	1 452

4 – CAPITAUX PROPRES

Note 15 – Capital – Actions en circulation

Note 15 a – Actions en circulation

Actions ordinaires en circulation	
Au 1^{er} 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
Au 31 décembre 2007	983 871 988

* L'augmentation de capital est assortie d'une prime d'émission de 1 789 millions d'euros.

Capital social	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Nombre d'actions émises et entièrement libérées	983 871 988	983 871 988	983 871 988
Nombre d'actions émises et non entièrement libérées			
Nombre total d'actions composant le capital social	983 871 988	983 871 988	983 871 988

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 2007, il n'existe aucun instrument de dilution.

Note 15 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 et reconduit par périodes de 12 mois.

En outre, au cours du second semestre 2007, Gaz de France a procédé à des rachats de titres sur le marché afin de couvrir son plan d'attribution d'actions gratuites.

Les actions propres détenues en portefeuille à la clôture dans ce cadre sont portées en déduction des capitaux propres.

Au 31 décembre 2007, Gaz de France détient 1 530 000 actions au titre de l'autocontrôle.

Note 15 c – Attribution d'actions gratuites au personnel

L'Assemblée générale mixte de Gaz de France du 23 mai 2007 a autorisé, dans sa seizième résolution, le Conseil d'administration à attribuer gratuitement un nombre maximal d'actions égal à 0,2% du capital social de Gaz de France.

Le Conseil d'administration de Gaz de France, réuni en date du 20 juin 2007 a décidé de mettre en œuvre un plan d'attribution gratuite d'actions.

Cette attribution donne droit à recevoir gratuitement des actions de la société, à l'issue d'une période d'acquisition de 2 ans et pour une partie des titres sous réserve de la satisfaction de conditions de performance.

Aucun autre instrument de capitaux propres n'a été attribué en 2007.

Description du modèle d'évaluation pour les instruments attribués au cours de la période

En application d'IFRS 2 – Paiement fondé sur des actions, Gaz de France a évalué la juste valeur des biens ou services reçus pendant la période en se basant sur la juste valeur des instruments de capitaux propres ainsi attribués.

L'évaluation est effectuée à la date d'octroi. La juste valeur d'une action attribuée correspond au prix de marché de l'action à la date d'attribution, ajusté d'une part pour la perte de dividende attendu pendant la période d'acquisition de deux ans et d'autre part de la période d'incessibilité attachée aux titres. Le coût attaché à cette incessibilité n'est pas significatif. Le taux d'actualisation appliqué est un taux sans risque.

Cette valeur est enregistrée en charges de rémunération en actions, linéairement entre la date d'octroi et la date à laquelle les conditions d'attributions sont levées avec une contrepartie directe en capitaux propres.

Compte tenu du nombre de droits à attribution gratuites d'actions distribué le 20 juin 2007, la charge maximale représentative de la juste valeur des actions qui pourraient ainsi être attribuées, sous réserve de la satisfaction des conditions de performance fixées par le Conseil d'administration de Gaz de France, est une charge de 47 millions d'euros hors impôts sur la base de 1,4 millions de titres.

Elle sera ajustée en fonction des éventuelles révisions relatives aux hypothèses afférentes aux taux de départs effectifs intervenus au cours de la période et au respect des conditions de performance. Elle sera définitivement fixée sur la base du nombre d'actions effectivement distribuées à l'issue de cette période.

Au titre de l'attribution d'actions gratuites, une charge de 13 millions d'euros a été reconnue dans le compte de résultat au 31 décembre 2007.

Note 15 d – Dividende

Conformément à la décision des actionnaires réunis en Assemblée générale mixte le 23 mai 2007, Gaz de France a mis en paiement, le 30 mai 2007, le dividende relatif à l'exercice 2006 d'un montant de 1 082 millions d'euros, soit 1,10 euro par action ordinaire.

Note 15 e – Ecarts de conversion par devise (part groupe)

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Zone USD	- 7	0	10
Zone GBP	- 49	17	4
Dollar canadien (CAD)	1	- 1	2
Couronne slovaque (SKK)	312	294	127
Couronne norvégienne (NOK)	28	19	26
Peso mexicain (MXN)	- 27	- 1	23
Lei roumain (RON)	- 2	16	- 7
Florin hongrois (HUF)	4	5	7
Autres devises	- 3	0	1
TOTAL	257	349	194

5 – BILAN – PASSIFS NON FINANCIERS

Note 16 – Provisions (hors provisions pour avantages au personnel)*

(En millions d'euros)	Provision pour renouvellement	Reconstitution des sites	Litiges	Autres	Total Provisions
au 31.12.2006	3 874	1 701	135	207	5 917
Dotations au compte de résultat	386	3	20	57	466
Augmentation par Bilan **		67			67
Provisions consommées	- 247	- 22	- 23	- 42	- 334
Provisions excédentaires ou devenues sans objet	- 89	- 5	- 4	- 47	- 145
Diminution par Bilan **		- 14		- 1	- 15
Reclassements		- 3		- 1	- 4
Variation de périmètre		3		- 12	- 9
Ecart de change		- 2			- 2
Effet de la désactualisation	225	78		1	304
Autres		2			2
au 31.12.2007	4 149	1 808	128	162	6 247
Non courant 2007					6 088
Courant 2007					159
au 31.12.2007					6 247
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

* Les provisions pour avantages au personnel sont détaillées en note 17

** 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 GrDF.

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 4,5 % [compte tenu d'une durée moyenne de l'ordre de 13 ans]. Le taux d'actualisation était de 4% au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005.

L'ajustement du taux aux conditions actuelles du marché s'est traduit par une reprise de provision de 89 millions d'euros au 31 décembre 2007.

Sur la base des paramètres actuellement applicables en matière de coûts estimés et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 50 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour renouvellement de l'ordre de 2%, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Provision pour reconstitution des sites

Elle concerne principalement Gaz de France, GrDF, GRTgaz et les filiales d'Exploration-Production.

Les sites concernés de Gaz de France, GrDF 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 34 millions d'euros au 31 décembre 2007 (41 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 164 millions d'euros au 31 décembre 2005). 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 en 2006 ;

- d'autre part les canalisations de transport, conduites de distribution, sites de stockage et terminaux méthaniens en exploitation (1 310 millions d'euros au 31 décembre 2007, 1 231 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 1 129 millions d'euros au 31 décembre 2005).

Pour les sites opérés, comme pour les installations d'exploration-production (440 millions d'euros au 31 décembre 2007, 386 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 320 millions d'euros au 31 décembre 2005), 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 4,5% pour les installations d'exploration-production au 31 décembre 2007 (4% au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005) et de 5% au 31 décembre 2007, 2006 et 2005, pour les installations de transport et de distribution de Gaz de France, GrDF et GRTgaz compte tenu des maturités des obligations respectives.

Note 17 – Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

1. Engagements de retraite envers le personnel de Gaz de France SA, GrDF, 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, depuis le 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 depuis le 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 SA, GrDF, 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 réversions 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 2007 est de 5 % contre 4,25 % au 31 décembre 2005 et au 31 décembre 2006.

3. Autres engagements postérieurs à l'emploi et engagements long terme envers le personnel de Gaz de France SA, GrDF, 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 5 % en 2007 et 4,25 % en 2005 et 2006, 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 4,5 % pour 2007 et 4 % en 2005 et 2006.

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 ».

4. Engagements envers le personnel des autres filiales

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.

5. Fonds externalisés

5.1. Couverture des engagements envers le personnel de Gaz de France SA, GrDF, GRTgaz et DK6

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

6. Tableaux détaillés

> 6.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		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Taux d'actualisation (Zone euro)	5%	4,25%	4,25%	Entre 4% et 5% suivant les risques	4.25% ou 4% suivant les risques	4.25% ou 4% suivant les risques
Taux de rendement escompté des actifs de couverture	4,48%	4,4%	4,7%	Entre 4% et 6% suivant les pays	Entre 4% et 6% suivant les pays	Entre 4% et 6% suivant les pays

Selon les estimations établies par le groupe, une variation de +/- 50 points de base du taux d'actualisation entraînerait une variation des engagements d'environ 5%.

gouvernementales de la zone euro ainsi que les actions des plus grandes valeurs de la zone euro et hors zone euro.

Pour le calcul du taux de rendement attendu des actifs, le portefeuille d'actifs est éclaté en sous-ensembles homogènes, par grandes classes d'actifs et zones géographiques, sur la base de la composition des indices de références et des volumes présents dans chacun des fonds au 31 décembre de l'exercice précédent.

À chaque sous-ensemble est appliquée une prévision de rendement pour l'exercice, fournie publiquement par un tiers ; une performance globale en valeur absolue est alors reconstituée et rapportée à la valeur du portefeuille de début d'exercice.

5.2. Couverture des engagements envers le personnel des autres filiales

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.

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

> 6.b Variation de la valeur actualisée de l'obligation

(En millions d'euros)	Retraites			Autres avantages postérieurs à l'emploi			Avantages long terme			Total		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	1 854	1 738	1 955	852	799	731	262	257	250	2 968	2 794	2 936
Coût des services rendus de la période	127	130	116	20	28	43	28	26	21	175	184	180
Charges d'intérêt sur obligation	83	81	74	36	38	34	11	10	9	130	129	117
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	- 186	22	71	- 89	18	71	-	-	-	- 275	40	142
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	- 95	- 108	- 108	- 38	- 36	- 43	- 30	- 31	- 23	- 163	- 175	- 174
Contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires	-	-	- 372	-	-	-	-	-	-	-	-	- 372
Variation de périmètre	- 10	-	11	- 3	-	13	- 2	-	4	- 15	-	28
Liquidation	-	-	-	-	-	- 76	-	-	-	-	-	- 76
Autres	-	- 9	- 9	31	5	26	- 4	-	- 4	27	- 4	13
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	1 773	1 854	1 738	809	852	799	265	262	257	2 847	2 968	2 794

> 6.c Variation de la juste valeur des actifs du régime

(En millions d'euros)	Retraites			Autres avantages postérieurs à l'emploi		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 907	1 753	1 878	114	111	103
Rendement attendu des actifs	84	81	86	6	5	5
Primes nettes de frais de gestion	81	124	112	10	-	-
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	- 20	34	84	- 4	3	10
Prestations payées par les actifs de couverture	- 75	- 86	- 35	- 9	- 5	- 5
Contributions exceptionnelles CNAV, AGIRC, ARRCO	-	-	- 372	-	-	-
Autres	- 6	1	-	- 4	-	- 2
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 971	1 907	1 753	113	114	111

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Placements actions	32 %	41 %	40 %
Placements obligataires	45 %	37 %	35 %
Autres (y compris monétaires)	23 %	22 %	25 %
Total	100 %	100 %	100 %

Information relative au rendement des actifs

	Retraites			Autres avantages envers le personnel		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Rendement réel des actifs de couverture	3,30 %	6,63 %	9,3 %	3,00 %	7,61 %	9,7 %

> 6.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)
31.12.2005						
À 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
Ecart actuariels	71	84	- 13	71	10	61
Contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires	- 372	- 372	-	-	-	-
Autres	2	-	2	39	- 2	41
À la clôture	1 738	1 753	- 15	1 056	111	945

<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)
31.12.2006						
À 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
Ecart actuariels	22	34	- 12	18	3	15
Autres	- 9	1	- 10	5	-	5
À la clôture	1 854	1 907	- 53	1 114	114	1 000

<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)
31.12.2007						
À l'ouverture	1 854	1 907	- 53	1 114	114	1 000
Charges ou produits de la période	210	84	126	95	6	89
Cotisations versées aux fonds pour la part des régimes financés	-	81	- 81	-	10	- 10
Prestations versées pour la part des régimes non financés	- 95	- 75	- 20	- 68	- 9	- 59
Ecart actuariels	- 186	- 20	- 166	- 89	- 4	- 85
Autres	- 10	- 6	- 4	22	- 4	26
À la clôture	1 773	1 971	- 198	1 074	113	961

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

> 6.e Composante de la charge de la période

(En millions d'euros)	Retraites			Autres avantages postérieurs à l'emploi			Avantages long terme			Total		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Coût des services rendus de la période	127	130	116	20	28	43	28	26	21	175	184	180
Charges d'intérêt sur obligation	83	81	74	36	38	34	11	10	9	130	129	117
Liquidation	-	-	-	-	-	-76	-	-	-	-	-	-76
Rendement attendu des actifs de couverture	-84	-81	-86	-6	-5	-5	-	-	-	-90	-86	-91
Charge totale de la période	126	130	104	50	61	-4	39	36	30	215	227	130

> 6.f Rapprochement des actifs et passifs comptabilisés

(En millions d'euros)	Retraites			Autres avantages postérieurs à l'emploi			Avantages long terme			Total		
	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture totalement ou partiellement financée	1 673	1 712	1 617	138	114	125	7	-	-	1 818	1 826	1 742
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture non financée	100	142	121	671	738	675	259	262	257	1 030	1 142	1 053
Juste valeur des actifs de couverture	-1 971	-1 907	-1 753	-110	-114	-111	-3	-	-	-2 084	-2 021	-1 864
Divers												
Montant de la provision reconnue au passif	156	142	144	699	738	689	263	262	257	1 118	1 142	1 090
Montant reconnu à l'actif	-354	-195	-159	-	-	-	-	-	-	-354	-195	-159

> 6.g Montant estimatif des prestations à verser en 2008

Le montant estimatif des prestations à verser aux régimes en 2008 est de 168 millions d'euros.

7. Rapprochement avec les montants de provision au bilan

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Provision au titre des retraites	156	142	144
Provision au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi et des avantages long terme (yc. IFC)	962	1 000	946
Montant de la provision	1 118	1 142	1 090

8. Soldes des écarts actuariels (avant impôt) comptabilisés en capitaux propres

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Solde à l'ouverture	287	284	236
Pertes (gains) actuariels générés sur l'année	-251	3	48
Solde à la clôture	36	287	284

6 – BILAN – INSTRUMENTS FINANCIERS

Note 18 – Actifs et passifs financiers non dérivés

Le tableau suivant ventile chaque poste du bilan composé d'instruments financiers selon sa catégorie et en indique la juste valeur, que l'instrument soit comptabilisé ou non au bilan à la juste valeur :

(En millions d'euros)	Catégorie d'instruments financiers	Note	Valeur nette comptable au 31.12.2007				
			Total	Coût amorti	Coût historique	Juste valeur par le biais des capitaux propres	Juste valeur par le biais du compte de résultat
Actifs							
Actifs financiers non courants		18.1	1 447				
<i>Participations non consolidées</i>	DAV		451		313	138	451
<i>Autres actifs disponibles à la vente</i>	DAV		527		91	436	527
<i>Prêts</i>	P&C		146	146			146
<i>Créances à long terme</i>	P&C		149	149			149
<i>Dépôts et cautionnements</i>	P&C		174	174			174
Autres actifs non courants			658				
<i>Actifs de couverture des retraites</i>	Elt NF		354				
<i>Autres actifs non courants</i>	P&C		304	304			304
Actifs du secteur financier non courants	P&C	18.1	165	165			165
Créances							
Créances clients et comptes rattachés	P&C	18.2	7 730	7 730			7 730
Autres débiteurs		18.2	853				
<i>Charges constatées d'avance</i>	Elt NF		199				
<i>Créances fiscales</i>	Elt NF		252				
<i>Engagements fermes couverts</i>	Elt Couv.		-			-	-
<i>Avances & acomptes versés</i>	Elt NF		32				
<i>Autres créances</i>	P&C		370	370			370
Titres de placement		18.3	238				
<i>Placements moyen terme</i>	DAV		55			55	55
<i>Placements court terme</i>	DAFT		183				183
Disponibilités et équivalents de dispo.		18.3	2 973				
<i>Caisse et dépôts à vue</i>	P&C		954	954			954
<i>Équivalents de disponibilités</i>	DAFT		2 019			2 019	2 019
Actifs du secteur financier courants	P&C	18.2	531	531			531

DAV Actifs disponibles à la vente

DAFT Actifs détenus à des fins de transaction

P&C Prêts & Créances

Elt Couv. Éléments couverts des couvertures de juste valeur sur engagements fermes

EltNF Éléments non financiers

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

(En millions d'euros)	Catégorie d'instruments financiers	Note	Valeur nette comptable au 31.12.2007					
			Total	Coût amorti	Coût historique	Juste valeur par le biais des capitaux propres	Juste valeur par le biais du compte de résultat	Juste valeur au 31.12.2007
Passifs								
Titres participatifs	P&C	18.4	624	624				546
Dettes fin. courantes et non courantes		18.5	5 321					
<i>Emprunts obligataires</i>	<i>P&C</i>		<i>2 004</i>	<i>2 004</i>				<i>2 063</i>
<i>Emprunts bancaires</i>	<i>P&C</i>		<i>1 310</i>	<i>1 310</i>				<i>1 310</i>
<i>Crédit-bail</i>	<i>P&C</i>		<i>818</i>	<i>818</i>				<i>818</i>
<i>Lignes de crédit</i>	<i>P&C</i>		<i>148</i>	<i>148</i>				<i>148</i>
<i>Billets de trésor. et papier commercial</i>	<i>P&C</i>		<i>200</i>	<i>200</i>				<i>200</i>
<i>Divers</i>	<i>P&C</i>		<i>176</i>	<i>176</i>				<i>176</i>
<i>Découverts bancaires</i>	<i>P&C</i>		<i>665</i>	<i>665</i>				<i>665</i>
Passifs du secteur fin. non courants	P&C		126	126				126
Autres passifs non courants			161					
<i>Produits constatés d'avance</i>	<i>Elt NF</i>		<i>161</i>					
<i>Autres dettes</i>	<i>P&C</i>		-					
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	P&C		3 696	3 696				3 696
Autres dettes	P&C		2 705					
<i>Produits constatés d'avance</i>	<i>Elt NF</i>		<i>261</i>					
<i>Engagements fermes couverts</i>	<i>Elt Couv.</i>		<i>74</i>				<i>74</i>	<i>74</i>
<i>Avances & acomptes reçus</i>	<i>Elt NF</i>		<i>201</i>					
<i>Autres dettes</i>	<i>P&C</i>		<i>2 169</i>	<i>2 169</i>				<i>2 169</i>
Passifs du secteur financier courants	P&C		578	578				578

DAV Actifs disponibles à la vente

DAFT Actifs détenus à des fins de transaction

P&C Prêts & Créances

Elt Couv. Eléments couverts des couvertures de juste valeur sur engagements fermes

EltNF Eléments non financiers

(En millions d'euros)	Catégorie d'instruments financiers	Note	Valeur nette comptable au 31.12.2006				
			Total	Coût amorti	Coût historique	Juste valeur par le biais des capitaux propres	Juste valeur par le biais du compte de résultat
Actifs							
Actifs financiers non courants		18.1	1 341				
<i>Participations non consolidées</i>	DAV		323		259	64	323
<i>Autres actifs disponibles à la vente</i>	DAV		468		93	375	468
<i>Prêts</i>	P&C		186	186			186
<i>Créances à long terme</i>	P&C		149	149			149
<i>Dépôts et cautionnements</i>	P&C		215	215			215
Autres actifs non courants			530				
<i>Actifs de couverture des retraites</i>	Elt NF		195				
<i>Autres actifs non courants</i>	P&C		335	335			335
Actifs du secteur financier non courants	P&C	18.1	167	167			167
Créances							
Créances clients et comptes rattachés	P&C	18.2	7 117	7 117			7 117
Autres débiteurs		18.2	1 085				
<i>Charges constatées d'avance</i>	Elt NF		151				
<i>Créances fiscales</i>	Elt NF		156				
<i>Engagements fermes couverts</i>	Elt Couv.		3				3
<i>Avances & acomptes versés</i>	Elt NF		26				
<i>Autres créances</i>	P&C		749	749			749
Titres de placement		18.3	360				
<i>Placements moyen terme</i>	DAV		54			54	54
<i>Placements court terme</i>	DAFT		306				306
Disponibilités et équivalents de dispo.		18.3	2 196				
<i>Caisse et dépôts à vue</i>	P&C		1 301	1 301			1 301
<i>Équivalents de disponibilités</i>	DAFT		895				895
Actifs du secteur financier courants	P&C	18.2	431	431			431

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

(En millions d'euros)	Catégorie d'instruments financiers	Note	Valeur nette comptable au 31.12.2006				
			Total	Coût amorti	Coût historique	Juste valeur par le biais des capitaux propres	Juste valeur par le biais du compte de résultat
Passifs							
Titres participatifs	P&C	18.4	624	624			568
Dettes fin. courantes et non courantes		18.5	5 404				
<i>Emprunts obligataires</i>	P&C		2 004	2 004			2 028
<i>Emprunts bancaires</i>	P&C		1 286	1 286			1 286
<i>Crédit-bail</i>	P&C		817	817			817
<i>Lignes de crédit</i>	P&C		57	57			57
<i>Billets de trésor. et papier commercial</i>	P&C		410	410			410
<i>Divers</i>	P&C		151	151			151
<i>Découverts bancaires</i>	P&C		679	679			679
Passifs du secteur fin. non courants	P&C		93	93			93
Autres passifs non courants			143				
<i>Produits constatés d'avance</i>	Elt NF		142				
<i>Autres dettes</i>	P&C		1	1			1
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	P&C		3 623	3 623			3 623
Autres dettes	P&C		2 615				
<i>Produits constatés d'avance</i>	Elt NF		218				
<i>Engagements fermes couverts</i>	Elt Couv.		100			100	100
<i>Avances & acomptes reçus</i>	Elt NF		202				
<i>Autres dettes</i>	P&C		2 095	2 095			2 095
Passifs du secteur financier courants	P&C		392	392			392

DAV Actifs disponibles à la vente

DAFT Actifs détenus à des fins de transaction

P&C Prêts & Créances

Elt Couv. Eléments couverts des couvertures de juste valeur sur engagements fermes

EltNF Eléments non financiers

(En millions d'euros)	Catégorie d'instruments financiers	Note	Valeur nette comptable au 31.12.2005					
			Total	Coût amorti	Coût historique	Juste valeur par le biais des capitaux propres	Juste valeur par le biais du compte de résultat	Juste valeur au 31.12.2005
Actifs								
Actifs financiers non courants		18.1	1 169					
<i>Participations non consolidées</i>	DAV		479		214	92	173*	479
<i>Autres actifs disponibles à la vente</i>	DAV		126		124	2		126
<i>Prêts</i>	P&C		214	214				214
<i>Créances à long terme</i>	P&C		219	219				219
<i>Dépôts et cautionnements</i>	P&C		131	131				131
Autres actifs non courants			541					
<i>Actifs de couverture des retraites</i>	Elt NF		159					
<i>Autres actifs non courants</i>	P&C		382	382				382
Actifs du secteur financier non courants	P&C	18.1	99	99				99
Créances								
Créances clients et comptes rattachés	P&C	18.2	6 544	6 544				6 544
Autres débiteurs		18.2	1 646					
<i>Charges constatées d'avance</i>	Elt NF		147					
<i>Créances fiscales</i>	Elt NF		533					
<i>Engagements fermes couverts</i>	Elt Couv.		0				0	0
<i>Avances & acomptes versés</i>	Elt NF		22					
<i>Autres créances</i>	P&C		944	944				944
Titres de placement		18.3	245					
<i>Placements moyen terme</i>	DAV		51			51		51
<i>Placements court terme</i>	DAFT		194				194	194
Disponibilités et équivalents de dispo.		18.3	1 897					
<i>Caisse et dépôts à vue</i>	P&C		910	910				910
<i>Équivalents de disponibilités</i>	DAFT		987				987	987
Actifs du secteur financier courants	P&C	18.2	895	895				895

DAV Actifs disponibles à la vente

DAFT Actifs détenus à des fins de transaction

P&C Prêts & Créances

Elt Couv. Éléments couverts des couvertures de juste valeur sur engagements fermes

EltNF Éléments non financiers

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

(En millions d'euros)	Catégorie d'instruments financiers	Note	Valeur nette comptable au 31.12.2005				
			Total	Coût amorti	Coût historique	Juste valeur par le biais des capitaux propres	Juste valeur par le biais du compte de résultat
Passifs							
Titres participatifs	P&C	18.4	623	623			603
Dettes fin. courantes et non courantes		18.5	4 489				
<i>Emprunts obligataires</i>	P&C		2 070	2 070			2 207
<i>Emprunts bancaires</i>	P&C		845	845			845
<i>Crédit-bail</i>	P&C		778	778			778
<i>Lignes de crédit</i>	P&C		33	33			33
<i>Billets de trésor. et papier commercial</i>	P&C		1	1			1
<i>Divers</i>	P&C		72	72			72
<i>Découverts bancaires</i>	P&C		690	690			690
Passifs du secteur fin. non courants	P&C		19	19			19
Autres passifs non courants			140				
<i>Produits constatés d'avance</i>	Elt NF		138				
<i>Autres dettes</i>	P&C		2	2			2
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	P&C		3 202	3 202			3 202
Autres dettes	P&C		2 344				
<i>Produits constatés d'avance</i>	Elt NF		197				
<i>Engagements fermes couverts</i>	Elt Couv.		53			53	53
<i>Avances & acomptes reçus</i>	Elt NF		171				
<i>Autres dettes</i>	P&C		1 923	1 923			1 923
Passifs du secteur financier courants	P&C		1 098	1 098			1 098

* Au 31 décembre 2005, les titres Technip sont classés en titres disponibles à la vente mais couverts en juste valeur

Méthode retenue pour l'évaluation de la juste valeur des instruments financiers comptabilisés au coût amorti ou au coût historique dans le bilan :

Les lignes Participations non consolidées et Autres actifs disponibles à la vente incluent des titres de sociétés non cotées qui sont évalués au coût historique net de dépréciation.

La valeur de marché des titres participatifs et des emprunts obligataires convertibles, échangeables et indexés a été

déterminée en utilisant la valeur boursière. Les valorisations communiquées des titres participatifs et des emprunts obligataires sont exprimées « pied de coupon ».

À l'exception des titres participatifs et des emprunts obligataires cotés, Gaz de France considère que la juste valeur des prêts et créances comptabilisés en actifs et en passifs financiers est proche de la valeur nette comptable en raison du fort degré de liquidité de ces postes.

Note 18.1 – Actifs financiers non courants et actifs du secteur financier non courants

(En millions d'euros)	Actifs disponibles à la vente					Total actifs financiers non courants	Actifs du secteur financier non courants
	Participations non consolidées	Autres actifs disponibles à la vente	Prêts	Créances à long terme	Dépôts et cautionnements		
Valeur brute 01.01.2005	746	130	147	257	34	1 314	260
Augmentations	11	2	108	12	110	243	-
Diminutions	- 175	- 6	- 31	- 33	- 32	- 277	- 2
Ajust. de la juste valeur	140	8	-	-	-	148	2
Variation de périmètre	- 241	-	3	- 15	-	- 253	-
Reclassements et autres	- 2	- 8	- 11	9	19	7	- 161
Valeur brute 31.12.2005	479	126	216	230	131	1 182	99
Augmentations	31	319	9	4	64	427	124
Diminutions	- 159	- 7	- 49	- 31	- 4	- 250	-
Ajust. de la juste valeur	- 43	66	-	-	-	23	-
Variation de périmètre	- 20	-	-	- 23	1	- 42	-
Reclassements et autres	35	- 36	12	- 20	23	14	- 53
Valeur brute 31.12.2006	323	468	188	160	215	1 354	170
Augmentations	40	17	6	24	9	96	133
Diminutions	- 3	- 2	- 46	- 3	- 37	- 91	-
Ajust. de la juste valeur	74	59	-	-	-	133	-
Variation de périmètre	- 9	- 11	- 2	- 1	-	- 23	-
Reclassements et autres	26	- 4	2	- 20	- 13	- 9	- 136
Valeur brute 31.12.2007	451	527	148	160	174	1 460	167
Dépréciations au 01.01.2005	-	-	1	16	-	17	-
Dotations	-	-	1	-	-	1	-
Reprises	-	-	-	- 5	-	- 5	-
Reclassements et autres	-	-	-	-	-	-	-
Dépréciations au 31.12.2005	-	-	2	11	-	13	-
Dotations	-	-	-	-	-	-	1
Reprises	-	-	-	-	-	-	- 1
Reclassements et autres	-	-	-	-	-	-	3
Dépréciations au 31.12.2006	-	-	2	11	-	13	3
Dotations	-	-	-	-	-	-	1
Reprises	-	-	-	-	-	-	- 2
Reclassements et autres	-	-	-	-	-	-	-
Dépréciations 31.12.2007	-	-	2	11	-	13	2
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
Valeur nette 31.12.2007	451	527	146	149	174	1 447	165

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

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%	139	54	166	958	31.03.2007
Sté d'invest. en Autriche	20%	81	8	400	-	31.12.2006
ECW	22%	33	11	139	144	31.12.2006
Autres		198				
Total Net		451				

Gaz de France considère que la consolidation de ECW et de SIA n'aurait pas eu d'impact significatif sur les résultats et au cas particulier sur la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence. De même, l'absence de matérialité se vérifie au titre de la comparaison entre la valeur nette comptable des titres et la valeur de la quote-part de Gaz de France dans les capitaux propres de ces sociétés.

Effet de la réévaluation des Actifs Disponibles à la Vente évalués en juste valeur

31.12.2007 (en millions d'euros)	Dividende	Evaluation ultérieure			
		Variation de juste valeur	Perte de valeur	Effet de change	Transfert en résultat de cession
Capitaux propres	-	133	-	-	-
Résultat	42	-	-	-	-

31.12.2006 (En millions d'euros)	Dividende	Evaluation ultérieure			
		Variation de juste valeur	Perte de valeur	Effet de change	Transfert en résultat de cession
Capitaux propres	-	38	-	-	- 113
Résultat	51	- 14*	- 3	2	113

31.12.2005 (En millions d'euros)	Dividende	Evaluation ultérieure			
		Variation de juste valeur	Perte de valeur	Effet de change	Transfert en résultat de cession
Capitaux propres	-	59	-	-	- 119
Résultat	28	89*	- 1	-	119

* L'impact sur le compte de résultat de la variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente provient des titres Technip qui sont classés en actifs disponibles à la vente mais ont été désignés comme l'élément couvert d'une relation de couverture de juste valeur.

Ces titres entrent dans le cadre du régime fiscal des plus values long terme et l'impôt différé associé à leur réévaluation n'est pas significatif.

Note 18.2 – Autres actifs financiers non dérivés courants

(En millions d'euros)	Valeur brute au 31.12.2007	Dépréciation	Valeur nette au 31.12.2007	Valeur nette au 31.12.2006	Valeur nette au 31.12.2005
Créances clients et comptes rattachés	7 983	- 253	7 730	7 117	6 544
Charges constatées d'avance	199	-	199	151	147
Autres créances	711	- 57	654	934	1 499
Total Autres débiteurs	910	- 57	853	1 085	1 646
Actifs du secteur financier	531	-	531	431	895

Note 18.3 – Disponibilités et équivalents de disponibilités

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	Variation	31.12.2005	Variation
Disponibilités – euros	13	3	10	1	2
Disponibilités – devises	3	3	-	4	- 1
Comptes bancaires – euros	715	729	- 14	593	136
Comptes bancaires – autres devises	223	160	63	312	- 152
Caisse et dépôts à vue	954	895	59	910	- 15
SICAV et FCP monétaires	1 754	942	812	873	69
TCN et Comptes à terme venant à échéance à moins de trois mois	265	359	- 94	114	245
Équivalents de disponibilités	2 019	1 301	718	987	314
Disponibilités et équivalents de disponibilités au bilan	2 973	2 196	777	1 897	299
Découverts bancaires remboursables à vue – euros	- 643	- 587	- 56	- 663	76
Découverts bancaires remboursables à vue – devises	- 31	- 98	67	- 36	- 62
Total découverts bancaires remboursables à vue	- 674	- 685	11	- 699	14
Comptes courants à caractère de disponibilités	23	58	- 35	28	30
Autres	5	6	- 1	- 2	8
Trésorerie du tableau des flux de trésorerie	2 327	1 575	752	1 224	351

Note 18.4 – Titres participatifs

(En millions d'euros)		31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Titres participatifs	Valeur nette comptable	624	624	623
	Juste valeur *	546	568	603

* Il s'agit du cours coté « pied de coupon »

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.

Ils sont rémunérés sur la base du taux moyen obligataire majoré ou minoré en fonction de l'évolution de la valeur ajoutée du Groupe. Le coefficient de majoration de 130 % actuellement appliqué correspond au coefficient plafond de majoration.

Suite à l'application, depuis le 1er janvier 2005, des normes IAS 32 et 39 sur les instruments financiers, les titres participatifs sont évalués au coût amorti.

La rémunération brute par titre s'établit à 43,40 euros en 2007, 38,60 euros en 2006 et 38,26 euros en 2005.

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 20.1.3).

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

Note 18.5 – Endettement financier net

(En millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006			31.12.2005		
	Part non courante	Part courante	Total	Part non courante	Part courante	Total	Part non courante	Part courante	Total
En-cours des dettes financières	3 966	1 355	5 321	3 943	1 461	5 404	3 324	1 165	4 489
Titres participatifs	624		624	624	-	624	623	-	623
Dettes financières	4 590	1 355	5 945	4 567	1 461	6 028	3 947	1 165	5 112
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette au passif</i>	11	28	39	6	5	11	13	18	31
Dette Brute	4 601	1 383	5 984	4 573	1 466	6 039	3 960	1 183	5 143
Titres de placement	- 3	- 235	- 238	- 88	- 272	- 360	- 85	- 160	- 245
Disponibilités et équivalents de disponibilités	-	- 2 973	- 2 973	-	- 2 196	- 2 196	-	- 1 897	- 1 897
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette à l'actif</i>	- 73	- 20	- 93	- 16	- 2	- 18	-	- 16	- 16
Trésorerie active	- 76	- 3 228	- 3 304	- 104	- 2 470	- 2 574	- 85	- 2 073	- 2 158
Endettement net	4 525	- 1 845	2 680	4 469	- 1 004	3 465	3 875	- 890	2 985
En-cours des dettes financières	4 590	1 355	5 945	4 567	1 461	6 028	3 947	1 165	5 104
Titres de placement	- 3	- 235	- 238	- 88	- 272	- 360	- 85	- 160	- 245
Disponibilités et équivalents de disponibilités	-	- 2 973	- 2 973	-	- 2 196	- 2 196	-	- 1 897	- 1 897
Endettement net hors effets des instruments financiers	4 587	- 1 853	2 734	4 479	- 1 007	3 472	3 862	- 892	2 970

Note 18.5.1. Ratio d'endettement

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Endettement net hors effets des instruments financiers	2 734	3 472	2 970
Capitaux propres	18 501	16 663	14 782
Ratio d'endettement	14,8 %	20,8 %	20,1 %

Les échéances contractuelles résiduelles sur l'endettement financier net sont présentées en Note 20.1.2. Risque de liquidité.

Note 18.5.2. Endettement financier par nature

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Titres participatifs	624	624	623
Emprunts obligataires	2 004	2 004	2 070
Emprunts bancaires	1 310	1 286	845
Dettes de location-financement	818	817	778
Lignes de crédit	148	57	33
Billets de trésorerie et papier commercial	200	410	1
Divers	176	151	72
Total emprunts	5 280	5 349	4 422
Découverts bancaires	665	679	690
Total dettes financières	5 945	6 028	5 112
Titres de placement	- 238	- 360	- 245
Disponibilités et équivalents de disponibilités	- 2 973	- 2 196	- 1 897
Endettement net hors effets des instruments financiers	2 734	3 472	2 970

Le taux d'intérêt effectif moyen du total des emprunts est, après couverture, d'environ 5,10 % en 2007 (5,20 % en 2006 et 4,80 % en 2005).

• EMPRUNTS OBLIGATAIRES

Le placement privé en yen fait l'objet de cross currency swaps EUR/JPY contre Euribor 3M plus marge. Cet emprunt a été réalisé dans le cadre du programme EMTN mis en place en octobre 2002.

(En millions d'euros)	Valeur au bilan au 31.12.2007	Valeur nominale	Date d'émission	Date d'échéance	Taux initial	Cotation
Emissions publiques en euro	1 243	1 250 MEUR	02/2003	02/2013	4,75%	Paris/Luxembourg
	742	750 MEUR	02/2003	02/2018	5,13%	Paris/Luxembourg
Placement privé en yen	18	3 000 MJPY	03/2004	03/2009	0,66%	Aucune
Autres émissions	1					
Total emprunts obligataires	2 004					

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Emprunts Obligataires Valeur nette comptable	2 004	2 004	2 070
Juste valeur *	2 063	2 028	2 207

* il s'agit du cours coté « pied de coupon »

• Dettes de location-financement

Le montant des dettes de location-financement s'établit à 818 millions d'euros au 31 décembre 2007, en augmentation de 1 million d'euros par rapport au 31 décembre 2006.

Au 31 décembre 2007, les dettes de location-financement proviennent essentiellement :

- des installations de distribution et de stockage d'une filiale allemande pour 300 millions d'euros,
- de trois méthanières pour un montant de 244 millions d'euros,
- de divers crédits-bails immobiliers pour un montant de 117 millions d'euros,
- d'emprunts contractés pour l'acquisition d'installations techniques.

• Titres de placement, équivalents de disponibilités

Les placements de trésorerie du Groupe portent sur des actifs peu risqués et n'ont pas été affectés par les conséquences de la crise des subprimes.

Note 19 – Instruments financiers dérivés

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				
	31.12.2007		31.12.2006	31.12.2005	31.12.2007		31.12.2006	31.12.2005		
	Non courant	Courant	Total	Total	Total	Non courant	Courant	Total	Total	
Dérivés de taux	73	19	92	26	16	8	16	24	19	32
Dérivés de change										
– Activité opérationnelle	-	2	2	-	-	-	1	1	6	-
– Activité de financement	-	1	1	-	-	3	12	15	-	-
Sous-total	-	3	3	-	-	3	13	16	6	-
Dérivés sur titres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61
Dérivés sur matières premières	-	2 617	2 617	2 316	1 767	-	2 500	2 500	2 172	1 708
Total contrats dérivés	73	2 639	2 712	2 342	1 783	11	2 529	2 540	2 197	1 801
Engagements fermes couverts en juste valeur										
– Transactions de change	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-
– Transactions sur matières premières	-	-	-	-	-	-	74	74	100	53
Total des engagements fermes couverts en juste valeur	-	-	-	3	-	-	74	74	100	53

La part efficace des variations de juste valeur des contrats dérivés qualifiés en couverture de flux de trésorerie est différée en capitaux propres jusqu'à la réalisation des flux de trésorerie couverts. Les périodes au cours desquelles le Groupe s'attend à recycler ces montants au compte de résultat sont :

(En millions d'euros)	Juste valeur différée en capitaux propres et à reprendre en résultat sur les contrats dérivés qualifiés en couverture de flux de trésorerie								
	Montant net d'impôt	Impôts différés	Montant brut	2008	2009	2010	2011	2012	Au-delà de 2012
– Couverture du risque de taux	40	- 23	63	2	2	3	3	4	49
– Couverture du risque sur matières premières	45	- 23	68	51	18	-	- 1	-	-
Total au 31.12.2007	85	- 46	131	53	20	3	2	4	49
Total au 31.12.2006	- 40	20	- 60	- 37	- 31	- 7	- 1	- 1	17
Total au 31.12.2005	- 41	18	- 59	- 38	- 14	- 1	- 2	- 2	- 2

Note 19.1 – Informations quantitatives sur les contrats dérivés de taux

(En millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006			31.12.2005		
	Juste valeur		Echéances contractuelles *	Juste valeur		Echéances contractuelles *	Juste valeur		Echéances contractuelles *
	Actif	Passif		Actif	Passif		Actif	Passif	
1. SWAPS DE TAUX									
Fixe payeur / Variable receveur									
Couverture de flux de trésorerie	70	8	112	19	7	23	-	15	- 11
Couverture de juste valeur	2	-	2	2	-	2	-	-	-
Hors couverture	11	8	7	1	7	- 6	-	-	-
Sous-total	83	16	121	22	14	19	-	15	- 11
Variable payeur / Fixe receveur									
Couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur	-	2	- 3	-	-	- 1	-	-	-
Hors couverture	3	6	- 5	4	4	1	16	17	16
Sous-total	3	8	- 8	4	4	-	16	17	16
Variable payeur / Variable receveur									
Couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hors couverture	-	-	-	-	1	- 1	-	1	- 1
Sous-total	-	-	-	-	1	- 1	-	1	- 1
TOTAL SWAPS DE TAUX	86	24	113	26	19	18	16	32	4
2. Autres contrats dérivés de taux									
Position Fixe payeur :									
Couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hors couverture	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Position Variable payeur :									
Couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur	-	-	6	-	-	-	-	-	-
Hors couverture	6	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total	6	-	6	-	-	-	-	-	-
TOTAL AUTRES CONTRATS DÉRIVÉS DE TAUX	6	-	6	-	-	-	-	-	-
TOTAL DÉRIVÉS DE TAUX	92	24	119	26	19	18	16	32	4

* Pour les contrats dérivés de taux, le dénouement contractuel est généralement défini par l'échange d'un montant net de trésorerie. Le montant des échéances contractuelles présenté pour les contrats dérivés de taux correspond au montant de trésorerie net encaissable ou (décaissable) au titre des contrats comptabilisés à l'actif ou au passif du bilan.

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

Le montant sorti des capitaux propres et comptabilisé dans le résultat financier de la période au titre des couvertures de flux de trésorerie du risque de taux représente une perte nette de 7 millions d'euros au 31 décembre 2007 (une perte nette de 6 millions d'euros au 31 décembre 2006 et une perte nette de 7 millions d'euros au 31 décembre 2005).

Au 31 décembre 2007, ce montant se compose d'une perte nette de 2 millions d'euros sur les couvertures efficaces et d'une perte nette de 5 millions d'euros sur des couvertures interrompues soit parce qu'elles ne respectaient plus les critères des normes IFRS, soit parce que les dérivés ont été dénoués lors de la restructuration de la dette sous jacente.

L'impact de la part efficace des contrats dérivés qualifiés en couvertures de juste valeur du risque de taux sur le résultat financier s'élève à une perte nette de 2 millions d'euros au 31 décembre 2007 (un gain net de 2 millions d'euros au 31 décembre 2006 et pas d'impact significatif au 31 décembre 2005). Cet impact est entièrement neutralisé par l'impact symétrique des variations de juste valeur de l'élément couvert.

L'impact sur le résultat financier des autres instruments financiers dérivés de taux représente un gain net de 11 millions d'euros au 31 décembre 2007 (pas d'impact significatif au 31 décembre 2006 ni au 31 décembre 2005). L'essentiel de ce montant correspond à des couvertures économiques du risque de taux qui ne sont pas reconnues en comptabilité de couverture en IFRS. L'inefficacité n'est pas significative.

Note 19.2 — Informations quantitatives sur les contrats dérivés de change

Contrats dérivés de change dans l'activité opérationnelle du Groupe :

(En millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006			31.12.2005		
	Juste valeur		Echéances contractuelles*	Juste valeur		Echéances contractuelles*	Juste valeur		Echéances contractuelles*
	Actif	Passif		Actif	Passif		Actif	Passif	
1. CHANGE À TERME									
Position acheteur devise									
Couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hors couverture	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Position vendeur devise									
Couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hors couverture	1	-	65	-	-	28	-	-	-
Sous-total	1	-	65	-	-	28	-	-	-
TOTAL CHANGE À TERME	1	-	65	-	-	28	-	-	-

(En millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006			31.12.2005		
	Juste valeur		Echéances contrac- tuelles*	Juste valeur		Echéances contrac- tuelles*	Juste valeur		Echéances contrac- tuelles*
	Actif	Passif		Actif	Passif		Actif	Passif	
2. Autres contrats dérivés de change									
Position acheteur devise :									
Couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hors couverture	-	-	- 354	-	-	-	-	-	-
Sous-total	-	-	- 354	-	-	-	-	-	-
Position vendeur devise :									
Couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur	1	-	-	-	5	225	-	-	-
Hors couverture	-	1	157	-	1	15	-	-	-
Sous-total	1	1	157	-	6	240	-	-	-
TOTAL AUTRES CONTRATS DÉRIVÉS DE CHANGE	1	1	- 197	-	6	268	-	-	-
TOTAL DÉRIVÉS DE CHANGE	2	1	- 132	-	6	268	-	-	-

* Pour les contrats dérivés de change, le dénouement contractuel est généralement défini par l'échange d'un montant brut de devise de transaction du contrat contre un montant brut de devise sous-jacente du contrat. Le montant des échéances contractuelles présenté pour les contrats dérivés de change correspond au montant brut de trésorerie encaissable ou (décaissable) dans la devise de transaction du contrat au titre des contrats comptabilisés à l'actif et au passif du bilan.

Le Groupe ne porte pas d'opérations significatives de change qualifiées en couverture de flux de trésorerie de son activité opérationnelle.

L'impact de la part efficace des contrats dérivés qualifiés en couvertures de juste valeur du risque de change sur le résultat opérationnel s'élève à un gain net de 5 millions d'euros au 31 décembre 2007 (pas d'impact significatif au 31 décembre 2006 ni au 31 décembre 2005). Cet impact est entièrement neutralisé par l'impact symétrique des variations de juste valeur de l'élément couvert.

L'impact sur le résultat opérationnel des autres instruments financiers dérivés de change n'est pas significatif ni en 2007, ni en 2006, ni en 2005. Il correspond soit à de l'inefficacité des couvertures décrites ci-dessus, soit à des couvertures économiques du risque de change qui ne sont pas reconnues en comptabilité de couverture en IFRS.

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

Contrats dérivés de change dans l'activité de financement du Groupe :

(En millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006			31.12.2005		
	Juste valeur		Echéances contractuelles*	Juste valeur		Echéances contractuelles*	Juste valeur		Echéances contractuelles*
	Actif	Passif		Actif	Passif		Actif	Passif	
1. CHANGE À TERME									
Position acheteur devise									
Couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hors couverture	-	9	- 349	-	-	-	-	-	-
Sous-total	-	9	- 349	-	-	-	-	-	-
Position vendeur devise									
Couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-	-	-	12
Hors couverture	-	4	603	-	-	8	-	-	1
Sous-total	-	4	603	-	-	8	-	-	13
TOTAL CHANGE À TERME	-	13	254	-	-	8	-	-	13
2. Autres contrats dérivés de change									
Position acheteur devise :									
Couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hors couverture	1	2	- 88	-	-	-	-	-	-
Sous-total	1	2	- 88	-	-	-	-	-	-
Position vendeur devise :									
Couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hors couverture	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL AUTRES CONTRATS DÉRIVÉS DE CHANGE	1	2	- 88	-	-	-	-	-	-
TOTAL DÉRIVÉS DE CHANGE	1	15	166	-	-	8	-	-	13

* Pour les contrats dérivés de change, le dénouement contractuel est généralement défini par l'échange d'un montant brut de devise de transaction du contrat contre un montant brut de devise sous-jacente du contrat. Le montant des échéances contractuelles présenté pour les contrats dérivés de change correspond au montant brut de trésorerie encaissable ou (décaissable) dans la devise de transaction du contrat au titre des contrats comptabilisés à l'actif et au passif du bilan.

Le Groupe ne porte pas d'opérations significatives de change qualifiées en couverture de son activité de financement.

L'impact sur le résultat financier des autres instruments financiers dérivés de change représente une perte de 13 millions d'euros au 31 décembre 2007 (un gain net de 2 millions d'euros au 31 décembre 2006 et une perte nette de 9 millions d'euros au 31 décembre 2005).

Ce montant correspond aux variations de juste valeur des couvertures économiques du risque de change qui ne sont pas reconnues en comptabilité de couverture en IFRS.

Note 19.3 – Informations quantitatives sur les contrats dérivés sur titres

Au 31 décembre 2007, Gaz de France ne détient pas de contrats dérivés sur titres.

Le 16 décembre 2004, Gaz de France avait conclu une opération de couverture de la juste valeur des titres Technip qu'il détenait à l'époque : Gaz de France avait acheté à un établissement financier des options de vente de titres et lui avait vendu concomitamment un nombre identique d'options d'achat. La

maturité de ces options était de 6 à 24 mois lors de leur mise en place.

Gaz de France avait souscrit en parallèle un contrat de pension livrée sur ces titres mais gardait la faculté de les récupérer à tout moment sur simple demande.

A fin décembre 2005, la maturité résiduelle de ces options était de 6 à 12 mois et leur valeur nominale était de 110 millions d'euros.

Au 31 décembre 2006, Gaz de France avait cédé la totalité de ses titres Technip et ne détenait plus de contrats dérivés sur titres.

Note 19.4 – Informations quantitatives sur les contrats dérivés sur matières premières

(En millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006			31.12.2005		
	Juste valeur		Echéances contractuelles*	Juste valeur		Echéances contractuelles*	Juste valeur		Echéances contractuelles*
	Actif	Passif		Actif	Passif		Actif	Passif	
1. OPTIONS ET SWAPTIONS									
Couverture de flux de trésorerie									
Gaz naturel et Electricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pétrole	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur									
Gaz naturel et Electricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pétrole	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hors couverture									
Gaz naturel et Electricité	36	40	- 4	25	7	11	26	30	- 4
Pétrole	37	8	29	28	8	20	2	4	- 2
TOTAL OPTIONS ET SWAPTIONS	73	48	25	53	15	31	28	34	- 6
2. CONTRATS À TERME									
Couverture de flux de trésorerie									
Gaz naturel et Electricité	13	15	1	23	23	144	-	31	74
Pétrole	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur									
Gaz naturel et Electricité	73	-	- 336	100	-	- 472	-	-	-
Pétrole	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hors couverture									
Gaz naturel et Electricité	592	621	- 3 279	1 476	1 460	- 3 256	965	1 084	- 141
Pétrole	-	-	-	-	1	- 14	-	-	-
TOTAL CONTRATS À TERME	678	636	- 3 614	1 596	1 484	- 3 598	965	1 115	- 67

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

(En millions d'euros)	31.12.2007			31.12.2006			31.12.2005		
	Juste valeur		Echéances contractuelles *	Juste valeur		Echéances contractuelles *	Juste valeur		Echéances contractuelles *
	Actif	Passif		Actif	Passif		Actif	Passif	
3. SWAPS FINANCIERS									
Couverture de flux de trésorerie									
Gaz naturel et Electricité	18	28	- 10	20	9	-	16	108	- 92
Pétrole	599	529	71	346	513	- 179	532	402	130
Couverture de juste valeur									
Gaz naturel et Electricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pétrole	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hors couverture									
Gaz naturel et Electricité	32	29	2	50	38	21	33	-	33
Pétrole	1 096	1 112	- 16	221	77	155	116	2	114
TOTAL SWAPS FINANCIERS	1 745	1 698	47	637	637	- 3	697	512	185
4. AUTRES CONTRATS DÉRIVÉS									
Couverture de flux de trésorerie									
Gaz naturel et Electricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pétrole	-	-	-	4	-	-	-	-	-
Couverture de juste valeur									
Gaz naturel et Electricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pétrole	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hors couverture									
Gaz naturel et Electricité	56	84	- 27	6	5	3	51	22	29
Pétrole	65	34	31	17	31	- 14	26	25	1
TOTAL AUTRES CONTRATS DÉRIVÉS	121	118	4	27	36	- 11	77	47	30
TOTAL CONTRATS DÉRIVÉS SUR MATIÈRES PREMIÈRES	2 617	2 500	- 3 258	2 316	2 172	- 3 581	1 767	1 708	142

* Le montant des échéances contractuelles correspond au montant net de trésorerie encaissable ou (décaissable) au titre des contrats dérivés.

Dans le cas des contrats à terme sur matières premières, le dénouement contractuel est défini par le règlement d'un montant brut de trésorerie en échange d'une livraison physique du sous-jacent. Pour ces contrats, le montant des échéances contractuelles correspond au montant contractuel de trésorerie.

Le montant sorti des capitaux propres et comptabilisé dans le résultat opérationnel de la période au titre des couvertures de flux de trésorerie du risque matières premières représente une perte nette de 50 millions d'euros au 31 décembre 2007 (un gain net de 12 millions d'euros au 31 décembre 2006 et un gain net de 134 millions d'euros au 31 décembre 2005).

L'impact de la part efficace des contrats dérivés qualifiés en couvertures de juste valeur du risque matières premières sur le résultat opérationnel s'élève à une perte nette de 1 millions d'euros au 31 décembre 2007 (un gain net de 44 millions d'euros au 31 décembre 2006 et un gain net de 208 millions d'euros au

31 décembre 2005). Cet impact est entièrement neutralisé par l'impact symétrique des variations de juste valeur des éléments couverts.

Les contrats dérivés qui ne sont pas qualifiés en couverture correspondent à des stratégies de couvertures économiques qui ne sont pas reconnues en comptabilité de couverture en IFRS, ou à des stratégies d'arbitrage. Une part importante de ces contrats est portée par Gaselys.

Note 20 – Informations sur les risques

Note 20.1 – Informations sur les risques non liés aux activités sur matières premières

La gestion des risques financiers – risques de taux, de change, de liquidité et de crédit – 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 crédit et la cohérence des décisions de gestion sont assurées notamment par des comités transverses : le Comité Taux et Change et le Comité Crédit.

20.1.1 Risque de crédit

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.

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...).

Ainsi, le placement des excédents de trésorerie et 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 & Poor's (« 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 supérieur à A-/A3 chez S&P/Moody's.

Le Comité Crédit est également chargé d'élaborer un cadre de gouvernance pour la gestion du risque crédit des clients du Groupe. 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.

Concernant plus spécifiquement l'activité de fourniture de gaz et d'électricité, des dispositions particulières visant à prévenir des défauts de paiement peuvent être prises au regard de la solidité financière de la contrepartie. Les clients en difficulté font l'objet d'un suivi régulier assuré par le Comité Crédit.

Analyse de l'âge des actifs financiers en souffrance et non dépréciés à la clôture

Au 31.12.2007 (En millions d'euros)	Actifs en souffrance (valeur nette)					Actifs dépréciés (valeur brute)	Actifs sains	Total (valeur nette)
	0-3 mois	3-6 mois	6-12 mois	Au-delà d'un an	Total			
Prêts et créances non courants	10	–	–	2	12	15	926	938
Prêts et créances courants *	417	78	94	79	668	309	8 917	9 585
Total des prêts et créances évalués au coût amorti	427	78	94	81	680	324	9 843	10 523

* Les montants présentés en Actifs en souffrance sont toutes taxes comprises.

Les montants de créances en souffrance non dépréciés à moins de trois mois correspondent principalement à des créances dont la date de règlement est dépassée depuis moins d'un mois.

Une part importante des créances en souffrance non dépréciées à plus de trois mois concerne des Etats et des collectivités publiques clientes du Groupe en France ou à l'étranger, pour lesquelles il n'y a pas de risque de crédit.

Les chiffres présentés pour l'exercice 2007 reflètent la situation habituelle du Groupe et sont représentatifs de la situation des exercices précédents.

20.1.2. 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 :

- 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 2007. Cette ligne de crédit ne comporte pas de covenants financiers ;

- 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 2007, et d'un programme de Billets de Trésorerie d'un montant de 1 250 millions d'euros, utilisé à hauteur de 200 millions d'euros au 31 décembre 2007 ;

- Les disponibilités et placements de trésorerie immédiatement disponibles au niveau du Groupe sont de 3 211 millions d'euros.

De plus, afin de réduire au minimum ses besoins de liquidités nettes, le Groupe a mis en place une politique de « cash-pooling » des principales entités contrôlées.

Echéances contractuelles résiduelles sur l'endettement financier net

Au 31.12.2007 (En millions d'euros)	Total	2008	2009	2010	2011	2012	Au-delà de 2012
Titres participatifs	624						624
Emprunts obligataires	2 004		18				1 986
Emprunts bancaires	1 310	234	108	140	77	101	650
Dettes de location-financement	818	134	80	123	67	183	231
Lignes de crédit	148	87	3	1	1	12	44
Billets de trésorerie et papier commercial	200	200					
Divers	176	35	20	19	9	8	85
Total emprunts	5 280	690	229	283	154	304	3 620
Découverts bancaires	665	665					
Total dettes financières (hors intérêts futurs)	5 945	1 355	229	283	154	304	3 620
<i>Intérêts futurs décaissables, nets des couvertures</i>	<i>1 937</i>	<i>200</i>	<i>179</i>	<i>174</i>	<i>166</i>	<i>161</i>	<i>1 057*</i>
Total dettes financières (y compris intérêts futurs après couverture)	7 882	1 555	408	457	320	465	4 677
Titres de placement	- 238	- 235	-	-	-	- 1	- 2
Disponibilités et équivalents de disponibilités	- 2 973	- 2 973	-	-	-	-	-
Endettement net (y compris intérêts futurs après couverture)	4 671	- 1 653	408	457	320	464	4 675

Au 31.12.2006	Total	2007	2008	2009	2010	2011	Au-delà de 2011
Dettes financières	6 028	1 461	331	219	232	167	3 618
<i>Intérêts futurs décaissables, nets des couvertures</i>	<i>1 999</i>	<i>198</i>	<i>181</i>	<i>172</i>	<i>166</i>	<i>159</i>	<i>1 123*</i>
Titres de placement	- 360	- 272	- 34	-	-	-	- 54
Disponibilités et équivalents de disponibilités	- 2 196	- 2 196	-	-	-	-	-
Endettement net (y compris intérêts futurs après couverture)	5 471	- 809	478	391	398	326	4 687

Au 31.12.2005	Total	2006	2007	2008	2009	2010	Au-delà de 2010
Dettes financières	5 112	1 165	237	227	171	201	3 111
<i>Intérêts futurs décaissables, nets des couvertures</i>	<i>1 926</i>	<i>172</i>	<i>160</i>	<i>155</i>	<i>150</i>	<i>146</i>	<i>1 143*</i>
Titres de placement	- 245	- 160	-	- 34	-	-	- 51
Disponibilités et équivalents de disponibilités	- 1 897	- 1 897	-	-	-	-	-
Endettement net (y compris intérêts futurs après couverture)	4 896	- 720	397	348	231	347	4 203

* Pour les titres participatifs (cf. Note 18.4), il n'existe aucune date contractuelle de remboursement du principal ni d'interruption des flux d'intérêts. Afin de ne pas devoir mentionner un montant infini d'intérêts à plus de 5 ans, les flux d'intérêts des titres participatifs ont été interrompus arbitrairement à un horizon glissant de 30 ans dans chacun des tableaux

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

Certains emprunts bancaires ou financements de projets de filiales du Groupe peuvent comporter des covenants financiers :

Au 31.12.2007 (En millions d'euros)	Total
Gaz de France SA (a)	99
AES Energia Cartagena (b)	629
Energia Mayakan (c)	102
Distrigaz Sud (d)	80
Groupe Gasag (e)	61
Autres (montants unitaires < 50 millions d'euros)	339
Emprunts bancaires	1 310

(a) Gaz de France SA

Les emprunts bancaires de Gaz de France SA ne comportent pas de covenants financiers.

(b) AES Energia Cartagena

Cet emprunt amortissable qui arrive à échéance en juin 2027 est destiné à financer la construction d'une centrale électrique en

Espagne pour laquelle Gaz de France est titulaire d'un contrat de tolling. 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 2008 à 2014. Ces emprunts comportent un ratio de dettes bancaires / EBITDA maximum.

(e) Groupe Gasag

Ces emprunts comprennent notamment pour 32 MEUR la part contributive d'un placement privé de 100 MEUR émis en novembre 2007 à échéance 2022 qui comporte des ratios financiers.

Toutes ces clauses étaient respectées au 31 décembre 2007.

Echéances contractuelles résiduelles des actifs et passifs du secteur financier

Au 31.12.2007 (En millions d'euros)	Total	2008	2009	2010	2011	2012	Au-delà de 2012
Passifs du secteur financier	704	581	55	60	-	-	8
Actifs du secteur financier	- 696	- 529	- 81	- 47	- 25	- 12	- 2
Passifs nets du secteur financier	8	52	- 26	13	- 25	- 12	6

Au 31.12.2006	Total	2007	2008	2009	2010	2011	Au-delà de 2011
Passifs du secteur financier	485	395	82	-	-	-	8
Actifs du secteur financier	- 598	- 427	- 76	- 50	- 29	- 15	- 1
Passifs nets du secteur financier	- 113	- 32	6	- 50	- 29	- 15	7

Au 31.12.2005	Total	2006	2007	2008	2009	2010	Au-delà de 2010
Passifs du secteur financier	1 117	982	127	-	-	-	8
Actifs du secteur financier	- 994	- 823	- 70	- 47	- 31	- 17	- 6
Passifs nets du secteur financier	123	159	57	- 47	- 31	- 17	2

Autres obligations contractuelles à caractère décaissable

Obligations contractuelles (En millions d'euros)	Total	Paiements dus par période		
		A moins d'un an	De un à cinq ans	A plus de cinq ans
Contrats de location simple	190	29	66	95
Total	190	29	66	95

Engagements reçus ou donnés qui influent sur le risque de liquidité

Les engagements donnés aux banques, par Gaz de France et par les filiales consolidées, en garantie d'emprunts contractés par des filiales consolidées, sont éliminés des engagements consolidés.

(En millions d'euros)	31.12.2007	Dont part à moins d'un an	Dont part de un à cinq ans	Dont part à plus de cinq ans	31.12.2006	31.12.2005
Engagements reçus :						
Lignes de crédit	3 477	225	182	3 070	3 387	3 424
Total engagements reçus	3 477	225	182	3 070	3 387	3 424
Engagements donnés :						
Avals, cautions et garanties donnés	622	95	232	295	619	341
Cautions de contre-garantie sur marchés	145	-	145	-	3	25
Nantissements, hypothèques et sûretés réelles	72	2	24	46	9	9
Garantie de bonne fin	331	110	182	39	282	307
Autres engagements donnés	2	-	2	-	1	9
Total engagements donnés	1 172	207	585	380	914	691

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 depuis février 2005 et son échéance est 2012.

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

Echéances contractuelles résiduelles des instruments financiers dérivés (hors matières premières) ventilées par devise

(En millions d'euros)	Montant des échéances contractuelles * résiduelles nettes par devises de règlement								
	Total au 31.12.2007	2008	2009	2010	2011	2012	Au-delà de 2012	Total au 31.12.2006	Total au 31.12.2005
1. Contrats dérivés de taux									
Swaps de taux d'intérêts									
Dollar américain	- 11	- 3	- 3	- 3	- 2	-	-	- 6	- 10
Livre sterling	- 1	-	-	-	-	-	- 1	-	-
Euro	125	5	-	5	5	6	104	28	16
Autres	-	-	-	-	-	-	-	- 4	-
Sous total	113	2	- 3	2	3	6	103	18	4
Autres dérivés sur taux									
Dollar américain	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Livre sterling	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Euro	6	1	1	1	1	1	1	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous total	6	1	1	1	1	1	1	-	-
Total dérivés de taux	119	3	- 2	3	4	7	104	18	4
2. Contrats dérivés de change									
Activité opérationnelle									
Change à terme									
Dollar américain	33	33	-	-	-	-	-	28	-
Livre sterling	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Euro	32	32	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous total	65	65	-	-	-	-	-	28	-
Autres dérivés de change									
Dollar américain	- 210	- 178	- 32	-	-	-	-	225	-
Livre sterling	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Euro	-	-	-	-	-	-	-	15	-
Autres	13	13	-	-	-	-	-	-	-
Sous total	- 197	- 165	- 32	-	-	-	-	240	-
Total dérivés de change sur l'activité opérationnelle	- 132	- 100	- 32	-	-	-	-	268	-
Activité de financement									
Change à terme									
Dollar américain	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Livre sterling	- 328	- 328	-	-	-	-	-	-	12
Euro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres (Couronne norvégienne)	582	582	-	-	-	-	-	8	-
Sous total	254	254	-	-	-	-	-	8	13

(En millions d'euros)	Montant des échéances contractuelles * résiduelles nettes par devises de règlement								
	Total au 31.12.2007	2008	2009	2010	2011	2012	Au-delà de 2012	Total au 31.12.2006	Total au 31.12.2005
Autres dérivés de change									
Dollar américain	- 88	- 14	- 37	- 37	-	-	-	-	-
Livre sterling	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Euro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous total	- 88	- 14	- 37	- 37	-	-	-	-	-
Total dérivés de change sur l'activité de financement	166	240	- 37	- 37	-	-	-	8	13
3. Instruments financiers dérivés sur titres	-	-	-	-	-	-	-	-	- 61
Total Instruments financiers dérivés	153	143	- 71	- 34	4	7	104	294	- 44

* Pour les contrats dérivés de taux, le dénouement contractuel est généralement défini par l'échange d'un montant net de trésorerie. Le montant des échéances contractuelles présenté pour les contrats dérivés de taux correspond au montant de trésorerie net encaissable ou (décaissable) au titre des contrats comptabilisés à l'actif ou au passif du bilan. Pour les contrats dérivés de change, le dénouement contractuel est généralement défini par l'échange d'un montant brut de devise de transaction du contrat contre un montant brut de devise sous-jacente du contrat. Le montant des échéances contractuelles présenté pour les contrats dérivés de change correspond au montant brut de trésorerie encaissable ou (décaissable) dans la devise de transaction du contrat au titre des contrats comptabilisés à l'actif et au passif du bilan.

20.1.3. Risque de taux

Gestion du risque de taux sur l'endettement financier net

Le Groupe centralise les besoins et excédents de trésorerie des filiales contrôlées et la majorité de leurs besoins de financement externes, et met en œuvre, sur la position d'endettement nette consolidée, une politique d'optimisation de son coût de financement, et de gestion de l'impact des variations de taux d'intérêt sur son résultat financier en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (swaps et options de taux d'intérêts) en fonction des conditions de marché. Le Groupe conserve ainsi une part majoritaire de sa dette à moyen-long terme à taux fixe ou swappée à taux fixe, et s'assure que le solde entre la part à taux variable de sa dette et de ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation des taux d'intérêt à court terme.

Cette politique permet de limiter très fortement la sensibilité du Groupe à la volatilité des taux d'intérêt.

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 euros, 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.

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, faisant l'objet d'une contre-couverture économique au moyen d'un cap de même notionnel qui garantit le Groupe contre une hausse des taux d'intérêts au-delà d'un taux fixe de 3,230%.

Le placement privé en yen pour un montant nominal de 18 millions d'euros (3 milliards de yens) 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 économique.

Le Groupe a également souscrit des swaps de taux payeurs taux fixe / receveurs taux variable pour convertir des emprunts à moyen et long terme de taux variable à taux fixe. La couverture totale de ces emprunts s'élève à 949 millions d'euros au 31 décembre 2007 :

- Un notionnel total de 699 millions d'euros sur des swaps de taux qualifiés en couverture de flux de trésorerie ;
- Un notionnel de 250 millions d'euros sur des swaps de taux qui étaient initialement qualifiés en couverture de flux de trésorerie mais dont les critères de couverture comptable en IFRS ne sont plus respectés depuis le quatrième trimestre en raison de la volatilité importante sur les marchés du taux et du crédit. L'impact sur le compte de résultat de la déqualification de ces swaps n'est pas significatif au 31 décembre 2007.

Enfin, le Groupe a souscrit des swaps de taux à court terme (environ trois mois) pour couvrir le risque de taux sur ses opérations de gestion de trésorerie court terme (placements en certificats de dépôts ou émission de billets de trésorerie). Il s'agit :

- de swaps de taux payeurs taux fixe / receveur taux variable pour un montant notionnel de 50 millions d'euros ;
- de swaps de taux payeurs taux variable / receveur taux fixe pour un montant notionnel de 144 millions d'euros.

Gestion du risque de taux de prêts cédés à un fonds commun de créances

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 18 millions d'euros au 31 décembre 2007. Le nominal des swaps de taux correspondants, inscrits au bilan,

s'établit à 120 millions d'euros de swaps payeurs taux variable/receveurs taux fixe, et 138 millions d'euros de swaps payeurs taux fixe/receveurs taux variable.

Gestion du risque de taux des filiales du secteur financier

Les opérations de trading à terme du Groupe libellées en euro et en dollars font l'objet d'une couverture économique du risque de taux d'intérêt résiduel au moyen de swaps de taux :

- des swaps de taux fixe payeur / variable receveur pour un montant notionnel de 262 millions d'euros au 31 décembre 2007,
- des swaps de taux fixe receveur / variable payeur pour un montant notionnel de 138 millions d'euros au 31 décembre 2007.

Conformément à leur politique de gestion des risques, les filiales du secteur financier qui ont une activité de crédit à la clientèle gèrent leur adossement actifs / passifs au moyen d'une couverture de juste valeur du 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 246 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Ventilation des dettes financières par taux (y compris titres participatifs)

AVANT COUVERTURE (En millions d'euros)	31.12.2007		31.12.2006		31.12.2005	
	Valeur au bilan	En %	Valeur au bilan	En %	Valeur au bilan	En %
Taux fixe	2 810	47 %	3 044	50 %	2 891	56 %
Taux variable	3 135	53 %	2 984	50 %	2 221	44 %
Total dettes financières	5 945	100 %	6 028	100 %	5 112	100 %
APRÈS COUVERTURE (En millions d'euros)	31.12.2007		31.12.2006		31.12.2005	
	Valeur au bilan	En %	Valeur au bilan	En %	Valeur au bilan	En %
Taux fixe	4 178	70 %	3 995	66 %	3 030	59 %
Taux variable	1 767	30 %	2 033	34 %	2 082	41 %
Total dettes financières	5 945	100 %	6 028	100 %	5 112	100 %

Au 31 décembre 2007, la part à taux fixe de la dette brute de Gaz de France est en hausse de 4 % par rapport à l'exercice précédent et s'établit à 4 178 millions d'euros après couverture. A cette date, la part à taux variable (1 767 millions d'euros) était inférieure aux disponibilités et autres équivalents de trésorerie (2 973 millions d'euros).

20.1.4. Risque de change

Gestion du risque de change de l'activité opérationnelle

S'agissant de la sensibilité de la variation des cours de change sur les opérations commerciales réalisées par le segment Achat - Vente d'énergie, le risque de change euro/dollar sur la performance du segment Achat - Vente 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.

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 ou indexés 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.

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.

Par ailleurs, les Business Units identifient et communiquent à la Direction Financière les expositions transactionnelles qu'elles supportent (opérations d'arbitrage, contrat de maintenance,...). Ce risque peut alors être couvert par des contrats à terme, des swaps ou des options selon la probabilité de réalisation du flux futur.

Gestion du risque de conversion

Le financement des filiales est piloté de manière centralisée par la Direction Financière, ce qui permet une gestion active du

risque de change par l'intermédiaire de prêts intra-groupe consentis aux filiales dans la devise des cash flows qu'elles génèrent.

Afin de limiter l'impact du risque de conversion de certains dépôts et prêts intragroupes, le Groupe a mis en place des transactions à terme de devises dont les variations de juste valeur viennent neutraliser les écarts de conversion de ces dépôts et prêts. Il s'agit principalement :

- d'achats à terme pour 250 millions de livres sterling ;
- de ventes à terme pour 4 667 millions de couronnes norvégiennes.

Le Groupe est également exposé au risque de change résultant de la conversion dans les comptes consolidés de la situation nette de ses filiales dont la devise fonctionnelle diffère de celle de la maison-mère. Les écarts de conversion générés par cette exposition entraînent un impact de 257 millions d'euros en solde (-92 millions d'euros en variation de l'exercice) sur les capitaux propres au 31 décembre 2007.

Ventilation des dettes financières (y compris titres participatifs) par devise

(En millions d'euros)	31.12.2007		31.12.2006		31.12.2005	
	% de la dette en devises	Montant	% de la dette en devises	Montant	% de la dette en devises	Montant
Euro (EUR)	94 %	5 598	93 %	5 611	90 %	4 632
Dollar américain (USD)	3 %	174	4 %	258	7 %	342
Yen (JPY)	N.S.	18	N.S.	19	1 %	58
Livre sterling (GBP)	1 %	28	1 %	39	1 %	36
Autres	2 %	127	2 %	101	1 %	44
Total dettes financières	100 %	5 945	100 %	6 028	100 %	5 112

Les dettes libellées en devises étrangères représentent 6 % 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 son émission obligataire privée en yens (JPY), qui représente 18 millions d'euros au 31 décembre 2007.

Ventilation des actifs et passifs du secteur financier par devise

(En millions d'euros)	31.12.2007		31.12.2006		31.12.2005	
	% de l'actif en devises	Actifs du secteur financier	% de l'actif en devises	Actifs du secteur financier	% de l'actif en devises	Actifs du secteur financier
Euro (EUR)	62 %	431	64 %	381	48 %	482
Dollar américain (USD)	12 %	82	12 %	70	8 %	77
Livre sterling (GBP)	26 %	183	25 %	147	44 %	435
Autres	-	-	-	-	-	-
Total actifs du secteur financier	100 %	696	100 %	598	100 %	994

	31.12.2007		31.12.2006		31.12.2005	
	% du passif en devises	Passifs du secteur financier	% du passif en devises	Passifs du secteur financier	% du passif en devises	Passifs du secteur financier
Euro (EUR)	75 %	525	65 %	315	46 %	514
Dollar américain (USD)	-	-	3 %	16	4 %	46
Livre sterling (GBP)	25 %	179	32 %	154	50 %	557
Autres	-	-	-	-	-	-
Total passifs du secteur financier	100 %	704	100 %	485	100 %	1 117

Ventilation des instruments financiers dérivés (hors matières premières) par devise

Cette information figure dans la Note 20.1.2.

20.1.5. Risques sur titres

Le Groupe a conclu des options croisées d'achat ou de vente de titres du groupe RETI qui lui donnent le droit d'acheter des actions détenues par la contrepartie, et qui donnent symétriquement à cette contrepartie le droit de vendre ces actions au Groupe.

Ces options sont exerçables entre septembre 2008 et septembre 2009, portant sur 29,5% de parts supplémentaires dont les modalités de détermination conduisent à une évaluation du montant de trésorerie décaissable d'environ 155 millions d'euros.

Le Groupe a également conclu des options croisées avec son partenaire sur les 49% de titres Gaselys qu'il ne détient pas. Les montants de trésorerie décaissables dans le cas où le Groupe déciderait d'exercer ses options d'acheter, ou dans le cas où le partenaire déciderait d'exercer ses options de vendre ces titres sont estimés au 31 décembre 2007 à 217 millions d'euros. Ces options ne sont pas exerçables immédiatement.

Le Groupe s'est engagé à souscrire à de futures augmentations de capital à hauteur de 17 millions d'euros. Le Groupe s'est également engagé à acquérir 100% des sociétés en Italie détenant sept centrales de cogénération pour un investissement global de 226 millions d'euros. Le projet est notamment subordonné à l'absence de l'exercice du droit de préemption par les actionnaires minoritaires pour deux des sept centrales.

Les principales lignes d'actions détenues par le Groupe au 31 décembre 2007 sont :

- un total de 8,05 millions d'actions Suez, dont le cours coté au NYSE-Euronext au 31 décembre 2007 était de 46,57 EUR par action,
- un total de 75,0 millions d'actions Petronet dont le cours coté au NSE (National Stock Exchange of India) au 31 décembre 2007 était de 107,35 INR par action,
- un total de 34,7 millions d'actions Enbridge détenues via le groupe Noverco qui est lui-même détenu à hauteur de 17,56% et mis en équivalence. Le cours des actions Enbridge cotées au TSX (Toronto Stock eXchange) au 31 décembre 2007 était de 40,01 CAD par action.

Ces titres sont tous comptabilisés en actifs disponibles à la vente et évalués en juste valeur par le biais des capitaux propres.

Note 20.2 – Risques sur matières premières

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 ;
- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

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.

S'agissant de la sensibilité de la variation des prix des matières premières sur les opérations commerciales réalisées par le segment Achat – Vente d'énergie, le risque de prix des matières premières sur la performance du segment Achat – Vente d'énergie résulte des modes d'indexation des différents contrats d'achat ou de vente de gaz sur les prix des produits pétroliers ou du gaz naturel.

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.

Echéances contractuelles résiduelles des instruments financiers dérivés sur matières premières ventilées par devise et par sous-jacent

(En millions d'euros)	Echéances contractuelles * résiduelles nettes								
	Total au 31.12.2007	2008	2009	2010	2011	2012	Au-delà de 2012	Total au 31.12.2006	Total au 31.12.2005
Gaz naturel et Electricité									
Dollar américain	- 12	- 14	2	-	-	-	-	16	6
Livre sterling	- 1 632	- 434	- 282	- 320	- 265	- 52	- 279	- 917	171
Euro	- 2 009	- 201	- 285	- 121	70	- 205	- 1 267	- 2 648	- 278
Sous total Gaz naturel et Electricité	- 3 653	- 649	- 565	- 441	- 195	- 257	- 1 546	- 3 549	- 101
Pétrole et Autres									
Dollar américain	- 174	- 34	- 70	- 52	- 18	-	-	- 55	114
Livre sterling	8	4	3	1	-	-	-	1	-
Euro	281	41	25	27	188	-	-	22	129
Sous total Pétrole et Autres	115	11	- 42	- 24	170	-	-	- 32	243
Total instruments financiers dérivés sur matières premières	- 3 538	- 638	- 607	- 465	- 25	- 257	- 1 546	- 3 581	142

* Le montant des échéances contractuelles correspond au montant net de trésorerie encaissable ou (décaissable) au titre des contrats dérivés.

Dans le cas des contrats à terme sur matières premières, le dénouement contractuel est défini par le règlement d'un montant brut de trésorerie en échange d'une livraison physique du sous-jacent. Pour ces contrats, le montant des échéances contractuelles correspond au montant contractuel de trésorerie.

Effet des appels de marge sur le risque de crédit lié à l'activité sur matières premières du Groupe

Les conventions d'appels de marge sont des contrats normalisés de réduction du risque de crédit, qui sont conclus soit avec la chambre de compensation d'un marché organisé soit bilatéralement avec une contrepartie en gré-à-gré.

Les conventions d'appels de marge négociées par le Groupe dans le cadre de ses activités sur matières premières lui permettent généralement de compenser tout ou partie de ses engagements avec la chambre de compensation d'un marché organisé ou une contrepartie en gré-à-gré, et le conduisent à recevoir ou à verser périodiquement auprès de la chambre de compensation ou de la contrepartie en gré-à-gré un complément de dépôt de garantie correspondant à la variation de sa position nette de contrepartie évaluée en Mark-to-Market, lorsque l'amplitude de cette variation excède les seuils convenus au contrat.

L'exposition au risque de prix des matières premières 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 et indexés par des swaps financiers.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières 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.

Le montant d'appels de marge comptabilisé au bilan du Groupe à la clôture dépend ainsi du volume d'en cours des transactions qui font contractuellement l'objet d'un appel de marge, de la variation des cours du marché par rapport au prix négocié pour ces transactions et des règles d'ajustement périodique de ces appels de marge.

De plus, les appels de marge peuvent porter non seulement sur des contrats dérivés sur matières premières, mais aussi sur des contrats d'achat ou de vente d'électricité ou de gaz naturel qui feront l'objet d'une livraison physique et qui sont considérés dans l'activité dite « normale » du Groupe. Dans ce dernier cas, le montant des appels de marge au titre de ces contrats correspond :

- au *Mark-to-Market* pour la période allant de la date de négociation de ces contrats jusqu'à la date de livraison physique du sous-jacent ;

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

- au montant de créance ou de dette commerciale hors taxe entre la date de la livraison physique du sous-jacent et la date de règlement du contrat.

En pratique la périodicité et les seuils d'ajustement des appels de marge sont tels que l'écart entre solde des appels de marge et position nette des transactions faisant l'objet d'appels de marge reste peu significatif.

Détail des instruments financiers sur matières premières faisant l'objet d'un appel de marge :

(En millions d'euros)	31.12.2007	31.12.2006	Variation
Contrats dérivés sur opérations commerciales	118	138	- 20
Actifs et passifs non dérivés faisant l'objet d'un appel de marge (montants hors taxes)			
Créances clients ou dettes fournisseurs	- 47	- 28	- 19
Actifs et passifs du secteur financier	- 50	- 49	- 1
Sous total Actifs et passifs non dérivés	- 97	- 77	- 20
Juste valeur nette des contrats dans l'activité « normale » faisant l'objet d'un appel de marge	116	- 447	+ 563
Position nette exposée au risque de crédit, avant Appels de marge	137	- 386	+ 523
Appels de marge versés ou reçus			
Autres créances et Autres dettes	6	299	- 293
Actifs et passifs du secteur financier	80	234	- 154
Sous total Appels de marge	86	533	- 447
Position nette exposée au risque de crédit, après Appels de marge	223	144	+ 79

Engagements relatifs aux matières premières

Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement 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 de volume permettant de gérer les aléas (principalement climatiques) de la demande ainsi que les aléas techniques.

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.

La compétitivité de ces contrats 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 2007, les engagements du Groupe étaient de 45 milliards de mètres cubes pour l'année 2008, 172 milliards de mètres cubes pour la période allant de 2009 à 2011 et 471 milliards de mètres cubes pour 2011 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 Négocier : achats et ventes de gaz sur marché court terme et offres avec ingénierie de prix aux clients industriels.

Au 31 décembre 2007, les engagements de Gaz de France sont de 6,3 milliards de mètres cubes d'achats à terme et de 1,5 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 18 milliards de mètres cubes au 31 décembre 2007, dont 4 milliards de mètres cubes à moins d'un an.

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 2007, les engagements de Gaz de France sont de 18,5 TWh pour les achats à terme, de 4,2 TWh pour les ventes à terme et de 2,3 TWh pour les achats optionnels.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité :

	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Contrats « take or pay » long terme de gaz naturel (en milliards de m3) :			
à 1 an	45	47	51
de 1 an à 4 ans	172	132	191
4 ans et au-delà	471	518	382
“Gas release” (en TWh)	11	25	38
Contrats d'achat à terme de gaz naturel (en milliards de m3)	6,3	1,2	2
Contrats de vente à terme de gaz naturel (en milliards de m3)	1,5	N.S.	N.S.
Contrats d'achat à terme d'électricité (en TWh)	20,8	14,8	9,7
Dont achats fermes	18,5	9,9	3,9
Dont achats optionnels	2,3	4,9	5,8
Contrats de vente à terme d'électricité (en TWh)	4,2	1,1	2,1
Secteur Exploration-Production (en milliards de m3) :			
Engagements de mise à disposition de gaz naturel	18	16	18
Dont à moins d'un an	4	3	4

Note 20.3-Sensibilité du résultat et des capitaux propres aux risques de marché

Pour son activité, le Groupe a recours à des instruments financiers dont l'évaluation est sensible aux risques de marché.

Ces instruments financiers exposés aux risques de marché comprennent principalement :

- Les créances et dettes commerciales libellées en une devise différente de la devise de fonctionnement de l'entité qui les porte, suite à des transactions négociées par le Groupe dans le cadre de l'ensemble de ses métiers. L'évaluation au bilan de ces actifs et passifs financiers non dérivés au coût amorti est sensible aux parités de change (EUR/USD ou EUR/GBP) entre la devise de transaction et l'euro ;
- Les swaps financiers, les contrats optionnels ou les contrats à terme (forwards ou futures) sur des sous jacents matières premières (gaz naturel, électricité, pétrole) négociés dans le cadre de son activité d'achat / vente d'énergie. L'évaluation au bilan de ces contrats dérivés en juste valeur est sensible :
 - au cours des matières premières (gaz naturel, électricité ou pétrole) en raison du sous jacent physique échangé au dénouement du contrat, ou en raison de l'indexation du prix du contrat sur le cours des matières premières ;
 - aux parités de change (EUR/USD ou EUR/GBP) en raison de la devise de règlement du contrat lorsque celle-ci est différente de la devise de fonctionnement de l'entité, ou en raison de l'indexation du prix du contrat sur le cours de change entre la devise de cotation des matières premières sous jacentes et la devise de règlement du contrat ;
- Les contrats d'emprunt à taux variable, les swaps financiers, ou les contrats optionnels négociés par le Groupe dans le

cadre de son activité de financement. L'évaluation au bilan de ces instruments financiers soit au coût amorti, soit en juste valeur est sensible :

- au niveau des taux d'intérêts ;
- aux parités de change (EUR/USD ou EUR/GBP) en raison de la devise de règlement du contrat lorsque celle-ci est différente de la devise de fonctionnement de l'entité ;
- Les contrats à terme fermes ou optionnels de change négociés par le Groupe soit dans le cadre de son activité commerciale, soit dans le cadre de ses activités de financement ou d'investissement. L'évaluation au bilan de ces contrats dérivés en juste valeur est sensible aux parités de change (EUR/USD ou EUR/GBP).

Les tableaux ci-dessous donnent, à la date de clôture, la sensibilité du résultat et des capitaux propres recyclables avant impôt du Groupe aux principaux risques de marché auxquels le Groupe est exposé du fait des instruments financiers comptabilisés à son bilan.

En revanche, ces tableaux ne prennent pas en compte les expositions aux risques de marché relatives :

- Aux éléments non financiers du bilan (investissements nets à l'étranger, stocks de matières premières, etc.) ;
- Aux prêts et dépôts intragroupes en devises ;
- Aux transactions futures et aux engagements fermes relatifs à des contrats exclus du champ d'application de la norme IAS 39 (contrats d'approvisionnement ou de vente de gaz naturel ou d'électricité considérés dans l'activité « normale » du Groupe, contrats de prestation de service ou de location simple, etc.).

Lorsque ces éléments font l'objet d'une couverture de flux de trésorerie, leur sensibilité viendra compenser la sensibilité indiquée sur les capitaux propres du Groupe au titre des contrats dérivés qualifiés en couverture de flux de trésorerie.

Du fait de la faible proportion de contrats dérivés optionnels dans les portefeuilles du Groupe, l'analyse de sensibilité présentée est représentative du risque total.

20.3.1 Sensibilité au risque de taux d'intérêts

L'effet sur le compte de résultat du Groupe d'une augmentation des taux d'intérêts dans le cas d'un choc uniforme sur l'ensemble des cours à terme de +50 points de base serait de -2,4 millions d'euros avant impôts au 31 décembre 2007 (-10,3 millions d'euros au 31 décembre 2006 et +2,2 millions d'euros au 31 décembre 2005).

Cette effet résulte de l'exposition nette après couverture de l'ensemble des actifs et passifs financiers du Groupe exposés au risque de taux d'intérêt.

Dans le cas d'un tel choc, les contrats dérivés de taux qualifiés en couverture de flux de trésorerie du risque de taux des emprunts du Groupe génèrent un complément d'exposition des capitaux propres du Groupe qui s'élève à +19,6 millions d'euros avant impôts au 31 décembre 2007 (+15,5 millions d'euros au 31 décembre 2006 et non significative au 31 décembre 2005).

20.3.2. Sensibilité au risque de change

La sensibilité au risque de change EUR/USD et EUR/GBP sur les actifs et passifs non financiers provient principalement de dettes libellées en devise vis à vis de fournisseurs de gaz naturel du Groupe.

Comme indiqué plus haut, l'exposition au risque de change liée à ces dettes en devise 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.

Au 31 décembre 2007, la sensibilité du compte de résultat au risque de change EUR/GBP et EUR/NOK est principalement liée aux opérations de couverture économique des écarts de conversion des prêts et dépôts intragroupes.

La sensibilité des capitaux propres avant impôt du Groupe au risque de change EUR/USD provient principalement des contrats dérivés sur matières premières libellés dans la devise de l'entité mais dont les formules de prix contiennent des indexations pétrole d'une part et EUR/USD d'autre part, qui sont qualifiés en couverture de flux de trésorerie des contrats d'approvisionnements ou de ventes de gaz naturel indexés sur le cours d'un ou de plusieurs produits pétroliers.

Ainsi Gaz de France est acheteur net de contrats dérivés de couvertures sur achats et ventes de gaz naturel qui sont sensibles au risque de change EUR/USD parce que les sous-jacents de ces contrats dérivés sont des produits pétroliers cotés en dollars. Le montant des flux futurs de trésorerie couverts au moyen de ces swaps peut varier fortement d'un exercice à l'autre d'une part en fonction de l'évolution des volumes nets de transactions nécessitant une couverture, et d'autre part en fonction de l'évolution des cours des produits pétroliers sur lesquels est indexé le prix de ces transactions. Ces variations se traduisent par de fortes variations de la sensibilité des portefeuilles de contrats dérivés au risque de change EUR/ USD, en revanche elles n'ont pas d'effet significatif sur l'exposition nette des flux de trésorerie du Groupe après couverture.

Effet d'une variation de la parité EUR/USD de +0,10 USD pour 1,00 EUR :

(En millions d'euros avant impôts)	31.12.2007		31.12.2006		31.12.2005	
	Résultat	Capitaux propres recyclables	Résultat	Capitaux propres recyclables	Résultat	Capitaux propres recyclables
Risque de change EUR/USD +0,10 USD pour 1,00 EUR						
Actifs et passifs financiers non dérivés	+ 32,4	-	+ 29,0	-	+ 33,9	-
Contrats dérivés qualifiés en couverture de flux de trésorerie	-	- 45,0	-	- 78,4	-	- 17,3
Contrats dérivés détenus à des fins de couverture économique mais non qualifiés en couverture	+ 20,4	-	- 6,1	-	- 20,8	-
Contrats dérivés détenus à des fins d'arbitrage	- 3,6	-	- 1,3	-	+ 1,9	-
Total risque de change EUR/USD	+ 49,2	- 45,0	+ 21,6	- 78,4	+ 15,0	- 17,3

Effet d'une variation de la parité EUR/GBP de +0,10 GBP pour 1,00 EUR :

(En millions d'euros avant impôts)	31.12.2007		31.12.2006		31.12.2005	
	Résultat	Capitaux propres recyclables	Résultat	Capitaux propres recyclables	Résultat	Capitaux propres recyclables
Risque de change EUR/GBP +0,10 GBP pour 1,00 EUR						
Actifs et passifs financiers non dérivés	+ 5,8	-	+ 14,3	-	+ 6,5	-
Contrats dérivés qualifiés en couverture de flux de trésorerie	-	-	-	+ 1,1	-	-
Contrats dérivés détenus à des fins de couverture économique mais non qualifiés en couverture	- 36,7	-	- 0,1	-	+ 4,2	-
Contrats dérivés détenus à des fins d'arbitrage	-	-	+ 2,3	-	-	-
Total risque de change EUR/GBP	- 30,9	-	+ 16,5	+ 1,1	+ 10,7	-

L'effet sur le compte de résultat du Groupe d'une variation de la parité EUR/NOK de +0,80 NOK pour 1,00 EUR serait de +53,0 millions d'euros avant impôts au 31 décembre 2007 (pas d'effet significatif au 31 décembre 2006 ni au 31 décembre 2005). Comme mentionné précédemment, cet effet est principalement lié aux opérations de couverture économique des écarts de conversion des prêts et dépôts intragroupes.

20.3.3. Sensibilité au risque de prix des produits pétroliers

La sensibilité des capitaux propres avant impôt du Groupe au risque pétrole provient principalement des contrats dérivés sur matières premières qualifiés en couverture des flux de trésorerie des contrats d'approvisionnements ou de ventes de gaz naturel indexés sur le cours d'un ou de plusieurs produits pétroliers.

Le montant important de l'exposition nette des capitaux propres du Groupe reflète une proportion de volumes d'achats indexés plus importante que la proportion de volumes de ventes indexées, l'écart correspondant à des ventes à prix fixe ne faisant donc pas l'objet de couvertures sur le risque de prix de vente.

Ainsi Gaz de France est acheteur net de contrats dérivés de couvertures sur achats et ventes de gaz naturel qui sont sensibles au risque de prix des produits pétroliers parce que les sous-jacents de ces contrats dérivés sont des produits pétroliers. Le montant des flux futurs de trésorerie couverts au moyen de ces swaps peut varier fortement d'un exercice à l'autre en fonction de l'évolution des volumes nets de transactions nécessitant une couverture. Ces variations se traduisent par de fortes variations de la sensibilité des portefeuilles de contrats dérivés au risque de prix des produits pétroliers, en revanche elles n'ont pas d'effet significatif sur l'exposition nette des flux de trésorerie du Groupe après couverture.

Effet d'une augmentation des prix du pétrole dans le cas d'un choc uniforme sur les cours à terme du Brent Daté de +10,00 USD/bbl, ainsi que d'une augmentation équivalente sur chaque autre produit pétrolier présent dans le bilan de Gaz de France estimée par le produit entre le choc appliqué sur le Brent Daté et la pente de régression linéaire entre les prix respectifs de chaque produit pétrolier et ceux du Brent Daté :

(En millions d'euros avant impôts)	31.12.2007		31.12.2006		31.12.2005	
	Résultat	Capitaux propres recyclables	Résultat	Capitaux propres recyclables	Résultat	Capitaux propres recyclables
Risque Pétrole +10,00 USD/bbl						
Contrats dérivés qualifiés en couverture de flux de trésorerie	-	+ 69,3	-	+ 162,2	-	+ 40,7
Contrats dérivés détenus à des fins de couverture économique mais non qualifiés en couverture	- 25,2	-	+ 13,4	-	+ 41,5	-
Contrats dérivés détenus à des fins d'arbitrage	- 2,1	-	- 2,4	-	- 7,9	-
Total risque Pétrole	- 27,3	+ 69,3	+ 11,0	+ 162,2	+ 33,6	+ 40,7

20.3.4. Sensibilité au risque de prix du gaz naturel

Effet d'une augmentation des prix du gaz naturel dans le cas d'un choc uniforme sur les cours à terme de +3,00 EUR/MWh, quelque soit le point de marché retenu (NBP en Grande-Bretagne, Hub de Zeebrugge en Belgique, etc.) :

	31.12.2007		31.12.2006		31.12.2005	
	Résultat	Capitaux propres recyclables	Résultat	Capitaux propres recyclables	Résultat	Capitaux propres recyclables
<i>(En millions d'euros avant impôts)</i>						
Risque Gaz naturel +3,00 EUR/MWh						
Contrats dérivés qualifiés en couverture de flux de trésorerie	-	+ 11,3	-	- 23,7	-	- 14,8
Contrats dérivés détenus à des fins de couverture économique mais non qualifiés en couverture	+ 42,1	-	- 2,5	-	- 15,1	-
Contrats dérivés détenus à des fins d'arbitrage	- 27,8	-	- 16,6	-	+ 6,7	-
Total risque Gaz naturel	+ 14,3	+ 11,3	- 19,1	- 23,7	- 8,4	- 14,8

20.3.5. Sensibilité au risque de prix de l'électricité

Effet d'une augmentation des prix de l'électricité dans le cas d'un choc uniforme sur les cours à terme de +5,00 EUR/MWh, quelque soit le marché national retenu (France, Grande-Bretagne, Allemagne, Espagne, etc.) :

	31.12.2007		31.12.2006		31.12.2005	
	Résultat	Capitaux propres recyclables	Résultat	Capitaux propres recyclables	Résultat	Capitaux propres recyclables
<i>(En millions d'euros avant impôts)</i>						
Risque Electricité +5,00 EUR/MWh						
Contrats dérivés qualifiés en couverture de flux de trésorerie	-	- 9,9	-	- 3,0	-	- 8,7
Contrats dérivés détenus à des fins de couverture économique mais non qualifiés en couverture	- 0,9	-	+ 0,2	-	-	-
Contrats dérivés détenus à des fins d'arbitrage	- 2,4	-	+ 0,1	-	+ 19,4	-
Total risque Electricité	- 3,3	- 9,9	+ 0,3	- 3,0	+ 19,4	- 8,7

7 – TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE

Note 21 – Tableau des flux de trésorerie

Réconciliation des investissements d'équipement avec le bilan

<i>(En millions d'euros)</i>	Note	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Acquisitions d'actifs incorporels	11	666	562	576
Acquisitions d'actifs corporels	12	2 003	1 837	1 234
Acquisition en location-financement		- 10	- 143	- 9
Autres		- 107	- 87	- 52
Investissements d'équipement		2 552	2 169	1 749

Opérations d'investissement et de financement sans incidence sur la variation de trésorerie de l'exercice

<i>(En millions d'euros)</i>	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2005
Acquisition en location-financement	10	143	9
Investissements corporels AES Energia Cartagena	-	671	-

8 – AUTRES INFORMATIONS

Note 22 – Informations relatives aux parties liées

Note 22 – 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.

Relations avec 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 suite à la création au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz dénommé EDF Gaz de France Distribution (« EGD »).

Les activités d'EGD sont exercées dans des conditions qui garantissaient la séparation comptable et les intérêts stratégiques de chaque groupe. 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, notamment :

- les prestations de main d'œuvre ;
- les prestations de service portant principalement sur l'informatique, les télécommunications ainsi que des services automobiles.

A partir du 31 décembre 2007 les activités ne sont plus portées par EDF et Gaz de France SA : en application de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, Gaz de France SA et GrDF ont conclu en date du 20 juillet 2007 un contrat de cession par Gaz de France SA à sa filiale GrDF de

l'activité de gestionnaire de réseaux de distribution de gaz naturel avec une date d'effet au 31 décembre 2007.

Par ailleurs, 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 MWel, Gaz de France et RTE ont signé le 6 décembre 2006 un contrat de réservation de production électrique prenant effet à partir de 2010.

Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières)

La CNIEG 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 17.

Relation avec l'Etat

L'Etat détient 79,8 % du capital de Gaz de France SA depuis l'ouverture du capital de la société le 8 Juillet 2005. L'Etat a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'Etat est l'actionnaire majoritaire, Gaz de France est soumise à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'Etat, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003. Leur mise en oeuvre 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.

Le contrat, tel qu'approuvé par le conseil d'administration de Gaz de France le 22 mars 2005, a été signé entre Gaz de France et l'Etat le 10 juin 2005. Il 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 au service public des clients (y compris des clients démunis) ainsi qu'à la politique de recherche et développement et à la protection de l'environnement. Par ailleurs, il fixe les principes d'évolution pluriannuelle des tarifs de distribution publique.

Note 22 – 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 identiques à celles réservées à l'ensemble des salariés.

(En milliers d'euros)	2007	2006	2005
Avantages court terme hors charges patronales ⁽¹⁾	4 064	3 794	3 346
Avantages court terme : charges patronales	1 479	1 398	1 335
Avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	700	634	544
Autres avantages à long terme ⁽²⁾	53	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 2007 s'établissent à 139 milliers d'euros (105 milliers d'euros en 2006 et 21 milliers d'euros en 2005).

Note 23 – Événements postérieurs à la clôture de la période

Réforme du régime des retraites

Conformément au « Document d'orientation relatif à la réforme des régimes spéciaux de retraite » émis par le Ministère du travail, des relations sociales et de la solidarité en date du 10 octobre 2007, le régime spécifique de retraite des industries électriques et gazières a été modifié par décret n° 2008-69 du 22 janvier 2008. Ce décret permet d'aligner, à l'issue d'une phase transitoire, le régime des IEG sur celui de la Fonction Publique.

Les modifications apportées entrent en vigueur au 1er juillet 2008 et concernent essentiellement :

- l'allongement de la durée de cotisation,
- la mise en place d'un mécanisme de décote et de surcote,
- les modalités de revalorisation des pensions.

Pendant la phase transitoire, la durée de cotisation nécessaire pour bénéficier d'une retraite à taux plein jusqu'alors fixée à 150 trimestres augmente progressivement pour atteindre 160 trimestres le 1er décembre 2012. Ensuite, elle évoluera comme celle du régime de la Fonction Publique.

La décote consiste en l'application d'une pénalité financière pour les salariés qui n'ont pas atteint la durée d'assurance nécessaire à l'obtention d'une pension à taux plein. A l'inverse, la surcote correspond à une majoration de pension applicable aux salariés qui prolongent leur activité au-delà de 60 ans et de 160 trimestres de durée d'assurance, sous certaines conditions.

La revalorisation des pensions et des rentes d'invalidité sera calculée, à compter du 1er janvier 2009, sur la base de l'indice des prix à la consommation hors tabac.

Dans le cadre de la refonte du régime de retraite et selon les principes posés par le Document d'Orientation, un premier accord a parallèlement été signé le 29 janvier 2008 pour la

branche des IEG. Il prévoit notamment une revalorisation du salaire national de base sur 2008 applicable aux actifs et aux retraités, un aménagement de la grille de rémunération et la modification des indemnités de fin de carrière. D'autres négociations se poursuivent et d'autres accords pourront être conclus dans les prochains mois, notamment sur la prise en compte des spécificités des métiers.

Le chiffrage de l'ensemble de la réforme, incluant les mesures d'accompagnement, et de son impact dans les comptes de Gaz de France est en cours.

Rachat d'actions

L'Assemblée générale mixte de Gaz de France du 23 mai 2007 a autorisé, dans sa sixième résolution, le Conseil d'administration à racheter des actions de Gaz de France dans la limite de 5% des actions composant son capital. Le prix maximal de rachat fixé par l'Assemblée générale s'élève à 50 euros par action hors frais d'acquisition.

Le Conseil d'administration de Gaz de France, réuni en date du 19 décembre 2007 a décidé la mise en œuvre d'un programme de rachat d'actions de Gaz de France en vue de leur annulation. Ce programme a été fixé au maximum à 24 500 000 actions soit environ 2,5 % du capital de Gaz de France et pourrait représenter un montant maximal de 1 225 millions d'euros hors frais d'acquisition. Ce programme, commencé en janvier 2008, s'achèvera au plus tard le 23 novembre 2008.

Contrôle fiscal en cours

Gaz de France fait actuellement l'objet d'un contrôle fiscal sur les exercices 2004 et 2005. Le contrôle est en cours et les vérifications se poursuivent.

Les vérificateurs ont souhaité interrompre la prescription au titre de l'année 2004 en envoyant en décembre 2007 un courrier d'observations qui porte notamment sur la taxe professionnelle. Gaz de France estime toutefois que sa position est justifiée et aucune provision n'a été comptabilisée à ce titre.

Terminal méthanier en construction de Fos Cavaou

Suite à un accident lors d'essais préalables à la mise en service du terminal menés le 12 février 2008 sous le contrôle du consortium Sofregaz – Saipem – Tecnimont, la mise en service du terminal, jusqu'alors prévue pour le second semestre 2008, est repoussée au premier semestre 2009.

Note 24 – Périmètre

Sociétés	Pays	Pourcentage d'intérêt			
		Méthode 2007	Décembre 2007	Décembre 2006	Décembre 2005
		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 ⁽¹⁾	Royaume-Uni	I.P.	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	100,00
GDF Exploration Mauritania	Pays-bas	I.G.	100,00	100,00	-
GDF Exploration UK	Pays-bas	I.G.	-	Dissoute	100,00
GDF Participation Nederland	Pays-bas	I.G.	100,00	100,00	100,00
Groupe E.E.G.	Allemagne	I.G.	Fusionnée	100,00	100,00
Groupe GDF 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
Enerci	Côte d'Ivoire	I.G.	100,00	-	-
GDF Investments Netherlands	Royaume-Uni	I.G.	-	Dissoute	100,00
Investments Gas Holdings	Royaume-Uni	I.G.	-	Dissoute	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
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.	Cédée	51,00	51,00

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

Sociétés	Pays	Pourcentage d'intérêt			
		Méthode 2007	Décembre 2007	Décembre 2006	Décembre 2005
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	100,00
Etac	Pays-Bas	M.E.E.	-	-	80,00
AES Energia Cartagena	Espagne	I.G.	26,00	26,00	-
GDF Comercializadora	Espagne	I.G.	100,00	-	-
Maïa Eolis	France	I.P.	49,00	49,00	-
Cycofos	France	I.G.	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
Erelia	France	I.G.	95,00	-	-
Société Eolienne de la Haute Lys	France	I.G.	100,00	-	-
GDF Energie Renouvelable	France	I.G.	100,00	-	-
GDF Energy Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00	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
Banque SOLFEA	France	I.P.	54,72	54,72	54,72
GNL Transport Investissements	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GNL Marine Investissements	France	I.G.	100,00	100,00	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
Groupe Thion	France	M.E.E.	34,00	34,00	34,00
Pôle Infrastructures					
Transport-Stockage					
GRTgaz	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou	France	I.G.	69,70	69,70	-
Megal GmbH	Allemagne	I.P.	44,00	44,00	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	100,00
Segeo	Belgique	M.E.E.	25,00	25,00	25,00
Storage Limited	Royaume-Uni	I.G.	100,00	-	-

Sociétés	Pays	Pourcentage d'intérêt			
		Méthode 2007	Décembre 2007	Décembre 2006	Décembre 2005
Distribution France					
GrDF	France	I.G.	100,00	-	-
Gaz de Strasbourg	France	M.E.E.	24,90	24,90	24,90
Transport et Distribution International					
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.	70,50	68,50	-
Groupe VENDITE ⁽²⁾	Italie	I.G.	60,00	40,00	-
Energie Investimenti (ex GDF Milano) ⁽³⁾	Italie	I.G.	60,00	40,00	100,00
Groupe Gasag	Allemagne	I.P.	31,57	31,57	31,57
Groupe SPE ⁽⁴⁾	Belgique	M.E.E.	25,50	25,50	25,50
Portgas	Portugal	M.E.E.	12,67	12,67	12,67
Egaz-Degaz	Hongrie	I.G.	99,74	-	-
Degaz	Hongrie	I.G.	Absorbée	99,77	99,77
Egaz	Hongrie	I.G.	Absorbée	99,42	99,42
Egaz Degaz Réseau	Hongrie	I.G.	99,74	-	-
Edenergia	Hongrie	I.G.	100,00	-	-
Distrigaz Sud	Roumanie	I.G.	40,80	40,80	51,00
Pozagas	Slovaquie	I.P.	43,37	43,37	43,38
Groupe Slovensky Plynarensky Priemysel (SPP)	Slovaquie	I.P.	24,50	24,50	24,50
Groupe Nafta	Slovaquie	I.P.	13,50	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
Consorcio Mexigaz	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Natgasmex	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00

INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE L'EMETTEUR

Informations financières historiques

20

Sociétés	Pays	Pourcentage d'intérêt			
		Méthode 2007	Décembre 2007	Décembre 2006	Décembre 2005
Tamauligas	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Gaseba	Argentine	I.G.	-	Cédée	100,00
Gaseba Uruguay	Uruguay	I.G.	-	Cédée	51,00
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 35	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Verona Investissements	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Segebel	Belgique	I.P.	50,00	50,00	50,00
MI del Bajio 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	80,00	-
Merida Holding	Barbade	I.G.	67,50	67,50	67,50
GDFESS Commercialisateur	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00	100,00
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
Mexique Investissements	France	I.G.	-	Absorbée	100,00
GDF Production Investissements Pays-Bas	France	I.G.	-	Absorbée	100,00
GDF Berliner Investissements	France	I.G.	-	Absorbée	100,00
GDF Investissements 2	France	I.G.	-	Absorbée	100,00

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 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.

- (1) Efog est consolidée pour la première fois par la méthode de l'intégration proportionnelle au 1^{er} février 2007.
- (2) Le groupe VENDITE est consolidé à compter du 1^{er} octobre 2007 à 60% par la méthode de l'intégration globale (précédemment mis en équivalence du 1^{er} janvier au 30 juin 2007 à 40%, et consolidé du 1^{er} juillet au 30 septembre 2007 à 40% par la méthode d'intégration proportionnelle).
- (3) Energie Investimenti est consolidée à compter du 1^{er} octobre 2007 à 60% par la méthode de l'intégration globale (précédemment consolidée à 40% par la méthode d'intégration proportionnelle).
- (4) Le groupe SPE est mis en équivalence à compter du 1^{er} décembre 2007 à 25,50% (précédemment consolidé à 25,50% par la méthode d'intégration proportionnelle).

Note 25 – Principaux cours de conversion

Les principaux taux de change appliqués hors zone euro sont les suivants :

	31.12.2007		31.12.2006		31.12.2005	
	Taux moyen	Taux de clôture	Taux moyen	Taux de clôture	Taux moyen	Taux de clôture
Devises / EURO						
USD Dollar américain	1,37	1,47	1,26	1,32	1,24	1,18
CAD Dollar canadien	1,47	1,44	1,42	1,53	1,51	1,37
HUF Florin hongrois	251,32	253,73	264,13	251,77	248,04	252,87
CHF Franc suisse	1,64	1,65	1,57	1,61	1,55	1,56
SKK Couronne slovaque	33,78	33,58	37,21	34,43	38,59	37,88
GBP Livre anglaise	0,68	0,73	0,68	0,67	0,68	0,69
MXN Peso mexicain	14,98	16,07	13,70	14,23	13,57	12,54
NOK Couronne norvégienne	8,02	7,96	8,05	8,24	8,01	7,98
RON Lei roumain	3,34	3,61	3,52	3,38	3,62	3,68

20.1.1.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2007

Gaz de France, S.A.
Rapport des Commissaires aux Comptes
sur les comptes consolidés
Exercice clos le 31 Décembre 2007

Mesdames, Messieurs,

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 2007, 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 :

- 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-2-23 de l'annexe décrit les modalités d'analyse conduites par le groupe, visant à déterminer si les contrats d'achats et de vente d'électricité et de gaz naturel 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, nous avons examiné les modalités d'analyse

déterminées par le groupe et nous nous sommes assurés que la note A-2-23 de l'annexe fournit une information appropriée.

- Comme décrit dans les notes A-2-2 et A-2-12 de l'annexe, votre groupe a procédé à des tests systématiques de dépréciation des écarts d'acquisition et des immobilisations incorporelles dont la durée d'utilité est indéfinie et à des tests de dépréciation des actifs corporels et incorporels dont la durée d'utilité est 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 les estimations comptables et nous nous sommes assurés du caractère raisonnable des valeurs retenues dans les comptes.
- Comme indiqué dans les notes A-2-21 et C-5-16 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-5-17 de l'annexe relative aux engagements de retraite et 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-2-23 de l'annexe indique qu'en ce qui concerne la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés, 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 fondées 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.
- Comme indiqué dans les notes A-2-9 et C-3-11 de l'annexe, le groupe applique l'interprétation IFRIC 12 relative au traitement comptable des « accords de concession de services ». Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives relatives à l'arrêté des comptes, nous avons examiné les modalités retenues par le groupe pour déterminer si un contrat de concession entre dans le champ d'application d'IFRIC 12 et nous nous sommes assurés du caractère raisonnable des estimations effectuées dans le cadre de cette application.

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.

Fait à Paris-La Défense, le 25 mars 2008

Les Commissaires aux Comptes

ERNST & YOUNG Audit

Patrick Gounelle

Philippe Hontarrède

MAZARS & GUERARD

Michel Barbet-Massin

Marie-Laure Philippart

20.1.2 Informations financières au 31 décembre 2006

Les comptes consolidés du Groupe, établis selon les normes IFRS pour l'exercice clos le 31 décembre 2006 ainsi que le rapport des commissaires aux comptes figurent aux pages 182 à 294 du document de référence 2006 de la Société enregistré par

l'Autorité des marchés financiers le 27 avril 2007 sous le numéro R.07-046. Ils sont incorporés par référence dans le présent document de référence.

20.1.3 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.

20.2 Politique de distribution des dividendes

Le dividende versé par la Société au titre des trois exercices précédents a été de :

	2006	2005	2004 ⁽¹⁾
Dividende (en millions d'euros)	1 082	669	418
Nombre d'actions (en millions)	984	984	903
Dividende par action (en euro)	1,10	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 19 mai 2008 la distribution, au titre de l'exercice 2007, d'un dividende net de 1,26 euro par action de la Société, soit une hausse de 15% par rapport à 2006.

Pour les années à venir, Gaz de France poursuivra une politique de distribution du dividende dynamique avec pour objectif un rendement attractif par rapport au secteur. La croissance du

dividende par action versé en 2009 sera comprise entre 10 % et 15 % par rapport à celui versé en 2008.

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 la connaissance de la Société, pour une période qui couvre les douze derniers mois, il n'existe pas d'autre procédure judiciaire ou d'arbitrage (y compris toute procédure dont l'émetteur a connaissance, qui est en suspens ou dont il est menacé) qui pourrait avoir ou a eu récemment des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de l'émetteur et/ou du groupe

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.

Les deux recours en annulation à l'encontre du permis de construire délivré par arrêté préfectoral du 15 décembre 2003, 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) ont été rejetés par décision du Tribunal du 18 octobre 2007.

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 rapport sur les mesures complémentaires demandées par Gaz de France et ordonnées par le Juge d'instruction a été déposé et conforte le premier rapport d'expertise. L'instruction est toujours en cours.

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 2008.

21 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

21.1 RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT LE CAPITAL	P.299	21.2 ACTE CONSTITUTIF ET STATUTS	P.309
21.1.1 CAPITAL SOCIAL	P.299	21.2.1 OBJET SOCIAL	p.309
21.1.2 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL	p.301	21.2.2 STIPULATIONS STATUTAIRES RELATIVES AUX ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION – RÉGLEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	p.310
21.1.3 ACQUISITION PAR LA SOCIÉTÉ DE SES PROPRES ACTIONS	p.303	21.2.3 DROITS, PRIVILÈGES ET RESTRICTIONS ATTACHÉS AUX ACTIONS	p.310
21.1.4 AUTRES TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL	p.306	21.2.4 MODIFICATION DES DROITS ATTACHÉS AUX ACTIONS	p.310
21.1.5 CAPITAL SOCIAL SOUSCRIT, MAIS NON LIBÉRÉ – AUGMENTATIONS DE CAPITAL	p.306	21.2.5 ASSEMBLÉES GÉNÉRALES	p.310
21.1.6 CAPITAL SOCIAL SOUS OPTION	p.307	21.2.6 CLAUSES RESTREIGNANT LE CHANGEMENT DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ	p.311
21.1.7 ÉVOLUTION DU CAPITAL SOCIAL AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES	p.307	21.2.7 FRANCHISSEMENT DE SEUILS STATUTAIRES	p.311
		21.2.8 MODIFICATIONS DU CAPITAL SOCIAL	p.312

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 2007.

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 bas	Plus haut
2008			
Février	30 233 963	35,35	38,77
Janvier	49 730 287	33,35	43,47
2007			
Décembre	21 076 440	38	40,83
Novembre	29 710 430	37,07	40,09
Octobre	26 605 112	36,04	40,03
Septembre	39 684 376	32,86	37,5
Août	34 308 938	31,22	37,28
Juillet	28 805 099	33,5	38,45
Juin	31 357 932	34,1	37,67
Mai	34 760 010	34,63	38
Avril	24 890 779	34,02	35,9
Mars	41 086 710	31,82	34,95
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

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.

En application de cette disposition, le décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007 a prononcé la transformation d'une action ordinaire de l'Etat dans le capital de la Société en une action spécifique qui permet au ministre chargé de l'économie de s'opposer par arrêté à toute décision de la Société, ou de toute société venant aux droits et obligations de la Société, et de ses filiales de droit français, ayant pour objet, directement ou indirectement, de céder sous quelque forme que ce soit, de transférer l'exploitation, d'affecter à titre de sûreté ou garantie, ou de changer la destination des actifs suivants :

- canalisations de transport de gaz naturel situées sur le territoire national,
- actifs liés à la distribution de gaz naturel situés sur le territoire national,

- stockages souterrains de gaz naturel situés sur le territoire national,
- installations de gaz naturel liquéfié situées sur le territoire national,

s'il considère cette décision contraire aux intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Les décisions mentionnées ci-dessus sont réputées autorisées si le ministre chargé de l'économie ne s'y est pas opposé dans le délai d'un mois à compter de leur déclaration, constatée par un récépissé délivré par l'administration. Ce délai peut être prorogé pour une durée de quinze jours, par arrêté du ministre chargé de l'économie. Le ministre chargé de l'économie, avant l'expiration du délai d'un mois susvisé, peut renoncer au droit d'opposition. En cas d'opposition, le ministre chargé de l'économie communique les motifs de sa décision à la société concernée. La décision du ministre chargé de l'économie peut faire l'objet d'un recours.

Par application du décret n° 93-1296 du 13 décembre 1993, toute opération réalisée en contravention avec le décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007 serait, de plein droit, nulle et de nul effet.

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 2007, 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 28 décembre 2007 (soit 875 euros) s'élevait à 551 151 125 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)	2005	2006	2007
Rémunération fixe	18,54120	18,70447	21,03353
Rémunération variable	34,79366	37,13682	41,07155
Rémunération totale théorique	53,33486	55,84129	62,10508
Rémunération minimale	25,01590	25,23619	28,37857
Rémunération maximale	38,25961	38,59653	43,40252
Rémunération brute par titre	38,25961	38,59653	43,40252

Gaz de France est soumis aux dispositions des articles R. 228-49 et suivants du code de commerce applicables aux émetteurs de titres participatifs. Il doit, en application de l'article R. 228-67 du

code de commerce, 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
2008			
Mars	1 055	855	819
Février	947	864	849
Janvier	901	883	850
2007			
Décembre	493	889	871
Novembre	858	900	881
Octobre	723	920	883
Septembre	689	922	907
Août	1 035	921	906
Juillet	656	924	906
Juin	420	924	906
Mai	525	915	905
Avril	1 159	915	905
Mars	185	915	908
Février	795	910	906
Janvier	631	912	906
2006			
Décembre	2 887	912	905
Novembre	961	912	908
Octobre	1 167	950	905
Septembre	946	950	938
Août	513	950	940
Juillet	224	949	940
Juin	1 056	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

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'élevaient 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 2,004 milliards d'euros au 31 décembre 2007.

Tableau : principales caractéristiques des emprunts obligataires émis par Gaz de France

<i>Emission</i>	<i>Devise</i>	<i>Taux Coupon</i>	<i>Echéance</i>	<i>Montant émis (en devises) (en millions)</i>	<i>Place de cotation</i>	<i>Code ISIN</i>
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 2007 en normes IFRS / Annexes / note 18.5.2 ».

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, la Société détient 18 551 256 actions de la Société, représentant 1,89% de son capital social. Aucune des actions de la Société n'est détenue par ses filiales.

Autorisation accordée par l'assemblée générale ordinaire du 23 mai 2007

L'assemblée générale des actionnaires du 23 mai 2007 a adopté une résolution autorisant le conseil d'administration à acheter des actions de la Société en vue de :

- leur attribution ou leur cession aux salariés et mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés qui lui sont liées ou lui seront 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 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^[1] ; ou

[1] L'assemblée générale mixte du 23 mai 2007, dans sa quatorzième résolution, a autorisé, pendant une période de 26 mois, le conseil d'administration à réduire le capital social de la Société par annulation de tout ou partie des 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).

- assurer la liquidité et 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 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.

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 23 mai 2007 ; 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 50 euros, hors frais d'acquisition.

Le montant global affecté au programme de rachat d'actions ainsi autorisé ne peut pas être supérieur à 2 459 679 950 euros correspondant à un nombre maximum de 49 193 599 actions acquises au prix de 50 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.

Cette autorisation, donnée au conseil d'administration pour une période de 18 mois, à compter du 23 mai 2007, a privé d'effet la délégation donnée par l'assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2006.

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 2007, le nombre d'actions achetées est égal au nombre d'actions vendues et s'élève à 8 790 235. Le montant des achats s'élève à 313 368 273 euros et le montant des ventes à 315 504 609 euros, dégageant ainsi une plus-value de 2 136 336 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 1 805 449 euros. Au 31 décembre 2007, les moyens disponibles sur le compte de liquidité s'élevaient à 58 164 930 euros.

Tableau : Evolution des moyens figurant au compte de liquidité

	Actions Gaz de France	Espèces
31 décembre 2007	0	58 164 930 euros
30 juin 2007	0	57 290 643 euros
31 décembre 2006	0	57 080 402 euros

Nouvelles autorisations proposées au vote des actionnaires lors de l'assemblée générale mixte du 19 mai 2008

Lors de l'assemblée générale mixte devant se tenir le 19 mai 2008, il sera proposé aux actionnaires de la Société le vote de l'autorisation décrite ci-dessous. Le vote de cette résolution privera d'effet la délégation ayant le même objet accordée par l'assemblée générales du 23 mai 2007.

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 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

- de 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
- de 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
- de 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
- de 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
- d'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
- de 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 55 euros, hors frais d'acquisition.

En application de l'article R. 225-151 du code de commerce, l'assemblée fixe à 2 705 647 945 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 55 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 précédemment au Conseil d'administration à l'effet d'opérer sur les actions de la Société par l'Assemblée Générale Ordinaire le 23 mai 2007 dans sa 6ème résolution, à hauteur de la partie non encore utilisée.

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. »

Les informations relatives au programme de rachat d'actions et à sa mise en œuvre figurent dans le rapport spécial sur le programme de rachat d'actions à l'assemblée générale mixte des actionnaires du 19 mai 2008, publié sur le site internet de la Société (www.gazdefrance.com, rubrique Finance / Documentation / Information réglementée), en application de l'article 241-3-II du Règlement Général de l'AMF.

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 23 mai 2007, les autorisations décrites ci-dessous:

Nature de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal par autorisation (en millions d'euros ou en pourcentage du capital)	Utilisation de l'autorisation (en millions d'euros ou en pourcentage du capital)
Augmentations de capital avec droit préférentiel de souscription toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 23 juillet 2009	150 ⁽²⁾ ⁽³⁾ ⁽⁴⁾ (ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)	Néant
Augmentations de capital sans droit préférentiel de souscription toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 23 juillet 2009	150 ⁽²⁾ ⁽³⁾ ⁽⁴⁾ (ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)	Néant
Augmentations de capital en rémunération d'apports en nature	26 mois 23 juillet 2009	10% du capital social au moment de l'émission ⁽³⁾ (ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)	Néant
Augmentations de capital 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 ⁽³⁾ (ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)	Néant
Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	26 mois 23 juillet 2009	150 ⁽³⁾ (ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)	Néant
Augmentations de capital réservées au personnel Adhérents de plans d'épargne	26 mois 23 juillet 2009	40 ⁽³⁾ (ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)	Néant
Attribution gratuite d'actions existantes au personnel	12 mois 23 mai 2008	0,2% du capital (ce pourcentage maximal ne s'imputant pas sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)	0,16% du capital

[2] L'assemblée générale mixte des actionnaires du 23 mai 2007 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.

[3] L'assemblée générale mixte des actionnaires du 23 mai 2007 a décidé 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 à 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.

[4] L'assemblée générale mixte des actionnaires du 23 mai 2007 a fixé le plafond d'émission de valeurs mobilières représentatives de créances à 5 milliards d'euros.

Lors de l'assemblée générale mixte devant se tenir le 19 mai 2008, il sera proposé aux actionnaires de la Société le vote des autorisations décrites ci-dessous. La délégation donnée par l'assemblée générale mixte le 23 mai 2007 ayant le même objet produira ses effets jusqu'à son terme.

Titres concernés	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation de capital (en millions d'euros)
Attribution gratuite d'actions existantes au personnel	8 mois 19 janvier 2009	0,2% du capital (ce pourcentage maximal ne s'imputant pas sur le montant nominal maximal global de 150 millions d'euros)

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.

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".

Les options portant sur le capital de certaines sociétés membres du Groupe ou accords en vue de placer le capital de

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'Epargne 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'Epargne 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'incessibilité 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	Pourcentage du capital			
	31 mars 2008	31 décembre 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
Etat	79,8 %	79,8 %(*)	80,2 %	80,2 %
Public	16,8 %	18,1 %	17,5 %	17,5 %
Salariés	2 %	2 %	2,3 %	2,3 %
Auto-détention	1,4 %	0,1 %	-	-

(*) 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-propiétaire 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 R. 225-85 du code de commerce.

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 dépositaire 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⁽⁵⁾.

Dans la mesure où la Société appartient actuellement au secteur public français, la cession de son contrôle au secteur

privé est subordonné 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. Aussi, le transfert de la Société au secteur privé a-t-il été préalablement autorisée par décret n° 2007-1784 du 19 décembre 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.

⁽⁵⁾ 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.

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.

22 CONTRATS IMPORTANTS

22.1 CONTRATS CONCLUS EN 2006

P.313

22.2 CONTRATS CONCLUS EN 2005

P.314

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 2007

Acquisition de la société Eoliennes de la Haute Lys

Le 11 décembre 2007, Gaz de France a finalisé l'acquisition de 100 % de la société Eoliennes de la Haute-Lys auprès de Séchilienne-Sidec et de Sofinerg qui en détenaient respectivement 40 % et 60 %. La société Eoliennes de la Haute-Lys exploite dans le Pas-de-Calais un parc éolien de 37,5 MW mis en service fin 2004.

Renouvellement des contrats d'approvisionnement conclus avec Sonatrach

Le 4 décembre 2007, Sonatrach et Gaz de France ont conclu un protocole d'accord prévoyant la prolongation des contrats d'approvisionnement en GNL jusqu'au 31 décembre 2019, contrats qui portent sur 10 milliards de m3 représentant environ 15 % des approvisionnements de Gaz de France pour un montant annuel de l'ordre de 2,5 milliards d'euros. Cet accord confirme la volonté de Gaz de France et Sonatrach de développer leurs activités de négoce de GNL sur d'autres marchés ; il confirme également, dans le domaine de l'exploration-production, le rôle d'opérateur que Gaz de France tiendra dans l'exploitation du gisement de Touat.

Conclusion d'un contrat en vue de l'acquisition d'une participation de 45 % dans la licence d'Alam El Shawish West en Egypte

Le 5 novembre 2007, Gaz de France a conclu l'acquisition, auprès de la société Vegas Oil & Gas, d'une participation de 45 % dans la licence d'Alam El Shawish West en Egypte. Cette licence, qui couvre une superficie de 1 075 km2, est située dans le bassin d'Abu Gharadig (désert occidental), à environ 250 km au sud-ouest d'Alexandrie. Cette acquisition, qui était soumise à l'approbation des autorités égyptiennes, a été réalisée le 5 mars 2008, avec une date d'effet au 1^{er} juillet 2007.

Signature d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel avec GVM

En octobre 2007, Gaz de France et la société suisse Gasverbund Mittelland AG (GVM) ont signé un contrat d'approvisionnement d'une durée de dix ans. Aux termes de cet accord, Gaz de France livrera 2 TWh de gaz naturel par an à GVM, soit environ 200 millions de m3, de 2010 à 2020. GVM, avec 33,5 % de part de marché, est la plus importante des quatre sociétés gazières régionales en Suisse.

Acquisition de 95 % du groupe Erelia

Le 19 septembre 2007, Gaz de France a signé un contrat portant sur l'acquisition de 95 % du groupe Erelia, qui assure le développement et l'exploitation de parcs éoliens en France. Cette opération a été finalisée le 5 novembre 2007.

Acquisition de 59 % de Depomures

Le 3 octobre 2007, Gaz de France a finalisé l'acquisition d'une participation de 59 % dans le deuxième opérateur de stockage de gaz naturel en Roumanie, Depomures, qui gère le site de Tirgu Mures, dans le Nord du pays. Ce stockage, constitué dans un gisement épuisé (« déplété »), a une capacité de 300 millions de m3 de gaz naturel. Gaz de France a acquis cette participation auprès des groupes Azomures (50 %) et Infochem (9 %), le reste du capital étant détenu par la société gazière nationale Romgaz (40 %) et des actionnaires minoritaires (1 %). Déjà présent à hauteur de 65 % dans Amgaz, troisième opérateur de stockage roumain avec une capacité de 40 millions de m3 de gaz naturel, Gaz de France devient ainsi le premier investisseur privé sur le marché du stockage en Roumanie.

Acquisition de 20 % d'Energie Investimenti auprès de Camfin

En septembre 2007, Gaz de France a exercé auprès de Camfin l'option lui permettant d'acquérir une part supplémentaire de 20 % dans Energie Investimenti, pour un montant de 40 millions d'euros. Grâce à cette transaction, Gaz de France détient aujourd'hui une participation de 60 % dans Energie Investimenti, Camfin détenant les 40 % restants. Energie Investimenti est une joint venture opérant dans le secteur du gaz naturel en Italie. Energie Investimenti détient un portefeuille composé de 850 000 clients particuliers et petites entreprises, mais vend également du gaz naturel auprès de grands clients industriels sous la marque Gaz de France energyY. Avec plus de 3 milliards de mètres cubes de gaz naturel vendus par an, Energie Investimenti se positionne comme l'un des tout premiers opérateurs italiens.

Conclusion d'un contrat en vue du développement d'un important site de stockage à Stublach (Royaume-Uni)

En août 2007, Gaz de France a conclu un accord avec la société INEOS Entreprises pour le développement d'un projet de stockage de gaz naturel en cavités salines à Stublach, dans le Nord-Ouest de l'Angleterre. La capacité totale du site pourra atteindre 400 millions de mètres cubes. Le Groupe en assurera l'exploitation dans le cadre d'un contrat d'exploitation de 30 ans, jusqu'en 2037. Les premières mises en service interviendront en 2013. INEOS Entreprises assurera les opérations de lessivage des cavités. Ce site de stockage sera l'un des plus importants au Royaume-Uni et renforcera la sécurité d'approvisionnement du marché britannique. L'investissement total de développement est estimé à environ 350 millions de livres sterling, soit environ 500 millions d'euros.

Signature d'un contrat d'approvisionnement avec Norsk Hydro

Le 5 juillet 2007, Gaz de France a signé un nouvel accord avec la société norvégienne Norsk Hydro portant sur la livraison de

800 millions de mètres cubes de gaz naturel par an au Royaume-Uni, pendant 4 ans. Norsk Hydro est actuellement le deuxième fournisseur de Gaz de France en gaz norvégien, qui représente 21 % du portefeuille d'approvisionnement du Groupe. Cet accord s'inscrit dans la stratégie de développement de Gaz de France au Royaume-Uni, où sa filiale Gaz de France ESS détient une position significative dans le négoce d'énergie, avec une part de marché d'environ 15 % pour les ventes de gaz naturel aux secteurs industriel et tertiaire.

Acquisition par GDF Britain de participations dans dix licences offshore en Mer du Nord

En mars 2007, GDF Britain a acquis des participations dans dix licences offshore de la société CGGVeritas : sept sont situées en mer du Nord centrale et trois à l'ouest des îles Shetland, sur le plateau continental britannique. Les licences acquises incluent un intérêt de 15 % dans la découverte Ockley du bloc 30/01d et un intérêt de 30 % dans la découverte Milburn du bloc 22/22c. Les autres actifs comprennent une participation de 10 % dans le prospect Handcross du bloc 204/19c, situé à l'ouest des îles Shetland, ainsi que deux autres licences dans cette zone, trois licences obtenues à 100 % dans le cadre du 23ème Round et une licence attribuée en totalité lors du 24ème Round.

Conclusion d'un contrat long terme d'accès au terminal de Sabine Pass (USA)

En avril 2007, Gaz de France a signé avec la société Chenière Energy Inc des accords permettant à Gaz de France de livrer 12 cargaisons de GNL par an sur une durée de 15 ans au terminal méthanier de Sabine Pass, terminal qui devrait être mis en service fin 2008. Chenière pourra quant à elle livrer les mêmes quantités de GNL au terminal d'Isle of Grain (Royaume-Uni) dans lequel Gaz de France détient des capacités d'importation. Ces accords permettent à Gaz de France de renforcer sa position aux Etats Unis, de disposer de capacités d'arbitrage entre les différents marchés et de renforcer sa position de leader mondial dans le domaine du GNL.

Acquisition par Cofathec Servizi de sept centrales de cogénération en Italie

En décembre 2007, Cofathec Servizi a signé avec Edison SpA un accord pour l'acquisition de sept centrales de cogénération en Italie. Grâce à cet accord, Cofathec devient un des dix premiers producteurs d'énergie électrique en Italie et prend la position de leader dans les services énergétiques. Cet accord a permis l'acquisition effective, en avril 2008, de 6 centrales de cogénération, un des actionnaires ayant exercé son droit de préemption sur l'une des sept centrales faisant l'objet de l'accord.

22.2 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 2009),
- 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 Maia 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, Maia 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 Maia Eolis lors de sa création.

Maia Eolis est opérationnelle depuis la fin 2006. Elle assure le développement, la maîtrise d'œuvre de construction et l'exploitation de parcs éoliens.

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.

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 1^{er} janvier 2007.

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".

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'Énergie 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 propreté.

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 plateforme.

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 des 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 2007)

Préambule

En application des dispositions de l'article L.225-37 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 ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place par la société,
- des limitations que le conseil apporte aux pouvoirs du président – directeur général,
- des principes et des règles arrêtés par le conseil d'administration pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux.

Ce rapport, préparé par la direction de l'audit et des risques, a été réalisé en collaboration avec la direction financière, la direction de la communication, la direction du développement durable, la direction juridique, la direction des systèmes d'information groupe, la direction de la stratégie, la délégation aux cadres dirigeants, le secrétariat général 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 Mise en place d'une organisation plus décentralisée

Afin de s'adapter au nouvel environnement : concentration du secteur de l'énergie en Europe, évolution de la régulation, ouverture complète du marché du gaz et de l'électricité, le président-directeur général, par décision en date du 23 juillet 2007, a redéfini la structure et les organes de direction du groupe.

- Ont été ainsi créés trois niveaux de management - direction générale, branche et business unit (BU) – pour articuler plus efficacement le pilotage stratégique et financier du groupe et le pilotage opérationnel. Les cinq principes suivants sont le fondement du système de reporting et de contrôle des branches et des BU :
 - la direction générale contractualise avec les branches des objectifs stratégiques et financiers assortis d'indicateurs permettant le suivi de la réalisation de ces objectifs ;

- des revues de branches sont organisées mensuellement entre le président-directeur général, les directeurs généraux délégués, le directeur financier et les directeurs de branche ;
- les directeurs de branche contractualisent des objectifs économiques et opérationnels avec les directeurs des BU assortis d'indicateurs permettant le suivi de la réalisation de ces objectifs ;
- les BU constituent les entités d'analyse et de compréhension des résultats élémentaires du groupe et leurs résultats sont pilotés par les branches ;
- la gestion des risques de marché est assurée par les branches, BU et les filiales dans un cadre négocié et formalisé par la direction financière qui en assure le contrôle.

- Cinq filières fonctionnelles – finances, ressources humaines, achats, systèmes d'information et juridique – sont responsables de la construction et de la mise en œuvre des politiques du groupe dans leurs domaines.

- Le directeur fonctionnel responsable de chaque filière rapporte à un membre de la direction générale et est responsable de la réalisation d'objectifs transverses au groupe (synergies, mobilité, diffusion de bonnes pratiques, application de politiques groupe, ..). Par leur animation en tête de groupe, les filières contribuent ainsi à la « transversalité » et aux synergies.

1.1.2 Le contrôle interne, outil d'aide à l'atteinte des objectifs

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 Gaz de France utilise un référentiel propre, inspiré du COSO¹, dont les six composantes sont les suivantes : environnement de contrôle, définition des objectifs, gestion des risques, activités de contrôle, information et communication et enfin pilotage.

Le contrôle interne est placé sous la responsabilité du management qui organise et pilote les activités 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.

¹ Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

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.

Le système de contrôle interne a également pour objectif de prévenir et de maîtriser les risques liés aux activités de l'entreprise, en particulier dans les domaines comptable et financier.

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 Interne (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 et par une charte de l'audit interne.

1.1.4 La régulation managériale des champs qualité, sécurité, environnement

Le groupe a mis en place une démarche « Qualité, Sécurité, Environnement – Gestion – Risque – Responsabilité Sociale d'Entreprise » afin de maîtriser le niveau des risques du champ « développement durable ». Un comité de pilotage composé des responsables des délégations qualité, environnement, responsabilité sociale de l'entreprise, maîtrise des risques, de la mission permanente de 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.

Les acteurs de 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 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 2007 de 74%.

Jean-François Cirelli a été élu administrateur par l'assemblée générale ordinaire du 7 octobre 2005 et proposé comme président-directeur général par le conseil d'administration en date du même jour. Il a été nommé président-directeur général par le 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 ou 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 ;
- aux 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 ;
- au projet de budget annuel de la société ;
- aux projets d'acquisition ou d'extension ou de cession de participations ou d'activités ;
- aux 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 ;

- aux projets ne s'inscrivant pas dans le plan stratégique de la société et pour ceux ne relevant pas du secteur énergétique dont le montant est supérieur à 30 millions d'euros HT par opération ;
- aux projets d'achat à long terme d'énergie du groupe portant, par opération, sur des quantités supérieures à 10 milliards de kWh par an ;
- au montant total et par opération des cautions, avals et garanties que le conseil autorise pour l'année au président-directeur général.

Les seuils mentionnés ci-dessus, effectivement en vigueur en 2007, ont été modifiés par l'adoption d'un règlement intérieur révisé et voté par le conseil d'administration le 19 décembre 2007 pour une application dès 2008.

- 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, des projets de résolution et du rapport de gestion, la convocation des assemblées générales, la désignation du président-directeur général sous réserve de la publication du décret de sa nomination, la désignation 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 ci-dessus.

Au cours de l'année 2007, le conseil d'administration s'est réuni à treize reprises et a notamment examiné les dossiers concernant :

- le projet de fusion avec Suez,
- la filialisation de la distribution,
- une dizaine de projets de développement, dont plusieurs dans l'éolien,
- la modification du règlement intérieur, pour renforcer la gouvernance.

- Les comités du conseil d'administration

En 2007, le conseil d'administration a comporté deux comités : le comité d'audit et des comptes d'une part, le comité de la stratégie et des investissements, d'autre part. Le nouveau règlement intérieur adopté par le conseil prévoit la création de deux nouveaux comités en 2008 : le comité des rémunérations (composé de trois membres, se réunissant au moins une fois par an) et le comité du développement durable et de l'éthique (composé de cinq membres, se réunissant au moins une fois par an).

Le conseil d'administration, sur proposition de son président et après concertation, désigne les membres et présidents de ces comités.

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 d'administration.

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 (douze en 2007) dont deux pour examiner les comptes semestriels et annuels avant leur examen en conseil d'administration et une réunion pour examiner le budget. Un point sur la mise en œuvre du contrôle interne lui est également présenté.

Ses principaux interlocuteurs sont la direction générale, la direction financière, 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 (huit en 2007). 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 gouvernance de la société

La direction générale est centrée sur le pilotage stratégique et la performance financière du groupe. Elle comprend le président-directeur général et les deux directeurs généraux délégués qui pilotent l'ensemble du groupe en s'appuyant sur un comité exécutif et quatre comités transverses ainsi que sur les fonctions corporate et cinq filières fonctionnelles.

La direction générale du groupe fixe les orientations stratégiques du groupe et sa trajectoire financière. Elle pilote également les grands enjeux de transformation qui dépassent la responsabilité d'une branche ou d'une fonction. Dans ce cadre, elle pilote les branches sur leur niveau de contribution à la stratégie et aux résultats financiers du groupe. La direction générale peut également fixer aux branches des objectifs spécifiques, liés à des problématiques transverses au groupe (mobilité des ressources humaines, synergies...).

- La rémunération et les avantages des mandataires sociaux

Les éléments de ces rémunérations sont détaillés dans le rapport de gestion au 31 décembre 2007 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. La rémunération du président-directeur général est décidée par le conseil d'administration sur autorisation du ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi et du ministre de l'écologie, du développement et de l'aménagement durables. 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 40% 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 2007 ;
- ✓ 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 2007 ;
- ✓ 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).

A partir de 2008, le comité des rémunérations, nouvellement créé, se saisira de ces questions pour adresser ses recommandations au conseil d'administration.

1.2.2 Les organes de pilotage du groupe

- Le comité exécutif

Présidé par le président-directeur général, le comité exécutif est centré sur les orientations stratégiques du groupe, ses grands arbitrages et sa trajectoire financière. Il réunit toutes les semaines autour du président-directeur général, les directeurs généraux délégués, le directeur financier, le secrétaire général, le directeur des ressources humaines, le directeur de la communication, le directeur de la branche « international » et le directeur de la branche « énergie France ». Il examine en séance deux types de dossiers : ceux nécessitant une décision de la direction générale et ceux synthétisant des informations d'intérêt pour ses membres. Les résultats du groupe y sont présentés régulièrement, ainsi que les budgets prévisionnels et le plan d'affaires. Par ailleurs, le comité exécutif examine l'ensemble des dossiers présentés en conseil d'administration.

- Le comité des investissements

Le comité des investissements, réuni autour du président-directeur général, est l'instance de cadrage stratégique amont et de validation de l'ensemble des investissements et des engagements hors bilan du groupe.

Le comité des investissements peut déléguer aux branches la validation et le pilotage de certains engagements (faibles montants, peu risqués et en adéquation avec la stratégie du groupe) sur leur périmètre. En contrepartie, l'ensemble des dossiers validés et pilotés par les branches donne lieu à un reporting vers le comité des investissements qui peut demander, le cas échéant, l'examen exceptionnel d'un dossier.

Afin d'en faciliter les travaux, l'ensemble des dossiers sont au préalable revus par la direction financière qui émet un avis à destination du comité.

- Le comité amont – aval

Présidé par le directeur de la stratégie, il s'assure de l'adéquation des ressources énergétiques aux priorités du groupe (zones géographiques, horizons temporels, segments de clientèle), des prix de transfert aux objectifs de vente et à la stratégie du groupe et propose au comité exécutif les arbitrages nécessaires.

- Le comité de la recherche et de l'innovation

Présidé par le directeur général délégué qui dirige la branche « infrastructures », le comité :

- examine et valide les options de recherche et d'innovation du groupe à moyen et long terme ;
- examine et approuve les programmes de recherche relevant de la tête de groupe.

Le portefeuille de programme de recherche y est revu et amendé de façon régulière.

- Le comité des cadres dirigeants

Présidé par le président-directeur général, ce comité prépare les décisions relatives aux principales nominations – dont certaines d'administrateurs des filiales du groupe – et assure le suivi de carrière des cadres dirigeants du groupe.

D'autres comités peuvent être créés par décision du président-directeur général.

1.2.3 Les branches

Le groupe est constitué de cinq branches qui pilotent les activités opérationnelles ; elles sont responsables vis-à-vis de la direction générale des performances de leurs BU.

- La branche « global gaz et GNL »

Elle est composée de cinq entités opérationnelles (direction exploration-production, direction approvisionnements, direction GNL, direction des ventes et filiale Gasely) et de fonctions de pilotage.

- La branche « infrastructures »

Elle est composée de quatre entités opérationnelles (direction des grandes infrastructures, filiale GRTgaz, filiale GrDF, délégation infrastructures hors France) et de fonctions de pilotage.

- La branche « énergie France »

Elle est composée de trois entités opérationnelles (direction amont électricité, direction commerciale, la société Savelys) et de fonctions de pilotage. Son directeur rapporte au président-directeur général.

- La branche « international »

Elle conçoit et met en œuvre le développement du groupe à l'international, pilote les filiales rattachées à la branche, développe les synergies et conduit les chantiers d'intégration. Elle regroupe les filiales qui lui sont rattachées, des bureaux locaux, une mission grand international et des fonctions de pilotage et d'appui. Son directeur rapporte à un directeur général délégué.

- La branche « services »

Elle fournit les prestations de services du domaine énergétique, met en œuvre l'ingénierie de projets complexes et développe des prestations multi-services. Elle est composée d'entités opérationnelles et de fonctions de pilotage œuvrant à la maille européenne. Son directeur rapporte à un directeur général délégué.

1.2.4 Le secrétariat général

Le secrétaire général assure le secrétariat du conseil d'administration et gère le réseau des délégués régionaux. Les entités suivantes lui sont rattachées :

- la direction juridique qui définit les politiques juridiques du groupe, pilote les contentieux importants, pilote et anime la filière juridique et apporte l'appui juridique nécessaire aux activités du groupe ;
- la direction performance qui établit et met en œuvre le plan de performance groupe ;
- la direction des achats groupe qui définit et déploie la politique d'achats du groupe et pilote et anime la filière achats ;
- la délégation immobilière qui définit et met en œuvre la politique immobilière du groupe, porte la fonction propriétaire, réalise les prises à bail hors immeubles techniques et définit et met en œuvre la politique de réhabilitation des sites d'anciennes usines à gaz ;
- la délégation aux solutions logistiques qui assure les prestations logistiques et comptables pour Gaz de France SA et appuie les entités centrales dans les domaines de la gestion budgétaire, des achats et de la prévention – sécurité ;
- l'unité opérationnelle ressources humaines qui assure la fonction ressources humaines des entités centrales de Gaz de France, anime les relations sociales de l'établissement entités centrales / branche « international » et assure la gestion administrative des collaborateurs détachés dans des filiales ou organismes externes ;

1.2.5 Les directions en charge des fonctions corporate du groupe

- La direction financière est responsable du pilotage économique (cycle budgétaire, reporting, actions correctives, évaluation financière des investissements) ; de la doctrine comptable, de la consolidation, des comptes dissociés et de la comptabilité sociale ; du contrôle interne relatif à l'information financière ; de la politique financière, des financements, de la trésorerie ; de la politique et du contrôle des risques de marché du groupe ; du suivi et de la gestion financière des passifs sociaux et de l'épargne salariale ; de la fiscalité, des assurances et des relations bancaires ; des relations investisseurs ; du pilotage des opérations majeures pour le groupe et des aspects financiers des opérations de croissance externe et de cessions ; du soutien aux branches et BU pour les opérations de croissance organique.

Elle gère la relation avec l'Agence des Participations de l'Etat et pilote et anime la filière financière. Elle est composée des entités suivantes: la direction du controlling groupe, la direction corporate finance et trésorerie, la direction des relations investisseurs, la direction des investissements et acquisitions, la direction du contrôle interne financier.

- La direction des ressources humaines groupe définit les politiques ressources humaines ; assure le reporting social ; pilote et anime la filière ressources humaines ; optimise la gestion de l'emploi et de la mobilité ; pilote le service de la formation ; anime le dialogue social ; produit les déclarations et remplit les obligations afférentes à toute société dans le domaine social et définit et porte la position de Gaz de France au sein de la branche professionnelle tant au sein des groupements d'employeurs que dans les négociations collectives avec les partenaires sociaux.
 - La direction de la stratégie prépare et formalise la stratégie du groupe ; coordonne la stratégie des branches ; assure la veille stratégique et concurrentielle et les études économiques et études stratégiques ; prépare le plan d'affaires groupe et suit sa mise en œuvre ; assiste la direction générale pour le pilotage des projets de partenariats qui revêtent une importance stratégique ; propose les allocations de la ressource énergétique entre la fonction amont et les structures de commercialisation ; assure les relations externes auprès des pouvoirs publics, des élus et des socioprofessionnels français et européens.
 - La direction du développement durable, rattachée à la direction de la stratégie, propose les politiques du groupe en matière de développement durable et assure les relations externes du groupe sur ces questions.
 - La direction de la communication gère les relations avec les médias ; définit et met en œuvre la politique d'image institutionnelle ; pilote la communication interne ; garantit la cohérence d'ensemble des messages émis par le groupe ; assure la supervision de la fondation Gaz de France.
 - La délégation aux cadres dirigeants organise la détection et le suivi des cadres et futurs cadres dirigeants ; met à la disposition du groupe des dirigeants ayant les compétences nécessaires à la gestion et au développement de ses activités ; propose et met en œuvre des modes de rémunération adaptée ; organise la professionnalisation des dirigeants et futurs dirigeants.
 - La direction des systèmes d'information groupe définit l'architecture globale des systèmes d'information du groupe ; assure la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre des infrastructures transverses au groupe ; assure en tant que de besoin les études et développements pour les systèmes d'information ; pilote et coordonne les différents pôles de maîtrise d'œuvre au sein du groupe dont la direction informatique et télécommunications, direction commune à Gaz de France et EDF ; pilote et anime la filière informatique au sein des entités opérationnelles et fonctions centrales du groupe.
 - La direction de la recherche propose la politique de recherche et de développement sur la base des orientations stratégiques du groupe ; éclaire le groupe sur les évolutions technologiques et les relais potentiels de croissance ; propose aux clients les programmes de recherche et les met en œuvre ; développe les expertises rares et stratégiques pour le groupe ; anime et coordonne les actions de normalisation ; gère les titres de propriété industrielle et assure l'exploitation des brevets.
 - La mission permanente de sécurité propose et met en œuvre après approbation les orientations stratégiques et politiques du groupe dans les domaines de la prévention – sécurité au travail, de la maîtrise des risques en matière de sécurité industrielle, de la sûreté et de l'intelligence économique (protection du patrimoine matériel et immatériel) ; anime les acteurs de la santé – sécurité – sûreté au sein du groupe.
 - Elle a mis en place un dispositif d'auto-évaluation du management de la sécurité au sein des principales BU des branches et une revue, au moins annuelle, avec les principales BU du groupe. Par ailleurs, elle présente au conseil d'administration, chaque année, un bilan de la sécurité industrielle et de la sécurité au travail.
- La délégation santé – sécurité est placée sous son autorité.
- 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. Elle élabore, avec le concours des équipes d'audit décentralisées, des outils méthodologiques conformes aux normes de l'IFACI 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 du réseau d'audit sont fondés sur une démarche d'appréciation du professionnalisme des entités d'audit et sur une auto-évaluation par chaque équipe d'audit décentralisée au regard des normes professionnelles de l'audit.
 - La délégation à la 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 le réseau maîtrise des risques.
 - Le délégué au contrôle interne porte la politique de contrôle interne de Gaz de France, anime le réseau 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 2007 d'une auto-évaluation par chaque entité du groupe et ce sur chacune des composantes de contrôle interne précédemment citées.
- Au cours de l'année 2007, 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 de 2006 et du premier semestre 2007,
 - le programme d'audit 2007,
 - la revue des risques,
 - un état des lieux sur le contrôle interne.

1.2.6 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 concernée 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 (disponible sur le site internet de Gaz de France) qui constitue un code de déontologie décrivant les règles de bonne conduite que les administrateurs doivent respecter et mettre en œuvre. Ce règlement a été révisé par le conseil du 19 décembre 2007, et a notamment mis l'accent sur le devoir de réserve et les obligations de confidentialité s'imposant aux administrateurs d'un groupe coté.

1.3.2 La démarche éthique du groupe

La démarche éthique du groupe est finalisée depuis juin 2007. Elle a permis de doter le groupe d'un dispositif éthique qui comporte une charte des valeurs, des principes d'action (destinés à faire vivre ces valeurs dans les comportements de travail et les relations d'affaires), des codes de déontologie (les codes existants, établis par les métiers ont intégré le corpus éthique) et un système de pilotage et de contrôle. Le dispositif éthique s'applique à toutes les sociétés où Gaz de France est majoritaire. Le déploiement de la démarche auprès du management puis de l'ensemble des collaborateurs des branches et BU est en cours. La brochure « démarche éthique du groupe » destinée à chaque collaborateur, est imprimée et traduite en allemand, anglais, espagnol, français, hongrois, italien, néerlandais et roumain. Le déploiement s'accompagnera de travaux dans trois domaines d'actions prioritaires : fraudes et corruption, droits de l'homme, harcèlement et stress. Parallèlement, la dimension éthique est en cours d'intégration dans les formations existantes, à tous les niveaux.

Un délégué éthique a été nommé au 1er juillet 2007 et la constitution du réseau des correspondants éthique des branches et directions est en cours. Des questions sur l'éthique et sur la fraude ont été intégrées au questionnaire 2007 d'auto-évaluation de contrôle interne (cf. supra § 1.2.5).

1.3.3 Le développement durable

Les enjeux économiques, sociaux et environnementaux se posent à Gaz de France dans toutes ses activités. Gaz de France a choisi d'être un acteur engagé du développement durable et

d'intégrer cette dimension dans son projet industriel. Dans ce contexte, 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.

Le groupe a retenu quatre orientations en matière de développement durable :

- exercer pleinement la responsabilité sociétale et environnementale envers les différentes parties prenantes ;
- répondre aux enjeux énergétiques par la dynamisation de l'offre produits-services ;
- construire un socle ressources humaines et sociales pour relever les enjeux industriels ;
- prendre une part active au développement des territoires.

La démarche développement durable se décline ensuite par :

- des projets transverses associant les experts des métiers et filières concernés : diversité, solidarité, territoires, éthique ;
- des partenariats avec des ONG environnementales, humanitaires de référence ;

et la régulation s'appuie sur :

- un reporting extra-financier (QSE et RH) utilisant le canal de remontées financières du groupe et vérifié par les commissaires aux comptes ;
- la mise en place d'un comité des parties prenantes et d'un réseau d'interlocuteurs « Investissement Socialement Responsable » (ISR) ;
- la contractualisation de plans d'actions avec l'ensemble des entités du groupe (cf. supra 1.1.4).

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.

A noter (cf. supra § 1.2.1), la création au sein du conseil d'administration d'un comité du développement durable et de l'éthique à compter de l'année 2008 afin de veiller à la prise en compte de la démarche de développement durable et de l'éthique dans les travaux du conseil et dans la gestion de la société.

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. Un plan d'actions visant à favoriser la diversité dans toutes ses composantes est déployé par un projet diversité dans les métiers et directions.

1.3.5 Les partenariats avec des ONG

Par des 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. Des actions transverses sont conduites dans plusieurs domaines, pour vérifier que les processus de recrutement des entités ne sont pas discriminatoires et pour sensibiliser le management à la diversité.

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 présentée au 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. Il s'agit de faire en sorte que toute prise de risque soit consciente et réfléchie. L'objectif n'est pas de supprimer tous les risques (risque « zéro ») mais de les maîtriser à un niveau raisonnable.

Gaz de France a développé un système global de gestion des risques et une culture risques, en y consacrant les ressources nécessaires. A ce titre le questionnaire relatif à l'analyse et à la maîtrise des risques du cadre de référence de l'AMF a été mis en œuvre.

2.1 Un système global de maîtrise des risques comme démarche d'amélioration continue

Rattachée à la direction de l'audit et des risques, la délégation à la 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 la sensibilisation des dirigeants et

l'animation d'un réseau de correspondants. Elle s'assure que la démarche de maîtrise des risques est cohérente avec les pratiques usuelles des entreprises cotées.

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 une revue de ses risques majeurs aux directeurs de branche, à un des directeurs généraux délégués ou au président-directeur général. Cette méthode est appliquée dans les branches, BU et directions corporate.

2.3 La revue des risques du groupe

Les risques identifiés par les entités sont agrégés par nature au sein des risques groupe². Une revue annuelle des risques groupe dresse un état de l'évolution de l'exposition aux risques : cartographie, évaluation, niveau de maîtrise et gouvernance des risques.

Cette revue est présentée au comité exécutif puis 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 propriétaires chargés de leur maîtrise, qui rendent compte une fois par an à l'instance de pilotage désignée.

Le chapitre 4 sur les risques du document de référence déposé auprès de l'AMF (numéro I. 05-037), 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

² Le risque groupe est une thématique de risques pertinente pour les activités du groupe Gaz de France.

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.

La direction financière a mis en place une organisation pour maîtriser le risque de marché globalement pour le groupe, avec une cellule opérationnelle à la branche global gaz et GNL.

3. Le dispositif de contrôle interne financier

3.1 Périmètre et objectifs

Le dispositif de contrôle interne financier a pris en compte le cadre de référence de l'AMF. Il concerne, outre les processus d'élaboration de l'information financière prévisionnelle et comptable et de communication financière, l'ensemble des processus opérationnels concourant à la production de cette information.

Il vise à obtenir une assurance raisonnable quant à la fiabilité des informations financières, composante indispensable à la performance de la gestion et de la gouvernance du groupe, à la communication financière et à la confiance des marchés. Il contribue également à prévenir et détecter les fraudes susceptibles d'entraîner des anomalies significatives dans les comptes.

3.2 Acteurs

Les BU non filialisées et les filiales sont responsables de la production de leur comptabilité : comptes sociaux, retraitements et reporting de consolidation. Elles sont aussi responsables de la qualité et de l'exhaustivité des informations diffusées.

Le contrôle interne financier est sous la responsabilité du management qui :

- définit les modalités de mise en œuvre d'un dispositif adapté à l'activité, la taille, l'organisation et les enjeux de l'entité dont il est en charge en veillant à l'application des procédures du groupe et en déclinant la politique ;
- s'assure du bon fonctionnement de ce dispositif et de la mise en œuvre effective des prescriptions de contrôle interne financier qu'il a définies ;
- s'assure que les anomalies constatées font l'objet de plans d'action mis en œuvre dans des délais raisonnables avec les moyens appropriés.

Les branches, nouvellement créées, veilleront dès 2008 à ce que la maîtrise de la qualité de l'information financière s'inscrive dans une démarche d'amélioration en continu avec la mise en œuvre systématique de mesures correctives en cas de détection d'un dysfonctionnement ou d'un niveau de maturité insuffisant du contrôle interne.

Les différentes directions de la direction financière exercent un certain nombre de contrôles généraux dans le domaine comptable et financier.

- La direction du « controlling groupe » est responsable de la production des comptes du groupe qui sont arrêtés en conseil d'administration et approuvés en assemblée générale. Elle est la garante du bon déroulement des opérations de consolidation dont elle définit le calendrier, le périmètre, les modes opératoires et les procédures. Elle s'assure aussi de la cohérence des liasses de consolidation produites par les entités du groupe et effectue les contrôles appropriés. Outre ces contrôles de centralisation et de consolidation, elle joue aussi un rôle d'alerte par ses questionnements sur le comparatif avec l'année N-1, les prévisions budgétaires et les contrats de gestion.
- La direction des « relations investisseurs » s'assure que les informations communiquées aux investisseurs institutionnels, aux analystes financiers et autres professionnels financiers ont été validées selon les règles définies par le groupe et sont produites et diffusées en conformité avec la législation et la politique du groupe.
- La direction « corporate finance et trésorerie » pilote les processus trésorerie, financement et risque du groupe.
- La direction des « investissements et acquisitions » garantit les méthodologies mises en œuvre dans les processus acquisition – cession – développement.

3.3 Maîtrise du dispositif

Gaz de France met en œuvre un système d'engagement sur la qualité de l'information financière et sur les dispositifs de contrôle interne déclinés tout au long de la ligne managériale. Cette démarche permet de conforter les engagements du président-directeur général et du directeur financier formalisés

par la lettre d'affirmation vis-à-vis des commissaires aux comptes et par le rapport du président sur les procédures de contrôle interne.

Au niveau des branches, le directeur et le contrôleur financier de branche s'engagent formellement vis-à-vis du groupe sur la qualité de l'information financière et le contrôle interne associé. De même, au niveau des filiales et des BU non filialisées, cet engagement s'appuie, pour les filiales, sur les lettres d'affirmation adressées aux commissaires aux comptes et, pour les BU non filialisées, sur les lettres d'attestation de fin d'exercice qui officialisent la remise des comptes à la direction du controlling groupe.

Une direction du contrôle interne financier a été créée au sein de la direction financière pour renforcer l'animation du dispositif de contrôle interne comptable et financier : élaboration et mise à disposition des acteurs de référentiels et d'outils méthodologiques, lancement d'un « programme groupe » de contrôle interne financier, définition et diffusion des outils de pilotage et de reporting du contrôle interne financier.

Outre le contrôle de la déclinaison de la politique groupe par chaque entité, les missions d'audit interne réalisées par la direction de l'audit et des risques et les audits externes menés par les commissaires aux comptes, l'évaluation du dispositif est aussi construite sur un questionnaire d'auto-évaluation du contrôle interne, piloté par la direction de l'audit et des risques (cf. supra § 1.2.5). Il est renseigné par chaque entité du groupe. Il intègre chacune des composantes de contrôle interne dont la dimension comptable et financière des opérations. Il est complété pour Gaz de France SA par un questionnaire spécifique sur l'organisation comptable et sur la qualité de la comptabilité analysée par grands processus.

Le système de reporting et de prévention de la fraude a été réaffirmé :

- toute fraude doit faire l'objet d'une analyse de l'entité concernée ;

- cette analyse doit identifier les éventuelles déficiences du contrôle interne et procéder, en tant que de besoin, aux corrections nécessaires ;

- les informations sur la fraude et les mesures correctives doivent être transmises au contrôleur financier de branche et à la direction du contrôle interne financier ;

- la direction du contrôle interne financier organise les retours d'expérience auprès de l'ensemble des entités.

Les cabinets ERNST & YOUNG et MAZARS & GUERARD assurent le commissariat aux comptes du groupe Gaz de France. Leur mandat renouvelé en 2002 pour une durée de 6 exercices expire le 31 décembre 2007. Le renouvellement du mandat des commissaires aux comptes a été lancé en 2007 par un appel d'offres européen.

Dans le cadre de leur mission de certification des comptes, les commissaires aux comptes 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.

Au moins un des cabinets de commissariat aux comptes de la quasi totalité des principales filiales appartient aux réseaux des commissaires aux comptes du groupe.

En outre 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.

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 2007

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 2007.

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 contenues 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 conformément à la norme d'exercice professionnel applicable en France. Celle-ci requiert la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations contenues 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 procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations 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.

Paris-La Défense, le 25 mars 2008

Les Commissaires aux Comptes

MAZARS & GUERARD

ERNST & YOUNG AUDIT

Michel Barbet-Massin

Marie-Laure Philippart

Patrick Gounelle

Philippe Hontarrède

Tableau d'honoraires des commissaires aux comptes

En milliers d'euros	MAZARS & GUERARD				ERNST & YOUNG			
	Montant H.T		%		Montant H.T		%	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
AUDIT								
Commissariat aux comptes								
Certification, examen des comptes individuels et consolidés								
• Emetteur	1 041	1 052	25,6 %	22,7 %	1 041	1 067	17,3 %	15,5 %
• Filiales intégrées globalement	1 248	1 222	30,7 %	26,3 %	2 359	1 871	39,1 %	27,1 %
Autres diligences et prestations directement liées à la mission des Commissariat aux Comptes								
• Emetteur	1 736	2 337	42,7 %	50,4 %	2 425	3 536	40,2 %	51,2 %
• Filiales intégrées globalement	29	0	0,7 %	0,0 %	0	0	0,0 %	0,0 %
Sous-total	4 054	4 611	99,7 %	99,4 %	5 825	6 474	96,6 %	93,8 %
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement								
• Juridique, fiscal, social	11	25	0,3 %	0,5 %	204	427	3,4 %	6,2 %
• Autres (à préciser si > à 10 % des honoraires d'audit)	0	3	0,0 %	0,1 %	0	0	0,0 %	0,0 %
Sous-total	11	28	0,3 %	0,6 %	204	427	3,4 %	6,2 %
TOTAL	4 065	4 639	100,0 %	100,0 %	6 029	6 901	100,0 %	100,0 %

Document d'information annuel

Conformément à l'article 222-7 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 2007 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

27/04/2007 Document de référence 2006

Ce document est disponible sur le site Internet de Gaz de France (www.gazdefrance.com).

Publications au BALO

30/04/2008 Avis de convocation de l'Assemblée Générale des porteurs de titres participatifs

23/04/2008 Avis de convocation de l'Assemblée Générale – Projet de résolutions déposé

16/04/2008 Comptes sociaux et comptes consolidés annuels 2007

05/03/2008 Avis de réunion valant avis de convocation de l'Assemblée générale mixte du 19 mai 2008 et projets de résolutions

11/02/2008 Chiffre d'affaires consolidé annuel 2007

23/11/2007 Chiffre d'affaires consolidé 3^e trimestre 2007

31/10/2007 Résultats semestriels 1^{er} semestre 2007

13/08/2007 Chiffre d'affaires consolidé 1^{er} semestre 2007

06/07/2007 Additif à l'annonce BALO du 27 avril 2007 – Rapport général des commissaires aux comptes sur les comptes sociaux et consolidés annuels

30/05/2007 Avis de deuxième convocation de l'Assemblée générale des porteurs de titres participatifs

14/05/2007 Chiffre d'affaires consolidé 1^{er} trimestre 2007

07/05/2007 Avis de convocation de l'Assemblée générale ordinaire du 19 mai 2008 et projets de résolutions

27/04/2007 Comptes sociaux annuels et comptes consolidés annuels 2006 et affectation du résultat

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 projet de résolutions.

14/02/2007 Chiffre d'affaires consolidé annuel 2006

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

28/04/2008 Gaz de France et Suez ont achevé l'acquisition de Teesside Power

24/04/2008 Assemblée générale mixte du 19 mai 2008 : modalités de mise à disposition et de consultation des documents d'informations relatifs à l'Assemblée Générale

24/04/2008 Premier trimestre 2008 : chiffre d'affaires en progression de 15%

23/04/2008 Mise à disposition du rapport financier annuel au 31 décembre 2007

16/04/2008 Gaz de France Investor Day on Purchase & Sale of Energy

11/04/2008 Erélia inaugure l'extension du parc éolien « Le Haut des Ailes »

11/04/2008 Gaz de France et Shell concluent un accord d'approvisionnement GNL de long terme

08/04/2008 Evolution des tarifs du gaz naturel

- 01/04/2008 Ajustement dans l'organisation du futur groupe
- 27/03/2008 Gaz de France est en négociation exclusive pour la cession de Cofathec Coriance
- 21/03/2008 La Commission de régulation de l'énergie propose un nouveau tarif d'accès des tiers au réseau de distribution de gaz naturel pour la période 2008/2012
- 12/03/2008 Gaz de France reçoit sa première cargaison de GNL en provenance de Snøhvit
- 27/02/2008 Résultats annuels 2007
- 26/02/2008 Gaz de France annonce l'acquisition de la société éolienne Nass & Wind Technologie et rassemble ses participations dans les ENR dans une filiale dédiée, « GDF Futures Energies »
- 25/02/2008 SUEZ et Gaz de France acquièrent ensemble la centrale électrique à cycle combiné la plus puissante d'Europe (1 875 MW)
- 23/01/2008 Chiffre d'affaires annuel 2007
- 14/01/2008 Un partenariat de long terme avec Qatar Petroleum International
- 03/01/2008 Gaz de France filialise ses activités de distribution et crée GrDF
- 30/12/2007 Evolution des tarifs du gaz naturel au 1^{er} janvier 2008
- 21/12/2007 Programme de rachat d'actions
- 18/12/2007 Acquisition de la société Eoliennes de la Haute Lys
- 10/12/2007 Décision du Conseil d'Etat relative aux tarifs de vente du gaz naturel
- 04/12/2007 Gaz de France et Sonatrach prolongent jusqu'en 2019 leurs contrats de GNL
- 05/11/2007 Gaz de France renforce sa présence dans l'exploration-production en Egypte (l'acquisition, auprès de la société Vegas Oil & Gas, d'une participation de 45 % dans la licence d'Alam El Shawish West en Egypte)
- 31/10/2007 Allemagne : le maire de Leipzig propose la candidature de Gaz de France pour l'acquisition d'une participation de 49,9 % dans la Stadtwerke de Leipzig (SWL)
- 31/10/2007 Gaz de France et Gasverbund Mittelland AG (GVM) : un nouveau contrat d'approvisionnement
- 01/10/2007 Chiffre d'affaires consolidé du 3^{ème} trimestre 2007
- 15/10/2007 Projet de fusion entre Gaz de France et Suez (objectifs opérationnels et financiers, gouvernance du nouveau Groupe et calendrier)⁽¹⁾
- 09/10/2007 Gaz de France renforce sa position dans l'éolien avec l'acquisition d'Erelia
- 05/10/2007 Gaz de France devient le 1^{er} investisseur privé dans le stockage en Roumanie (acquisition de 59% de Depomures)
- 27/09/2007 Gaz de France renforce son engagement dans la recherche sur le stockage du CO2 (signature d'un accord de coopération avec le groupe Vattenfall)
- 26/09/2007 Gaz de France acquiert 20 % d'Energie Investimenti auprès de Camfin
- 03/09/2007 GDF Suez : naissance d'un leader mondial de l'énergie⁽²⁾
- 29/08/2007 Résultats semestriels 2007
- 28/08/2007 Gaz de France va développer un important site de stockage en Angleterre (Stublach)
- 27/07/2007 Chiffre d'affaires consolidé du 2^{ème} trimestre 2007
- 23/07/2007 Royaume-Uni : signature d'un contrat d'approvisionnement avec Norsk Hydro
- 02/07/2007 Ouverture du marché : 6 000 demandes de contrats et 524 contrats signés
- 26/06/2007 Plan d'attribution gratuite d'actions : plan mondial pour tous les collaborateurs
- 25/06/2007 GRTgaz, filiale de Gaz de France, annonce son plan d'investissement à 10 ans

⁽¹⁾ Communiqué publié conjointement avec Suez

⁽²⁾ Communiqué publié conjointement avec Suez

- 22/06/2007 Ouverture du marché de l'énergie aux particuliers le 1^{er} juillet 2007
- 20/06/2007 Energie Investimenti : apport de la succursale de Gaz de France spécialisée dans la vente de gaz aux grands industriels italiens⁽³⁾
- 14/06/2007 Gaz de France est prêt pour l'ouverture des marchés
- 14/05/2007 Chiffre d'affaires du 1^{er} trimestre 2007
- 03/05/2007 Projet de nouvelle organisation et nominations à Gaz de France
- 26/04/2007 Gaz de France obtient un accès à long terme sur le marché américain du GNL
- 02/04/2007 Gaz de France renforce son périmètre d'exploration au Royaume-Uni
- 28/03/2007 Terminal de Fos Cavaou
- 19/03/2007 Exploitation du terminal de Fos Cavaou : raccordement des navires
- 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

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)

- 28/03/2008 Press release – Gaz de France enters exclusive negotiations for the sale of Cofathec Coriance
- 28/02/2008 Suez and Gaz de France jointly acquire U.K. Teesside Power plant Europe's larger combined-cycle gas turbine plant
- 28/02/2008 Materials made available by Gaz de France at a presentation of its 2007 annual results in Paris, France
- 27/02/2008 Press release – Gaz de France : 2007 annual results
- 26/02/2008 English translation of an interview published in French in *La Tribune* on February 25, 2008
- 12/12/2007 Amendment to Gaz de France's rule 425(a) filing of the press release dated October 15, 2007, as filed with the SEC on October 16, 2007
- 16/10/2007 Joint press release – GDF Suez : operational and financial objectives, corporate governance of the new group and timetable
- 13/09/2007 Translated transcript from the joint press conference held by Gaz de France and Suez on September 3, 2007, entitled "GDF Suez : the creation of a worldwide energy leader"
- 05/09/2007 Presentation made available on the website of Gaz de France in connection with a joint press conference held in Paris - GDF Suez : the creation of a worldwide energy leader
- 04/09/2007 Press release – Merger project between Gaz de France and Suez - GDF Suez : the creation of a worldwide energy leader
- 24/01/2007 Press release – Board of directors held on January 23, 2007

Les informations ci-dessus sont disponibles sur le site Internet de la Securities and Exchange Commission (SEC) (www.sec.gov).

⁽³⁾ Communiqué publié conjointement avec Camfin

Déclarations des opérations effectuées par les dirigeants

18/09/2007 Déclaration des transactions effectuées sur les titres Gaz de France par S. Brimont

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

07/04/2008 Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions

11/02/2008 Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions

14/01/2008 Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions

10/12/2007 Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions

19/11/2007 Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions

15/10/2007 Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions

24/09/2007 Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions

03/09/2007 Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions

06/08/2007 Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions

25/06/2007 Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions

21/05/2007 Déclaration des achats et cessions par Gaz de France de ses propres actions

24/04/2007 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

Les informations ci-dessus sont disponibles sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (www.amf-france.org).