Gaz de France

/ DOCUMENT DE RÉFÉRENCE **2005**

Gaz de France

/ DOCUMENT DE RÉFÉRENCE **2005**

Gaz de France

AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

En application des articles 211-1 à 211-42 de son règlement général, l'Autorité des marchés financiers a enregistré le présent document de référence le 5 mai 2006 sous le numéro R.06-050. 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.

Sommaire

1 PERSONNE RESPONSABLE P.5
1.1. Responsable du document de référence p.5
1.2. Attestation du responsable du document de référence p.5

2 RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES P.6
2.1. Commissaires aux comptes p.6
2.2. Démission ou départ de commissaires aux comptes p.6

3 INFORMATIONS FINANCIÈRES SÉLECTIONNÉES P.7
3.1. Exercices 2004 et 2005 en normes IFRS p.7
3.2. Exercices 2003 et 2004 en normes CRC p.10
3.3. Informations financières intermédiaires p.12

4 FACTEURS DE RISQUES P.15
4.1. Principaux risques p.15
4.2. Gestion des risques p.21

5 INFORMATIONS CONCERNANT L'ÉMETTEUR P.25
5.1. Histoire et évolution de la Société p.25
5.2. Investissements p.26

6 APERÇU DES ACTIVITÉS P.29
Sous-sommaire détaillé p.29
6.1. Principales activités p.29
6.2. Principaux marchés p.91
6.3. Événements exceptionnels p.91
6.4. Degré de dépendance p.91
6.5. Éléments relatifs à la position concurrentielle p.92

7 ORGANIGRAMME P.95

8 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS P.99
8.1. Propriétés immobilières p.99
8.2. Aspects environnementaux liés à la détention des actifs immobiliers par la Société p.99

9 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT P.101
Sous-sommaire détaillé p.101
9.1. Présentation générale p.101
9.2. Comparaison des exercices clos le 31 décembre 2003 et le 31 décembre 2004 établis en normes CRC p.107
9.3. Comparaison des exercices clos le 31 décembre 2004 et le 31 décembre 2005 p.107
9.4. Engagements du Groupe p.115
9.5. ROCE et ROE p.117

10 TRÉSORERIE ET CAPITAUX P.119
10.1. Trésorerie p.119
10.2. Structure financière p.119
10.3. Informations qualitatives et quantitatives concernant les risques de marché p.122

11 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE P.129
11.1. Recherche et développement p.129
11.2. Propriété intellectuelle p.130

12 TENDANCES SUSCEPTIBLES D'INFLUER SUR LES PERSPECTIVES DE LA SOCIÉTÉ P.133

13 PRÉVISIONS OU ESTIMATIONS DU BÉNÉFICE P.139
13.1. Prévisions ou estimations du bénéfice du Groupe p.139
13.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les informations prévisionnelles p.140

14 ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE ET DIRECTION GÉNÉRALE P.141
14.1. Composition des organes d'administration et de direction p.141
14.2. Conflits d'intérêt au niveau des organes d'administration et de la direction générale p.151

15 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES P.153
15.1. Intérêts et rémunérations des membres du conseil d'administration, du Président-directeur général et des directeurs généraux délégués p.153
15.2. Montant total des sommes provisionnées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages p.154

16 **FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION P.155**
16.1. Mandats des membres des organes d'administration p.155
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.155
16.3. Fonctionnement du conseil d'administration p.155
16.4. Charte de l'administrateur p.156
16.5. Comités du conseil d'administration p.157
16.6. Limitations apportées aux pouvoirs de la direction p.160
16.7. Le contrôle interne p.161
16.8. Déclaration relative au gouvernement d'entreprise p.161

17 **SALARIÉS P.163**
17.1. Ressources humaines – Effectifs p.163
17.2. Participations et stock-options des administrateurs et directeurs généraux délégués p.165
17.3. Intéressement, participation et actionnariat salarié p.166
17.4. Organisation sociale du Groupe p.167

18 **PRINCIPAUX ACTIONNAIRES P.175**
18.1. Principaux actionnaires p.175
18.2. Droits de vote p.175
18.3. Déclaration relative au contrôle de la Société par l'actionnaire majoritaire p.175
18.4. Accord portant sur le contrôle de la Société p.175

19 **OPÉRATIONS AVEC DES APPARENTÉS P.177**

20 **INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR P.181**
Sous-sommaire détaillé p.181
20.1. Informations financières historiques p.182
20.2. Politique de distribution des dividendes p.349
20.3. Procédures judiciaires et d'arbitrage p.350
20.4. Absence de changement significatif de la situation financière ou commerciale p.350

21 **INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES P.351**
Sous-sommaire détaillé p.351
21.1. Renseignements de caractère général concernant le capital p.351
21.2. Acte constitutif et statuts p.359

22 **CONTRATS IMPORTANTS P.363**

23 **INFORMATIONS PROVENANT DE TIERS, DÉCLARATIONS D'EXPERTS ET DÉCLARATIONS D'INTÉRÊT P.365**
23.1. Déclarations ou rapports p.365
23.2. Informations provenant de tiers p.365

24 **DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC P.365**

25 **INFORMATIONS SUR LES PARTICIPATIONS P.365**

A **ANNEXE A P.367**
Tableau des unités de mesure de gaz et autres produits énergétiques

B **ANNEXE B P.368**
Glossaire

C **ANNEXE C P.370**
Rapport du Président du conseil d'administration sur les procédures de contrôle interne

D **ANNEXE D P.380**
Rapport des commissaires aux comptes sur le rapport du Président du conseil d'administration sur les procédures de contrôle interne

E **ANNEXE E P.382**
Tableau d'honoraires des commissaires aux comptes

Note

*Dans le présent document de référence, les termes « **Gaz de France** » ou la « **Société** » ou l'« **Émetteur** » 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.

Les comptes consolidés du Groupe, établis selon les normes comptables françaises pour l'exercice clos le 31 décembre 2004, figurent aux pages 217 à 263 du document de base de la Société, enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 1er avril 2005 sous le numéro I. 05-037 (le « Document de Base »). Ils sont incorporés par référence dans le présent document de référence.

Le rapport des contrôleurs légaux sur les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 figure aux pages 263 à 265 du Document de Base. Il est incorporé par référence dans le présent document de référence.

1 PERSONNE RESPONSABLE

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 données 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 de rapports des contrôleurs légaux, figurant aux paragraphes 20.1.1.2, 20.1.2.2 et 20.1.3.2, qui contiennent :

- au titre de l'exercice 2003, une observation concernant les conditions de première application à certaines provisions pour reconstitution des sites du règlement n° 00-06 du CRC relatif aux passifs ;
- au titre de l'exercice 2004, des observations relatives :
  - à la description de la réforme du financement du régime de retraite des entreprises des industries électriques et gazières et aux conséquences financières et comptables de cette réforme pour Gaz de France,
  - à l'absence d'évaluation fiable de l'engagement qui existait au 31 décembre 2004 dans le cadre du régime de couverture maladie et aux conséquences financières et comptables pour Gaz de France de la réforme du financement du régime intervenue en février 2005,
  - aux modifications apportées à l'évaluation de la provision pour démantèlement du réseau de distribution de Gaz de France ;
- au titre de l'exercice 2005, une observation relative au traitement comptable retenu pour les concessions en l'absence de dispositions spécifiques du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union Européenne sur ce sujet, et notamment au fait que l'application du modèle incorporel tel que déterminé par le projet d'interprétation D14 de l'IFRIC aurait pu amener Gaz de France au 31 décembre 2005 à diminuer les actifs en concession et les passifs à hauteur du montant du poste « Droits des concédants dans les actifs ».

Les informations financières prévisionnelles présentées dans le présent document de référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant au paragraphe 13.2. Ce rapport contient une observation relative à l'existence d'incertitudes sur l'interprétation et l'application de certaines normes comptables IFRS, en particulier celles se rapportant au traitement des concessions qui font l'objet à ce jour de projets d'interprétation de l'IFRIC.

Jean-François Cirelli
Président-directeur général

2 RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES

2.1. Commissaires aux comptes

2.1.1. Commissaires aux comptes titulaires

Mazars & Guérard
39, rue de Wattignies
75012 Paris
Représenté par Messieurs Michel Barbet-Massin et Xavier Charton.

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

Les sociétés Mazars & Guérard et Ernst & Young Audit sont commissaires aux comptes titulaires de Gaz de France depuis le 1er 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 1er 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

Non applicable.

3 INFORMATIONS FINANCIÈRES SÉLECTIONNÉES

3.1. Exercices 2004 et 2005 en normes IFRS

Les tableaux ci-dessous présentent des extraits du bilan, du compte de résultat et du tableau de flux de trésorerie consolidés du Groupe pour l'exercice 2005 en normes IFRS. Les données IFRS 2004 présentées en comparatif sont :

- pour ce qui concerne le bilan et le tableau de flux, issues des données comparatives présentées dans les comptes consolidés IFRS 2005 ;
- pour ce qui concerne le compte de résultat, des données pro forma post-réforme du financement du régime des retraites non auditées.

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ

(Normes IFRS, post-réforme du financement du régime des retraites)

En millions d'euros	2005	2004	Var. %
Chiffre d'affaires	**22 394**	**17 526**	**+ 28 %**
Production immobilisée	336	344	- 2 %
Consommations externes	(15 886)	(11 367)	+ 40 %
Charges de personnel	(2 410)	(2 122)	+ 14 %
Autres produits et charges opérationnels	(215)	(208)	+ 3 %
Excédent brut opérationnel (EBO)	**4 219** [1]	**4 173**	**+ 1 %**
Amortissements et provisions	(1 303)	(1 845)	- 29 %
Actionnariat salarié	(132)		n/a
Résultat opérationnel	**2 784**	**2 328**	**+ 20 %**
Coût de l'endettement financier net	(202)	(179)	+ 13 %
Autres produits et charges financiers	(236)	(318)	- 26 %
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	189	125	+ 51 %
Résultat avant impôt	**2 535**	**1 956**	**+ 30 %**
Impôts sur les résultats	(794)	(563)	+ 41 %
Résultat net consolidé du Groupe	**1 741**	**1 393**	**+ 25 %**
Intérêts minoritaires	(2)	40	n/a
Résultat net consolidé – Part du Groupe	**1 743**	**1 353**	**+ 29 %**
Résultat net consolidé – Part du Groupe par action [2]	**1,85**	**1,50**	**+ 23 %**

(1) *4 263 millions d'euros hors IAS 32/39.*
(2) *Nombre moyen d'actions en 2005 : 943 435 994 contre 903 000 000 en 2004 ajusté de la division du nominal.*

BILAN CONSOLIDÉ RÉSUMÉ

(Normes IFRS, post-réforme du financement du régime des retraites)

En millions d'euros	2005	2004
Écarts d'acquisition et autres immobilisations incorporelles	1 936	1 321
Actifs en concession	10 732	10 191
Immobilisations corporelles du domaine propre	15 271	14 155
Participations mises en équivalence	693	385
Actifs financiers non courants	1 379	1 125
Autres actifs non courants	474	554
Total actifs non courants	**30 485**	**27 731**
Stock et en-cours	1 451	907
Créances	8 071	6 192
Instruments financiers dérivés courants	1 756	
Disponibilités et équivalents de disponibilités	2 119	837
Actifs du secteur financier	895	440
Total actifs courants	**14 292**	**8 376**
Actifs destinés à être cédés	0	402
TOTAL ACTIF	**44 777**	**36 509**
Capitaux propres	**14 503**	**10 998**
Intérêts minoritaires	**300**	**212**
Passifs liés aux concessions	8 609	8 234
Provisions autres que provision pour renouvellement	2 895	2 784
Passifs d'impôts différés	2 731	2 741
Dettes financières (y compris titres participatifs)	3 947	4 334
Autres passifs non courants	175	411
Total passifs non courants	**18 357**	**18 504**
Provisions	164	94
Dettes au personnel	527	377
Dettes financières courantes	1 165	971
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	3 203	1 848
Impôts exigibles	154	115
Autres dettes fiscales	1 171	948
Autres passifs courants (y compris dettes du secteur financier)	5 233	2 403
Total passifs courants	**11 617**	**6 756**
Passifs destinés à être cédés	0	39
TOTAL PASSIF	**44 777**	**36 509**
Endettement net	2 993	4 467 (1)
Fonds propres (y compris intérêts minoritaires)	14 803	11 210
Ratio d'endettement net	**20 %**	**40 %**

(1) *4 592 millions d'euros au 1er janvier 2005 (première application de l'IAS 32/39, évaluation des dettes financières au coût amorti par application de la méthode du taux d'intérêt effectif (impact sur les capitaux propres : 125 millions d'euros))*

TABLEAU DE FLUX CONSOLIDÉ RÉSUMÉ

(Normes IFRS, post-réforme du financement du régime des retraites)

En millions d'euros	2005	2004
Cash flow opérationnel	**4 229**	**4 176**
Variation du besoin en fonds de roulement	(501)	(282)
Impôts payés	(562)	(705)
Excédent de trésorerie opérationnel	**3 166**	**3 189**
Investissements nets et assimilés	(2 463)	(1 847)
Dividendes versés	(420)	(322)
Variation d'emprunts et intérêts payés (y compris change)	838	(801)
Variation de la trésorerie	**1 121**	**219**

3.2. Exercices 2003 et 2004 en normes CRC

Les tableaux ci-dessous présentent des extraits des bilans, des comptes de résultat et des tableaux de flux de trésorerie consolidés du Groupe pour les exercices 2003 et 2004 en normes CRC.

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ

En millions d'euros	2004	2003
Chiffre d'affaires	**18 129**	**16 647**
Consommations externes	(11 916)	(10 535)
Charges de personnel	(2 220)	(2 055)
Impôts, taxes et versements assimilés	(245)	(209)
Excédent brut d'exploitation	**4 093**	**4 134**
Dotations aux amortissements et aux provisions, nettes	(2 448)	(2 158)
Autres charges d'exploitation	(47)	(97)
Résultat d'exploitation	**1 598**	**1 879**
Résultat financier	(34)	(139)
Produits et charges exceptionnels	17	(5)
Impôt sur les résultats	(509)	(752)
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence	92	73
Amortissement des écarts d'acquisition	(59)	(76)
Part des minoritaires	59	70
Résultat net part du Groupe	**1 046**	**910**

BILAN CONSOLIDÉ RÉSUMÉ

Actif

En millions d'euros	2004	2003
Immobilisations incorporelles	372	334
Écarts d'acquisition	997	1 060
Immobilisations corporelles		
Hors concession	11 507	11 540
En concession	8 071	7 793
Immobilisations en cours	1 985	1 390
Immobilisations financières	1 532	1 422
Placements du secteur financier	257	227
Total actif immobilisé	**24 721**	**23 766**
Stocks et en-cours	1 022	1 082
Clients et comptes rattachés	5 155	4 216
Autres créances d'exploitation	1 302	1 602
Valeurs mobilières de placement	285	158
Disponibilités	582	572
Actifs circulants du secteur financier	440	161
Total actif circulant	**8 786**	**7 791**
TOTAL DE L'ACTIF	**33 507**	**31 557**

Passif

En millions d'euros	2004	2003
Capitaux propres (part du Groupe)	10 377	9 587
Intérêts minoritaires	216	269
Autres fonds propres (1)	4 295	4 038
Provisions pour risques et charges	7 698	6 665
Dettes financières	4 793	5 409
Fournisseurs et comptes rattachés	1 889	1 769
Dettes fiscales et sociales	1 472	1 358
Autres dettes (2)	1 931	2 060
Dettes du secteur financier (3)	836	402
TOTAL DU PASSIF	**33 507**	**31 557**

(1) *Les autres fonds propres comprennent les titres participatifs (485 millions d'euros à fin 2004 et 2003) et la contre-valeur des biens mis dans la concession – droits en nature des concédants (3 810 millions d'euros à fin 2004 et 3 553 millions d'euros à fin 2003).*

(2) *Les autres dettes représentent principalement la différence entre le montant des paiements reçus de la part des clients facturés sur une base mensuelle et la valeur des livraisons de gaz naturel effectuées auprès de ces clients.*

(3) *Les actifs et passifs du secteur financier se trouvent dans les sociétés du Groupe exerçant une activité financière soumise au contrôle de la Commission bancaire. Il s'agit principalement de la filiale de trading Gaselys et de la Banque Solfea (ex-banque Petrofigaz, qui propose des prêts aux particuliers et aux copropriétés pour les installations au gaz naturel en s'appuyant notamment sur le Groupe et ses partenaires).*

TABLEAU DE FLUX CONSOLIDÉ RÉSUMÉ

En millions d'euros	2004	2003
Capacité d'autofinancement	**3 418**	**3 184**
Variation du besoin en fonds de roulement	(346)	(474)
Excédent de trésorerie opérationnel	**3 072**	**2 710**
Investissements nets et assimilés	(1 895)	(2 765)
Dividendes versés	(357)	(498)
Variations d'emprunts et intérêts payés (y compris change)	1 352	717
Variation de la trésorerie	**182**	**164**

3.3. Informations financières intermédiaires

Les tableaux ci-dessous présentent des extraits des bilans, des comptes de résultat et des tableaux de flux de trésorerie consolidés semestriels du Groupe pour les exercices 2004 et 2005 IFRS, post-réforme du financement du régime des retraites.

Ces informations n'intègrent pas les changements intervenus pour la publication des premiers comptes IFRS au 31 décembre 2005 qui ont trait essentiellement :

- au traitement comptable des concessions, portant sur la durée d'amortissement des actifs et sur l'évaluation de la provision pour renouvellement,
- au traitement comptable des droits de raccordement.

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

En millions d'euros	30.06.2005 Publié	30.06.2004 Pro forma
Chiffre d'affaires	**11 089**	**9 214**
Excédent brut opérationnel	2 520	2 474
Résultat opérationnel	1 796	1 733
Résultat financier	(118)	(163)
Résultat exceptionnel et amortissement des écarts d'acquisition	-	-
Quote-part des sociétés mises en équivalence	95	56
Impôts sur les résultats	(585)	(563)
Résultat net consolidé du Groupe	1 188	1 063
Intérêts minoritaires	(3)	(15)
Résultat net consolidé part du Groupe	**1 185**	**1 048**

BILAN CONSOLIDÉ

En millions d'euros	30.06.2005 Publié	31.12.2004 Pro forma
Écarts d'acquisition et autres immobilisations incorporelles nets	1 806	1 321
Immobilisations corporelles nettes hors concession	14 800	14 155
Immobilisations corporelles nettes en concession	8 569	10 191
Autres actifs non courants	2 172	2 064
Total actifs non courants	**27 347**	**27 731**
Stocks et créances (y compris actifs courants du secteur financier)	7 162	7 539
Autres actifs courants	827	-
Disponibilités et équivalents de disponibilités	2 577	837
Total actifs courants	**10 566**	**8 376**
Actifs destinés à être cédés		402
TOTAL ACTIF	**37 913**	**36 509**

En millions d'euros	30.06.2005 Publié	31.12.2004 Pro forma
Capitaux propres (y compris intérêts minoritaires)	**11 998**	**11 210**
Passifs liés aux concessions	7 396	8 234
Provisions autres que provision pour renouvellement	2 805	2 784
Dettes financières (y compris titres participatifs)	4 211	4 334
Autres passifs non courants	2 498	3 152
Total passifs non courants	**16 910**	**18 504**
Dettes financières courantes	1 297	971
Autres passifs courants (y compris dettes du secteur financier)	7 708	5 785
Total passifs courants	**9 005**	**6 756**
Passifs liés aux actifs destinés à être cédés		39
TOTAL PASSIF	**37 913**	**36 509**

TABLEAU DE FLUX CONSOLIDÉ RÉSUMÉ

En millions d'euros	30.06.2005 Publié	30.06.2004 Pro forma
Cash-flow opérationnel	**2 531**	**2 406**
Variation du besoin en fonds de roulement	821	585
Impôts sur les sociétés	(72)	(359)
Excédent de trésorerie opérationnel	**3 280**	**2 632**
Investissements nets et assimilés	(786)	(639)
Dividendes versés	(420)	(318)
Variations d'emprunts et intérêts payés (y compris change)	(391)	(968)
Variation de la trésorerie	**1 683**	**708**

4 FACTEURS 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 la matérialisation. Ces risques incluent notamment les incertitudes liées à la vitesse d'ouverture du marché européen du gaz naturel et plus généralement 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 et/ou ses résultats.

4.1. Principaux risques

La cartographie des risques mise en œuvre par le Groupe évalue les impacts financiers, d'image et humains ainsi que la probabilité d'occurrence afin d'y associer un degré de criticité.

Intensification de la concurrence en France

La libéralisation du marché européen du gaz naturel a entraîné des changements majeurs dans la réglementation tant européenne que française applicable à Gaz de France, dans son secteur d'activité et dans ses activités mêmes. Les performances financières à venir de Gaz de France dépendent en partie de sa capacité à s'adapter à ces changements. Une description des risques significatifs découlant des changements apportés à l'environnement réglementaire figure ci-dessous.

Gaz de France doit faire face à une concurrence importante dans la vente de gaz naturel en France et prévoit de perdre des parts de marché au profit de ses concurrents.

Du fait de la libéralisation du marché français du gaz naturel, Gaz de France doit faire face à la concurrence d'autres fournisseurs de gaz. Tous les clients de Gaz de France autres que les particuliers ont la faculté de choisir leur fournisseur de gaz. En juillet 2007, le marché du gaz naturel sera totalement ouvert à la concurrence (voir paragraphe 6.1.4.1.1 – « Les clients éligibles et non éligibles »). Pour la vente de gaz aux clients éligibles, Gaz de France est déjà et sera à l'avenir davantage en concurrence avec d'autres sociétés. Certains des concurrents de Gaz de France disposent de ressources financières supérieures aux siennes. Les principales conséquences de la concurrence sur ses ventes en France sont les suivantes :

- Gaz de France risque de perdre des parts de marché. Il a déjà perdu des parts de marché sur les clients déjà éligibles et s'attend à en perdre d'autres au fur et à mesure du développement de la concurrence, de l'arrivée de nouveaux entrants et de l'extension, à partir de juillet 2007, de la base des clients éligibles aux clients particuliers ;
- Gaz de France est soumis à une concurrence sur les prix pour la vente de gaz aux clients ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur de gaz. Ainsi, les modalités de détermination du prix de vente de gaz à ces clients seront à l'avenir déterminées d'une façon librement négociée et donc différente de celles traditionnellement appliquées en France pour établir les tarifs administrés. En outre, les pressions concurrentielles pourraient limiter la capacité de Gaz de France à ajuster ses prix pour refléter les conditions de marché fluctuantes (notamment le cours du pétrole brut en dollars américains) ;
- Gaz de France doit développer la notoriété de ses marques et la communication pour être mieux identifié par ses clients et pour faire connaître à ces derniers ses offres commerciales, ce qui pourrait engendrer un coût significatif ;
- Gaz de France doit continuer à adapter ses stratégies et ses processus de prise de décision à la lumière de la nouvelle structure du marché, ce qui pourrait perturber le bon fonctionnement de ses opérations ou l'exposer à de nouveaux risques liés notamment à l'extension de ses activités sur de nouveaux marchés.

Gaz de France doit faire face à une concurrence accrue de la part d'EDF.

Un certain nombre de clients de Gaz de France, notamment sur le marché des particuliers, ne l'identifient pas clairement en tant qu'entité distincte d'EDF parce que ses ventes, sa facturation, son service client et ses activités de réseau ont traditionnellement été effectués dans un cadre commun avec EDF. EDF a annoncé son intention de se développer sur le marché du gaz naturel et propose d'ores et déjà une offre gaz aux clients éligibles. EDF aura la faculté de fournir du gaz à ses clients, qui incluent la quasi-totalité des clients français de Gaz de France. Certains clients pourraient accepter cette offre en pensant qu'ils continuent à acheter du gaz auprès du fournisseur historique. Gaz de France doit donc poursuivre sa politique de communication destinée à renforcer son identification comme entité distincte d'EDF ; à défaut, sa base de clientèle et le haut niveau de satisfaction vis-à-vis de ses services gaziers pourraient bénéficier à EDF plutôt qu'à lui. En conséquence, Gaz de France pourrait ne pas être en mesure de défendre sa part de marché en France aussi bien que d'autres fournisseurs historiques pourraient le faire dans leurs pays.

Développement externe – Maîtrise des projets

La stratégie d'expansion par le biais d'acquisitions expose Gaz de France aux risques de dilution, d'amortissement exceptionnel des actifs acquis ou de la difficile intégration des sociétés cibles.

Sa stratégie consistant à croître de manière significative, notamment au moyen d'acquisitions, Gaz de France pourrait être amené à procéder à l'émission de titres de capital à effet dilutif, à avoir recours à l'endettement ou à enregistrer des provisions pour dépréciation d'actifs incorporels. Les acquisitions présentent également des risques liés aux difficultés d'intégration, à la non-réalisation des gains et synergies escomptés, à l'implication de la direction et au départ de salariés clefs. Dans le cadre des entreprises communes auxquelles il participe, Gaz de France pourrait par ailleurs se retrouver en conflits d'intérêts ou de stratégie avec ses associés qui, dans certains cas, détiennent la majorité du capital de ces entreprises. Ces associés pourraient également ne pas être en mesure de remplir leurs obligations ou éprouver des difficultés financières.

Le Groupe conduit des activités croissantes dans des pays en transition ou en voie de développement, ce qui l'expose à des risques relatifs aux conditions politiques et économiques de ces pays.

Une part croissante des approvisionnements en gaz naturel du Groupe provient ou proviendra des pays en transition ou en voie de développement, notamment l'Algérie, la Russie, le Nigeria, la Libye et l'Égypte. Le Groupe participe également à des projets d'exploration-production et de construction d'usines de liquéfaction dans ces pays. Il a des activités importantes, au travers de ses filiales, dans le secteur du transport et de la distribution de gaz dans plusieurs pays d'Europe de l'Est ainsi qu'au Mexique. Les opérations du Groupe dans ces pays sont exposées à des risques politiques et économiques, notamment le risque qu'une crise internationale ou qu'un embargo interrompe les approvisionnements en gaz et le risque de perturbations de l'activité en raison d'actions politiques ou insurrectionnelles. En outre, les différends entre les États producteurs et les pays par lesquels le gaz est acheminé pourraient avoir un impact sur l'approvisionnement de Gaz de France. 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.

Le développement de l'activité Exploration-Production du Groupe l'expose à des risques différents de ceux auxquels il a traditionnellement été exposé.

Les activités d'exploration-production, qui exigent des niveaux élevés d'investissements, exposent le Groupe à des risques différents de ceux auxquels ses activités traditionnelles l'avaient habitué, notamment :

- le risque que les activités d'exploration ne mènent pas à la découverte de réserves ;
- l'incertitude quant à l'évaluation des réserves, qui sont des estimations basées sur des hypothèses et sont en conséquence soumises à des incertitudes importantes qui pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe, notamment :
  - la qualité des informations géologiques, techniques et économiques,
  - les conditions contractuelles et fiscales dans les pays où les activités d'exploration-production sont poursuivies,
  - la capacité de production des gisements, et
  - une éventuelle réévaluation à la baisse des réserves qui serait accompagnée d'amortissements calculés selon la méthode de l'Unité de Production qui prend en compte le niveau des réserves ou d'une baisse de la production,
- le risque de retard dans les forages, notamment en raison de conditions météorologiques difficiles ;
- la dépendance envers des partenaires tiers (notamment lorsque le Groupe n'est pas l'opérateur du site d'exploration ou de production) ;
- le 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) ;
- le risque inhérent à la poursuite des activités dans des pays où le secteur pétrolier est souvent affecté par la corruption ; et
- le risque fiscal, notamment au titre des modifications concernant les redevances ou les droits de douane dus sur la production d'hydrocarbures.

Les activités de marché du Groupe l'exposent aux risques liés à la qualité de ses contreparties et aux mouvements des prix des matières premières et des produits dérivés.

Le Groupe intervient de façon significative sur les marchés des produits énergétiques et des opérations de produits dérivés liées aux prix des produits énergétiques. Bien qu'il mette en place des limites strictes sur ses expositions, les opérations de marché l'exposent aux risques liés aux variations de la valeur de ses positions et, pour les opérations hors marchés réglementés, au risque de la défaillance de ses contreparties.

Développement de la stratégie électricité.

La stratégie de Gaz de France consistant à offrir de l'électricité à ses clients, en particulier sur le marché des particuliers qui souhaitent majoritairement s'adresser à un fournisseur unique pour le gaz et l'électricité, et son entrée sur le marché de l'électricité comportent notamment les risques suivants :

- la fourniture d'électricité est une nouvelle activité pour Gaz de France, qu'il pourrait ne pas parfaitement maîtriser ;
- le marché de la fourniture d'électricité est dominé par des fournisseurs traditionnels, tels qu'EDF, qui bénéficient d'une longue expérience et d'une notoriété importante auprès des clients (y compris auprès des clients actuels de Gaz de France) ;

- l'approvisionnement en électricité à des coûts compétitifs requiert des investissements importants dans la construction d'infrastructures ou la conclusion de contrats d'approvisionnement avec les producteurs d'électricité. L'approvisionnement en électricité expose Gaz de France aux risques liés à la volatilité particulière des prix sur ce marché et à un risque de non-atteinte de ses objectifs en la matière.

Des lois et des réglementations plus contraignantes

Les lois et les règlements qui exigent que les activités de transport et de distribution de Gaz de France soient gérées de manière indépendante limitent le contrôle de Gaz de France sur ces activités.

Conformément aux lois et règlements en vigueur, Gaz de France a mis en place une gestion indépendante de ses réseaux de transport (désormais filialisés) et de distribution par rapport aux activités de production et de vente. Même s'il conserve certains pouvoirs relatifs à l'arrêté du budget et du plan pluriannuel d'investissements des réseaux, son activité pourrait être affectée par la perte de contrôle de certaines décisions opérationnelles pouvant avoir un impact sur les coûts de fonctionnement, qui constituent des éléments clefs de la rentabilité des activités de transport et de distribution en France. Parallèlement, Gaz de France continuera à supporter les risques liés à l'exploitation des activités de transport et distribution, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la valeur des actifs de transport et de distribution.

Un risque existe que ces lois et règlements soient durcis à moyen terme, à l'initiative de la Commission européenne.

La Commission européenne a lancé en 2005 deux enquêtes sur le marché européen du gaz, l'une diligentée par la Direction Générale Concurrence, et l'autre par la Direction Générale Énergie. La Commission européenne n'exclut pas, si elle estime au vu des résultats de ces enquêtes que les directives européennes ne sont pas suffisantes pour garantir un fonctionnement satisfaisant du marché du gaz, et en particulier un niveau suffisant de concurrence, de prendre de nouvelles initiatives réglementaires susceptibles d'avoir un impact sur l'organisation intégrée de Gaz de France. Gaz de France s'attache à prévenir ce risque en mettant en œuvre scrupuleusement les mesures garantissant l'application fidèle des textes en vigueur.

La réglementation de certains pays européens pourrait freiner l'expansion du Groupe hors de France.

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

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

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

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

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

L'activité de Gaz de France est soumise à une régulation de plus en plus contraignante.

Une grande partie de l'activité de Gaz de France est soumise à une réglementation de plus en plus contraignante. 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'Energie (« CRE »)), affectent de manière significative le chiffre d'affaires et les bénéfices de Gaz de France ainsi que la manière dont il mène son activité :

- les tarifs que Gaz de France applique pour la vente de gaz à des clients français non éligibles (ou n'ayant pas exercé leur éligibilité) sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE, pour une période de temps définie. Gaz de France peut ne pas obtenir l'autorisation d'une hausse de ses tarifs alors même que cette hausse serait destinée à couvrir les hausses de ses charges d'exploitation. Cela s'est produit au cours de l'hiver 2005-2006 (voir paragraphe 6.1.1 – « Présentation Générale/Un nouveau contexte réglementaire et juridique ») ;
- dans le cadre du contrat de Service Public 2005-2007, Gaz de France s'est engagé à faire bénéficier les clients du tarif de distribution publique 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 ;

- les tarifs que Gaz de France applique pour l'accès aux réseaux de transport et de distribution et aux terminaux méthaniers sont également fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE. Ces tarifs sont basés notamment sur des taux de rémunération calculés par rapport 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 Gaz de France. Les pouvoirs publics peuvent également refuser de prendre en compte certaines charges d'exploitation de Gaz de France dans le calcul de ces tarifs ;
- les tarifs que Gaz de France applique pour l'accès à ses réseaux de transport et de distribution en France manquent de flexibilité, car ils sont déterminés par voie réglementaire et continueront de l'être sur le marché libéralisé du gaz naturel ;
- la CRE ou les instances européennes pourraient imposer des contraintes spécifiques à Gaz de France si elles estiment que le rythme d'ouverture réelle du marché n'est pas satisfaisant, afin d'améliorer la position des concurrents sur le marché français à son détriment ;
- Gaz de France a besoin d'autorisations pour l'exercice de plusieurs de ses activités principales. 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. Ces mesures peuvent affecter significativement la rentabilité de l'activité et sa mise en œuvre industrielle ;
- la réglementation applicable à Gaz de France est susceptible d'être modifiée. Ainsi, une modification de la loi sur le régime des concessions accordées à Gaz de France pourrait avoir un impact négatif. Voir paragraphe 6.1.4 – « Environnement législatif et réglementaire en France » pour une description plus détaillée de la réglementation économique ayant une influence sur l'activité de Gaz de France.
- Gaz de France est contrôlé par l'État en sa qualité d'actionnaire majoritaire : en application de loi du 9 août 2004, l'État français est l'actionnaire principal de Gaz de France et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions devant être adoptées en assemblée générale, et décide notamment de l'adoption des résolutions relatives à la nomination des représentants des actionnaires au conseil d'administration, à la distribution de dividendes et aux modifications de statuts. Voir chapitre 12 – « Tendances susceptibles d'influer sur les perspectives de la société ».

Ses réseaux de transport et de distribution étant ouverts aux tiers sur une base non discriminatoire, Gaz de France pourrait, à terme, ne plus être en mesure de fournir toute la demande en gaz de ses clients.

L'accès aux réseaux de transport et de distribution doit être non discriminatoire afin que des tiers puissent fournir du gaz naturel à leurs clients. La loi et la réglementation en vigueur interdisent aux gestionnaires de réseaux de refuser leur accès à des tiers pour des raisons de concurrence. En conséquence, Gaz de France pourrait à terme ne pas disposer, sur ses réseaux, de la capacité de transport nécessaire pour acheminer le gaz destiné à ses propres clients.

Risques prix/pétrole

Variations du cours des produits pétroliers et des taux de change entre le dollar américain et l'euro.

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 de ses ventes d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel étant libellée en dollars américains 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 l'offre et la demande internationales, des tendances macroéconomiques, des politiques de taux d'intérêt, des événements politiques et d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas la maîtrise. De telles variations pourraient avoir un impact négatif sur le résultat d'exploitation du Groupe et le rendre plus volatile.

Répercussion des coûts d'approvisionnement dans les tarifs administrés de vente en distribution publique.

Par le passé, les tarifs de vente du gaz en distribution publique ont été fixés à des niveaux permettant à Gaz de France de répercuter l'ensemble de ses coûts, compte tenu notamment des variations du coût de ses approvisionnements. Depuis 2004, ces ajustements n'ont pas toujours été suffisants : ainsi, en novembre 2004, les pouvoirs publics ont autorisé une hausse insuffisante par rapport à l'augmentation du coût des approvisionnements (voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.2.3 – « Prix de vente du gaz naturel / Tarifs administrés »).

Pour la période 2005-2007, l'arrêté du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie du 16 juin 2005 a fixé les principes d'évolution des tarifs, ainsi que les modalités de rattrapage de la hausse partielle de novembre 2004. Cet arrêté a été appliqué à l'occasion des mouvements des 1er juillet, 1er septembre et 1er novembre 2005. Par la suite, l'arrêté du 29 décembre 2005 a supprimé le mouvement au 1er janvier 2006. Enfin, l'arrêté du 28 avril 2006 a fixé à 5,8% la hausse du 1er mai 2006, soit un niveau qui reste inférieur de 2,3% au niveau que Gaz de France estime nécessaire pour couvrir l'ensemble de ses coûts.

Le gouvernement a en outre indiqué par communiqué du 22 mars 2006 que la prochaine révision tarifaire (i.e., au-delà du 1er mai 2006) prendra place au 1er juillet 2007 ce qui expose, sur cette période, le Groupe 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.

Maîtrise de l'évolution du distributeur

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

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

15 110 personnes employées par le Groupe appartiennent à des structures communes à Gaz de France et EDF (essentiellement à la direction EDF Gaz de France Distribution – EGD) et sont gérées avec les autres salariés communs qui sont pris en charge par EDF. Un certain nombre de décisions (d'ordre individuel ou collectif) prises par ces structures communes peuvent en conséquence avoir un impact sur Gaz de France, en particulier sur ses coûts salariaux et sur la structure de ses coûts. Par ailleurs, les perspectives d'EDF, essentiellement centrées sur l'électricité, pourraient conduire à des divergences d'intérêts entre les membres de ces structures communes. De telles contraintes pourraient réduire les possibilités de gains de productivité de Gaz de France.

Risques volume - climat

Les aléas climatiques ont un impact significatif sur les résultats de l'activité.

Des aléas climatiques (essentiellement en termes de températures) importants d'une année sur l'autre peuvent provoquer des variations de la demande énergétique, notamment en gaz naturel, avec des niveaux de demande plus élevés lors des années les plus froides. En conséquence, les résultats de Gaz de France sont généralement affectés par ces aléas climatiques. Ce risque n'est pas couvert par Gaz de France.

Les résultats d'exploitation du Groupe reflètent également le caractère saisonnier de la demande en gaz, qui est traditionnellement plus élevée au cours du premier trimestre de l'année, comprenant les mois les plus froids, et moins élevée au cours du troisième trimestre, comprenant les mois les plus chauds.

Le Groupe a contracté des engagements à long terme pour l'achat de gaz dans le cadre de contrats *take-or-pay* qui l'obligent à payer des volumes minima de gaz même s'il ne les prélève pas.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2005, plus de 83 % des achats de Gaz de France en gaz naturel ont été effectués par le biais de contrats *take-or-pay* à long terme. Selon ces contrats, Gaz de France s'engage à acheter des volumes minima de gaz qu'il doit payer, qu'il en prenne livraison ou non (sauf certaines exceptions telles que la faute du fournisseur ou la force majeure). Bien que ces contrats comportent souvent des mécanismes lui permettant de prendre livraison des volumes payés après la date à laquelle la livraison aurait dû être prise ou de réduire dans une certaine limite ses obligations de *take-or-pay* en tenant compte de volumes élevés au-delà des volumes minimaux au cours d'années antérieures, dans l'hypothèse où il ferait face à une baisse sur le long terme de la demande en gaz, Gaz de France pourrait être obligé d'acheter du gaz qu'il ne pourrait revendre qu'en appliquant une décote substantielle. De plus, en cas d'insuffisance des infrastructures ou de la capacité de transport nécessaire, il pourrait ne pas être en mesure de prendre livraison du gaz qu'il achète. Par ailleurs, le portefeuille de contrats à long terme du Groupe constitue une source essentielle d'approvisionnement en gaz naturel. À l'échéance de ces contrats, Gaz de France pourrait être obligé d'accepter des conditions de renouvellement moins favorables, et les fournisseurs pourraient décider de ne pas renouveler les contrats, ce qui affecterait la sécurisation de ses approvisionnements.

Gaz de France pourrait ne pas réussir à trouver des cibles d'acquisition appropriées dans le secteur du GNL.

Gaz de France prévoit de développer ses activités gazières y compris dans le domaine du GNL, par le biais notamment de la croissance externe. La mise en œuvre de la stratégie d'acquisition de Gaz de France pourrait être notamment limitée par l'absence de cibles appropriées, par la concurrence pour les projets d'acquisition ou par l'application du droit de la concurrence.

Développement de la demande de gaz naturel inférieure aux prévisions

La stratégie du Groupe est fondée sur l'hypothèse que l'usage du gaz naturel en Europe augmentera ; le retour sur les investissements réalisés en anticipation de cette croissance pourrait être affecté de manière significative si cette hypothèse s'avérait inexacte.

La stratégie et les prévisions du Groupe sur le développement de ses infrastructures de transport du gaz, les investissements dans ses réseaux de distribution, le développement de ses activités d'exploration-production et d'autres domaines prennent pour hypothèse que la consommation de gaz naturel en France et en Europe continuera à augmenter de manière significative dans un avenir proche. En particulier, le Groupe s'est fondé sur une croissance significative, sur le marché français et européen, de l'utilisation de gaz naturel pour la production d'électricité. Les niveaux et la croissance de la consommation de gaz en France et en Europe dépendent de plusieurs facteurs, parmi lesquels :

- le niveau général de croissance économique ;
- l'attractivité relative du gaz naturel par rapport aux autres énergies existantes ou aux nouvelles sources d'énergie développées ;
- la forte position en France du nucléaire dans la production d'électricité ;
- la construction de nouvelles infrastructures pour le transport et la distribution du gaz ;
- les développements technologiques qui créent de nouvelles utilisations du gaz ;
- les réglementations environnementales (par exemple, le protocole de Kyoto) ;

- la politique énergétique des gouvernements ;
- la disponibilité de ressources sûres et rentables de gaz naturel ; et
- l'image du gaz naturel dans le grand public (liée en particulier aux conséquences que pourraient avoir des accidents, y compris en aval du compteur).

Dans chacun des segments d'activité de Gaz de France, la demande dépend directement ou indirectement des tendances de la demande générale de gaz. Un ralentissement de la croissance ou une décroissance en volume de consommation du gaz en France et en Europe pourrait hypothéquer le succès de la stratégie de Gaz de France et réduire les retours sur investissements qu'il réalise.

Accidents industriels

Des accidents industriels pourraient interrompre 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 et de stockage de gaz et à l'exploitation d'installations d'exploration-production et de méthaniers, tels que des incidents d'exploitation, des interruptions imprévues provoquées par des événements extérieurs que le Groupe ne maîtrise pas (glissements de terrain, tremblements de terre, foudre, etc.) ou des performances d'installations ou d'infrastructures inférieures à ce qui en est attendu. Ces incidents sont susceptibles de provoquer des blessures, des pertes humaines ou encore des dommages significatifs aux biens ou à l'environnement ainsi que des interruptions d'activité. Voir notamment paragraphe 20.3 – « Procédures judiciaires et d'arbitrage ». Les polices d'assurance du Groupe pourraient ne pas suffisamment 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 GNL.

Les conflits sociaux pourraient avoir un impact significatif sur l'activité du Groupe

Le Groupe ne peut exclure une détérioration des relations sociales ou des perturbations sociales. Des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux pourraient venir perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux. En conséquence, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être affectés par des perturbations sociales.

L'activité du Groupe est soumise à une réglementation importante en matière d'environnement, de santé et d'hygiène

Les activités du Groupe présentent des risques industriels et environnementaux liés à la nature des produits manipulés, qui peuvent être inflammables, explosifs ou toxiques. Il est de ce fait soumis à de nombreuses réglementations relatives à l'environnement, la santé publique et la sécurité de ses activités. Il dépense des montants importants chaque année pour se conformer à ces réglementations. De plus, il possède 326 sites sur lesquels ses anciennes usines à gaz étaient implantées. Ces sites étant pollués, il a mis en œuvre un lourd programme de réhabilitation. 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 « seuil haut », à savoir les terminaux méthaniers, les stockages souterrains et les stations GPL de Corse et de Saint-Flour, sont soumis au décret 2005-1130 relatif aux plans de prévention des risques technologiques (PPRT). Ces PPRT doivent être mis en œuvre d'ici mi-2008 et leur financement doit être assuré par des conventions tripartites entre l'État, les collectivités locales et l'exploitant selon une répartition non définie par les textes réglementaires. Son activité pourrait également être affectée par les directives européennes et les lois françaises imposant des limites sur l'émission des gaz à effet de serre. Dans l'hypothèse où les réglementations en matière d'environnement, de santé et de sécurité deviendraient plus strictes, les investissements et charges de mise en conformité pourraient augmenter de manière substantielle à l'avenir. Ainsi, l'évolution en cours du règlement de sécurité des transports par canalisations contraindra Gaz de France à réaliser des travaux de mise en conformité sur ses réseaux de transport dont les coûts ne peuvent être précisément chiffrés, les décisions relatives à cette réglementation n'étant pas encore prises. Le Groupe pourrait par ailleurs 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, en particulier ceux liés à l'amiante et à la Legionella, voire à l'utilisation de produits chimiques et toxiques et, le cas échéant, de dédommager les victimes (voir paragraphes 6.1.5 - « Environnement/Développement durable » et 20.1.1.1 - « Comptes consolidés au 31 décembre 2005 en normes IFRS/Annexes »).

4.2. Gestion des risques

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

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

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

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

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

Utilisation de la cartographie des risques Groupe

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

Le processus de cartographie des risques Groupe

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

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

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

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

La démarche de gestion des risques est gouvernée par le principe de la subsidiarité : la Délégation à la Maîtrise des Risques fixe le cadre de cohérence, accompagne le déploiement au sein du Groupe et s'assure de l'amélioration continue du processus ; les fonctions de direction du Groupe restent chargées de leurs risques et les gèrent dans les limites fixées par le cadre de cohérence. Ainsi, chaque métier du Groupe traite et suit ses risques avec, selon les cas, la mise en place de structures ad hoc destinées à la gestion de risques particuliers.

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

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

Gestion des risques par Gaselys

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.2.1. Politique d'achat d'assurances

Le pôle Assurances de Gaz de France définit la politique d'assurance pour l'ensemble du Groupe. Cette politique a été présentée au comité d'audit du conseil d'administration en mars 2005 et repose sur un transfert systématique au marché de l'assurance de tous les risques dont la survenance pourrait avoir des répercussions significatives sur le résultat du Groupe. Ainsi, l'ensemble des activités du Groupe est couvert par des contrats d'assurance souscrits sur le marché auprès d'assureurs de réputation et de solidité financière internationalement reconnues. Le Groupe n'est pas intéressé, directement ou indirectement, dans une captive d'assurance qui supporterait une partie de ses risques.

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

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

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

Le pôle Assurances est responsable pour l'ensemble du Groupe du respect des principes de la politique d'assurance qu'il a définie. Ce contrôle est facilité par une gestion des assurances centralisée en ce qui concerne la maison mère et les principales filiales du Groupe. Cette centralisation permet une maîtrise des risques assurables homogène et coordonnée au niveau du Groupe, de même qu'une globalisation de l'achat d'assurance. Pour les autres filiales dont les risques assurables ne sont pas gérés directement par Gaz de France, un contrôle se met en place progressivement, l'objectif étant à terme de les intégrer dans les programmes d'assurance du Groupe.

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.

4.2.2. Principaux contrats

Responsabilité civile

Gaz de France et ses filiales bénéficient d'une assurance responsabilité civile exploitation, après livraison et professionnelle qui couvre les conséquences pécuniaires découlant de la mise en jeu de leur responsabilité pour les dommages causés aux tiers. Cette assurance est composée de plusieurs lignes de garantie, les lignes supérieures bénéficiant à l'ensemble des filiales intégrées. Pour Gaz de France uniquement, cette assurance intervient après un niveau d'auto-assurance plafonné annuellement à 8 millions d'euros.

D'autres assurances ont été souscrites par le Groupe, comme les assurances de responsabilité des mandataires sociaux et de responsabilité en cas de pollution accidentelle de l'environnement.

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 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 en fonction du montant de reconstruction à neuf du site le plus important. Des scénarios de sinistres majeurs sont définis par les experts internes avec l'aide de partenaires extérieurs au Groupe (tels que les assureurs et les cabinets d'expertises préalables). À 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 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 leur 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 :

- 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 les dommages ;
- une assurance couvrant le transport de GNL par méthaniers avec une limite de 30 millions d'euros par navire et événement ;
- 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 (terminal méthanier de Fos Cavaou) ;
- des assurances maritimes couvrant les responsabilités en tant qu'armateur (garantie illimitée sauf en risque de guerre plafonnée à 500 millions de dollars américains) et en pollution (1 milliard de dollars américains) ou affréteur (garantie de 500 millions de dollars américains) et les dommages aux navires, à concurrence de leur valeur agréée.

5 INFORMATIONS CONCERNANT L'ÉMETTEUR

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, ainsi que la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

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

5.1.5. Événements importants dans le développement des activités de la Société

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

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

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

Paris a eu lieu le 8 juillet 2005. Conformément à l'article 24 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 imposant à l'État de détenir au moins 70 % du capital de Gaz de France, l'État, anciennement actionnaire unique de Gaz de France, a conservé 80,2 % dudit capital.

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

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

5.2. Investissements

5.2.1. Investissements réalisés

Les investissements totaux s'élèvent à 3 061 millions d'euros en 2005, soit un montant significativement supérieur à celui de 2004 (2 133 millions d'euros).

Investissements d'équipement

Les investissements d'équipement représentent 2 016 millions d'euros en 2005, soit une hausse de 388 millions d'euros par rapport à 2004.

Investissements d'équipement du Groupe en 2005 et en 2004

En millions d'euros	2005	2004 pro forma
PÔLE FOURNITURE D'ÉNERGIE ET DE SERVICES		
Exploration – Production	500	387
Achat – Vente d'Énergie	46	10
Services	61	43
PÔLE INFRASTRUCTURES		
Transport-Stockage France	447	314
Distribution France	793	713
Transport Distribution International	138	76
Eliminations, autres et non alloué	31	85
TOTAL GROUPE	**2016**	**1628**

En Exploration-Production, les investissements d'équipement s'élèvent à 500 millions d'euros en 2005 contre 387 millions d'euros en 2004. La hausse des investissements est liée au développement de nouveaux champs mis en production à la fin de l'année 2005 et au début 2006 essentiellement au Royaume-Uni et aux Pays-Bas, et à un effort d'exploration plus soutenu en 2005 (13 puits forés en 2005 contre 8 en 2004). Les investissements ont été réalisés pour 41 % en Norvège, 28 % aux Pays Bas, 16 % au Royaume Uni, 10 % en Allemagne et 5 % en Algérie.

Les investissements d'équipement du segment Achat-Vente d'Énergie s'élèvent à 46 millions d'euros en 2005, contre 10 millions d'euros en 2004. En 2005, ils comprennent notamment 20 millions d'euros liés principalement au développement d'un nouveau système d'information en vue de l'ouverture totale du marché des particuliers en France.

Les investissements d'équipement du segment Services s'élèvent à 61 millions d'euros en 2005 contre 43 millions d'euros en 2004. Les investissements réalisés en 2005 concernent pour l'essentiel la centrale à cycles combinés DK6 et des réseaux de chaleur et de froid en France.

Les investissements d'équipement du segment Transport-Stockage France réalisés en 2005 s'élèvent à 447 millions d'euros contre 314 millions d'euros en 2004. Cette hausse s'explique principalement par la poursuite de la construction du nouveau terminal méthanier de Fos Cavaou, dont le chantier a été lancé au second semestre 2004. En 2005, 43,8 % des investissements d'équipement ont été consacrés au transport, 30,5 % aux stockages et 25,7 % aux terminaux méthaniers (23 % pour la construction du terminal de Fos Cavaou).

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

En millions d'euros	2005	2004
Réseau de transport	179	186
Stockage	106	81
Terminaux méthaniers	115	29
Autres investissements d'équipement non spécifiques aux activités	47	18
TOTAL	**447**	**314**

Les investissements d'équipement du segment Distribution France s'élèvent à 793 millions d'euros en 2005 contre 713 millions d'euros en 2004.

L'augmentation des investissements concerne pour l'essentiel la résorption des canalisations en fonte grise (1 030 kilomètres en 2005 pour un objectif de 890 km). En 2005, 22,7 % des investissements ont été consacrés à la résorption des fontes grises.

54,6 % des investissements ont été consacrés au développement du réseau dans le cadre du programme « 1 million de nouveaux clients chauffage » : 2 250 kilomètres d'extensions de réseau ont été mis en gaz et plus de 243 000 nouveaux clients chauffage ont été acquis par Gaz de France, portant ainsi à 606 343 le nombre total de nouveaux clients chauffage acquis depuis le début du programme « 1 million de clients chauffage ».

Ventilation des investissements d'équipement du segment Distribution France

En millions d'euros	2005	2004
Raccordement ZDG	385	367
Raccordement CNG	48	76
Renouvellement	322	244
Autres investissements d'équipement non spécifiques aux activités	38	26
TOTAL	**793**	**713**

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

Les raccordements CNG (Concessions nouvelles gaz) correspondent à des travaux (réalisés au cours des trois premières années d'une nouvelle distribution publique – au-delà, cette distribution publique passe en ZDG) de création de réseaux et de branchements nouveaux sur les communes nouvellement raccordées (97 nouvelles communes raccordées en 2005 contre 98 en 2004).

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

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

	Extension	Renouvellement
2005	57 %	43 %
2004	64 %	36 %

Les investissements d'équipement du segment Transport-Distribution International réalisés en 2005 s'élèvent à 138 millions d'euros (76 millions d'euros sur 2004).

En 2005, ils comprennent 44 millions d'euros d'investissements d'équipement réalisés par Distrigaz Sud et 4 millions d'euros réalisés par SPE.

Autres investissements

Les investissements de prises de participation nets de la trésorerie acquise atteignent 674 millions d'euros en 2005. Ces investissements concernent principalement l'acquisition de la société roumaine Distrigaz Sud, la prise de participation dans le groupe belge SPE à hauteur de 25,5 %, le rachat des intérêts minoritaires dans CFM dans le cadre du dénouement des participations croisées avec Total, ainsi que l'acquisition de 39 % du capital du groupe Savelys portant la participation de Gaz de France à 59 %.

Les autres investissements s'élèvent à 371 millions d'euros en 2005 (352 millions d'euros en 2004). Ils concernent principalement une hausse des dépôts liés aux opérations de marchés à terme et à la construction d'un méthanier.

5.2.2. Investissements en cours et en projet

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

Pour 2006, Gaz de France formule une prévision d'investissements d'un montant de 3 milliards d'euros hors croissance externe.

Lors de l'introduction en bourse, le Groupe a présenté un plan d'investissement 2005-2008 de 17,5 milliards d'euros. Environ 55 % de cette enveloppe correspondent à des investissements soutenant la croissance organique et à la réalisation de projets de développement déjà en cours. Les réalisations de 2005 et les programmes d'investissements déjà identifiés devraient permettre au Groupe de respecter cet objectif. Le solde correspond aux nouveaux projets de développement et de croissance externe.

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

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

Non applicable.

6 APERÇU DES ACTIVITÉS

6.1. PRINCIPALES ACTIVITÉS P. 29
- **6.1.1. PRÉSENTATION GÉNÉRALE** P. 29
- **6.1.2. STRATÉGIE** P. 38
- **6.1.3. DESCRIPTION DES ACTIVITÉS** P. 40
  - 6.1.3.1. Fourniture d'Énergie et de Services P. 40
    - 6.1.3.1.1. Exploration - Production P.40
    - 6.1.3.1.2. Achat-Vente d'Énergie P.46
    - 6.1.3.1.3. Services P.59
  - 6.1.3.2. Pôle Infrastructures P. 60
    - 6.1.3.2.1. Transport-Stockage France P.60
    - 6.1.3.2.2. Distribution France P.67
    - 6.1.3.2.3. Transport-Distribution International P.74
- **6.1.4. ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE EN FRANCE** P. 79
- **6.1.5. ENVIRONNEMENT / DÉVELOPPEMENT DURABLE** P. 87
  - 6.1.5.1. Environnement P. 87
  - 6.1.5.2. Développement durable P. 88
- **6.1.6. NOUVEAUX PRODUITS OU ACTIVITÉS** P. 90

6.2. PRINCIPAUX MARCHÉS P. 91
- **6.2.1. PRÉSENTATION** P. 91
- **6.2.2. VENTILATION DES RÉSULTATS** P. 91

6.3. ÉVÉNEMENTS EXCEPTIONNELS P. 91

6.4. DEGRÉ DE DÉPENDANCE P. 91

6.5. ÉLÉMENTS RELATIFS À LA POSITION CONCURRENTIELLE P. 92
- **6.5.1. EXPLORATION – PRODUCTION** P. 92
- **6.5.2. ACHAT – VENTE D'ÉNERGIE** P. 92
- **6.5.3. SERVICES** P. 93
- **6.5.4. TRANSPORT - STOCKAGE FRANCE** P. 93
- **6.5.5. DISTRIBUTION FRANCE** P. 94
- **6.5.6. TRANSPORT-DISTRIBUTION INTERNATIONAL** P. 94

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 d'approvisionnement diversifié et de la gestion de réseaux de transport et de distribution de tout premier plan. Gaz de France opère en effet le plus long réseau européen de transport à haute pression ainsi que le plus long réseau européen de distribution [1]. En 2005, le Groupe a vendu 749 terawattheures (« TWh ») de gaz naturel et a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 22 394 millions d'euros (36,4 % du chiffre d'affaires du Groupe est réalisé à l'international), un excédent brut opérationnel de 4 219 millions d'euros et un bénéfice net, part du Groupe, de 1 743 millions d'euros. Le Groupe a accès à un portefeuille d'environ 11 millions de clients en France et d'environ 2,7 millions de clients (quote-part Gaz de France) à l'étranger, principalement en Europe.

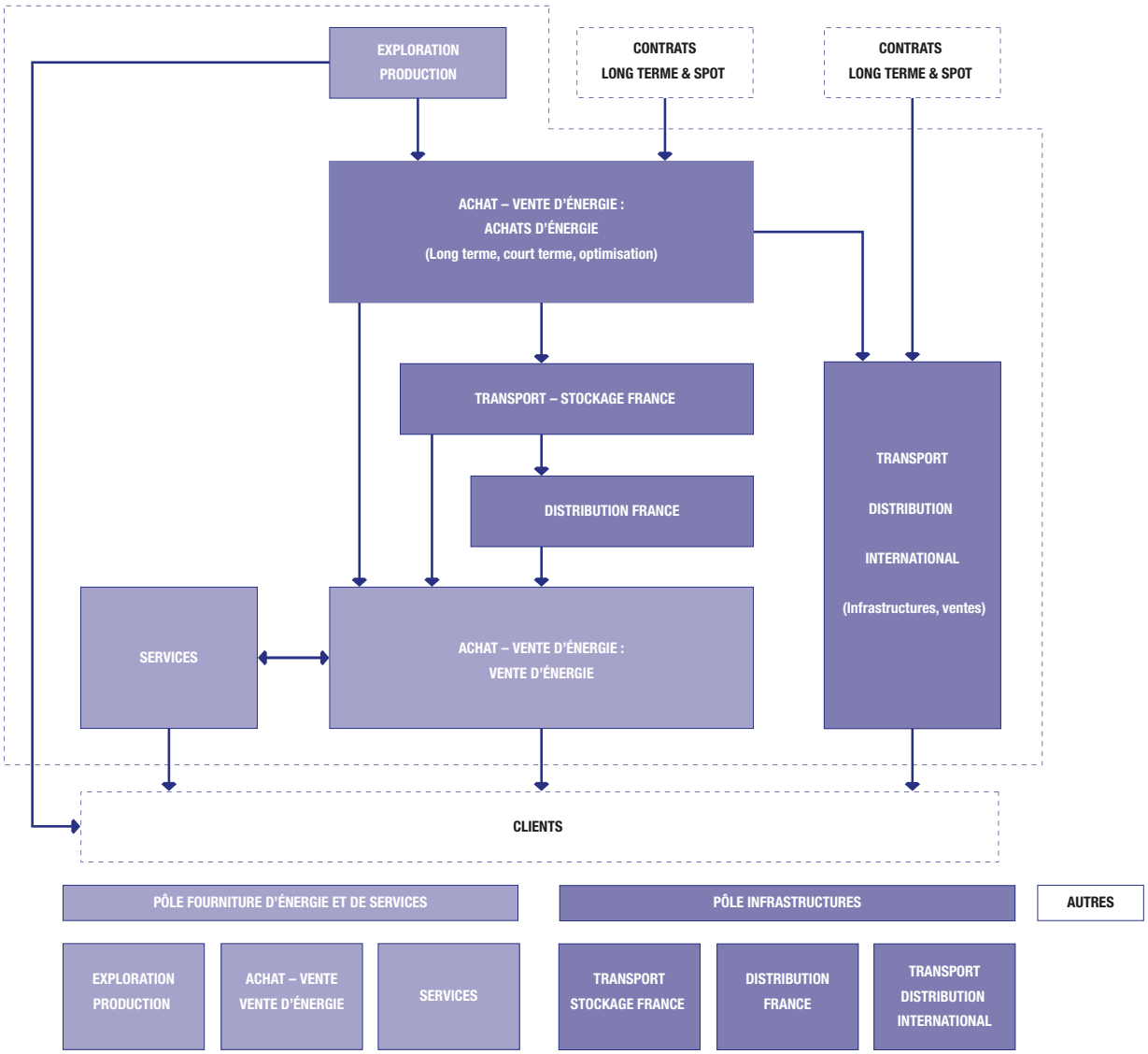
Les activités du Groupe s'organisent de manière complémentaire autour de deux pôles et de six segments.

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

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

(1) *Le réseau de distribution de Gaz de France était en 2004 le deuxième réseau européen en terme de longueur après celui de l'opérateur britannique National Grid (274 000 kilomètres). En 2005 ce dernier a cédé environ la moitié de ce réseau qui ne représente plus aujourd'hui que 132 000 kilomètres. (Source : rapport annuel 2004-2005 publié en septembre 2005)*

Graphique des flux physiques et économiques entre les segments du Groupe



Bref historique

Création

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

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

Diversification des sources d'approvisionnement

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

Cette introduction du gaz naturel dans le paysage énergétique français a entraîné l'abandon progressif par Gaz de France du métier de producteur-distributeur de gaz manufacturé au profit de celui de négociant, transporteur et distributeur de gaz naturel. Elle a également nécessité la mise en œuvre, en complément de la production gazière nationale, d'une politique d'approvisionnements à l'étranger afin de satisfaire une demande toujours croissante. Ainsi, Gaz de France a conclu en 1964 un premier contrat d'achat de GNL avec l'Algérie. Dès lors, le Groupe s'est engagé dans une politique d'approvisionnements géographiquement diversifiés en contractant avec des producteurs aux Pays-Bas, en Russie, en Norvège, au Nigeria, en Libye et en Égypte. Ce dernier contrat d'approvisionnement en GNL a démarré en juillet 2005. D'une durée de 20 ans, il correspond à environ 9 % des approvisionnements du groupe à l'horizon 2006-2007. Cette politique s'est trouvée complétée en 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.

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 1er janvier 2005. Désormais, Gaz de France exploite le réseau de transport dont il est seul propriétaire, Total assurant seul la gestion du réseau de transport dans le sud-ouest de la France.

Pour accompagner sa stratégie de diversification des approvisionnements, Gaz de France a également participé à de grands projets de gazoducs de transit permettant le transport de gaz naturel vers l'Europe occidentale ainsi qu'au développement de nouvelles chaînes de GNL, avec en particulier l'implantation des terminaux de regazéification de Fos Tonkin et de Montoir-de-Bretagne. Gaz de France continue à investir dans des infrastructures importantes en partenariat avec ses fournisseurs : il a ainsi dernièrement pris une participation minoritaire dans une usine de liquéfaction en Égypte.

Par ailleurs, afin d'assurer la continuité des livraisons et de faire face notamment à la saisonnalité de la demande, Gaz de France a développé des capacités de stockage de gaz naturel, ces dernières atteignant plus de 9 milliards de mètres cubes utiles au 31 décembre 2005.

Développement du réseau de distribution

Le développement des infrastructures de transport a été accompagné par la construction d'un réseau de distribution assurant l'acheminement du gaz naturel jusqu'aux petits clients finals. 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 8 965 communes françaises avec environ 11 millions de clients raccordés.

Dès ses premières années d'existence, Gaz de France a mis en place avec EDF des directions communes, notamment pour la gestion des réseaux de distribution de gaz et d'électricité et pour la prise en charge du service clientèle. Ces relations ont été révisées le 1er juillet 2004, les deux opérateurs restant associés dans une structure commune qui assure des services techniques pour leurs réseaux respectifs de distribution (voir paragraphe 6.1.3.2.2.2.3. – « Organisation du distributeur »).

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 1990, 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 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 1990, que Gaz de France a décidé de s'impliquer dans l'exploration-production, initiant ainsi un nouveau stade de développement à l'international.

Enfin, le Groupe s'est, depuis la fin des années 1990, introduit dans le domaine des services en Europe, notamment en Italie.

Activités

Fourniture d'Énergie et de Services

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

Exploration-Production

Afin de maîtriser directement une partie de son approvisionnement, de bénéficier d'une plus grande part de la valeur ajoutée de la chaîne gazière et de réduire son exposition au prix des produits pétroliers (auquel le prix du gaz est souvent lié), le Groupe dispose de réserves propres, principalement en mer du Nord, en Allemagne et en Afrique du Nord, dont certaines proviennent de gisements qu'il opère pour son compte et celui de partenaires. Le Groupe détenait, au 31 décembre 2005, des réserves prouvées et probables de 752,9 millions de barils équivalent pétrole (« Mbep »), dont 72,3 % de gaz naturel et 27,7 % d'hydrocarbures. Sa production annuelle de gaz naturel a atteint 27,4 Mbep en 2005.

Le Groupe dispose également d'un portefeuille de licences d'exploration, qui s'est élargi en 2005 notamment en Égypte.

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 2005, sur les 749 TWh de gaz naturel vendus par le Groupe, 644 TWh ont été vendus par le segment Achat-Vente d'Énergie, dont 465 TWh en France, 114 TWh à l'étranger (quote-part Gaz de France) et 65 TWh sur les marchés de court terme -le solde ayant été vendu aux clients des filiales du segment Transport-Distribution International (75 TWh) ou directement par le segment Exploration-Production (30 TWh). Le segment Achat-Vente d'Énergie comptait à fin 2005 environ 10,4 millions de clients particuliers, plus de 636 000 sites clients affaires (principalement professionnels, PME-PMI, résidences collectives, certains clients tertiaires privés et publics et collectivités territoriales), plus de 700 grands clients industriels et commerciaux répartis sur plus de 4 000 sites, dont plus de 500 clients en Europe hors France.

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

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

Par ailleurs, le Groupe s'est engagé dans une politique de développement en Europe en s'appuyant sur son savoir-faire pour tirer profit de l'ouverture du marché européen. Il vend du gaz aux clients industriels, notamment au Royaume-Uni, en Belgique, aux Pays-Bas, en Italie, en Espagne et en Allemagne, et détient des participations dans des sociétés disposant d'un accès au marché en Allemagne, Slovaquie, Italie, Hongrie, Roumanie, Belgique et Pays-Bas. À 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 Égypte (pays à partir duquel les approvisionnements ont débuté courant 2005). Gaz de France complète ses approvisionnements par une production pour compte propre dans le cadre de son activité Exploration-Production et par des transactions sur le marché 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.

Services

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

Infrastructures

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

Transport-Stockage France

Gaz de France bénéficie en France d'une position privilégiée au cœur des échanges européens et possède le plus long réseau de transport européen de gaz naturel à haute pression, pour acheminer le gaz tant pour le compte de tiers que pour son propre compte. Au 31 décembre 2005, son réseau français comprenait 31 589 kilomètres de gazoducs, dont 6 757 kilomètres de réseau principal complétés par 24 832 kilomètres de réseaux régionaux.

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

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

Distribution France

Au 31 décembre 2005, les réseaux de distribution français de Gaz de France constituaient le premier réseau de distribution de gaz naturel en Europe de l'Ouest par sa longueur, avec 180 700 kilomètres et 8 965 communes raccordées dans lesquelles résident environ 76 % de la population française. Gaz de France exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme (durée moyenne restante, pondérée par les volumes acheminés, de 19,5 ans) qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance, conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 (voir paragraphe 6.1.3.2.2 – « Distribution France »).

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

Transport-Distribution International

Le Groupe est actionnaire de plusieurs sociétés exploitant des gazoducs situés sur les routes d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe de l'Ouest, ainsi que de sociétés exploitant des systèmes de transport et de distribution dans des pays tels que l'Allemagne, la Belgique, la Slovaquie, l'Autriche, l'Italie, la Hongrie et la Roumanie. Certaines de ces sociétés exercent aussi des activités de commercialisation, auprès de 2,7 millions de clients quote-part Gaz de France (y compris clients électricité de SPE, deuxième acteur énergétique du marché belge, dont le Groupe a indirectement acquis, en septembre 2005, 25,5 % du capital via la holding Segebel (filiale commune à 50/50 avec Centrica), auxquels elles ont vendu en 2005, 75 TWh (quote-part Gaz de France) de gaz naturel et 0,9 TWh d'électricité.

Le Groupe employait, au 31 décembre 2005, 52 958 personnes (dont 64,22 % en France) qui jouent un rôle déterminant dans la mise en œuvre de son projet industriel. Il met en place une politique sociale active qui s'exerce en particulier au travers du comité d'entreprise européen.

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 ;
- à partir du 1er juillet 2007, la faculté de choix s'appliquera à l'ensemble des consommateurs, y compris les clients résidentiels ;
- en France, il a par ailleurs été institué le 3 janvier 2003 un droit d'accès régulé des tiers aux réseaux de transport, de distribution et aux installations de regazéification du GNL, qui doit s'exercer de manière transparente et non discriminatoire. L'accès à ces infrastructures s'effectue sur la base de tarifs régulés intégrant pour les activités correspondantes de Gaz de France des taux de rémunération des actifs variant en fonction de la nature de l'infrastructure exploitée ;
- la loi du 9 août 2004 a institué un droit d'accès des tiers aux installations de stockage en France, à des conditions négociées [2], de manière transparente et non discriminatoire. Gaz de France a mis en œuvre cette directive dès avril 2004 ;
- en janvier 2003, les compétences de la CRE (à l'époque dénommée Commission de régulation de l'électricité), autorité administrative indépendante créée en 2000 pour la régulation du secteur de l'électricité en France, ont été étendues à la régulation de l'activité gazière. La CRE est notamment chargée de proposer aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution et aux infrastructures GNL et de formuler un avis sur les tarifs de vente de gaz applicables aux clients non éligibles ;
- la gestion des réseaux de transport et de distribution est confiée respectivement à une filiale de Gaz de France détenue à 100 %, GRTgaz, depuis début 2005, et à une direction spécifique de Gaz de France, Gaz de France Réseau Distribution, depuis juillet 2004. La gestion des deux réseaux est indépendante des activités de production et de fourniture de Gaz de France. Ce dernier 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 ;
- le changement de statut juridique de l'entreprise organisé par la loi d'août 2004 et son décret d'application de novembre 2004 s'est notamment traduit par l'élargissement du champ d'activité de Gaz de France qui, par le principe dit de « spécialité », était précédemment limité à la fourniture, au transport et à la distribution de gaz naturel, ainsi qu'à certaines activités connexes. Gaz de France peut désormais proposer des offres multiénergies (notamment d'électricité) et une gamme de services élargie. L'offre élargie de Gaz de France devrait lui permettre de déployer une stratégie visant à fidéliser sa clientèle en France et à conquérir de nouveaux clients tant en France que dans le reste de l'Europe.

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

Le secteur du gaz naturel en France et dans le monde

Sauf indication contraire, les références ci-dessous sont tirées de l'analyse 2004 de l'Agence internationale de l'énergie (« **AIE** ») du marché énergétique mondial (*World Energy Outlook*) [3] et de l'analyse 2004 de l'AIE de la politique énergétique en France (*Energy Policies of IEA Countries – France*) [4]

La chaîne gazière

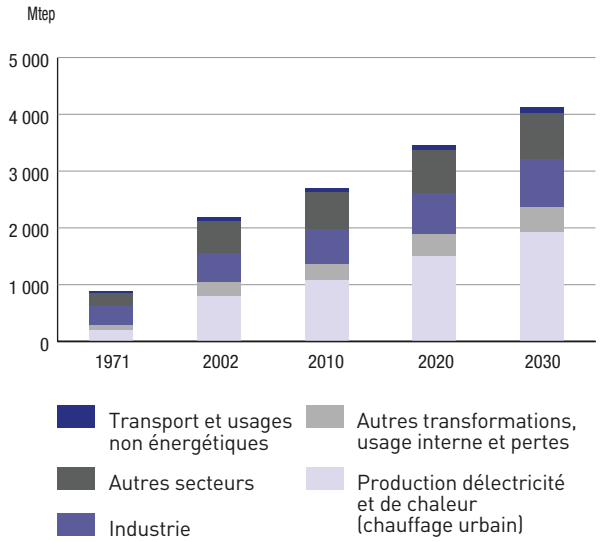
Le concept de chaîne gazière exprime l'ensemble des étapes depuis la recherche de gisements jusqu'à la livraison du gaz naturel au consommateur final. La phase de prospection, qui en constitue l'amont, consiste essentiellement à rechercher des structures géologiques favorables au développement de gisements 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) 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.

La demande de gaz naturel en France et dans le monde

Demande internationale

Les marchés du gaz naturel sont en croissance régulière depuis 1978. De 1978 à 2004, ces marchés ont connu une croissance moyenne de 2,7 % par an. En 2004, la consommation de gaz naturel dans le monde s'élevait à 2 790 milliards de mètres cubes, dont 504 milliards de mètres cubes en Europe [5].

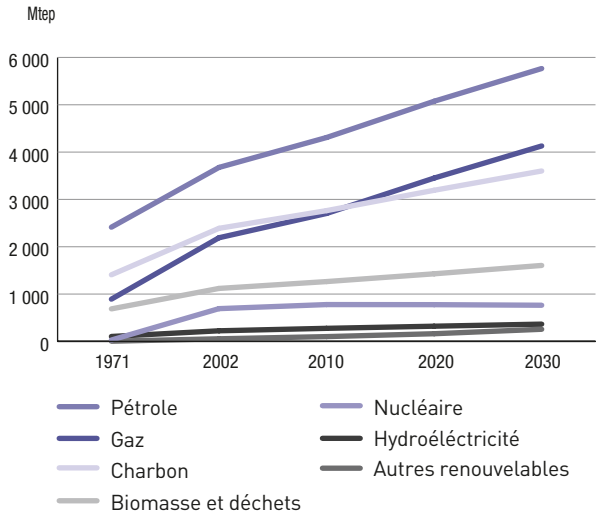
Évolution et prévision de la demande internationale de gaz naturel par secteur



Source : WEO 2004 - World Energy Outlook 2004 de l'AIE

La part du gaz naturel dans la consommation globale d'énergie dans le monde est en constante augmentation. L'AIE prévoit qu'elle passera de 21 % en 2002 à 24 % en 2030, soit un taux de croissance annuel de 2,1 %. En Europe, sur la même période, la croissance annuelle de la demande primaire de gaz naturel devrait s'élever à 1,8 % alors qu'elle atteignait 4,7 % durant les trois dernières décennies. Bien que le taux de croissance le plus élevé soit prévu en Afrique, en Amérique Latine et en Asie, le volume total d'augmentation de la demande de gaz naturel sera supérieur sur les marchés matures des pays européens et nord-américains membres de l'OCDE, ainsi que dans les pays à économie en voie de transition, où la consommation de gaz naturel par personne est plus importante.

Évolution et prévision de la consommation énergétique primaire dans le monde



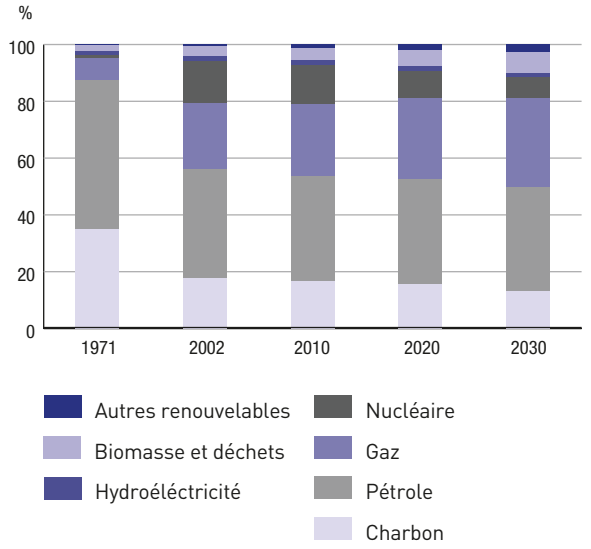
Source : WEO 2004 - World Energy Outlook 2004 de l'AIE

(3) *Cette analyse se fonde sur les chiffres de 2002.*
(4) *Cette analyse se fonde sur les chiffres de 2001.*
(5) *L'« Europe » désigne, dans l'analyse de l'AIE, l'Europe à 25 États, y compris les dix pays devenus membres en mai 2004. Données tirées de « Natural Gas Information 2005 » de l'AIE.*

Selon l'AIE, le gaz naturel deviendra d'ici 2030 la deuxième source énergétique dans le monde, rang actuellement occupé par le charbon. En Europe, la part du gaz naturel dans la consommation totale d'énergie devrait passer de 23 % actuellement à 32 % en 2030.

Selon une étude publiée par l'AIE dans le World Energy Outlook 2005 qui se concentre plus particulièrement sur les pays du Proche Orient et d'Afrique du Nord, la part du gaz naturel devrait passer en 2030 à 24 % soit un taux de croissance annuel de 2,1 %.

Évolution et prévision de la consommation primaire par type d'énergie en Europe (UE 25)

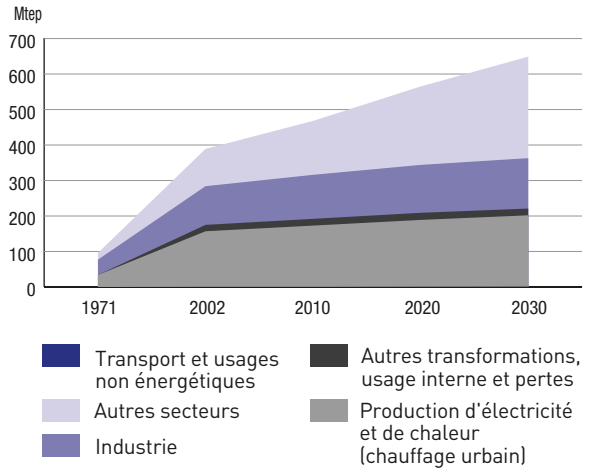


Source : WEO 2004 - World Energy Outlook 2004 de l'AIE

Selon l'AIE, le secteur énergétique (production d'énergie à partir du gaz naturel) devrait compter pour 60 % dans l'augmentation de la demande mondiale de gaz naturel, passant de 36 % en 2002 à 47 % en 2030 de la consommation mondiale de gaz naturel, le gaz naturel devant rester, selon l'AIE, l'énergie la plus compétitive pour les centrales électriques dans la plupart des pays du monde. En Europe, la part du gaz naturel dans la production d'électricité devrait passer de 15 % en 2002 à plus de 35 % en 2030. De même, selon l'AIE, le gaz naturel est souvent préféré au charbon pour les nouvelles centrales thermiques en raison de ses avantages environnementaux, ses coûts d'immobilisation de capital moins élevés et sa flexibilité opérationnelle. Selon Global Insight (Rapport 2004), cette croissance devrait être notamment favorisée par l'application de la directive européenne sur les émissions, qui est entrée en vigueur en janvier 2005, et qui met à la charge des entreprises le coût des émissions de dioxyde de carbone (CO_2), favorisant ainsi l'utilisation des énergies les moins émettrices de CO_2, dont le gaz naturel et le nucléaire.

Toujours selon l'AIE, la demande de gaz naturel en Europe en utilisation finale devrait également augmenter avec une croissance de près de 0,9 % par an dans les secteurs résidentiel et des services, et de 1 % par an dans le secteur industriel.

Évolution et prévision de la demande de l'Union Européenne en gaz naturel par secteur



Source : WEO 2004 - World Energy Outlook 2004 de l'AIE

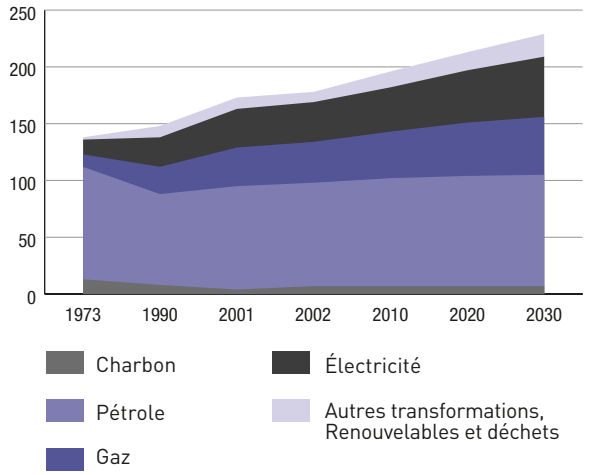
Demande en France

Selon l'Observatoire de l'Énergie, le gaz naturel représentait en 2004 14,5 % du bilan énergétique primaire national, soit 40 millions de tonnes équivalent pétrole pour 275 millions de tonnes équivalent pétrole toutes énergies confondues. Bien qu'ayant connu une progression importante, la part du gaz naturel dans la consommation d'énergie est cependant moins élevée en France que dans la moyenne des pays de l'Union Européenne, qui se situe à 24,3 % en 2004 (source : Eurogas).

La consommation de gaz naturel a augmenté de 4,2 % par an en moyenne de 1973 à 2001, selon l'AIE, comparé à une croissance annuelle de 1,2 % dans l'ensemble des pays membres de l'AIE, et comparé à 0,8 % de croissance annuelle de la demande française, toutes énergies confondues. Selon le rapport de l'association Cedigaz (*The Players on the European Gas Market*, 2004 (Cedigaz) cette analyse se fonde sur les chiffres de 2003), cette croissance est cependant restée limitée en raison de la politique énergétique nationale, fortement orientée en faveur du développement de l'énergie nucléaire. L'utilisation du gaz naturel dans la production d'électricité est en conséquence limitée, la part du gaz naturel dans les approvisionnements de l'énergie primaire étant relativement peu importante comparée aux autres pays européens.

Le graphique ci-après présente l'évolution de la consommation énergétique en France par énergies depuis 1973, ainsi que les prévisions de consommation jusqu'en 2030 :

Évolution et prévision de la consommation finale par source d'énergie en France de 1973 à 2030 en Mtep



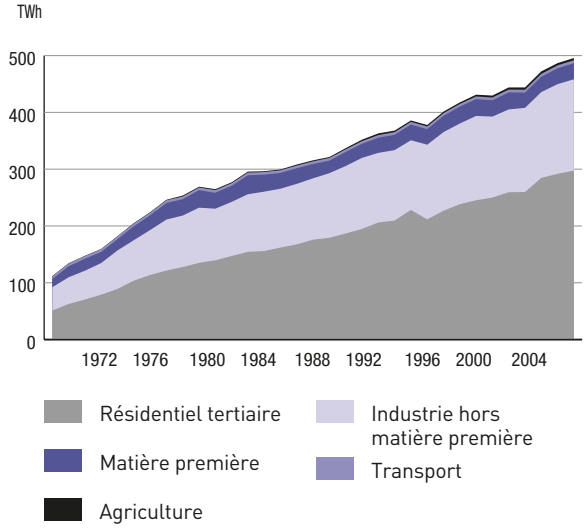
Source : Energy Policies of IEA Countries - France 2004 Review

Contrairement à la grande majorité des autres pays européens, le gaz naturel est très peu utilisé dans la production d'électricité (hors cogénération). La seule unité de production fonctionnant sur une configuration cycle combiné gaz, est celle construite par Gaz de France à Dunkerque en partenariat avec Arcelor. Cette unité, dont la mise en service commerciale s'est faite le 21 mai 2005, fonctionne à partir de gaz naturel et de gaz sidérurgique fourni par Arcelor. Le gaz utilisé pour le fonctionnement des unités de cogénération a représenté 3,2 % de la production totale d'énergie en 2003.

En 2004, le secteur résidentiel a compté pour 38 % des consommations totales de gaz, le secteur industriel pour 37 %, le secteur tertiaire pour 16 % et le secteur de l'énergie c'est-à-dire les réseaux de chaleur et les cogénérations pour 8 % et l'agriculture pour 1 %.

Le graphique ci-dessous présente la progression de la consommation du gaz naturel par secteur de 1972 à 2004.

Consommation finale de gaz naturel par secteur en France



Source : Observatoire de l'énergie

Dans la mesure où les secteurs résidentiel et tertiaire représentent la plus grande part de la consommation de gaz en France (dans le secteur résidentiel, le gaz est majoritairement utilisé pour le chauffage des habitations et la production d'eau chaude), la demande en France varie sensiblement en fonction des saisons. Ainsi, la demande de gaz naturel en août 2002 s'élevait à 17 % seulement de la demande de gaz naturel en janvier 2003.

L'AIE prévoit une croissance annuelle de la consommation primaire (y compris le gaz utilisé pour la production d'électricité) de gaz naturel de 2,1 % entre 2000 et 2030. Cela conduirait à une croissance cumulative de la demande de gaz de 87,4 %, qui représenterait 20,7 % de la consommation énergétique primaire en 2030.

L'approvisionnement des marchés français et européen en gaz naturel

La demande européenne de gaz naturel est en partie satisfaite par des ressources propres. Ainsi, 45 % du gaz naturel consommé en 2004 en Europe (UE 25) provenait de ressources intraeuropéennes, le solde provenant de Russie (24 %), de Norvège (15 %) et d'Algérie (11 %). Les approvisionnements de gaz naturel en Europe (production propre et importations hors UE) se sont élevés en 2004 à 497 milliards de mètres cubes. Les exportations de l'Union Européenne à destination des pays non européens se sont élevées à 4 milliards de mètres cubes (source : Cedigaz).

Répartition géographique des sources d'approvisionnement des pays de l'Europe des 25 en 2004

En milliards de m³					dont :				
Pays	Approvisionnement	Production	Exportation	Importation	Russie	Norvège	Algérie	Autres hors UE	Intra-UE
Autriche	9,1	2,0	0,7	7,9	76 %	10 %	-	-	14 %
Belgique	16,4	-	3,3	19,7	1 %	37 %	14 %	-	48 %
République tchèque	9,6	0,1	-	9,5	75 %	25 %	-	-	0 %
Danemark	5,4	9,5	4,3	0,3	-	29 %	-	-	71 %
Estonie	1,0	-	-	1,0	100 %	-	-	-	0 %
Finlande	4,6	-	-	4,6	100 %	-	-	-	0 %
France	**45,4**	**1,4**	**0,8**	**44,8**	**26 %**	**33 %**	**15 %**	**2 %**	**25 %**
Allemagne	96,6	18,3	12,6	90,9	40 %	29 %	-	1 %	30 %
Grèce	2,8	-	-	2,8	80 %	-	20 %	-	-
Hongrie	13,7	2,7	-	11,0	82 %	-	-	3 %	15 %
Irlande	4,5	1,1	-	3,4	-	-	-	-	100 %
Italie	80,6	12,9	-	67,7	31 %	10 %	38 %	8 %	13 %
Lettonie	1,8	-	-	1,8	100 %	-	-	-	-
Lituanie	2,9	-	-	2,9	100 %	-	-	-	-
Luxembourg	1,4	-	-	1,4	-	-	-	-	100 %
Pays-Bas	44,6	77,5	48,8	15,9	17 %	39 %	-	-	44 %
Pologne	14,1	4,3	-	9,8	61 %	6 %	-	27 %	6 %
Portugal	3,6	-	-	3,6	-	-	63 %	37 %	-
Slovaquie	6,6	0,2	-	6,4	100 %	-	-	-	-
Slovénie	1,1	-	-	1,1	51 %	-	40 %	-	9 %
Espagne	27,6	0,3	-	27,3	-	8 %	52 %	40 %	-
Suède	1,1	-	-	1,1	-	-	-	-	100 %
Royaume-Uni	98,5	96,0	9,8	12,3	-	73 %	-	-	27 %

Source : Cedigaz

En 2004, les réserves européennes (UE 25) prouvées représentaient près de 2,9 trillions de mètres cubes, soit 1,6 % des ressources mondiales. La production de gaz naturel en 2004 s'est élevée à 226 milliards de mètres cubes, dont 42 % par le Royaume-Uni (96 milliards de mètres cubes) et 34 % par les Pays-Bas (78 milliards de mètres cubes) à partir des champs situés en mer du Nord. Il est prévu que la production de la mer du Nord décline progressivement jusqu'en 2030. Ainsi, selon l'AIE, la production européenne de gaz naturel devrait baisser à 147 milliards de mètres cubes en 2030.

Compte tenu de ce déclin, et afin de faire face à la croissance de la consommation évoquée ci-dessus, 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 en Europe passeront de 49 % en 2002 à plus de 81 % en 2030, principalement en provenance de la Russie, de la Norvège et de l'Algérie ainsi que d'autres pays africains, des pays de l'ex-URSS, du Moyen-Orient et des pays de l'Amérique latine. Le transport de ce gaz naturel serait assuré via des gazoducs longue distance (partiellement sous-marins) ou sous forme de GNL, qui devrait connaître un développement dans les années à venir. Avec un total de 150 milliards de mètres cubes échangés en 2002 dans le monde, le GNL devrait, selon l'AIE, progresser rapidement pour atteindre un volume d'échange de 250 milliards de mètres cubes en 2010 et 680 milliards de mètres cubes en 2030. Alors que le gaz transporté par gazoduc représente aujourd'hui 70 % des échanges gaziers transfrontaliers, la part du GNL devrait, selon l'AIE, dépasser 50 % à l'horizon 2030.

6.1.2. Stratégie

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

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

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

  Poursuivre les investissements dans les infrastructures en France.

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

  – au travers de sa filiale GRTgaz, les liaisons requises par l'évolution de la demande et des sources d'approvisionnement de gaz naturel, avec notamment un renforcement des capacités de transport et une réduction des points d'engorgement du réseau sur le territoire français ;

  – parallèlement, la poursuite du développement de sites de stockage ;

  – un nouveau terminal méthanier (Fos Cavaou) destiné au renforcement de la capacité de réception de GNL et des conditions d'approvisionnement du sud de la France ; et

  – au travers de la direction Gaz de France Réseau Distribution, une extension et une densification des réseaux de distribution en France, avec pour objectif le raccordement à ses réseaux d'un million de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage entre 2003 et 2007.

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

  – garantir un haut niveau de sécurité et de fiabilité de l'ensemble des infrastructures ;

  – maintenir la qualité des prestations fournies aux utilisateurs des infrastructures et des collectivités locales concédantes afin de renforcer la sécurité et l'image du gaz naturel en France ;

  – approfondir les relations de qualité avec les collectivités locales concédantes.

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

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

  Rechercher de façon continue des gains de productivité.

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

  Poursuivre son développement international.

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

  – Gaz de France entend développer sa présence dans les infrastructures en Europe en participant notamment à de grands projets d'infrastructures de transport, de stockage et de GNL. Ainsi, dans un contexte marqué par une dépendance de plus en plus forte à l'égard d'importations en provenance de pays non européens, Gaz de France se positionnera afin de profiter de la croissance du marché européen de gaz naturel ;

  – Gaz de France continuera à rechercher des opportunités de croissance dans le domaine de la distribution en Europe, en s'appuyant sur ses compétences en matière de gestion des réseaux et sur ses positions déjà acquises notamment en Allemagne, Autriche, Hongrie, Slovaquie, Roumanie et Italie.

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

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

  Développer une offre multiénergies et de services associés.

  Afin de répondre aux besoins des clients, le Groupe entend développer des offres multiénergies, en particulier une offre gaz – électricité, ainsi que des offres de services complémentaires tant en France que dans les autres pays européens, avec pour objectif de dégager des synergies commerciales, de maximiser la valeur des prestations offertes aux clients et de fidéliser ces derniers.

Fidéliser la clientèle.

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

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

Accélérer le développement de sa présence en Europe.

Le Groupe poursuit trois axes de croissance en Europe :

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

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

À 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 privilégiées avec ses fournisseurs et dispose dans ses contrats d'approvisionnement de flexibilités contractuelles qui permettent d'adapter et d'optimiser leur gestion en fonction des conditions de marché. Cet axe stratégique sera poursuivi dans la continuité de la politique de diversification des risques qui permet à Gaz de France de disposer de l'un des portefeuilles d'approvisionnement les plus diversifiés d'Europe.

Accroître les réserves et la production du Groupe.

Gaz de France vise à détenir à moyen terme un portefeuille de réserves prouvées et probables d'environ 1 000 Mbep (dont deux tiers sous forme de gaz naturel et un tiers sous forme de pétrole). Pour atteindre son objectif, Gaz de France entend développer son activité Exploration-Production dans les zones géographiques adaptées à un approvisionnement rentable de l'Europe (mer du Nord, Afrique et Moyen-Orient notamment), en prenant des participations, le cas échéant, dans des usines de liquéfaction.

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

Le Groupe, qui constate l'émergence d'un marché du GNL à l'échelle mondiale, souhaite poursuivre la diversification de son portefeuille d'approvisionnement et tirer profit 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 (un contrat de cette nature a été conclu pour trois ans avec EDF au cours de l'été 2005) et de la constitution d'actifs détenus en propre, Gaz de France entend déployer le développement de son offre duale (gaz-électricité). De nouveaux projets sont déjà en service ou en cours de réalisation pour une capacité totale de quelque 2 200 mégawatts électriques (« MWe ») (DK6 à Dunkerque, Shotton au Royaume-Uni et AES Energia Cartagena en Espagne). Par ailleurs, courant septembre 2005, le Groupe a acquis 25,5 % du capital du deuxième producteur d'électricité belge -la société SPE- (via la holding Segebel détenue à 50 % en partenariat avec Centrica) qui détient une capacité électrique de l'ordre de 1 600 MWe. L'objectif global du Groupe en matière de production d'électricité est de détenir à terme 5 000 MWe de capacité en propre.

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 sa flotte de navires méthaniers. Ces activités sont exercées dans le cadre d'une politique de risque maîtrisée.

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

Maintenir une structure financière saine.

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

Poursuivre une politique d'investissement maîtrisée et rentable.

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

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.

6.1.3. Description des activités

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel 2005

En millions d'euros	Fourniture d'Énergie et de Services			Infrastructures				Total groupe
	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Transport-Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International	Éliminations intra-pôle et holding**	
Chiffre d'affaires	1 139	17 252	1 916	2 124	2 951	2 283	(5 271)	22 394
Excédent brut opérationnel	726	251	166	1 271	1 352	344	109	4 219

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel 2004*

En millions d'euros	Fourniture d'Énergie et de Services			Infrastructures				Total groupe
	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Transport-Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International	Éliminations intra-pôle et holding**	
Chiffre d'affaires	968	13 855	1 439	2 145	2 972	1 467	(5 320)	17 526
Excédent brut opérationnel	625	265	94	1 291	1 399	400	99	4 173

(*) *Retraités IFRS, pro forma post réforme du financement du régime des retraites, non audités.*
(**) *Cette rubrique contenait les résultats de la filiale DK6 en 2004 ; en 2005, cette filiale a été reclassée dans le segment Services.*

6.1.3.1. Fourniture d'Énergie et de Services

6.1.3.1.1. Exploration - Production

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel du segment

En millions d'euros	2005	2004 *
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	1 139	968
Dont chiffre d'affaires avec les tiers	*932*	*783*
Excédent brut opérationnel	726	625

(*) *Retraité IFRS, pro forma post réforme du financement du régime des retraites, non audités.*

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 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 ; et
- de renforcer la position d'acheteur de premier plan du Groupe en ouvrant des possibilités de nouveaux partenariats avec des fournisseurs importants pour le développement conjoint de projets.

Le Groupe a pour objectif de détenir, à moyen terme, un portefeuille de réserves prouvées et probables d'environ 1 000 Mbep (dont deux tiers sous forme de gaz naturel). Pour atteindre cet objectif, le Groupe projette de maintenir le niveau du portefeuille dans les zones de production actuelles en Europe du Nord, de poursuivre le développement en Afrique du Nord (Algérie et Égypte), et de s'implanter dans de nouvelles zones susceptibles d'approvisionner l'Europe en gaz. Dans la continuité de sa stratégie ciblant les marchés européens, le Groupe privilégie, dans la mesure du possible, des sites de production dont le gaz extrait est susceptible d'être transporté vers l'Europe à des conditions compétitives.

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 (désormais EEG-Erdgas Erdöl GmbH, ou encore « EEG ») en Allemagne. En 1998, Gaz de France a participé au développement du champ Elgin-Franklin situé dans le bassin central de la mer du Nord britannique. En 2000, Gaz de France est devenu opérateur *offshore* aux Pays-Bas par l'achat de sociétés détenues par TransCanada Pipelines (dont désormais GDF Production Nederland, ou ProNed). Par ailleurs, cette acquisition lui a permis de devenir opérateur du principal gazoduc sous-marin néerlandais NoordGasTransport.

En 2005, dans le cadre de la poursuite de sa stratégie de recherche de bassins gaziers à proximité de ses marchés, Gaz de France a élargi son implantation par l'entrée dans un nouveau pays, la Mauritanie, en s'engageant à prendre des participations dans trois blocs d'exploration auprès de la société Dana Petroleum. Un renforcement de cette présence a pu être négocié avec Wintershall pour l'un des blocs, le plus prospectif, avec la perspective d'en devenir opérateur dès le stade du développement ainsi que pour la production.

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

6.1.3.1.1.4. Exploration : réserves

Au 31 décembre 2005, le Groupe détenait environ 322 permis d'exploration et/ou de production, dont plus de 60 % opérés par lui, dans neuf pays. Sur les 13 puits forés en 2005, 11 ont mené à des succès. Ces puits ont augmenté les réserves prouvées et probables du Groupe en 2005 et sont susceptibles d'apporter de nouvelles réserves dans les prochaines années.

Les tableaux ci-dessous indiquent l'ensemble des réserves prouvées et probables du Groupe (comprenant les réserves développées ou non [6]), puis, aux dates indiquées, leur répartition géographique :

Évolution des réserves du Groupe [7]

En Mbep	2003	2004	2005
Réserves prouvées et probables	614,0	632,3	697,2
dont gaz naturel	*452,2*	*477,8*	*516,5*
dont hydrocarbures liquides	*161,8*	*154,5*	*180,7*
Quote-part des réserves prouvées et probables des sociétés mises en équivalence	55,3	63,0	55,7
TOTAL	**669,3**	**695,3**	**752,9**

(6) *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.*
(7) *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.*

Évolution des réserves du Groupe par pays : gaz naturel

Gaz naturel

En Mbep	2003	2004	2005
Allemagne	115,9	110,7	123,7
Norvège	150,6	195,1	222,3
Royaume-Uni	85,5	80,1	72,2
Pays-Bas	111,3	108	111,4
Kazakhstan	9,4	3,2	4,1
Autres	6,1	10,9	10,2
TOTAL	**478,8**	**508,0**	**544,0**
Variation	36,0 %	6,1 %	7,1 %

Évolution des réserves du Groupe par pays : hydrocarbures liquides

Hydrocarbures liquides

En Mbbl	2003	2004	2005
Allemagne	49,9	44,8	46,6
Norvège	58,6	60,7	87,7
Royaume-Uni	31,8	35,3	30,7
Pays-Bas	1,3	1	0,9
Kazakhstan	48,8	45,4	43,0
Autres	0,1	0,1	0,1
TOTAL	**190,5**	**187,3**	**209,0**
Variation	43,5 %	- 1,6 %	11,5 %

Évolution des réserves du Groupe par pays : total

Total = Gaz naturel + Hydrocarbures liquides

En Mbep	2003	2004	2005
Allemagne	165,8	155,5	170,3
Norvège	209,2	255,8	310,0
Royaume-Uni	117,3	115,4	103,0
Pays-Bas	112,6	109	112,2
Kazakhstan	58,2	48,6	47,2
Autres	6,2	11	10,3
TOTAL	**669,3**	**695,3**	**752,9**
Variation	38,2 %	3,9 %	8,3 %

Suivi de l'évolution des réserves du Groupe : gaz naturel

Gaz naturel

En Mbep	2003	2004	2005
Réserves au 31/12 N-1	351,8	478,8	508,0
Révision + découvertes	9,1	15,5	62,0
Achats et Ventes d'actifs	146,9	46,4	1,3
Production	(29,0)	(32,8)	(27,4)
Réserves au 31/12	**478,8**	**508,0**	**544,0**

Suivi de l'évolution des réserves du Groupe : hydrocarbures liquides

Hydrocarbures liquides

En Mbbl	2003	2004	2005
Réserves au 31/12 N-1	132,7	190,4	187,3
Révision + découvertes	24,6	2,6	36,7
Achats et Ventes d'actifs	46,2	10,7	0
Production	(13,0)	(16,4)	(15,0)
Réserves au 31/12	**190,5**	**187,3**	**209,0**

Suivi de l'évolution des réserves du Groupe : total

Total = Gaz naturel + Hydrocarbures liquides

En Mbep	2003	2004	2005
Réserves au 31/12 N-1	484,5	669,3	695,3
Révision + découvertes	33,7	18,1	98,7
Achats et Ventes d'actifs	193,1	57,1	1,3
Production	(42,0)	(49,2)	(42,4)
Réserves au 31/12	**669,3**	**695,3**	**752,9**

Au 31 décembre 2005, les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de Gaz de France s'élevaient à 752,9 Mbep (y compris la quote-part des réserves des filiales mises en équivalence, contre 695,3 Mbep en 2004), dont 72,3 % de réserves de gaz représentant 86,3 milliards de mètres cubes. Gaz de France envisage une répartition gaz naturel – hydrocarbures liquides de 2/3 – 1/3 dans les années à venir. Gaz de France mène des activités d'Exploration-Production dans dix pays, principalement en Europe et en Afrique du Nord.

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

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

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

Les réserves probables de pétrole et de gaz correspondent à une estimation des quantités d'hydrocarbures que l'on peut extraire dans l'avenir, à partir de gisements existants et avec une probabilité d'au moins 50 % d'après les données géologiques et techniques. L'extraction doit répondre à des critères économiques qui tiennent compte d'une évolution des prix dans le futur, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.

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

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

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

Le taux de renouvellement des réserves d'une période donnée est défini comme le rapport des additions de réserves de la période (découvertes, acquisitions nettes et révisions de réserves) sur la production de la période. Le taux de renouvellement des réserves du Groupe a été de 545 % en 2003, 153 % en 2004 et 236 % en 2005, soit 301 % en moyenne sur la période 2003-2005.

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 par pays et pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2003, 2004 et 2005 :

Évolution de la production du Groupe par pays – gaz naturel

En Mbep	2003	2004	2005
Allemagne	6,8	10,2	8,8
Norvège	-	-	-
Royaume-Uni	12,4	11,2	9,0
Pays-Bas	9,4	11	9,3
Autres	0,5	0,4	0,3
TOTAL	**29**	**32,8**	**27,4**

Évolution de la production du Groupe par pays – hydrocarbures liquides

En Mbbl	2003	2004	2005
Allemagne	2,4	3,9	3,5
Norvège	2,9	4,9	4,0
Royaume-Uni	5,5	4,9	4,8
Pays-Bas	0,1	-	0,1
Autres	2,1	2,7	2,5
TOTAL	**13**	**16,4**	**15,0**

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

En Mbep	2003	2004	2005
Allemagne	9,2	14,1	12,3
Norvège	2,9	4,9	4,0
Royaume-Uni	17,9	16,1	13,8
Pays-Bas	9,5	11	9,4
Autres	2,6	3,1	2,8
TOTAL	**42**	**49,2**	**42,4**

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2005, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides de Gaz de France s'est élevée à 42,4 Mbep, dont deux tiers environ représentant la production de gaz.

6.1.3.1.1.6. L'activité Exploration-Production par pays

L'activité Exploration-Production de Gaz de France se situe en Europe (Allemagne, Norvège, Royaume-Uni et Pays-Bas) et dans le reste du monde (Afrique et Asie Centrale).

Allemagne

Gaz de France a renforcé sa présence en Allemagne depuis l'achat de l'ensemble des activités allemandes de Preussag Énergie (désormais Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, ou encore « PEG ») en 2003, qui lui a permis d'accroître considérablement sa présence sur ce marché. Ainsi, grâce à cette participation, le Groupe détenait dans ce pays, au 31 décembre 2005, 18,9 milliards de mètres cubes de réserves prouvées et probables de gaz naturel et 45,6 millions de barils de pétrole de réserves prouvées et probables d'hydrocarbures liquides. La production de gaz provenant des actifs de PEG, correspondant à 1,1 milliard de mètres cubes, est principalement vendue à E.On-Ruhrgas. En outre, PEG possède des droits sur quatre sites de stockage souterrain d'une capacité nette de 276 millions de mètres cubes qu'il loue à des distributeurs allemands. Enfin, PEG a permis à Gaz de France de renforcer indirectement sa présence sur le marché allemand grâce à sa participation de 11 % dans EGM, propriétaire d'infrastructures de transport et de distribution et commercialisateur d'une partie du gaz produit par ses actionnaires dans le nord-ouest de l'Allemagne.

Gaz de France détient aussi en Allemagne 100 % de la société EEG, disposant pour sa part de réserves prouvées et probables de l'ordre de 5,4 Mbep au 31 décembre 2005 (EEG a produit en 2005 2,1 Mbep, dont 90 % de gaz). EEG détient et exploite un stockage en cavités salines, Peckensen, au profit notamment du segment Achat-Vente d'Énergie du Groupe.

Norvège

Le Groupe détient une participation dans sept champs de pétrole et de gaz naturel au large de la Norvège, disposant pour sa part de réserves prouvées et probables de l'ordre de 310 Mbep au 31 décembre 2005 (dont environ 71,7 % 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 Groupe ne produit pour l'instant que du pétrole en Norvège, la production de gaz devant démarrer en 2007 dans le cadre du premier projet de GNL en Europe (projet Snøhvit) et de la mise en valeur des réserves de gaz du champ de Njord (seules les réserves de pétrole sont actuellement en production). Gaz de France envisage la mise à disposition de tout ou partie de sa 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 à 22,5 % EFOG) dans ces champs représentait au 31 décembre 2005 103 Mbep, dont environ 70,2 % sous forme de gaz.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2005, le Groupe a vendu 70 % 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. Au cours de l'année 2005, de nouveaux champs sont entrés en production (dont Munro en août), et de nouveaux puits de production ont été forés sur certains champs (tels CMS III) permettant d'accroître la capacité de production à court terme. En janvier 2006, le nouveau champ de Hunter est également entré en production.

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

Pays-Bas

Le Groupe détient des participations dans 39 champs le long de la côte des Pays-Bas, dont 32 sont des champs en production sur lesquels il est majoritairement opérateur. La part de réserves prouvées et probables détenue par le Groupe dans ces champs représentait au 31 décembre 2005 112,2 Mbep, dont 99,2 % sous forme de gaz. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2005, le Groupe a vendu 25 % 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 six nouveaux gisements de gaz, développés au cours des deux années passées entre novembre 2005 et février 2006.

La mise en valeur de ces licences étend significativement la zone de production historique de ProNed aux Pays-Bas. Le gaz produit par ces gisements est majoritairement vendu au segment Achat-Vente d'Énergie.

Algérie, Mauritanie et Côte-d'Ivoire

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

Depuis 2002, le Groupe est détenteur du permis d'exploration-production de Touat dans le sud de l'Algérie aux cotés de Sonatrach. Au cours de l'année 2005, le Groupe a poursuivi ses travaux d'évaluation des ressources prévus par la phase 1 du projet, qui en ont conforté la préfaisabilité. Avec la phase 2 débutée fin 2005, il poursuit les études de prédéveloppement et l'appréciation des différents gisements sur cette licence, ainsi que l'étude de faisabilité commerciale et de transport avec Sonatrach.

Gaz de France, à l'issue de l'accord d'échange d'actifs avec Dana Petroleum du 7 novembre 2005 et d'un accord avec Wintershall le 20 décembre 2005, devrait entrer dans trois blocs de l'*offshore* mauritanien (24 % dans le bloc 1, 27,85 % dans le bloc 7 et 26 % dans le bloc 8). La réalisation définitive de ces transactions reste conditionnée à l'approbation des autorités gouvernementales compétentes.

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

Égypte

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. Gaz de France prévoit, dans le cadre de l'accord d'échange d'actifs susmentionné, d'en céder 30 % à Dana Petroleum.

Kazakhstan

EEG détient 17,5 % de la société Kazgermunai LLP exploitant trois champs de pétrole et de gaz au Kazakhstan. La part de réserves prouvées et probables détenue par le Groupe dans ces champs représentait au 31 décembre 2005 47,2 Mbep, dont 8,8 % sous forme de gaz. Le Groupe envisage une cession de cette participation.

6.1.3.1.1.7. Commercialisation

Environ 71 % du gaz naturel aujourd'hui produit par le Groupe est vendu à des tiers en Europe dans le cadre de contrats à court ou long terme qui avaient été conclus antérieurement aux acquisitions de ces sociétés par le Groupe. Il s'agit principalement de Gasunie aux Pays-Bas et de E.On-Ruhrgas en Allemagne. Les contrats long terme dans le cadre desquels Gaz de France vend sa production de gaz sont indexés sur les prix *spot* du gaz et/ou 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. 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.

6.1.3.1.2. Achat-Vente d'Énergie

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel du segment

En millions d'euros	2005	2004 *
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	17 252	13 855
Dont chiffre d'affaires avec les tiers	*16 769*	*13 690*
Excédent brut opérationnel	**251**	**265**

(*) *Retraités IFRS, pro forma post-réforme du financement du régime des retraites, non audités.*

6.1.3.1.2.1. Stratégie du segment Achat-Vente d'Énergie

Gaz de France vise une augmentation de ses ventes consolidées en Europe par croissance organique et croissance externe avec l'ambition d'atteindre environ 15 % de parts 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 (dont deux tiers sous forme de gaz naturel) ; et
- structurer une politique d'approvisionnement en électricité en partie via l'acquisition ou le développement de 5 000 MW de capacité de production électrique propre à moyen terme.

Gaz de France entend poursuivre les investissements dans les infrastructures en France contribuant à donner accès au réseau de gaz naturel à 1 million de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage entre 2003 et 2007, soit 606 343 à fin 2005, depuis l'origine du projet.

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 à environ 11 millions de clients en France (dont 10,4 millions de particuliers) et environ 521 clients à l'étranger sur au total 4 090 sites (principalement des grands clients industriels), auxquels s'ajoutent environ 2,7 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 749 TWh de gaz naturel vendus par le Groupe en 2005 (contre 708 TWh en 2004), le segment Achat-Vente d'Énergie a vendu 644 TWh, dont 465 TWh en France, 114 TWh à l'étranger et 65 TWh de ventes à court terme. La quote-part de Gaz de France dans les ventes de gaz naturel par les filiales du segment Transport-Distribution International s'est élevée à près de 75 TWh en 2005, et le segment Exploration-Production a vendu près de 30 TWh de gaz naturel en 2005, principalement au titre de contrats à long terme. Sauf indication contraire, les références aux ventes de gaz naturel par le Groupe dans la présente section ne concernent que les ventes par le segment Achat-Vente d'Énergie.

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

6.1.3.1.2.2.1. Achat d'énergie et arbitrages

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

La majeure partie des approvisionnements du Groupe est assurée de manière centralisée. Toutefois, les approvisionnements des filiales de distribution du Groupe en Europe sont aujourd'hui réalisés de manière autonome, soit auprès de fournisseurs locaux ou étrangers, soit directement auprès de Gaz de France. Gaz de France entend mettre sa puissance 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 plus de 83 % de ses besoins en 2005. La part des contrats long terme a vocation à se maintenir compte tenu des nouveaux contrats entrés en service récemment (contrat d'achat de GNL égyptien en 2005, notamment). Il est l'un des premiers acheteurs auprès des plus grands pays fournisseurs de l'Europe, notamment la Norvège, la Russie, l'Algérie et les Pays-Bas. Le Groupe figure également parmi les premiers acteurs du secteur 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. Parallèlement, il développe des relations avec de nouveaux fournisseurs, notamment en Égypte et en Libye (gaz libyen vendu en Italie), pour satisfaire les besoins croissants résultant de son développement européen.

Le tableau ci-dessous présente les sources du portefeuille d'approvisionnement de Gaz de France pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2003, 2004 et 2005 (hors autoconsommation et déperditions) :

Répartition du portefeuille d'approvisionnement (hors autoconsommation et déperditions)

	Exercice clos le 31 décembre		
En TWh	2003	2004	2005
Contrats long terme avec les tiers	471,6	507,0	539,5
Production du segment Exploration-Production	11,0	27,2	21,6
Achats de court terme [1]	58,9	95,6	107,5
Autres sources	1,6	0,4	0,3
TOTAL	**543,1**	**630,2** [2]	**668,9**

(1) *L'augmentation de la part des approvisionnements provenant des achats de court terme en 2004 et 2005 est due en partie (i) à une interruption consécutive à l'indisponibilité partielle de l'usine de Skikda en Algérie et (ii) à l'augmentation du volume de ventes alors que la livraison au titre de certains nouveaux contrats de long terme (notamment l'Égypte) n'a pas encore atteint le niveau plateau (voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.1.1.4 – « Gestion optimisée des approvisionnements de Gaz de France »). Ces achats court terme ont aussi été réalisés dans le cadre d'opérations d'arbitrage.*

(2) *Le solde net des achats et ventes de court terme s'élève à 36 TWh.*

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 des portefeuilles 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 20 ans. Au 31 décembre 2005, 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 13 ans (contre 15 ans en 2004). Aucun contrat significatif n'arrive à échéance au cours des 5 prochaines années.

Suivant la pratique de marché destinée à permettre le financement des lourdes infrastructures nécessaires à la production et au transport de gaz, les contrats d'achat de long terme de Gaz de France contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles Gaz de France s'engage à payer annuellement des volumes minima de gaz, qu'il en prenne livraison ou

non (sauf défaut du vendeur ou 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 livrés (*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 ou de modifier d'autres stipulations contractuelles en cas de survenance d'événements exceptionnels affectant l'équilibre économique des contrats (*hardship*). Les parties sont alors tenues de négocier de bonne foi et peuvent, en cas de désaccord, recourir à l'arbitrage.

Les contrats d'approvisionnement déterminent un ou plusieurs points de livraison. Les points de livraison du gaz livré par gazoduc sont répartis sur l'ensemble du système de transport européen et, dans le cas du GNL, parfois positionnés aux points de chargement des navires dans les usines de liquéfaction des fournisseurs. Gaz de France est ainsi impliqué dans le transit/transport terrestre ou maritime. Le coût total du transport terrestre et maritime en 2005 s'est élevé à 248,3 millions d'euros pour Gaz de France (hors filiales).

Les quantités minimales que Gaz de France (hors filiales) est obligé de prendre au titre des contrats à long terme existants s'élèvent à 49 milliards de mètres cubes en 2006, 186 milliards de mètres cubes pour la période s'étendant de 2007 à 2010 et 374 milliards pour 2011 et au-delà.

Par ailleurs, à la suite de son engagement auprès de la Commission européenne, et après concertation avec la CRE, Gaz de France a mis à la disposition des autres fournisseurs une quantité de 15 TWh de gaz naturel par an au Point d'Échange de Gaz Sud sur une période de trois ans, soit 45 TWh au total. Cette mise à disposition comprenait une mise aux enchères d'une quantité de gaz de 6 TWh par an, et une vente en gré à gré de 9 TWh par an. Les premières livraisons de gaz ont débuté au 1er janvier 2005. La durée des contrats correspond à la période de construction du nouveau terminal méthanier à Fos Cavaou, infrastructure qui devrait permettre aux tiers de s'approvisionner directement en gaz naturel pour le vendre dans cette région. Gaz de France n'anticipe pas d'écart significatif du résultat du segment Achat-Vente d'Énergie du fait de la réalisation de ce programme de mise à disposition temporaire de gaz.

6.1.3.1.2.2.1.1.2. Diversification des approvisionnements

Gaz de France maintient une diversification des approvisionnements afin de limiter ses risques de contrepartie, de se protéger contre des interruptions ponctuelles et d'adapter au mieux ses achats de gaz à ses besoins. L'année 2005 a été marquée par le début des livraisons de GNL égyptien, en juillet 2005.

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 2003, 2004 et 2005.

Exercice clos le 31 décembre

	2003		2004		2005	
	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
Norvège	159,7	29,4 %	171,7	27,2 %	165,1	24,7 %
Russie	116,4	21,4 %	130,1	20,6 %	130,4	19,5 %
Algérie	110,1	20,3 %	88,8	14,1 %	99,1	14,8 %
Pays-Bas	61,7	11,4 %	104,5	16,6 %	94,9	14,2 %
Royaume-Uni	28,1	5,2 %	28,9	4,6 %	25,8	3,9 %
Égypte	-	-	-	-	25,7	3,8 %
Libye	-	-	0,5	0,1 %	10,1	1,5 %
Nigeria	6,7	1,2 %	8,7	1,4 %	8,6	1,3 %
Allemagne	-	-	1,1	0,2 %	1,3	0,2 %
Autres sources (1)	60,5	11,1 %	95,9	15,2 %	107,9	16,1 %
TOTAL	**543,1**	**100,0 %**	**630,2**	**100,0 %**	**668,9**	**100 %**

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

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

Le Groupe entretient depuis de nombreuses années des relations de long terme avec ses fournisseurs traditionnels par le biais de contrats d'approvisionnement. Ces relations peuvent s'enrichir de partenariats revêtant d'autres formes. Par exemple, le Groupe a développé des partenariats avec des sociétés norvégiennes, néerlandaises et algériennes dans le cadre de son activité Exploration-Production ; ainsi, en 2005, de nouveaux contrats d'approvisionnement ont été signés avec la filiale néerlandaise E & P de Gaz de France et deux de ses partenaires, pour un volume total de 13 milliards de mètres cubes sur une période de 12 ans. Des sociétés communes ont été créées avec Gazprom et Sonatrach dans plusieurs domaines d'activité et Gaz de France participe à l'usine de production de GNL de Snøhvit (Norvège) dont la construction est menée par Statoil. En marge de la célébration du 30e anniversaire du début des livraisons de gaz russe en France, Gaz de France et Gazprom ont signé un protocole de coopération en septembre 2005. Ce protocole vise à renforcer et à développer la coopération entre les deux sociétés ; il aborde notamment les termes des fournitures de gaz, du grand transport de gaz, du GNL, ainsi que ceux de la formation de la protection de l'environnement et du mécénat (voir chapitre 22 – « Contrats importants »).

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

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

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

- relivraison à la frontière espagnole (Col de Larrau), pour les besoins de Gas Natural, d'un volume de gaz norvégien allant jusqu'à 2,4 milliards de mètres cubes par an, livré par Statoil, Norsk Hydro, Shell, Total et Conoco à Gaz de France dans le nord de la France (à Taisnières) ;
- relivraison à la frontière suisse (Oltingue) à ENI, d'un volume de gaz norvégien allant jusqu'à 6,5 milliards de mètres cubes 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 – au gré du service – la destination des navires méthaniers. En augmentant la part de GNL dans son approvisionnement, Gaz de France entend participer activement à cette croissance et augmenter ses capacités dans le domaine des approvisionnements GNL, de façon à sécuriser ses approvisionnements et à pouvoir opérer à une échelle significative sur les marchés internationaux.

En 2005, le Groupe était le sixième acheteur mondial de GNL (source : GIIGNL) et le deuxième acteur européen. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2005, 24 % de ses approvisionnements en gaz naturel étaient constitués de GNL. Gaz de France prévoit que ce chiffre pourrait atteindre 29 % en 2008, notamment par la livraison de GNL en provenance d'Égypte et de Norvège.

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 2005 des engagements contractuels de l'ordre de 115 TWh par an de GNL algérien (les livraisons réelles de 2005 sont restées sensiblement inférieures, à la suite de la réduction de disponibilité début 2004 de l'usine algérienne de Skikda), et de 25,7 TWh de GNL égyptien, dont les livraisons ont commencé en juillet 2005 (les engagements contractuels sont de 55 TWh en année pleine, à compter de 2006). Ils

seront complétés par du GNL en provenance de Norvège à compter de 2007, à hauteur d'environ 7,4 TWh en année pleine. Les déchargements sont réalisés principalement dans les terminaux méthaniers français de Montoir-de-Bretagne et de Fos-sur-Mer mais également en Espagne et aux États-Unis. Ce schéma d'approvisionnement FOB permet à Gaz de France d'optimiser l'organisation du transport maritime et de saisir des opportunités commerciales de court terme (transactions d'achat/vente de cargaisons). Ainsi, Gaz de France a pu, sur les deux années 2004 et 2005, décharger 25 cargaisons aux États-Unis, profitant ainsi des conditions attractives de marché.

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

- affréteur de six méthaniers dont il est propriétaire ou copropriétaire (dont trois actuellement en service, la livraison des trois autres étant, à la date d'enregistrement du présent document de référence, prévue en 2006) :
  - Tellier – 40 000 m³ (propriété du Groupe),
  - Descartes – 50 000 m³ (propriété du Groupe),
  - Edouard LD – 129 300 m³ (détenu en copropriété 50 %-50 % avec Louis Dreyfus Armateurs),
  - Gaz de France energY – 74 000 m³ (en construction, il sera, à terme, la propriété de Gaz de France, le financement ayant été réalisé par l'intermédiaire d'un groupement d'intérêt économique fiscal),
  - Provalys – 153 500 m³ (en construction, il sera la propriété de Gaz de France dès sa livraison, le financement ayant été réalisé par l'intermédiaire d'un groupement d'intérêt économique fiscal),
  - Gaselys – 153 500 m³ (en construction, détenu à 60 % par le groupe NYK et, à terme, à 40 % par Gaz de France, le financement ayant été réalisé par l'intermédiaire d'un groupement d'intérêt économique fiscal),
- affréteur auprès de tiers de sept autres navires méthaniers :
  - Ramdane Abane – 126 000 m³ (Algérie),
  - LNG Lerici – 65 000 m³ (Italie),
  - Tenaga Satu – 130 000 m³ (Malaisie, affrètement de court terme 2003 à 2007),
  - Maran Gas Asclepius – 145 800 m³ (Grèce, affrètement de court terme 2005 à 2007),
  - Methane Polar – 71 500 m³ (Singapour, affrètement de court terme 2005-2006),
  - Castillo de Villalba – 138 000 m³ (Espagne, affrètement de court terme 2005-2006),
  - Galleoma– 126 500 m³ (Singapour, affrètement de court terme 2005-2006).

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 réaliser des opérations d'arbitrage.

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

6.1.3.1.2.2.1.1.4. Gestion optimisée des approvisionnements de Gaz de France

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

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

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

Les activités de court terme permettent notamment de compléter ou d'alléger le portefeuille d'approvisionnement au meilleur prix. Au travers de sa filiale Gaselys, Gaz de France est actif sur les marchés spot (notamment, pour le gaz, le National Balancing Point (« NBP ») au Royaume-Uni et le Hub de Zeebrugge en Belgique) 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 interruptions ponctuelles de livraison des chaînes d'approvisionnement habituelles. Par exemple, lors de l'interruption de fourniture survenue en janvier 2004 à l'usine de Skikda en Algérie, Gaz de France s'est notamment appuyé sur le marché de court terme pour compenser la réduction des livraisons algériennes.

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

6.1.3.1.2.2.1.1.5. Marchés de court terme : Gaselys

Gaselys est une société de trading d'énergie, créée en 2001 par le Groupe (51 %) et la Société Générale (49 %) pour intervenir sur les marchés du gaz et de l'électricité en Europe (hubs gaziers, bourses électriques) [8].

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

Les activités principales de Gaselys sont :

- la conduite d'opérations d'achat et de vente sur les marchés *spot* du gaz, de l'électricité et du pétrole ;
- la vente à des tiers de produits dérivés liés à l'énergie, à la fois sur une base indépendante et en conjonction avec des achats d'énergie au Groupe ; et
- le *trading* pour compte du Groupe et pour compte propre.

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

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

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

Enfin, Gaselys a développé une offre complémentaire de vente d'électricité auprès de grands consommateurs français. Ce service, qui ne se substitue pas à la fourniture complète offerte par le Groupe, permet aux grands consommateurs de construire un cadre d'optimisation de leur portefeuille d'approvisionnement en énergie, via des produits structurés : fourniture de blocs à prix fixes ou indexés, optimisation et valorisation de flexibilités. Gaselys a ainsi livré en 2005 plus de 1,7 TWh d'électricité à de grands consommateurs français (contre 3 TWh en 2004).

Gaselys est présent sur les marchés du gaz naturel, de l'électricité et du pétrole suivants :

- NBP au Royaume-Uni, Hub de Zeebrugge en Belgique et Title Transfer Facility (TTF) aux Pays-Bas pour le gaz ;
- Royaume-Uni (notamment UK Power Exchange), France (notamment Powernext) et Allemagne pour l'électricité ; et
- sur toutes les références de pétrole brut ou raffiné en Europe et aux États-Unis (transactions financières uniquement).

Gaselys a mis en place une politique de stricte gestion du risque qui inclut un rapport quotidien de profil de risques ainsi que des procédures de « *value-at-risk* » strictes et de « *stress test limits* ». Un comité de gestion du risque encadre et contrôle la mise en place de la politique de gestion du risque. Gaselys est également soumis à la supervision de la Commission bancaire.

6.1.3.1.2.2.1.2. Approvisionnement et production d'électricité à partir du gaz

Pour déployer ses offres duales gaz et électricité, le Groupe entend se constituer un portefeuille d'approvisionnements électriques optimisé. Il se positionne en effet sur la fourniture d'installations de production d'électricité à partir de gaz, le principal moteur de la croissance de la consommation de gaz naturel en Europe. Il privilégie des projets intégrés dans lesquels il peut vendre le gaz consommé pour la production d'électricité et capter une part des marges en aval. 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.

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 et pourra s'appuyer, à terme et dans certaines conditions, sur une partie du parc de cogénération 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 (voir chapitre 22 - « Contrats importants »).

Au Royaume-Uni, marché où le Groupe réalise à ce jour les ventes électriques les plus importantes, l'approvisionnement se réalise par l'intermédiaire de la filiale de trading Gaselys. Il dispose, par ailleurs, du site de cogénération de Shotton (215 MWe) acquis au cours de l'année 2003. Gaz de France prévoit de renforcer son approvisionnement en électricité par des actifs physiques et des ressources contractuelles en fonction des opportunités d'acquisition ou de contractualisation auprès de producteurs indépendants.

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

Le Groupe participe au projet de cycle combiné de 1 200 MWe développé avec la société américaine AES à Carthagène, en Espagne. Dans le cadre de ce projet, il est titulaire d'un contrat de façonnage (ou *tolling*, contrat par lequel le Groupe fournit du gaz et reçoit en contrepartie les revenus de l'électricité produite par la centrale) pour la totalité de la puissance de l'installation. Un tel positionnement lui permet notamment de percevoir la totalité des éventuels produits résultant d'arbitrages entre gaz et électricité. La mise en service du projet est prévue au second semestre 2006. Les ventes issues de cette production seront destinées au marché espagnol.

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

6.1.3.1.2.2.2. Vente d'énergies

6.1.3.1.2.2.2.1. Segmentation des clients gaz

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

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

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

- les clients particuliers ou résidentiel individuel (ayant la faculté de choisir leur fournisseur de gaz naturel à partir du 1er juillet 2007) ;
- 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 1er juillet 2004 ;
- les grands clients industriels et commerciaux (devenus éligibles entre août 2000 et juillet 2003).

Le tableau ci-dessous présente la ventilation, par catégorie de clients, des ventes de gaz naturel du Groupe (hors activité de *trading*) pour chacun des deux exercices clos les 31 décembre 2004 et 2005 :

Ventes de gaz consolidées du groupe Gaz de France [1]

En TWh	2005	2004
VENTES PAR LE SEGMENT ACHAT-VENTE D'ÉNERGIE		
En France		
Résidentiel individuel	139	138
Clientèle d'affaires	189	190
Grands clients industriels et commerciaux	115	116
Autres clients	22	34
Total France	**465**	**478**
En Europe		**87**
Grands clients industriels et commerciaux	105	78
Autres clients	9	9
Total Europe	**114**	**87**
Ventes sur les marchés de court terme	65	58
TOTAL SEGMENT ACHAT-VENTE D'ÉNERGIE	**644**	**623**
Ventes par les filiales du segment Transport-Distribution International	75	53
Ventes par le segment Exploration-Production (hors ventes internes)	30	32
TOTAL GROUPE	**749**	**708**

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

6.1.3.1.2.2.2.2. Offre de Gaz de France et politique de marques

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

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

6.1.3.1.2.2.2.2.1. 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 2005, Gaz de France comptait plus de 700 clients dans cette catégorie, répartis sur plus de 4 000 sites ailleurs en Europe.

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

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

L'offre de Gaz de France auprès des grands clients industriels et commerciaux est majoritairement commercialisée sous la marque Gaz de France 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 (voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.1.1.5 – « Marchés de court terme : Gaselys »). Ainsi, Gaz de France est en mesure d'offrir à ses grands clients des prix fixes pour une période déterminée, ce qui lui permet d'éviter l'impact des fluctuations brutales de prix mais également des prestations leur permettant de gérer de manière dynamique le prix de leurs achats d'énergie au cours de l'année ; et
- des offres combinant énergie et optimisation des performances, en s'appuyant notamment sur le segment Services de Gaz de France par lesquelles Gaz de France propose des services tels que :
  - la gestion ou l'optimisation des installations de chauffage ou de consommation d'énergie pour accompagner la vente de gaz,
  - la vente combinée de gaz et d'électricité, voire de vapeur, en optimisant le fonctionnement des actifs décentralisés de production d'électricité que peuvent posséder les clients ou dont ils souhaitent se doter. Dans ce dernier cas, la prestation inclut, le cas échéant et souvent sous forme partenariale, la construction, le financement et l'exploitation d'unités de production d'électricité (cogénération, trigénération, voire cycles combinés).

Le Groupe a pour objectif d'allonger la durée moyenne des contrats conclus. Toutefois, le niveau élevé du prix des énergies en 2005 a limité l'intérêt des clients pour des contrats de durée supérieure à un an. La durée moyenne des contrats avec les grands clients industriels et commerciaux en France s'est ainsi établie à 1,5 an en 2005 (contre 1,2 an en 2003 et 1,6 an en 2004), en excluant deux grands contrats de durée particulièrement longue.

Gaz de France estime que ses offres auprès des grands clients industriels et commerciaux lui ont permis de limiter les pertes de parts de marché en France. Il a ainsi pu s'affirmer comme un acteur de taille sur des marchés importants en Europe et maintenir, pour l'ensemble de son portefeuille, un prix de la ressource gaz compétitif. Sur le marché des grands clients ayant le droit de choisir leur fournisseur en France depuis août 2000, Gaz de France a ainsi conservé la grande majorité des contrats. Malgré une concurrence accrue (sur le périmètre des grands comptes, 74 sites ont changé de fournisseur sur la période 2004-2005), Gaz de France a vendu en 2005 autant de gaz qu'en 2004 (soit 115 TWh). La part prise par les opérateurs concurrents depuis l'ouverture des marchés est de 32,5 TWh en 2005 sur la zone historique de Gaz de France. La part de marché de Gaz de France sur le marché des grands clients industriels et commerciaux sur la France entière est ainsi passée d'un peu moins de 73 % en 1999 à 64,5 % à fin 2005. Cette perte a été compensée en volume par la croissance du marché en France.

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 et l'Allemagne.

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.

Ce contexte évolue : ainsi en 2005, la remontée des prix en Espagne a permis le développement d'une vraie concurrence dont Gaz de France a su tirer parti. En Allemagne en revanche, l'accès au marché des distributeurs locaux demeure difficile du fait de la présence forte des acteurs historiques. Conformément à ses orientations stratégiques, Gaz de France a diversifié son portefeuille, par exemple en se positionnant sur le segment de distributeurs en Italie.

Ainsi les ventes à l'étranger (réalisées principalement auprès des grands clients industriels) sont passées de 5 TWh en 2000 à près de 78 TWh en 2004 et 105 TWh en 2005. Au total, les ventes aux grands clients industriels et commerciaux en France et en Europe sont passées de 200 TWh en 2004 à 220 TWh hors ventes à Dunelys [9] qui pèse 5,2 TWh en 2005 soit une progression de 12,5 %.

(9) *Dunelys : société portant les contrats commerciaux nécessaires au fonctionnement de DK6 (notamment gaz et électricité).*

Le tableau ci-dessous présente la pénétration du Groupe sur ces marchés pour les exercices clos les 31 décembre 2003, 2004 et 2005.

Évolution des volumes vendus par pays

Volume vendu (TWh)	2003	2004	2005
Royaume-Uni	28,2	33,7	34,6
Belgique	9,1	15,9	21,2
Pays-Bas	4,7	13,1	20,2
Italie	6,6	10,3	16,9
Espagne	_	1,9	5,2
Allemagne	0,6	2,8	6,7

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 Énergies Communes®, décrites ci-dessous au paragraphe 6.1.3.1.2.2.2.2.3 – « Clients en France – Provalys® et Énergies Communes® ».

6.1.3.1.2.2.2.2.2. Clients particuliers en France – Dolce Vita®

Les clients particuliers sont ceux qui consomment l'énergie pour leurs besoins personnels (chauffage, cuisine, eau chaude sanitaire). Au 31 décembre 2005, Gaz de France comptait environ 10,4 millions de clients dans cette catégorie en France. Ces clients ont principalement recours au gaz naturel pour le chauffage, avec environ 68 % des foyers desservis par Gaz de France équipés de chauffage individuel au gaz. Gaz de France s'est fixé comme objectif de conquérir 1 million de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage entre 2003 et 2007. Depuis juillet 2003, Gaz de France a conquis plus de 606 343 nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage en France, dont 578 022 sur le marché des particuliers. L'objectif « 1 million de nouveaux clients chauffage » devrait être atteint au cours du second semestre 2007.

Les ventes en volume de gaz naturel aux clients particuliers sur l'année 2005 se situent à un niveau quasiment identique à celui de l'année précédente : 139 TWh contre 138 TWh en 2004.

Ce résultat est la conséquence de plusieurs facteurs :

- la poursuite du développement du marché du gaz naturel ;
- un climat légèrement plus chaud en 2005 qu'en 2004.

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

L'offre de Gaz de France auprès des clients particuliers est commercialisée sous la marque Dolce Vita®, lancée en novembre 2002. Cette marque véhicule un message de confort de vie chez soi associé à l'utilisation du gaz naturel. Dolce Vita® comprend quatre offres spécifiques. Chacune d'entre elles apporte une solution technique en matière de chauffage et d'eau chaude, des services associés, des conseils et une aide au financement et à la gestion des installations. Le « Diagnostic Qualité Gaz de France » vise ainsi à faire en sorte que l'installation ne comporte pas de défauts susceptibles de mettre en jeu la sécurité.

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

Pour intervenir sur le marché des clients particuliers, Gaz de France dispose de huit délégations commerciales assurant des activités de conseil et d'animation des filières et de huit pôles marketing opérationnels. Des équipes centralisées au niveau national assurent la coordination des campagnes publicitaires et des fonctions support. Jusqu'à l'ouverture du marché des particuliers à la concurrence en 2007, le service clientèle (accueil clients, facturation) sera assuré par une direction commune avec EDF (EDF Gaz de France Distribution). Gaz de France assumera seul cette fonction à partir de 2007 et mettra en place les structures nécessaires pour assurer par lui-même un service de qualité et de proximité à ses clients.

Gaz de France conçoit et développe des outils de gestion de la relation client (CRM – *Customer Relationship Management*), d'accueil et de facturation pour faire face aux enjeux du marché ouvert. Ces systèmes ont déjà fait leurs premières preuves sur le marché des clients affaires (ouvert à la concurrence depuis le 1er juillet 2004), et devront être prêts pour l'ouverture du marché des particuliers en juillet 2007.

Gaz de France utilise également des méthodes de relation client éprouvées pour maintenir un contact de proximité. Ainsi, comme en 2004, près de 2 millions de Français ont fait l'objet d'une proposition commerciale par courrier ou par téléphone en 2005.

Enfin, le Groupe dispose d'un médiateur qui propose, en dernier recours amiable, des solutions aux litiges essentiellement liés à la facturation des consommateurs de gaz naturel et de raccordement au réseau. En 2005, le médiateur aura eu à traiter 57 dossiers dont 90 % ont trouvé une solution allant tout ou partie dans le sens du demandeur de médiation.

6.1.3.1.2.2.2.2.3. Clients affaires en France – Provalys® et Énergies Communes®

Les clients affaires sont principalement composés de professionnels (commerçants, artisans, professions libérales), de PME-PMI, de résidences collectives, de clients tertiaires privés et publics et collectivités territoriales. Au 31 décembre 2005, Gaz de France comptait plus de 636 000 sites clients affaires.

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

Les clients affaires ont la possibilité de choisir leur fournisseur de gaz naturel depuis le 1er juillet 2004. Ils peuvent exercer cette faculté de choix (en choisissant une offre de Gaz de France ou d'un concurrent) ou garder les contrats en place avant le 1er juillet 2004. Au 31 décembre 2005, environ 22 % des clients (en volume) devenus éligibles ont exercé leur faculté de choix et la quasi-totalité a choisi des offres Gaz de France (contre 10 % en 2004).

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

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

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

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

- un choix de formules de prix en gaz naturel et en électricité (prix fixe sur un an pour plus de visibilité budgétaire, prix à révision semestrielle ou trimestrielle pour une réactivité vis-à-vis du marché, avec ou sans abonnement, ingénierie de prix, etc.) ;
- des solutions de fournitures d'énergie et services associés pour les clients professionnels (l'Énergie Personnalisée), ou pour les PME/PMI recherchant une meilleure maîtrise de leurs coûts (l'Énergie Maîtrisée) ;
- des services d'aide à la gestion de consommation, avec par exemple :
  - un historique des consommations et des facturations,
  - des indicateurs de suivi du contrat sur les factures,
  - un accès à la « Ligne Directe Expertgaz » permettant d'obtenir des conseils techniques, et
  - un suivi des consommations sur internet avec « le compte en ligne »,
- des solutions de financement : secteur public (partenariat avec Dexia), en copropriété (partenariat avec la Banque Solfea [10]), secteur privé (partenariat avec BNP-Paribas Lease Group) ;
- des services optionnels de conseils et d'expertise : différents types de diagnostics (par exemple « Diagnostic Sérénité Pro », diagnostic énergétique de site), conseil réglementaire réseau intérieur de gaz naturel, expertise énergétique chaufferie, audit environnement chaufferie, formations à la réglementation ou à la maintenance/exploitation de chaufferie ;
- différentes offres adaptées aux clients multisites :
  - des états globaux récapitulatifs des consommations avec possibilité d'un paiement décentralisé pour les clients qui souhaitent que leurs différents sites soient autonomes en matière d'achat d'énergie,
  - le regroupement de factures avec règlement unique (pour ceux qui souhaitent une gestion décentralisée mais un paiement centralisé) et un tableau de synthèse, et
  - une « formule unique » regroupant l'ensemble des sites pour ceux qui privilégient une gestion centralisée.

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

- « le gaz sans souci » propose la fourniture de gaz naturel associée à un ensemble de services (offres de prix, regroupement de factures,

(10) *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.*

données de consommation, etc.) reposant sur des principes de simplicité et d'optimisation énergétique. Il comprend également la « conversion gaz simplifiée » qui propose, en plus de la fourniture, des services de gestion adaptés à la problématique patrimoniale des collectivités territoriales ;

- « l'énergie accompagnée » répond à des besoins ponctuels, pouvant survenir pendant la durée de vie d'un contrat : évolution des installations, construction de nouveaux bâtiments, etc. Il s'agit de services « à la carte », en complément du contrat de base (Ligne Directe Expertgaz, formations, logiciels de gestion de l'énergie, audit environnement et expertise énergétique chaufferie, etc.) ; et
- « les solutions sur mesure » s'adressent notamment aux collectivités qui souhaitent engager une politique énergétique locale (valorisation énergétique des déchets, réseau de chaleur, cogénération, transports propres au gaz naturel véhicule).

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

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

6.1.3.1.2.2.2.2.4. Gaz naturel véhicule (GNV)

Grâce à ses avantages en matière d'environnement, l'utilisation du gaz naturel véhicule (« GNV ») se développe dans plusieurs pays (essentiellement dans les pays où Gaz de France souhaite se développer à court ou moyen terme en tant que commercialisateur). En France, le GNV est déjà un succès auprès des collectivités territoriales avec près de 2 000 poids lourds l'utilisant (bus, bennes à ordures ménagères et flottes de véhicules). Gaz de France lance en 2006 une offre de remplissage à domicile en carburant gaz naturel à destination de ses clients particuliers résidant en pavillon et des entreprises.

6.1.3.1.2.2.2.3. Prix de vente du gaz naturel

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

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

Tarifs administrés

Il existe deux types de tarifs administrés :

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

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

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

Tarifs de distribution publique

Les tarifs de distribution publique s'appliquent à environ 10,9 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 2005.

Jusqu'en 2004, les tarifs étaient révisés tous les six mois conformément aux contrats conclus entre l'État 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.

En novembre 2004, l'évolution tarifaire a été limitée à 5,2 %, soit 0,15 c€/kWh. Cette évolution, inférieure de moitié à l'augmentation du coût des approvisionnements en gaz du Groupe a généré une perte de recette de 130 millions d'euros sur 2004. Au 1er janvier 2005, les tarifs appliqués étaient ainsi situés à 0,15 c€/kWh en dessous de leur niveau.

Le contrat de Service Public

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

- les tarifs sont révisés trimestriellement ;
- les tarifs évoluent, en moyenne, selon une formule tarifaire, de manière à couvrir :
  - les coûts d'approvisionnement (ce qui permet au Groupe de répercuter à ses clients les fluctuations des prix du gaz sur les marchés de l'énergie). La variation des coûts d'approvisionnement est prise en compte à chaque révision, sur la base des prix des produits pétroliers sur la période de six mois se terminant un mois avant la date de la révision tarifaire ;
  - les charges hors coûts d'approvisionnement (y compris une marge commerciale usuelle pour ce type d'activité), calculées à partir des coûts nécessaires à la fourniture du gaz aux clients de distribution publique ;
- Gaz de France s'engage par ailleurs à faire bénéficier les clients de ses efforts de productivité répercutés par une diminution forfaitaire

de 1,4 % par an en moyenne, en terme réel, des charges hors coûts d'approvisionnement ;

- en cas de refus de l'État sur une proposition de mouvement tarifaire de Gaz de France conforme aux dispositions du contrat, les modalités de compensation doivent être arrêtées en commun avec l'entreprise et permettre de retrouver une neutralité financière dans un délai de douze mois ;
- sauf dispositions législatives ou réglementaires contraires, les dispositions tarifaires de ce contrat sont maintenues au-delà du 1er juillet 2007, l'État et Gaz de France s'engageant à mettre à niveau les différents termes de la formule tarifaire décrite ci-dessus pour le 1er juillet 2007 ;
- à compter du 1er juillet 2007, chaque partie pourra demander l'ouverture de négociations pour adapter tout ou partie de ces dispositions. A défaut d'accord dans les six mois, chaque partie pourra dénoncer ces dispositions.

L'arrêté du 16 juin 2005

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 étaient les suivants :

- répercussion des évolutions du coût d'approvisionnement les 1er juillet 2005, 1er novembre 2005 puis trimestriellement à partir du 1er janvier 2006 ;
- rattrapage progressif du retard de 0,15 c€/kWh du niveau des tarifs, réparti sur trois mouvements : 0,02 c€/kWh le 1er juillet 2005, 0,09 c€/kWh le 1er septembre 2005, 0,04 c€/kWh le 1er janvier 2006 ;
- remise à niveau des coûts autres que ceux d'approvisionnement en gaz : 0,05 c€/kWh sur le mouvement du 1er janvier 2006 (soit 2,8 % des coûts correspondants) ;
- compensation sur la période avril 2006-décembre 2007 des 500 millions d'euros [11] du déficit de recette accumulé au 1er janvier 2006 : 0,14 c€/kWh sur le mouvement du 1er avril 2006.

En application de l'arrêté du 16 juin 2005, les tarifs ont ainsi évolué de :

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

Gaz de France a accompagné la hausse du 1er novembre par des mesures commerciales pour les clients particuliers se chauffant au gaz (tarif B1et assimilés) destinées à limiter l'impact de la hausse des prix du gaz à la veille de l'hiver. Ces mesures ont un coût total de 162 millions d'euros dont 61 millions d'euros en 2005.

Les arrêtés du 29 décembre 2005 et du 28 avril 2006

Par arrêté du 29 décembre 2005 (après avis défavorable de la CRE), l'État a supprimé la hausse tarifaire qui aurait du intervenir au 1er janvier 2006 en application de l'arrêté du 16 juin 2005. Il a en outre supprimé la hausse de 0,05 c€/kWh destinée à remettre à niveau les coûts hors approvisionnement en gaz ainsi que la hausse de 0,14 c€/kWh au 1er avril 2006 destinée à compenser le déficit de recette accumulé.

La suppression de la hausse tarifaire au 1er janvier génère un déficit de recette complémentaire de 250 millions d'euros sur la période allant du 1er janvier 2006 au 31 mars 2006. Au total, le déficit accumulé atteint 750 millions d'euros au 1er avril 2006.

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

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

- à court terme, une hausse des tarifs de 5,8 % au 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 1er juillet.

Sur la base de ces propositions, le gouvernement a décidé le 22 mars 2006 :

- une hausse immédiate 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 dans les prochains mois.

Par arrêté du 28 avril 2006, l'État a augmenté les tarifs de 5,8 % (soit 0,21 c€/kWh) au 1er mai 2006. Il a en outre supprimé le principe de mouvements trimestriels.

Cet arrêté a reçu un avis défavorable de la CRE, soulignant notamment 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 pris en compte.

Situation actuelle

Au 1er mai 2006 la situation est la suivante :

- les pertes de revenus cumulées depuis novembre 2004 atteignent 750 millions d'euros au 1er avril 2006 ;

(11) *Du fait du rattrapage progressif du niveau des tarifs au cours de l'année 2005, et de la prise en compte à partir du 1er janvier 2005 du réajustement des coûts hors approvisionnements, le déficit de recette a augmenté de 370 millions d'euros en 2005. Au 1er janvier 2006 le déficit total accumulé s'élève donc à 500 millions d'euros (soit 130 millions d'euros + 370 millions d'euros).*

- les tarifs sont à un niveau qui reste inférieur de 2,3 % au niveau que Gaz de France estime nécessaire pour couvrir l'ensemble de ses coûts ce qui induit une perte de revenu complémentaire de 125 millions d'euros en 2006 ;
- le groupe est en outre exposé à un risque de non répercussion du coût de ses approvisionnements en gaz en cas d'évolution du cours des produits pétroliers ainsi que du taux de change euro contre dollar ;
- il n'existe plus de cadre pluriannuel fixé par arrêté. Seul demeure le contrat de Service Public 2005/2007.

Tarifs à souscription

Au 31 décembre 2005, les tarifs à souscription s'appliquaient à moins de 2 500 clients. Ils évoluent trimestriellement sur proposition de Gaz de France par approbation tacite des ministres de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE. Le tarif payé par un client donné dépend de la quantité consommée, du débit maximal journalier et de la distance entre le réseau de transport principal et le point de livraison (pour les clients raccordés au réseau de transport) ou entre le réseau de transport et le réseau de distribution auquel le client est raccordé. Les tarifs sont révisables trimestriellement, les révisions prenant en compte l'évolution du cours dollar/euro et le prix d'un panier de produits pétroliers, avec un ajustement annuel en fonction de l'inflation. La dernière révision a eu lieu le 1er avril 2006. Les tarifs ont diminué de - 0, 093 c€/kWh.

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

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

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

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

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

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

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

Pour répondre aux attentes de ses clients, dont les comportements d'achat évoluent au fil de l'ouverture des marchés, le Groupe a enrichi ses offres commerciales qui incluent dorénavant, lorsqu'elles s'adressent à la clientèle éligible, une dimension électricité (voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.2.2. - « Offre de Gaz de France et politique de marques »). En 2005, les ventes totales d'électricité y compris les ventes sur le marché et hors Gaselys s'élèvent à 20,9 TWh d'électricité (contre 9,8 TWh en 2004), dont 5,6 TWh en France et 14,4 TWh au Royaume-Uni (contre 9,7 TWh en 2004). Par ailleurs, la quote-part de Gaz de France dans les ventes de Gaselys s'élève à 0,9 TWh (vente aux clients finaux).

Le Groupe développe ses approvisionnements en électricité, notamment grâce à sa présence dans le domaine de la cogénération en France. Enfin, il s'introduit de manière sélective dans la production d'électricité à partir de gaz naturel sur certains marchés géographiques présentant des perspectives de rentabilité intéressantes.

Cette convergence des offres commerciales gaz et électricité constitue une tendance de fond dans l'industrie énergétique européenne. Gaz de France l'expérimente d'ailleurs déjà sur le marché britannique au travers de sa filiale de commercialisation Gaz de France Energy Supply & Solutions (« GDF ESS ») dont le portefeuille de clientèle est orienté vers le marché affaires. En 2005, GDF ESS a ainsi vendu 13,2 TWh électrique (contre 8,4 TWh en 2004) à 177 clients (2 490 sites).

6.1.3.1.2.2.2.5.1. Grands clients industriels et commerciaux

Les grands clients industriels et commerciaux de Gaz de France sont moins sensibles aux offres duales gaz et électricité, principalement parce que leur pouvoir 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. 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. À titre d'exemple, au début des années 2000, Gaz de France a saisi l'opportunité présentée par des dispositions législatives, favorables à la construction d'unités de cogénération, qui garantissaient le prix de vente d'électricité. Au travers de son activité Services, le Groupe a assisté ses clients dans la conception, le financement et la structuration des projets de cogénération (voir paragraphe 6.1.3.1.3.2. – « Description des activités du segment Services »). Il a aussi tiré avantage de son implication dans ces projets en vendant du gaz naturel aux cogénérateurs.

Les compétences de Gaz de France dans le domaine de l'électricité lui permettent également de développer des projets complexes en

partenariat avec des clients importants. Par exemple, Gaz de France a profité de son expérience dans la conception des projets de cogénération pour monter un projet avec le groupe sidérurgiste Arcelor. Il s'agit d'un cycle combiné gaz de grande puissance (788 MWe, dont 533 MWe pour Gaz de France) installé sur le site de Dunkerque (en service en 2005). Cet outil a pour but de permettre à Arcelor de valoriser au mieux les gaz sidérurgiques qu'il produit (ceux-ci sont brûlés dans l'installation en complément du gaz naturel) et de bénéficier d'un accès privilégié à l'électricité ainsi produite. Pour Gaz de France, cette opération permet de renforcer de façon très significative la relation commerciale avec un site industriel français important, de placer de grandes quantités de gaz naturel (0,6 milliard de mètres cubes par an) et de disposer d'un accès à une partie de la production de la centrale pour ses besoins propres.

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

6.1.3.1.2.2.2.5.2. Clients affaires et particuliers

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

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

Au cours de l'année 2005, 55 356 nouveaux sites ont contracté avec Gaz de France pour une quantité de 600 GWh. Pour mémoire, à fin 2004, 1 104 sites étaient déjà alimentés en électricité par Gaz de France.

Une des principales motivations du choix de ces clients réside dans la relation de confiance instaurée avec Gaz de France

Gaz de France compte étendre ce type d'offres sous la marque bannière Dolce Vita® à la clientèle des particuliers français dès lors que celle-ci aura la faculté de choisir son fournisseur d'énergie.

6.1.3.1.3. Services

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel du segment

En millions d'euros	2005	2004*
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	1 916	1 439
Dont chiffre d'affaires avec les tiers	*1 848*	*1 373*
Excédent brut opérationnel	166	94

(*) *Retraités IFRS, pro forma post-réforme du financement du régime des retraites, non audités.*

6.1.3.1.3.1. Stratégie du segment Services

Le segment Services participe à l'intégration verticale des activités du Groupe dans une logique d'accompagnement du développement de Gaz de France. Cette stratégie d'accompagnement a déterminé le périmètre de l'activité Services tant en terme de prestations que d'implantations géographiques :

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

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

Dans ce cadre, la mission du segment Services est double :

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

En 2005, plusieurs contrats significatifs ont été obtenus : Cofathec Coriance remporte l'exploitation du réseau de chaleur qui dessert la ville de Pierrelatte et les serres de la Drôme, à l'issue d'une compétition opposant les plus grands : un contrat de 160 millions d'euros sur 20 ans.

En Italie, Cofathec se voit confier la construction et la gestion d'une installation de trigénération (électricité, chauffage et climatisation) pour l'université de Sassari (Sardaigne) : un contrat de 35,5 millions d'euros sur 30 ans. Dans ce même pays, Cofathec remporte le contrat de maintenance des Jeux olympiques de Turin de 2006.

6.1.3.1.3.2. Description des activités du segment Services

Les missions du segment 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 de gaz naturel ;
- proposer des actions de maîtrise et de réduction des consommations d'énergie pour un niveau de confort équivalent.

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

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

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

Gestion industrielle d'unités de production électrique

L'offre du groupe se décrit selon deux modalités complémentaires :

- une prestation de financement et de réalisation d'installations de cogénération pour le compte de tiers, cette offre est également utilisée pour la gestion des activités propres de production d'électricité de Gaz de France, en particulier pour la centrale DK6 de Dunkerque (mise en service le 22 mars 2005) et la centrale de Shotton au Royaume-Uni ;
- une prestation de conception et de maintenance d'installations de cogénération et de trigénération.

Gaz naturel véhicule

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

Gestion de réseaux de chaleur et de froid

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

6.1.3.2. Pôle Infrastructures

6.1.3.2.1. Transport-Stockage France

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel du segment

En millions d'euros	2005	2004 *
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	2 124	2 145
Dont chiffre d'affaires avec les tiers	*221*	*68*
Excédent brut opérationnel	1 271	1 291

(*) *Retraités IFRS, pro forma post réforme du financement du régime des retraites, non audités.*

6.1.3.2.1.1. Stratégie du segment Transport-Stockage France

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

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

6.1.3.2.1.2. Description des activités Transport-Stockage France

Afin de satisfaire aux nouvelles exigences réglementaires, le métier transport est organisé depuis janvier 2005 autour de deux entités :

- la société GRTgaz, qui gère le réseau de transport (gazoducs et stations de compression en ligne) ;
- la direction des grandes infrastructures, qui gère les terminaux méthaniers et les sites de stockage.

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

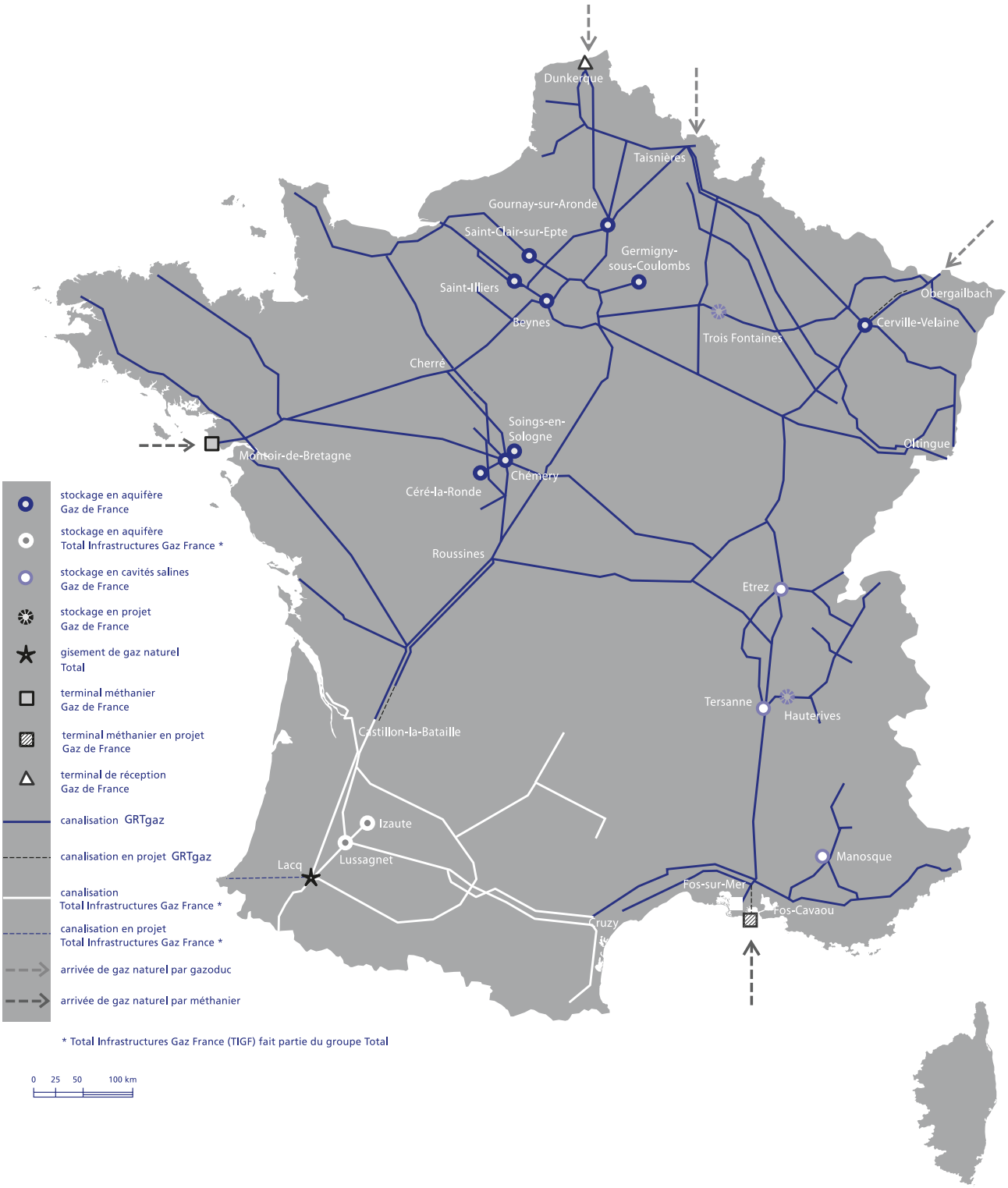
6.1.3.2.1.2.1. Activités de transport

6.1.3.2.1.2.1.1. Le réseau de transport - GRTgaz

Le Groupe possède le plus long réseau européen de transport de gaz naturel à haute pression. Au 31 décembre 2005, le réseau français comprenait 31 589 kilomètres de gazoducs dont 6 757 kilomètres de réseau principal à très haute pression complétés par plus de 24 832 kilomètres de réseaux régionaux permettant un maillage étendu du territoire français. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2005, le Groupe a transporté 62,3 milliards de mètres cubes de gaz sur le réseau français, soit 711 TWh contre 695 TWh en 2004.

La gestion du réseau de transport est assurée depuis le 1er janvier 2005 par une société anonyme, filiale détenue par Gaz de France à 100 %, GRTgaz, dont la dénomination sociale a remplacé celle de Gaz de France Réseau Transport le 11 octobre 2005.

Cette filiale dédiée, 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.


Dunkerque
Taisnières
Gournay-sur-Aronde
Saint-Clair-sur-Epte
Germigny-sous-Coulombs
Saint-Illiers
Beynes
Trois Fontaines
Obergailbach
Cerville-Velaine
Cherré
Soings-en-Sologne
Montoir-de-Bretagne
Chémery
Céré-la-Ronde
Oltingue
Roussines
Etrez
Tersanne
Hauterives
Castillon-la-Bataille
Izaute
Lussagnet
Lacq
Manosque
Fos-sur-Mer
Fos-Cavaou
Cruzy
stockage en aquifère Gaz de France
stockage en aquifère Total Infrastructures Gaz France *
stockage en cavités salines Gaz de France
stockage en projet Gaz de France
gisement de gaz naturel Total
terminal méthanier Gaz de France
terminal méthanier en projet Gaz de France
terminal de réception Gaz de France
canalisation GRTgaz
canalisation en projet GRTgaz
canalisation Total Infrastructures Gaz France *
canalisation en projet Total Infrastructures Gaz France *
arrivée de gaz naturel par gazoduc
arrivée de gaz naturel par méthanier
* Total Infrastructures Gaz France (TIGF) fait partie du groupe Total
0 25 50 100 km

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 plus de 4 310 postes de livraison reliés aux clients industriels et aux réseaux locaux de distribution. L'âge moyen des canalisations est de 25 ans (dans l'évaluation de la base d'actifs régulés pour le calcul des tarifs, la durée de vie économique des canalisations est égale à 50 ans).

GRTgaz exploite également 27 stations de compression destinées à faire circuler le gaz dans les canalisations de transport et à maintenir la pression requise pour des conditions optimales de transport. Ces stations comportaient, au 1er janvier 2006, 97compresseurs de gaz pour une puissance totale de 501 mégawatts. GRTgaz utilise également les installations de compression situées sur six sites de stockage, exploitées par la direction des grandes infrastructures.

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

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

Évolution de la longueur du réseau et des volumes de gaz transportés

Exercice clos le 31 décembre

	2002	2003	2004	2005
Réseau principal (kilomètres)	6 560	6 470	6 585	6 757
Réseau régional (kilomètres)	24 255	24 715	24 780	24 832
Total (kilomètres)	**30 815**	**31 185**	**31 365**	**31 589**
Volumes transportés (TWh)	**640**	**655**	**695**	**711**

6.1.3.2.1.2.1.2. Gestion du réseau de transport

Conformément au cadre réglementaire européen, la loi du 9 août 2004 prévoit la mise en œuvre d'une séparation juridique du gestionnaire du réseau de transport de gaz. Elle prolonge ainsi les obligations de la loi du 3 janvier 2003 qui imposait une dissociation comptable entre les activités de transport, de distribution, de stockage, d'exploitation des installations de GNL, les activités non liées au gaz, et les autres activités, ainsi que l'interdiction stricte de toute subvention croisée entre les différentes activités gazières. C'est dans ce contexte que le conseil d'administration de Gaz de France a décidé la mise en place au 1er janvier 2005 de la filiale Gaz de France Réseau de 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.

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

6.1.3.2.1.2.1.3. Accès au réseau de transport en France

Le Groupe a ouvert son réseau de transport en août 2000, afin de se conformer aux dispositions de la première directive européenne sur la libéralisation du marché du gaz naturel. Suivant les prescriptions légales, GRTgaz publie les conditions générales d'utilisation de ses ouvrages et installations de transport. L'évolution des conditions générales fait l'objet de concertations avec les clients et la CRE.

GRTgaz applique de manière transparente et non discriminatoire des contrats types d'acheminement conclus avec les expéditeurs-fournisseurs et des contrats de raccordement-livraison conclus avec les consommateurs raccordés sur son réseau.

Les contrats d'acheminement traitent principalement :

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

Les contrats de raccordement-livraison traitent principalement :

- de la construction et de la maintenance du raccordement du client au réseau de transport ;
- des conditions de mesure de l'énergie livrée ;
- des obligations du transporteur sur les conditions de livraison (pression, caractéristiques du gaz, température, etc.) ;

- des clauses d'indemnisation, de force majeure et d'autres dispositions sur le partage des risques.

Bien que le segment Achat-Vente d'Énergie du Groupe soit le client principal de GRTgaz, des contrats d'acheminement ont été conclus en 2005 avec 16 autres clients représentant 133 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2005, soit 6,3 % du chiffre d'affaires du segment Transport-Stockage France (contre 1,4 % en 2004). À l'heure actuelle, l'accès au réseau de transport se fait sur la base du « premier arrivé, premier servi » au titre de contrats conclus pour une durée d'un an. GRTgaz propose également des contrats mensuels depuis le 1er juillet 2004, ainsi que des contrats pluriannuels et des contrats journaliers depuis le 1er janvier 2005.

Depuis le 1er janvier 2005, une part importante des capacités de transport peut être souscrite à long terme par les expéditeurs. Ces capacités réservables à long terme (jusqu'à 20 ans) 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. Lorsque des capacités réservées ne sont pas utilisées, des dispositions réglementaires prévoient la possibilité de leur libération afin de permettre la réservation à d'autres expéditeurs.

6.1.3.2.1.2.1.4. Tarifs d'acheminement

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

6.1.3.2.1.2.1.4.1. Base de détermination des tarifs

Le régime prévu par la loi du 3 janvier 2003 a été appliqué pour la première fois en 2004. Le tarif actuellement en vigueur a été déterminé 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 liés à l'exploitation des infrastructures 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'État (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 réévaluée tous les ans sur la base de l'indice des prix à la consommation hors tabac,
  - à l'amortissement applicable aux différentes catégories d'actifs compris dans la base d'actifs régulés, les amortissements étant linéaires sur la durée de vie économique,
- 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 est de 7,75 % réel avant impôt sur les sociétés pour les actifs mis en service avant le 1er janvier 2004, 9 % réel avant impôt pour des actifs mis en service à partir du 1er janvier 2004 ; un taux de 12 % 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).

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

6.1.3.2.1.2.1.4.2. Processus d'élaboration des tarifs

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

Les tarifs actuellement en vigueur ont été déterminés sur la base des prévisions des dépenses d'exploitation et des volumes de gaz à acheminer pendant la période d'application de ces tarifs. Dans ce cadre, le Groupe a présenté à la CRE l'évolution passée et prévue des actifs et des dépenses d'exploitation, ainsi que l'évolution des souscriptions. À 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 1er janvier et au 1er juillet de chaque année en appliquant un facteur prévisionnel d'inflation. Tous les nouveaux investissements prévus pour une année sont réputés être effectués au 30 juin, et la sortie de tous les actifs dont la période d'amortissement se termine au cours d'une année est effectuée au 30 juin.

Ainsi, la base d'actifs régulés sur laquelle les tarifs actuels s'appliquent et ce depuis le 1er janvier 2005 s'élève à 5 415 millions d'euros.

Le processus de proposition et d'approbation d'une nouvelle base tarifaire se déroule dans un délai qui peut dépasser la période d'application prévue pour cette base tarifaire. Ainsi, le décret relatif aux tarifs proposés par la CRE, qui avait vocation à s'appliquer à compter du 1er janvier 2004, a été publié en septembre 2004 (il précise que ces tarifs s'appliquent jusqu'au 1er septembre 2005). Cela étant, le Groupe avait

choisi d'appliquer le décret dès le 1er juillet 2004, date d'application de la deuxième directive. En novembre 2004, la CRE a transmis au ministre chargé de l'économie et au ministre chargé de l'énergie une proposition de tarifs ayant vocation à s'appliquer à compter du 1er janvier 2005 (pour une durée de 12 à 18 mois). Dans l'attente de la parution du décret relatif à cette proposition (qui a été publié le 27 mai 2005) et compte tenu également du dénouement des participations avec Total (voir paragraphe 9.1.2 - « Principaux facteurs ayant eu une incidence sur l'activité et les résultats ») et d'engagements pris auprès de la Commission européenne, le Groupe avait décidé d'appliquer cette proposition dès le 1er janvier 2005. Il entend poursuivre des discussions avec les pouvoirs publics pour établir des règles plus stables dans le temps.

Le tarif en vigueur actuellement a fait l'objet du décret 2005-607 du 27 mai 2005 relatif aux règles de tarification applicables à l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, modifiant les décrets 2004-994 du 21 septembre 2004 et 2005-22 du 11 janvier 2005. Ce décret prévoit notamment que la décision ministérielle est réputée acquise sauf opposition de l'un des ministres compétents dans le délai de deux mois suivant la réception des propositions de la CRE relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux publics.

6.1.3.2.1.2.1.4.3. Structure tarifaire

Les tarifs d'acheminement en France sont actuellement calculés selon un principe d'entrée/sortie multizones sur la base d'un découpage territorial en quatre zones pour Gaz de France. Ce modèle est en cours de généralisation en Europe à la suite des recommandations du « Forum de Madrid » (instance rassemblant notamment les opérateurs de transport européens) sur le marché intérieur du gaz. Il comporte les éléments de coûts suivants :

- tarifs de réservation de capacité, calculés en fonction de la capacité souscrite par l'utilisateur, pour l'entrée dans chaque zone ;
- tarifs d'acheminement, calculés en fonction de la capacité souscrite à la sortie de chaque zone du réseau principal ;
- tarifs de capacité souscrite pour les liaisons entre zones ;
- tarifs de capacité souscrite pour le transport sur le réseau régional ;
- tarifs de capacité souscrite pour l'utilisation de postes de livraison et des frais fixes annuels pour chaque poste de livraison utilisé.

6.1.3.2.1.2.2. Grandes Infrastructures

6.1.3.2.1.2.2.1. Terminaux méthaniers

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

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

Les deux terminaux méthaniers du Groupe, Fos-Tonkin et Montoir-de-Bretagne, lui permettent d'introduire sur le réseau français de transport environ 15,5 milliards de mètres cubes de gaz par an. 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. Les quantités réceptionnées en 2005 se sont élevées à 12 milliards de mètres cubes.

- Fos-Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie et maintenant aussi d'Égypte. Il dispose d'une capacité de regazéification de 5,5 milliards de mètres cubes par an, portée temporairement à 7 milliards de mètres cubes fin 2005, et peut accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 mètres cubes de GNL et de trois réservoirs d'une capacité totale de 150 000 mètres cubes. Ce terminal a une durée de vie initiale estimée à 40 ans. Des travaux de rénovation ont été menés dans le milieu des années 1990 afin de le moderniser. L'augmentation temporaire de capacité de régazéification mise en service fin 2005 est destinée à faire le lien avec la mise en service du futur terminal de Fos-Cavaou, en construction sur un site voisin.
- 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 maintenant aussi d'Égypte. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 milliards de mètres cubes par an, de deux appontements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 200 000 mètres cubes de GNL et de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 mètres cubes. Ce terminal a une durée de vie initiale estimée à 40 ans.

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

Du fait de la croissance du marché de GNL à la suite du nouveau contrat d'approvisionnement de gaz en provenance d'Égypte, le Groupe a entamé la construction d'un troisième terminal méthanier, Fos-Cavaou, situé à Fos-sur-Mer sur la côte méditerranéenne. Le nouveau terminal devrait être mis en service fin 2007. Il aura une capacité de regazéification de 8,25 milliards de mètres cubes par an, un appontement pouvant accueillir les plus gros méthaniers existant à ce jour ainsi que trois réservoirs d'une capacité unitaire de 110 000 mètres cubes. Ce terminal a été conçu par Gaz de France et est en cours de filialisation au sein d'une société dont le capital sera détenu en majorité par Gaz de France, avec la possibilité pour Total de prendre une participation de 30,3 % au capital. Gaz de France bénéficie d'une souscription de 20 ans lui permettant de regazéifier le GNL contracté avec l'Égypte (5,18 milliards de mètres cubes par an). Total a souscrit des capacités de regazéification portant sur 2,25 milliards de mètres cubes par an. Par ailleurs, 10 % de la capacité totale de ce nouveau terminal sera ouverte pour des opérations de plus court terme. Le permis de construire et le permis d'exploitation de ce terminal ont fait l'objet de recours principalement pour des raisons d'ordre environnemental et les procédures sont en cours (pour de plus amples informations sur ces recours, voir paragraphe 20.3 – « Procédures judiciaires et d'arbitrage »).

Ces recours n'ont toutefois pas empêché le commencement des travaux de construction.

6.1.3.2.1.2.2.2. Stockage

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

- 12 installations de stockage souterrain (dont 11 en pleine propriété) en France (une de ces installations comprenant deux structures de stockage) dont neuf en nappe aquifère (pour un volume total utile de stockage de 8,2 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) ; et
- 63 compresseurs totalisant une puissance de 215 mégawatts, nécessaires au soutirage et à l'injection du gaz naturel, ainsi que des installations pour le traitement du gaz et l'interconnexion avec les réseaux de transport.

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

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

De la même manière que pour le réseau de transport, le Groupe a ouvert en août 2000 ses terminaux méthaniers aux tiers pour un accès régulé. Les contrats d'utilisation des terminaux méthaniers ont évolué, en 2004, vers des contrats pluriannuels et des contrats spot. Ainsi de tels contrats d'accès de tiers ont été signés tant pour 2005 que pour 2006.

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

6.1.3.2.1.2.2.4. Tarifs des infrastructures

6.1.3.2.1.2.2.4.1. Terminaux méthaniers

Le tarif d'accès aux terminaux méthaniers est régulé. Il est fixé selon des dispositions incorporant les mêmes principes généraux que ceux applicables au tarif d'accès au réseau de transport, à savoir l'application d'un taux de rémunération à une base d'actifs reconnue par la CRE, dite base d'actifs régulée. Le taux de rémunération admis par la CRE est différencié suivant l'ancienneté des investissements.

2004-2005

En ce qui concerne l'exercice 2004-2005, les taux de rémunération appliqués ont été de 9,75 % réel avant impôts sur les actifs mis en service avant le 1er janvier 2004 et de 11 % réel avant impôts pour les actifs mis en service après le 1er janvier 2004. Pour le calcul du tarif applicable en 2005, la base d'actif régulée retenue se montait globalement à 420 millions d'euros. Ce tarif découle d'une proposition faite par la CRE en juillet 2003 au ministre chargé de l'économie et au ministre chargé de l'énergie. Il a été appliqué par Gaz de France depuis le 1er juillet 2004. Le décret d'application a été publié en septembre 2004. Sa validité limitée initialement à septembre 2005 a ensuite été prolongée jusqu'à fin 2005 par un nouveau décret pris en décembre 2005.

La base d'actifs régulés du Groupe comprenait les groupes d'actifs suivants : dispositifs de déchargement et installations auxiliaires, installations de regazéification, génie civil et constructions, bacs, autres installations (compression notamment). Ces actifs étaient considérés globalement pour l'ensemble des deux terminaux de Fos-Tonkin et de Montoir. Le tarif résultant s'appliquait uniformément à chacun de ces deux terminaux.

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

Le tarif en vigueur en 2005 comportait quatre termes :

- la quantité déchargée ;
- le nombre de déchargements ;
- l'utilisation du stockage du terminal méthanier, correspondant au niveau de stock de GNL comptabilisé chaque jour dans le terminal ;
- le paramètre de gaz en nature, destiné à couvrir forfaitairement les consommations de gaz du terminal nécessaires au traitement des cargaisons.

2006-2007

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

Le nouveau tarif enregistre une diminution de 0,5 point des différents taux de rémunération. Cette diminution s'ajuste à l'évolution du marché des capitaux intervenue depuis l'élaboration du précédent tarif, essentiellement la baisse du taux sans risque et des spreads.

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

La base d'actifs régulés se monte à 388 millions d'euros au 1er janvier 2006. Elle tient compte des investissements budgétés en 2005 et des actifs intégralement amortis en 2005.

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

La formule tarifaire 2006-2007 est constituée de six termes. Les termes de l'exercice 2004-2005 sont reconduits dans leur principe, le terme de stockage excepté. Ce dernier est substitué par deux nouveaux termes (terme de capacité de réception et terme d'utilisation des capacités de réception), complétés d'un nouveau terme de modulation saisonnière (dit terme de régularité) incitatif à des livraisons réparties uniformément d'une saison à l'autre. Cette nouvelle formule a été mise au point en étroite collaboration entre la CRE, la Direction des Grandes Infrastructures et les clients. Cette concertation a conduit par ailleurs à élargir la palette de services proposés. Les services accessibles en standard sont maintenant au nombre de trois : un service dit « continu », un service « bandeau » et un service « spot ». Par ailleurs, sont ouvertes aux utilisateurs, au sein de chaque terminal, des moyens de flexibilité complémentaires. Ces moyens consistent en la possibilité de réaliser des échanges mutuels de GNL, et d'entrer dans un marché secondaire des capacités de regazéification.

6.1.3.2.1.2.2.4.2. Stockage

Les prix d'accès au stockage sont du type « négocié » et font l'objet d'une publication par Gaz de France. L'offre de Gaz de France repose sur des principes ayant été exposés aux services de la CRE.

À titre d'information, Gaz de France estime que la valeur économique de la base d'actifs de son activité stockage (indicateur interne pris en compte dans la détermination des tarifs) s'élevait au 1er janvier 2006 à 2 480 millions d'euros, en tenant compte des investissements budgétés en 2005 et des actifs qui auront été intégralement amortis en 2005.

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.

Chaque groupement de stockage est doté d'un prix unitaire de réservation spécifique. Ce prix s'intègre dans le tarif qui est constitué sur la base des trois paramètres suivants :

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

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

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

Le Groupe s'est engagé dans une démarche visant à obtenir une certification en matière de qualité pour ses activités de transport, de stockage et de regazéification. Sur ce périmètre, Gaz de France a été certifié en 2004 selon le référentiel ISO 9001 pour les activités de détermination des énergies livrées, d'odorisation du gaz livré, d'acheminement du gaz et de raccordement sur le réseau de transport et de regazéification dans les terminaux méthaniers. La certification de l'activité stockage devrait être également obtenue début 2006.

Une démarche de certification environnementale ISO 14001 a également été déployée. À fin 2005 la certification était ainsi obtenue pour 11 de ses sites classés Seveso II sur les 14 que compte la Direction des Grandes Infrastructures. À l'heure actuelle il ne reste à certifier que trois sites de stockage souterrain à Saint-Illiers, Saint-Clair-sur-Epte et Soings-en-Sologne. Le programme se poursuit en vue de la certification courant 2006 de ces trois derniers sites de la Direction des Grandes Infrastructures et d'une station de compression supplémentaire de GRTgaz. À fin 2005, 4 sites de compression supplémentaires ont été certifiés.

Le Groupe a également lancé en 2001 un programme pluriannuel d'inspection et de réhabilitation des canalisations de transport. À la fin de l'année 2005, 47 % de son réseau de transport avait été inspecté.

6.1.3.2.2. Distribution France

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel du segment

En millions d'euros	2005	2004 *
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	2 951	2 972
Dont chiffre d'affaires avec les tiers	*299*	*355*
Excédent brut opérationnel	1 352	1 399

(*) *Retraités IFRS, pro forma post-réforme du financement du régime des retraites, non audités.*

En 1960, le réseau de distribution de Gaz de France desservait près de 350 communes avec 5,8 millions de clients raccordés en France. Au 31 décembre 2005, les réseaux de distribution français de Gaz de France constituaient le premier réseau de distribution de gaz naturel en Europe de l'Ouest par sa longueur, avec 180 700 kilomètres et 8 965 communes raccordées dans lesquelles résident environ 76 % de la population française. Gaz de France exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme (durée moyenne restante, pondérée par les volumes acheminés, d'environ 19,5 ans [12]) qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance, conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

(12) *La durée moyenne restante des concessions de Gaz de France est calculée en pondérant la durée restante de chaque concession par le volume qui y est acheminé. En d'autres termes, le poids relatif de chaque concession est exprimé par son volume acheminé.*

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 1er juillet 2004 :

- Gaz de France et EDF restent associés dans une structure commune (EDF Gaz de France Distribution) qui réalise notamment la mise en œuvre de l'exploitation, la maintenance et les travaux de développement pour leurs réseaux respectifs de distribution permettant ainsi la réalisation d'économies d'échelle ;
- la gestion des réseaux de distribution est confiée à une direction spécifique de Gaz de France, Gaz de France Réseau Distribution (ou GRD).

La gestion du réseau de distribution est indépendante des activités de production et de fourniture de Gaz de France. Ce dernier conserve néanmoins un droit de supervision économique, tel que l'approbation du plan financier annuel du gestionnaire concerné.

6.1.3.2.2.1. Stratégie du segment Distribution France

Dans le contexte de mutations profondes du marché de l'énergie, le distributeur Gaz de France entend impliquer l'ensemble de ses acteurs internes concernés pour participer à la réussite du projet industriel et social de Gaz de France et conforter sa légitimité d'opérateur de service public vis-à-vis du régulateur, de l'État, des collectivités locales, de ses clients et de l'ensemble de la communauté gazière.

Le distributeur a donc pour ambition de poursuivre sa croissance en s'appuyant sur le potentiel encore important de développement des usages et du nombre de clients du gaz naturel en France. L'ambition du distributeur s'articule autour des points clefs suivants :

- **Poursuivre un développement rentable du réseau de distribution en France.**
  Afin de favoriser et d'accompagner la croissance de la demande de gaz naturel, le distributeur entend poursuivre sa politique active d'investissements dans le respect de critères de rentabilité satisfaisants. Ainsi, il a pour objectif :
  - de réaliser l'extension et la densification des réseaux de distribution en France, avec un objectif de conquête de 1 million de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage entre 2003 et 2007 ;
  - de poursuivre sur la durée au-delà de 2007 le développement et la densification du réseau ;
  - de poursuivre la desserte de nouvelles communes mais à un rythme moins soutenu qu'au cours des cinq années précédentes.
- **Maintenir des prestations de qualité au profit des utilisateurs du réseau et des collectivités locales concédantes.**
  Ainsi, le distributeur entend :
  - optimiser les modalités d'accès aux infrastructures afin de permettre à chaque fournisseur de bénéficier des meilleures prestations techniques tout en respectant nos obligations de transparence et de non-discrimination, et à chaque consommateur final d'un accès fluide au réseau de distribution ;
  - approfondir les relations de qualité avec les collectivités locales concédantes.
- **Renforcer la sécurité et l'image du gaz naturel en France.**
  Le distributeur garantira un haut niveau de sécurité et de fiabilité de l'ensemble du réseau de distribution au moyen d'une exploitation de qualité, d'un programme d'investissement de renouvellement adapté et d'une politique de maintenance pilotée.
- **Améliorer la stabilité du cadre tarifaire applicable à l'utilisation des infrastructures.**
  Le distributeur poursuit un dialogue constructif avec la CRE. Il cherche à promouvoir auprès d'elle la mise en place de cadres tarifaires pluriannuels pour l'utilisation des réseaux de distribution, afin d'avoir une meilleure visibilité à moyen terme pour cette activité.
- **Rechercher des gains de productivité.**
  Le distributeur a engagé et poursuivra des efforts d'amélioration de productivité et de maîtrise des coûts. Par ailleurs, il recherchera une meilleure utilisation des ouvrages par une augmentation des points de livraison actifs sur les zones déjà desservies. Enfin, il procédera à leur mise à niveau en continu en tirant parti des innovations technologiques.

Enfin le distributeur se prépare à l'échéance majeure du 1er juillet 2007 avec :

- l'ouverture totale du marché et la mise en place de l'organisation et du système d'informations pour gérer le volume d'informations lié à plus de 12 millions de clients éligibles ;
- l'évolution du statut juridique des activités de distribution en vertu des dispositions de la directive 2003/55.

6.1.3.2.2.2. Description des activités du segment Distribution France

6.1.3.2.2.2.1. Contexte général

Le Groupe exploite le principal réseau de distribution de gaz naturel en France, raccordant la quasi-totalité des communes françaises de 10 000 habitants ou plus au sein de la zone couverte par ce réseau, et l'un des premiers réseaux de distribution en Europe. Au 31 décembre 2005, 45,1 millions de personnes vivaient dans les communes reliées aux réseaux de distribution de Gaz de France, représentant 76 % de la population française. À cette date, ses réseaux de distribution en France mesuraient 180 700 kilomètres et comptaient environ 11 millions de points de livraison dans 8 965 communes en France. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2005, les réseaux de distribution du Groupe en France ont transporté plus de 337 TWh de gaz contre 335 TWh en 2004.

L'activité de distribution en France a pour objet principal l'acheminement du gaz vendu par les expéditeurs (clients éligibles, fournisseurs ou mandataires) et également la commercialisation des prestations liées à la livraison aux clients finaux. Les réseaux de distribution de Gaz de France acheminent du gaz à partir des points d'interface avec

les réseaux nationaux ou régionaux de transport de gaz à haute pression vers la base de consommateurs située dans plusieurs milliers de communes en France.

Les réseaux de distribution de Gaz de France se sont développés au cours de la période 2001-2005 au rythme d'environ 3,4 % par an en moyenne. Au cours de cette période, Gaz de France a raccordé près de 950 000 nouveaux clients et desservi 1 715 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, ainsi que les 32 communes supplémentaires inscrites par l'arrêté du 3 avril 2000 au plan de desserte au titre des distributeurs non nationalisés en application de la loi n° 98-546 du 2 juillet 1998 portant diverses dispositions d'ordre économique et financier.

Le tableau ci-dessous décrit le développement des réseaux de distribution français de Gaz de France au cours des cinq dernières années :

Développement des réseaux de distribution de Gaz de France

Exercice clos le 31 décembre

	2001	2002	2003	2004	2005
Longueur du réseau (kilomètres)	158 200	163 950	169 244	174 540	180 700
Communes nouvelles raccordées	770(1)	450 (1)	300 (1)	98	97
Utilisateurs raccordés (en millions)	10,4	10,6	10,8	10,9	11
Quantité brute acheminée (TWh)	314	299	321	335	337

(1) *La discordance entre ces chiffres et les chiffres figurant à la page 60 du Document de Base s'explique de la manière suivante : un nouveau système d'information de gestion de l'économie concessionnaire a été mis en œuvre en 2003 avec une reprise des informations d'une base historique. En 2005, l'exploitation du nouveau système a permis de corriger certaines données pré-existantes pour les rendre conformes à la réalité.*

Le Groupe prévoit qu'au cours des trois prochaines années, le raccordement de nouvelles communes se fera à un rythme moins soutenu qu'au cours de ces dernières années. Le Groupe souhaite en revanche augmenter sensiblement les extensions de réseau et le nombre de points de livraison dans les communes déjà desservies pour atteindre l'objectif de conquête de 1 million de nouveaux clients utilisant le gaz naturel pour le chauffage entre 2003 et 2007. À ce titre, au 31 décembre 2005 et depuis l'origine du projet, 606 343 nouveaux clients chauffage ont été raccordés.

Le Groupe a également pour objectif d'investir dans l'amélioration de la qualité de la desserte et de la sécurité des réseaux de distribution. En particulier, il a engagé un programme accéléré de remplacement des dernières canalisations en fonte grise, anticipant la publication de l'arrêté du 1er décembre 2005 qui interdit l'exploitation de canalisation de distribution en fonte grise à partir du 1er janvier 2008. Ce programme prévoit la résorption de 2 040 km de fontes grises restantes au 31 décembre 2004 (chiffre très faible par rapport aux autres pays européens) sur les 3 années 2005, 2006 et 2007. Dans ce cadre, en 2005, 1 030 km ont été remplacés, dépassant de 15,7 % l'objectif prévisionnel de 890 km, pour un montant de 180 millions d'euros, en ligne avec l'enveloppe globale initialement prévue sur les 3 ans (527 millions d'euros). Une surveillance systématique du réseau de distribution est organisée en fonction de critères liés à l'ancienneté, à la pression, à l'environnement et aux caractéristiques des conduites. Cette surveillance du réseau a en général lieu tous les 12 à 36 mois. Pour le cas particulier des fontes grises, cette surveillance est effectuée trois fois par an. Les résultats de ces missions de surveillance permettent de mettre en œuvre les travaux qui se révèlent nécessaires.

6.1.3.2.2.2.2. Le régime des concessions

Dans le contexte réglementaire précisé au paragraphe 6.1.4 – « Environnement législatif et réglementaire en France », le périmètre d'activité du distributeur Gaz de France se décline comme suit.

Au 31 décembre 2005, Gaz de France bénéficie d'un portefeuille de 6 357 contrats (contre 6 437 en 2004) portant sur un total de 8 965 communes desservies en gaz (contre 8 868 en 2004). 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 8 965 communes desservies par Gaz de France dans le cadre des 6 357 contrats se répartissent en deux groupes :

- 8 878 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 figurent au titre de Gaz de France dans ce plan de desserte ;
- 87 communes relèvent de contrats de concession attribués à Gaz de France sur la période 2003-2005 pour une durée de 25 ou 30 ans à l'issue d'une mise en concurrence. Au terme de ces contrats, les collectivités locales pourront choisir un concessionnaire à l'issue d'une nouvelle mise en concurrence. Ces communes représentaient, au 31 décembre 2005, moins de 0,02 % des clients et du chiffre d'affaires du distributeur.

Au 31 décembre 2005, la moyenne de la durée résiduelle des contrats de concession du Groupe (pondérée par volumes transportés) était de 19,5 ans.

Pourcentage de contrats de concession par échéance de renouvellement et pourcentage que représente le volume de gaz acheminé au titre de ces contrats par rapport au volume total de gaz acheminé

Période	% de contrats de concession arrivant à échéance	% du gaz acheminé au titre des contrats de concession arrivant à échéance par rapport au volume total de gaz acheminé
2006-2010	4 %	7 %
2011-2015	6 %	6 %
2016-2020	12 %	11 %
2021-2025	19 %	32 %
2026 et au-delà	59 %	44 %

Les communes qui ne relèvent pas des droits exclusifs attribués à Gaz de France ont la liberté de faire appel à l'opérateur de leur choix après appel à la concurrence conformément au paragraphe III de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales (« **CGCT** »). Elles utilisent effectivement cette possibilité depuis 2003. Dans ce contexte, Gaz de France a gagné, depuis 2003, 235 nouvelles communes dont 87 sont effectivement desservies au 31 décembre 2005. À cette date la quasi-totalité des nouvelles concessions de gaz naturel mises en concurrence a été attribuée à Gaz de France, 8 ayant été confiées à d'autres opérateurs soit un taux de réussite de 96,7 %. Des mises en concurrence en propane ont été engagées par quelques communes et plusieurs contrats propane ont été attribués à d'autres opérateurs.

6.1.3.2.2.2.3. Organisation du distributeur

L'activité de distribution du Groupe concernait l'exploitation de ses réseaux de distribution ainsi que la vente de gaz à ses clients. Le Groupe exerçait une partie importante de ses activités de distribution par l'intermédiaire de la Direction EDF GDF Services (« DEGS »). La DEGS était une direction commune à Gaz de France et à EDF visant à créer des économies d'échelle au profit des deux entreprises. Elle assurait la construction, l'exploitation et l'entretien des réseaux de distribution de gaz naturel du Groupe, ainsi que des fonctions de vente et de facturation. Toutefois, EDF et Gaz de France négociaient leurs propres contrats de concession, prenaient des décisions concernant les investissements sur les réseaux et fixaient les tarifs des services de manière indépendante. De même, EDF et Gaz de France prenaient en charge le marketing et l'animation du réseau de vente de manière indépendante.

Du fait de la libéralisation du secteur énergétique et des exigences des directives européennes imposant une séparation des activités de réseaux et des activités commerciales, le Groupe a transformé la structure organisationnelle de ses opérations de distribution :

- le Groupe a créé, au 1er juillet 2004, une nouvelle direction propre à Gaz de France en charge des réseaux de distribution, Gaz de France Réseau Distribution (« **GRD** »), qui a pour objet de :
  - définir les politiques techniques relatives au réseau,
  - définir et conduire les politiques d'investissement et de développement des actifs des réseaux de distribution concédés à Gaz de France,
  - négocier, cosigner et gérer les contrats de concession et leurs avenants,
  - assurer le caractère non discriminatoire du processus d'acheminement du gaz naturel et de l'accès au réseau de distribution,
  - assurer la responsabilité des relations courantes avec l'ensemble des autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités.

  GRD est ainsi responsable de la maîtrise d'ouvrage des réseaux de distribution du Groupe en France. De plus GRD assure l'allocation des quantités de gaz consommées par les clients entre les différents fournisseurs et facture aux utilisateurs l'acheminement du gaz sur le réseau de distribution en fonction du tarif proposé par la CRE et fixé par le ministre chargé de l'énergie. La gestion du réseau de distribution par GRD est indépendante des opérations de production et de fourniture de Gaz de France et un certain nombre de règles de gouvernement d'entreprise permettent de prévenir toute pratique discriminatoire en matière d'accès aux réseaux.

- Il a été créé conjointement avec EDF, au 1er juillet 2004, un opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz dénommé EDF Gaz de France Distribution (« EGD »). Pour ce qui concerne Gaz de France, EGD a pour missions :
  - la réalisation des travaux de construction, de développement et de maintenance du réseau de distribution de gaz,
  - l'exploitation technique du réseau et des ouvrages de distribution,
  - la réalisation des activités de comptage pour les clients alimentés en gaz,
  - les relations quotidiennes avec les collectivités locales et les autorités concédantes (relations courantes relatives à l'exploitation ordinaire des réseaux : programmation des travaux, information, etc.).

Les activités d'EDF Gaz de France Distribution sont exercées dans des conditions qui garantissent la séparation comptable et les intérêts stratégiques de chaque groupe. Il existe en son sein différentes catégories de charges :

- les charges afférentes aux activités d'EDF Gaz de France Distribution qui relèvent directement de l'une des entreprises, et ce quelle que soit

leur nature, sont directement imputées à cette entreprise. Elles ne donnent donc pas lieu à des flux financiers entre les deux entreprises. Ainsi, pour le personnel de l'opérateur commun affecté de manière fixe à des activités gaz uniquement, les charges correspondantes sont directement imputées à Gaz de France ;

- les charges relatives aux activités exercées de manière simultanée et indifférenciée pour le compte d'EDF et de Gaz de France, et ce quelle que soit leur nature, font l'objet d'une répartition entre les parties en application de clés de répartition contractuelles. Ces charges sont réparties entre EDF et Gaz de France à la source, c'est-à-dire dès le fait générateur de la dépense, et la quote-part revenant à chaque entreprise est directement enregistrée dans la comptabilité de l'entreprise concernée. Elles ne donnent donc pas non plus lieu à des flux financiers entre EDF et Gaz de France. La définition des éléments de calcul (assiette...) de chaque clé de répartition est identique entre EDF et Gaz de France. La clé de répartition la plus fréquemment utilisée est celle du nombre de points de livraison en électricité et en gaz. À 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 2005. Ainsi, pour le personnel de l'opérateur commun affecté de manière fixe à des activités mixtes électricité/gaz, les charges correspondantes sont directement réparties, et imputées en comptabilité, entre EDF et Gaz de France selon la clé de répartition applicable ;
- en revanche, certaines charges peuvent être d'abord comptabilisées dans les comptes de l'une des deux entreprises et ensuite donner lieu à refacturation à l'autre entreprise. Ainsi, certains membres du personnel de l'opérateur commun sont rattachés administrativement (et donc comptablement) à l'une des deux entreprises, mais peuvent, de manière variable, effectuer des tâches pour le compte de l'autre entreprise. Les heures travaillées pour l'autre entreprise sont collectées quotidiennement et sont refacturées chaque mois. En 2005, 69 millions d'euros ont ainsi été facturés par Gaz de France à EDF, et 76 millions d'euros ont été facturés par EDF à Gaz de France. De même, certaines prestations de service effectuées pour l'ensemble de l'opérateur commun sont assurées (et prises en charge comptablement) par l'une des deux entreprises, puis celle-ci refacture l'autre, toujours sur la base d'une clé de répartition contractuelle. Il s'agit principalement de l'informatique et des télécommunications, des services automobiles et de l'immobilier. En 2005, au titre de ces services communs, 99 millions d'euros ont ainsi été facturés par Gaz de France à EDF et 172 millions d'euros ont été facturés par EDF à Gaz de France.

Gestion de la clientèle

Jusqu'en 2007, les missions de Gaz de France (attribuées à EDF Gaz de France Distribution) vis-à-vis des clients non encore éligibles sont celles qui ont été définies en juillet 2004. Sont ainsi régies à la fois les relations entre EDF et Gaz de France ou entre distributeur et commercialisateurs.

La mission de gestion de la clientèle résidentielle non éligible est assurée par près de 8 000 conseillers « mixtes » au travers :

- de points d'accueil clients et de points de contacts en partenariat (« points services avec la poste » ainsi que de « points infos services et médiation », « points services particuliers » et « les maisons service public »), accessibles par près de 98 % de la population en moins de 20 minutes. Ces différents points ont géré environ 8,5 millions de contacts physiques en 2005 ;
- de plateaux clientèle qui assurent le back office et la réception d'appels en heures ouvrables ;
- de 7 centres d'appels nationaux accessibles 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24 qui ont traité environ 30 millions d'appels entrants en 2005.

Relations contractuelles entre EDF et Gaz de France au sein de l'opérateur commun

Dans le cadre de la mise en place de la nouvelle organisation en matière de distribution telle que décrite ci-dessus, EDF et Gaz de France ont conclu le 18 avril 2005 une convention visant à définir leurs relations vis-à-vis de l'opérateur commun, EDF Gaz de France Distribution, ses compétences et le partage des coûts résultants de son activité. Cette convention a été conclue pour une durée indéterminée et peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à renégocier une convention. Si à l'issue de ce délai, une nouvelle convention n'est pas conclue, il sera fait application de la procédure de règlement des différends décrite ci-dessous.

La convention prévoit qu'EDF Gaz de France Distribution conduit et met en œuvre les activités entrant dans le domaine de la distribution (qu'il s'agisse d'activités exercées par EDF Gaz de France Distribution pour le compte exclusif d'EDF ou de Gaz de France, ou d'activités exercées de façon simultanée et indifférenciée pour le compte des deux parties), et met en œuvre les politiques et décisions relatives aux missions qui lui sont confiées dans une logique de recherche de performance. EDF Gaz de France Distribution est solidairement responsable avec chaque gestionnaire du réseau de distribution (EDF Réseau de Distribution et Gaz de France Réseau de Distribution) de la performance des activités de distribution qui leurs 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'EDF Gaz de France Distribution (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'EDF Gaz de France Distribution. En cas de décision d'une entreprise ayant un impact, notamment économique, sur l'autre entreprise au travers d'EDF Gaz de France Distribution, une étude d'impact est conduite, et le préjudice éventuel est compensé par le versement d'une indemnité financière et/ou par modification de l'accord conclu entre les deux entreprises. Les décisions relatives aux activités mixtes sont prises en commun par les deux entreprises.

Deux instances permettent de prendre les décisions communes aux deux entreprises concernant la gouvernance d'EDF Gaz de France Distribution. Les missions respectives de chaque instance sont établies en cohérence avec les délégations de pouvoirs conférées aux différents responsables :

- un comité traite des aspects de pilotage qui sont propres aux missions confiées aux gestionnaires de réseau ; il est composé de deux

responsables des gestionnaires de réseau de distribution de chacun des deux groupes ; ces responsables disposent chacun d'un droit de vote égal ; le directeur d'EDF Gaz de France Distribution participe également à ce comité mais ne dispose pas d'un droit de vote ; et

- un directoire au niveau de chacun des deux groupes est chargé de veiller à la cohérence des politiques générales des deux groupes vis-à-vis d'EDF Gaz de France Distribution et prend les décisions qui ne sont pas du ressort des gestionnaires de réseau ; il est composé de deux responsables de chacun des deux groupes qui disposent d'un droit de vote égal.

Ni EDF, ni Gaz de France ne peuvent en conséquence se voir imposer de décision sans l'accord de l'autre partie. Par ailleurs, l'article 5 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 dans sa rédaction issue de l'article 2 de la loi du 9 août 2004 dispose que « chacune des sociétés assume les conséquences de ses activités propres dans le cadre des services communs non dotés de la personnalité morale ».

D'autre part, la convention peut être modifiée :

- À l'initiative d'EDF et Gaz de France. À 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, la première de ces rencontres devant avoir lieu avant le 31 décembre 2006.
- En cas de changement de loi. La convention devra être adaptée, tout en respectant l'équilibre global de la convention, 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 évènement fiscal, juridique, économique, financier ou autre, ou à un contentieux, entraînant des conséquences, notamment financières, importantes pour cette partie ; ou
  - des dispositions de la convention viendraient à être irrégulières ou illégales, ayant pour effet d'augmenter les coûts engendrés pour cette partie par les obligations souscrites aux termes de la convention, de réduire de façon significative les avantages que cette partie retire de la convention ou encore de rendre la convention irrégulière ou illégale ;

la partie concernée en avisera immédiatement l'autre partie. Les parties négocieront de bonne foi afin de prendre en compte ces circonstances nouvelles.

Par ailleurs, la convention organise les modes de règlement des différends entre les parties. En cas de différend relatif à la convention, les parties devront se réunir pour mettre en place tous moyens nécessaires pour parvenir à un accord amiable sur la résolution de leur différend dans un délai maximal d'un mois à compter de cette réunion. À défaut d'accord amiable à l'issue de ce délai, et dès lors que l'examen du litige ne porte pas atteinte à l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau de distribution, EDF et Gaz de France transmettront d'un commun accord sans délai, dans les règles de confidentialité requises, aux membres du directoire mentionné ci-dessus qui ont reçu délégation à cet effet, les éléments du litige afin de rechercher une solution amiable dans un délai de 20 jours.

À 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.

EGD gère encore la fourniture de gaz naturel (vente et facturation) pour les clients non éligibles (clients particuliers). Les charges de cette activité sont intégralement répercutées par le segment Distribution France au segment Achat-Vente d'Énergie. Il est prévu de transférer au segment Achat-Vente d'Énergie tout ce qui concerne la fourniture de gaz (vente et facturation) pour les clients particuliers d'ici la libéralisation totale du marché du gaz en juillet 2007.

6.1.3.2.2.2.4. Accès aux réseaux de distribution

GRD donne un accès transparent et non discriminatoire à son réseau de distribution aux acheteurs de gaz éligibles, aux fournisseurs ou à leurs mandataires. Comme dans le cas du réseau de transport, GRD publie les conditions générales d'utilisation des ouvrages et installations de distribution, et les communique à la CRE.

Les utilisateurs des réseaux de distribution de GRD doivent respecter les conditions générales de cet accès. Les expéditeurs qui sont, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire, signent un contrat d'acheminement avec GRD. Le contrat d'acheminement contient notamment :

- les conditions de rattachement des points de livraison au contrat d'acheminement ;
- les conditions tarifaires (prix et compléments éventuels) ;
- les règles de détermination des quantités acheminées ;
- les modalités de facturation.

Le contrat de livraison organise dans la durée les relations entre les clients éligibles et GRD et définit les conditions de livraison. Il peut revêtir deux formes :

- soit la forme d'un contrat spécifique adapté aux besoins du client (appelé alors « contrat de livraison direct ») ;
- soit la forme de conditions standard de livraison fixées de façon uniforme pour tous les clients n'ayant pas de besoin particulier.

6.1.3.2.2.2.5. Tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution

GRD applique en 2005 les tarifs fixés par les pouvoirs publics par le décret du 11 janvier 2005 et par l'arrêté du 14 janvier 2005. Ces tarifs avaient fait l'objet, le 19 décembre 2003, d'une proposition élaborée par la CRE. Le taux de rémunération appliqué à la base d'actifs régulés est de 7,75 % 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 2005 ont été déterminés s'élève à 11 742 millions d'euros au 1er janvier 2004. À titre d'information, Gaz de France estime que le niveau de la base d'actifs régulés au 1er janvier 2006 s'élève à 12 455 millions d'euros, en tenant compte des investissements budgétés en 2006 et des actifs qui seront intégralement amortis en 2006.

Les mêmes tarifs d'utilisation du réseau de distribution sont pratiqués sur l'ensemble des zones exploitées par le distributeur Gaz de France. Ils comportent quatre options tarifaires principales dépendant uniquement des caractéristiques de consommation du client final concerné :

- trois options de type binôme qui comprennent chacune un abonnement et un terme proportionnel aux quantités livrées ;
- une quatrième option de type trinôme qui comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées.

Un tarif complémentaire, dit de « proximité », est destiné aux consommateurs importants situés à proximité immédiate du réseau de transport. Il comporte un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance du réseau de transport.

Gaz de France a fourni à la CRE, d'avril à octobre 2005, un ensemble d'éléments nécessaire à l'élaboration d'une nouvelle grille tarifaire pour l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel. La CRE a transmis le 26 octobre 2005 au ministre chargé de l'énergie sa proposition tarifaire en vue d'une application à compter du 1er janvier 2006. Le décret du 27 décembre 2005 a officiellement approuvé cette proposition. Les tarifs sont conçus pour s'appliquer pendant environ deux ans.

Pour l'élaboration de ces tarifs, la Commission de Régulation de l'Énergie a appliqué les principes suivants :

- les tarifs couvrent les charges d'exploitation et les charges de capital (méthode dite du « cost plus ») ;
- les charges d'exploitation sont déterminées conformément aux résultats de l'audit des comptes de Gaz de France mené en 2004/2005 par la CRE. Elles intègrent en outre les conséquences de la réforme des retraites (prise en compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) mise en place début 2005) ;
- les méthodes de calcul des charges de capital sont reconduites. En particulier, les bases d'actifs régulés (BAR) progressent entre les deux périodes de régulation à hauteur des investissements et de l'inflation. Elles diminuent à hauteur des amortissements et des déclassements. Les actifs mis en service jusqu'au 31 décembre 2002 sont intégrés dans la BAR pour leur valeur nette (déduction faite des financements des tiers), ceux mis en service à compter du 1er janvier 2003 sont intégrés à leur valeur brute ;
- le taux de rémunération des BAR est estimé sur la base du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Dans le détail, les propositions de la CRE sont les suivantes à partir du 1er janvier 2006 :

- la base d'actifs régulés (BAR) retenue est de 12 455 millions d'euros. Elle progresse de 6 % par rapport à celle retenue pour le précédent tarif (11 742 millions d'euros) ;
- le taux de rémunération réel avant impôt est déterminé par la Commission de Régulation de l'Énergie conformément au tableau ci-dessous :

Détermination du taux de rentabilité réel avant impôt

Taux sans risque	2,4 %
Spread dette	0,3 %
Prime de risque (réelle)	4,5 %
Bêta	1 %
Levier	40 %
Taux de l'impôt sur les sociétés	33,33 %
Coût de la dette (réel)	2,7 %
Coût des fonds propres (réel)	10,3 %
Coût moyen pondéré du capital (réel)	7,25 %

Source : Commission de Régulation de l'Énergie.

La diminution du taux de 7,75 % à 7,25 % reflète les évolutions intervenues sur les marchés de capitaux depuis l'élaboration du précédent tarif (baisse du taux sans risque et des spreads) :

- le montant des charges à couvrir s'établit au total à 2 689 millions d'euros pour 2006 ;
- l'hypothèse de volumes acheminés retenue pour 2006 est de 339 TWh contre 326 TWh pour le précédent tarif ;
- entre 2006 et 2007, les revenus évolueront en fonction des volumes effectifs (cette progression peut être estimée à 2 %).

Globalement, cette proposition conduit à une baisse du tarif unitaire (y compris CTA) de 0,7 % en euros courants.

Gaz de France estime que cette proposition conduirait, toutes choses égales par ailleurs, à une progression de l'excédent brut opérationnel du distributeur de l'ordre de 2 %.

6.1.3.2.2.2.6. Relations avec la CRE

Le catalogue de prestations (prestations aux fournisseurs ou aux clients finaux) non couvertes par le tarif d'acheminement a été mis à jour en octobre 2005 après présentation aux services de la Commission de Régulation de l'Énergie.

Le distributeur Gaz de France a élaboré en 2005 un code de bonne conduite contenant les mesures d'organisation interne prises pour prévenir toute pratique discriminatoire en matière d'accès au réseau, pour garantir la protection des informations commercialement sensibles et pour assurer la transparence en matière d'informations pour l'accès au réseau. Ce code est applicable à l'ensemble des activités de distribution. Il a fait l'objet d'une présentation à la CRE en juin 2005. Le distributeur, sur la base d'audits, a rédigé un rapport sur la mise en œuvre effective de ce code. Ce rapport a été transmis à la CRE 29 septembre 2005 et présenté au conseil d'administration de Gaz de France le 16 novembre 2005. Enfin la CRE a publié sur son site le 6 décembre 2005 son rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Pour le distributeur Gaz de France les principales observations sont les suivantes :

- le code est publié sur le site Internet du distributeur, mais il est encore difficile d'accès aux utilisateurs ;
- les directeurs de GRD et d'EGD s'engagent dans une action prioritaire de mise en œuvre du code, le contrôle opérationnel de cette mise en œuvre est confié à la délégation de l'audit du GRD ;
- le code consacre une part insuffisamment large à l'organisation du contrôle et au traitement des réclamations ;
- des formations spécifiques sont assurées pour les métiers spécialement exposés aux risques de discrimination et de divulgation d'informations commercialement sensibles (« ICS »);
- une attention particulière a été portée sur les agents mixtes d'EGD en raison de leur intervention sur les deux énergies, la coordination devra être renforcée avec le distributeur électricité pour l'évolution des codes respectifs ;
- des indicateurs de suivis des engagements ont été mis en place et communiqués à la CRE ;
- les mesures immobilières de séparation et de protection des locaux devront se poursuivre en 2006 et 2007 ;
- la dénomination du distributeur et son identité visuelle ne devraient plus faire référence au fournisseur ;
- des mesures garantissant que les intérêts professionnels des personnes assurant les fonctions de direction leur permettant d'agir en toute indépendance, sans être soumis à des pressions de la part de la maison mère, devraient figurer dans les statuts ou dans les règles internes de la maison mère ;
- d'une manière générale, le code actuel ne met pas suffisamment l'accent sur l'obligation de la non-discrimination en donnant une place prépondérante à la protection des ICS.

D'autre part, la CRE a ordonnancé 3 audits au sein du GRD au cours de l'année 2005. Ils portent sur les thèmes suivants :

- la rentabilité des investissements réalisés par Gaz de France pour le développement du réseau de distribution de gaz naturel ;
- le système d'information traitant depuis le 1er juillet 2004 les processus d'acheminement et les relations avec les fournisseurs et les clients finals ;
- le calcul des profils de consommations par type de clients ;
- les résultats des deux derniers audits ont été débattus en septembre 2005 et les recommandations sont en cours de mise en œuvre. Les conclusions du premier audit ont été diffusées au cours du 1er trimestre 2006. Globalement, la rentabilité des investissements de développement du distributeur a été confirmée à partir de l'échantillon de chantiers investigués. La CRE a formulé des recommandations en termes de mise de l'ensemble du processus de décision sous assurance qualité, d'ordonnancement de contrôles ex-post systématiques et de traçabilité des informations des affaires. Ces recommandations étaient déjà, pour partie, mises en oeuvre dans les nouvelles procédures en place depuis le 1er juillet 2004. Leur complément sera intégré en 2006, en particulier l'organisation des contrôles a posteriori des chantiers.

6.1.3.2.3. Transport-Distribution International

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel du segment

En millions d'euros	2005	2004 *
Chiffre d'affaires (avant éliminations)	2 283	1 467
Dont chiffre d'affaires avec les tiers	*2 257*	*1 427*
Excédent brut opérationnel	344	400
Quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	34	3

(*) *Retraités IFRS, pro forma post-réforme du financement du régime des retraites, non audités.*

6.1.3.2.3.1. Stratégie du segment Transport-Distribution International

Gaz de France entend participer activement au mouvement de consolidation des sociétés du domaine de l'énergie en Europe, sur la base de l'expérience acquise sur son marché domestique et sur les zones où il est implanté. La mise en œuvre de cette stratégie par le Groupe comprend deux axes :

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

Le Groupe dispose de participations dans plusieurs sociétés exploitant des gazoducs situés sur les routes d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe de l'Ouest, ainsi que dans des sociétés exploitant des systèmes de transport et de distribution dans les pays tels que l'Allemagne, la Belgique, la Slovaquie, l'Autriche, l'Italie, la Roumanie et la Hongrie. Certaines de ces sociétés exercent aussi des activités de commercialisation auprès de 2,7 millions de clients dans le monde (quote-part Gaz de France), auxquels elles ont vendu 75 TWh de gaz naturel en 2005 (quote-part Gaz de France).

Le Groupe détient par ailleurs des participations dans des sociétés en Amérique du Nord et centrale, ainsi que dans un terminal méthanier en Inde.

6.1.3.2.3.2. Description des activités

6.1.3.2.3.2.1. Les faits marquants de l'année 2005

Le Groupe est devenu le 31 mai 2005 l'actionnaire majoritaire de Distrigaz Sud, distributeur de gaz naturel en Roumanie. Cette acquisition permet à Gaz de France de développer sa position d'acteur majeur de l'énergie en Europe, en renforçant notamment sa position en Europe centrale et orientale, où le Groupe est déjà présent en Hongrie et en Slovaquie. Elle lui permet également d'accéder à un marché émergent de plus de 22 millions d'habitants à forte tradition gazière (la Roumanie produit près des deux tiers de sa consommation). De plus, le processus en cours d'intégration du pays à l'Union Européenne contribue à sa stabilité macroéconomique et financière.

Le Groupe a acquis le 28 septembre 2005 à Bruxelles une participation indirecte de 25,5 % dans le capital de la Société de Production d'Électricité (« SPE »), via la holding commune Segebel détenue à 50/50 en partenariat avec Centrica. Cette nouvelle société est dès à présent le deuxième acteur énergétique du marché belge. Elle couvre au total près d'un million de clients électricité, 400 000 clients gaz, 7 TWh de production d'électricité, 10 TWh de ventes d'électricité et 12 TWh de ventes de gaz. Elle apporte ainsi une contribution significative au Groupe dans son positionnement sur l'ensemble des métiers de l'énergie dans le marché nord européen.

Sur ces acquisitions, voir également le chapitre 22 – « Contrats importants ».

En 2005 Gaz de France a poursuivi sa sortie d'Amérique du Sud. En Argentine, le Groupe a cédé les 15 % qu'il détenait encore dans GasNEA, concessionnaire pour la distribution de gaz dans cinq provinces du nord du pays. En Uruguay, le Groupe a signé le 24 novembre un contrat avec Petrobras (Brésil) de vente de la participation de 51 % qu'il détenait dans Gaseba Uruguay, distributeur de gaz naturel de la ville de Montevideo. La cession effective, dans l'attente des autorisations administratives locales, est prévue au cours du premier semestre 2006.

6.1.3.2.3.2.2. Description de l'activité par pays

6.1.3.2.3.2.2.1. Europe

Italie

Le Groupe détient une participation de 44 % dans la société de distribution **Arcalgas Progetti**, de 42,6 % dans la société de commercialisation **Arcalgas Énergie** et de 40 % dans la société **Italcogim**.

Le solde du capital de ces sociétés est détenu par leurs actionnaires historiques. Gaz de France dispose d'une option d'achat qui lui permettra de détenir 100 % du capital des sociétés Arcalgas Progetti et Arcalgas Énergie. Ces options sont exerçables à partir de mai 2006 pendant quatre mois. Les vendeurs disposent pour leur part d'une option de vente sur la totalité de leur participation dans ces deux sociétés exerçable pendant la même durée. Gaz de France dispose d'options d'achat lui permettant de détenir 100 % du capital social d'Italcogim, exerçables jusque début août 2008. Le vendeur dispose d'une option de vente portant sur sa participation, exerçable en août 2008 et pour une durée de six mois. Ces options sont exerçables pour un montant total de 393 millions d'euros (276 millions d'euros pour la société Italcogim et 117 millions d'euros pour les sociétés Arcalgas, en augmentation de 13 millions d'euros correspondant à une compensation partielle pour le vendeur d'une minoration des dividendes distribués).

Au 31 décembre 2005, Arcalgas Énergie desservait près de 193 000 clients particuliers et 207 clients industriels et près de 14 800 clients tertiaires grâce au réseau d'Arcalgas Progetti long de 3 790 kilomètres situé dans 163 concessions au nord de l'Italie. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2005, Arcalgas Énergie a vendu 5,2 TWh de gaz naturel.

Au 31 décembre 2005, Italcogim desservait près de 570 000 clients particuliers et tertiaires et 226 clients industriels grâce à un réseau de 7 826 kilomètres situé dans 255 concessions principalement dans le sud de l'Italie (Pouilles), au centre (sud de Rome) et dans le nord (environ de Milan, nord-est). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2005, Italcogim a vendu environ 8,6 TWh de gaz naturel.

Avec ces participations, Gaz de France poursuit un objectif de développement en Italie où existent des opportunités d'investissement.

Son objectif est d'accroître significativement sa part de marché en répondant aux appels d'offres de concessions et par rachat de sociétés de distribution et commercialisation dans des villes de taille moyenne et en s'appuyant sur ses capacités d'approvisionnement dans le pays (voir chapitre 4 – « Facteurs de risques »).

Allemagne

MEGAL GmbH & Co.KG (« **MEGAL** ») (détenue à 44 % par le Groupe[13], 51 % par E.On Ruhrgas et 5 % par le groupe ÖMV (société énergétique autrichienne)) est une société de droit allemand domiciliée à Essen ; cette société est propriétaire des ouvrages qu'elle doit construire et exploiter pour permettre aux gestionnaires du réseau de transport, E.on Ruhrgas Transport et Gaz de France Deutschland Transport (GDF DT), d'assurer les services de transport et de transit du gaz qu'elles proposent dans le sud de l'Allemagne. MEGAL possède un réseau cumulé de canalisations de 1 075 kilomètres de long reliant les frontières tchèque et autrichienne à la frontière française.

GDF DT, détenue à 100 % par le Groupe, a démarré son activité opérationnelle de commercialisation des capacités le 1er octobre 2005. Il dispose à cette date de 58,7 % des capacités du réseau Megal.

Le Groupe a acquis en 1998 **GASAG** AG, distributeur de gaz naturel sur le territoire du Land de Berlin en vertu d'un contrat de concession exclusive sur la période 1998-2004. Cette participation constitue pour Gaz de France une position stratégique en Allemagne, premier marché gazier européen. La société est détenue à 31,6 % par le Groupe, 31,6 % par Vattenfall Europe (société d'électricité suédoise) et 36,85 % par E.On-Ruhrgas. 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 2005, le groupe GASAG desservait plus de 783 000 clients, principalement particuliers, à Berlin et dans le Brandebourg, grâce à des réseaux de distribution longs de 11 360 kilomètres. Les ventes consolidées de gaz du groupe GASAG en 2005 se sont élevées à 25,5 TWh pour un chiffre d'affaires consolidé de 1 milliard d'euros. GASAG possède et exploite également des installations de stockage d'une capacité utile de 380 millions de mètres cubes.

Vattenfall Europe et Gaz de France ont signé un pacte d'actionnaires régissant leur contrôle conjoint de GASAG qui expire en 2018 et sera résiliable chaque année à partir du 31 décembre 2007.

GASAG recherche un développement de ses ventes dans un contexte d'ouverture des marchés et de contrainte sur les tarifs avec un objectif de porter sa part du marché berlinois du chauffage de 46 % en 2004 à 51 % en 2010.

Belgique

Segeo est détenue à 25 % par le Groupe et à 75 % par Fluxys et possède au 31 décembre 2005 une canalisation de 160 kilomètres allant des Pays-Bas à la France, transportant principalement du gaz provenant de mer du Nord. Le Groupe a souscrit 80 % des capacités de cet ouvrage jusqu'en 2028.

Gaz de France et Centrica ont acquis le 28 septembre 2005, par le biais de leur filiale commune Segebel détenue à 50/50, une participation de 51 % dans SPE, ce qui donne une participation indirecte pour le Groupe de 25,5 % dans SPE. Avec cette acquisition, un ensemble a été constitué autour de SPE qui regroupe SPE proprement dit, Luminus, société de commercialisation créée par Centrica et les intercommunales flamandes de distribution et enfin ALG Négoce, société de commercialisation créée par Gaz de France et l'Association Liégeoise du Gaz. Le partenariat ainsi constitué permettra à Gaz de France de développer sa contribution à la production et la commercialisation d'énergie sur le marché belge.

SPE, deuxième producteur d'électricité en Belgique, dispose de 1 600 MW 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. Par ailleurs l'ensemble SPE commercialisera 10 TWh de ventes d'électricité à près d'un million de clients et 12 TWh de ventes de gaz à 400 000 clients.

Gaz de France et Centrica ont défini dans un pacte d'actionnaires de Segebel des droits de gouvernance qui les placent sur un pied d'égalité, en particulier leur attribuant des droits de préemption réciproques en cas de cession. De même, un pacte entre les actionnaires de SPE définit une interdiction de transfert des titres pendant trois ans et des droits de préemption réciproques et des droits de suite au bénéfice des minoritaires pendant les sept années suivantes.

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, État devenu membre de l'Union Européenne le 1er mai 2004. 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'État slovaque détient le solde du capital. Gaz de France et E.On-Ruhrgas, au titre du pacte qui lie SGH à l'État slovaque, ont le contrôle conjoint du management de la société (quatre membres du Directoire sur un total de sept). Avec SPP, Gaz de France a réalisé son investissement le plus important hors de France. Il faut noter le fait que la société gazière fait transiter 90 % du gaz russe destiné à l'Union Européenne par ses infrastructures.

SPP détient et exploite le réseau de transport et distribution de gaz de Slovaquie d'une longueur totale de 32 800 kilomètres au 31 décembre 2005. La portion du réseau de SPP faisant partie du gazoduc de transit est-ouest mesure 2 300 kilomètres et s'étend de la frontière ukrainienne aux frontières tchèque et autrichienne. Ce gazoduc a une capacité totale de 95 milliards de mètres cubes par an. SPP réserve contractuellement 95 % de la capacité de son réseau de transit à des clients tels que Gazprom (jusqu'en 2008), Wintershall (premier producteur allemand de pétrole et de gaz naturel), VNG (société allemande de négoce et de services dans le domaine du gaz) et Transgas (société gazière tchèque). La capacité réservée par Gazprom inclut une partie utilisée pour le transport du gaz naturel à destination de la France. Le système de transit de SPP inclut quatre stations de compression le long de ce gazoduc, avec une puissance totale de 1 100 mégawatts.

(13) *Comme indiqué à la page 67 du Document de Base, MEGAL était précédemment détenue à 43 % par le Groupe, à 50 % par E.On Ruhrgas, à 5 % par le groupe ÖMV et à 2 % par Stichting Megal. Stichting Megal, fondation de droit néerlandais détenue à parts égales par le Groupe et E.On Ruhrgas, a cédé le 9 septembre 2005 sa participation dans MEGAL à ses deux fondateurs. Par conséquent, la part du capital de MEGAL détenue par le Groupe est montée à 44 %, et celle de E.On Ruhrgas est montée à 51 %.*

En Slovaquie SPP a vendu 70 TWh de gaz naturel à plus d'1,4 million de clients au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2005. À cette date, SPP détenait 100 % du marché des clients éligibles.

Par ailleurs SPP détient 56 % de Nafta, propriétaire et exploitant d'installations de stockage de gaz naturel en Slovaquie avec une capacité d'environ 1,7 milliard de mètres cubes. SPP possède également des installations de stockage en République tchèque, via sa filiale à 50 % SPP Bohemia. Enfin SPP détient 35 % de la société Pozagas, en commun avec Nafta (35 %) et Gaz de France (30 %), société qui possède des installations de stockage situées près des réseaux de transport de SPP avec une capacité utile de 620 millions de mètres cubes et dont Nafta est l'opérateur.

SPP dispose contractuellement de 300 millions de mètres cubes de capacité dans ces installations, Gaz de France et ÖMV de 160 millions de mètres cubes chacun jusqu'en 2012.

Autriche

BOG (détenue à 44 % par le Groupe, à 51 % par ÖMV et à 5 % par E.On-Ruhrgas) dispose du droit de commercialiser jusqu'en 2014 les capacités d'une canalisation de 250 kilomètres détenue par ÖMV allant de la frontière slovaque à la frontière allemande avec une connexion à la canalisation de transport MEGAL qui a été construite à la même époque pour acheminer le gaz russe vers l'Europe occidentale. En 2005, le Groupe utilisait 72 % de la capacité de cette canalisation.

Le Groupe détient 20 % de la Société d'Investissement en Autriche (SIA), en partenariat avec EDF (80 %), société qui détient elle-même 25 % plus une action de la holding ESTAG (correspondant à la minorité de blocage en droit autrichien). Le Land de Styrie détient le solde des actions d'ESTAG et a conclu avec SIA un pacte d'actionnaires qui donne à SIA des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. En particulier, Gaz de France dispose d'un représentant au Conseil de Surveillance de ESTAG et d'un autre au Conseil de Surveillance 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. 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).

Le Portugal a obtenu une dérogation lui permettant de ne pas transposer la directive européenne sur le gaz avant 2007. De fait, le marché sur la zone de concession de Portgas n'est pas ouvert à la concurrence. Au 31 décembre 2005, Portgas desservait plus de 145 000 clients grâce à un réseau de 2 425 kilomètres.

Espagne

Gaz de France détient 12 %, aux côtés de six autres partenaires, de la société d'études du projet Medgaz, qui doit relier directement l'Algérie à l'Espagne par un gazoduc d'une capacité de huit milliards de m^3 par an. En 2005, le projet a été déclaré prioritaire par le gouvernement espagnol et la consultation publique en vue d'obtenir le permis de construire sur le territoire a démarré. De leur côté les autorités algériennes ont délivré un permis de construire sur le territoire algérien.

Hongrie

Egaz (détenue à 99,4 % par le Groupe) et Degaz (détenue à 99,8 % par le Groupe) sont deux distributeurs et vendeurs de gaz naturel sur le marché hongrois. La participation répond à la stratégie du Groupe de développement en Europe avec pour objectif de desservir entre 20 et 25 % du marché hongrois de la distribution, le pays étant appelé à devenir une zone de transit vers les pays du sud. Au 31 décembre 2005, leurs réseaux de distribution totalisaient plus de 22 700 kilomètres et desservaient plus de 764 000 clients avec un chiffre d'affaires consolidé de 547 millions d'euros. Acquises en contrôle majoritaire en 1995, ces Sociétés ont soutenu de manière constante d'importants progrès de productivité et de développement. Elles poursuivent leur adaptation à l'évolution de la réglementation et au développement de la concurrence dans un pays dont la croissance est soutenue et qui vient de rejoindre l'Union Européenne.

Roumanie

Afin de renforcer sa présence en Europe centrale et orientale, Gaz de France a signé le 18 octobre 2004 un contrat pour acquérir 51 % du capital de la société roumaine de distribution **Distrigaz Sud**, le solde du capital de cette société restant détenu par l'État roumain. La transaction, finalisée le 31 mai 2005, donne au Groupe une position importante sur un marché prometteur, dans un pays qui va entrer à brève échéance dans l'Union Européenne. Distrigaz Sud dessert en gaz naturel près de 1 000 000 de clients grâce à un réseau de distribution de 14 261 kilomètres. Les ventes de cette société se sont élevées à environ 44 TWh en 2005.

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 seront 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 1er juin des années 2010 à 2013. Gaz de France dispose de son côté d'une option d'achat pendant 120 jours à compter du 1er juin de chaque année à partir de 2014. Le prix de transfert pour ces options est défini comme un multiple, de 7,75 à 8,25 selon les années, de l'EBITDA de la société, diminué de la dette nette et multiplié par le pourcentage de participation transféré.

Pologne

Le Groupe est actionnaire minoritaire (22,2 %) à coté d'EDF (77,44 %) du cogénérateur EC Wybrzeze dans la région de Gdansk. ECW dispose d'une capacité de production électrique installée de 330 MW, principalement à partir de charbon, et alimente les réseaux urbains de chaleur des villes de Gdansk et Gdynia. La participation répond à un objectif de développement dans un pays qui vient de faire son entrée dans l'Union Européenne, dont le secteur énergétique est en pleine évolution et promis à un fort développement gazier à moyen terme.

Une convention d'actionnaires datant de juillet 2000 donne à Gaz de France une option de vente de la totalité de sa participation, exécutable entre le 15 janvier 2005 et le 15 janvier 2008 au prix initial d'achat des actions (soit 172 euros par action) + 6,5 % par an et une option d'achat lui permettant d'augmenter sa participation dans la société à 25 % + une action, exécutable entre le 15 janvier 2005 et le 15 janvier 2008, aux mêmes conditions et dans le cas d'une alimentation au gaz des installations.

6.1.3.2.3.2.2.2. Au-delà de l'Europe

Canada

Gaz Métropolitain (détenu indirectement à 13,2 % par le Groupe) est le troisième distributeur de gaz naturel au Canada et l'unique distributeur de gaz dans l'État du Vermont aux États-Unis. Au 31 décembre 2005, Gaz Métropolitain desservait plus de 200 000 clients à partir de réseaux de distribution totalisant plus de 10 000 kilomètres.

Intragaz (détenu indirectement à 40 % par GDF Québec) détient le droit de gérer et d'exploiter des installations de stockage au Québec avec une capacité utile de 140 millions de mètres cubes au 31 décembre 2005. La capacité de stockage est entièrement utilisée contractuellement par Gaz Métropolitain.

Mexique

Le groupe détient, par l'intemédiaire de filiales détenues à 100 % (Consorcio 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 210 000 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 2005. Il a vendu plus de 5 TWh à ses clients directs et acheminé plus de 13 TWh pour le compte de tiers.

Le Groupe Gaz de France est le propriétaire unique du gazoduc Bajio de 200 kilomètres de long dans le centre du Mexique. Transnatural, une société commune du Groupe avec Gas Natural, gazier historique espagnol, dans laquelle chaque partie détient 50 % du capital, a contractuellement réservé pour 30 ans toute la capacité de ce gazoduc pour la revendre auprès d'industriels et de Gas Natural Mexico, un distributeur mexicain de gaz, filiale de Gas Natural.

Le Groupe détient 67,5 % de Energia Mayakan (société propriétaire du gazoduc Mayakan), d'une longueur de 700 kilomètres, situé dans la péninsule du Yucatan. CFE, la société nationale d'électricité du Mexique, a contractuellement réservé 95 % 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.

Amérique du Sud

En Uruguay, le Groupe a signé en novembre 2005 avec Petrobras la cession de la participation de 51 % qu'il détient dans Gaseba Uruguay, société de distribution de gaz de Montevideo. Il négocie actuellement les autorisations nécessaires à cette cession avec les autorités uruguayennes.

En Argentine, le Groupe a cédé en juin 2005 les 15 % qu'il détenait encore dans GasNEA, société concessionnaire de la distribution du gaz naturel dans cinq provinces au nord-est de l'Argentine. Le Groupe négocie actuellement la fin de son mandat d'opérateur technique de GasNEA.

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'État du Gujarat.

Le Groupe est partenaire du projet de Dahej dans le cadre d'un contrat de service conclu avec Petronet LNG qui prévoit une assistance technique pour l'exploitation et la maintenance des équipements. Il 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 5 millions de tonnes de GNL par an à 10 millions de tonnes avec une mise en service prévue en 2009. De plus la Société a décidé de construire un deuxième terminal à Kochi dans l'État du Kerala.

6.1.4. Environnement législatif et réglementaire en France

La production, le transport et la distribution (ces activités incluant la fourniture de gaz naturel) ont été nationalisés par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 et l'exploitation du quasi-monopole en résultant avait été confiée par cette loi à Gaz de France. Ces divers monopoles ont évolué au fil du temps, notamment à la suite de l'adoption de plusieurs textes d'origine communautaire visant à créer un marché intérieur du gaz naturel au sein de l'Union Européenne. L'ouverture des marchés poursuivie au niveau européen implique en particulier la possibilité pour les clients établis dans un État membre de s'adresser au producteur ou au fournisseur de leur choix dans le même État membre ou dans un autre État membre.

Commencée en 1990, l'ouverture progressive des marchés nationaux du gaz s'est faite notamment à travers deux directives : la directive 98/30 du 22 juin 1998 et la directive 2003/55 du 26 juin 2003.

La directive 98/30 prévoyait que seuls les clients dits « éligibles », notamment ceux dont la consommation annuelle de gaz par site dépassait un certain seuil, pouvaient choisir leur fournisseur. Elle a été transposée en France par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003.

La directive 2003/55 a abrogé la directive 98/30 et a renforcé l'ouverture des marchés gaziers. Cette ouverture complémentaire s'adresse à l'ensemble des clients autres que les clients particuliers (les clients achetant du gaz non destiné à leur usage domestique) à compter du 1er juillet 2004, et s'appliquera à l'ensemble des clients à compter du 1er juillet 2007. La directive 2003/55 a été transposée en France pour l'essentiel par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, certaines dispositions de la directive ayant été intégrées dans le droit français avant cette transposition.

Les directives successives et leurs lois de transposition (3 janvier 2003 et 9 août 2004) prévoient en outre des dispositions visant à garantir un accès non discriminatoire aux principales infrastructures (réseaux de transport et de distribution de gaz, installations de GNL et stockages de gaz), ainsi que, lorsque l'entreprise est intégrée, c'est-à-dire exerce plusieurs activités dans le domaine du gaz naturel, la mise en place d'une séparation comptable entre les différentes activités gazières à laquelle s'ajoute la séparation fonctionnelle des activités de gestion des réseaux (qui va même jusqu'à la séparation juridique pour le réseau de transport de gaz) par rapport aux activités de production et de fourniture, sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Énergie (la « CRE »).

La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique est venue compléter et modifier cet ensemble législatif.

6.1.4.1. La fourniture en France

6.1.4.1.1. Les clients éligibles et non éligibles

La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 et le décret n° 2003-302 du 1er avril 2003 modifié par le décret n° 2004-420 du 18 mai 2004 définissent comme éligibles tous les clients non particuliers, c'est-à-dire tous les clients achetant du gaz naturel non destiné à leur usage domestique, quel que soit leur seuil de consommation de gaz.

L'éligibilité des clients leur permettant de s'adresser aux fournisseurs de leur choix est appréciée en fonction du site de consommation de gaz. Un tel site est constitué par l'établissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements ou, à défaut, pour les sites qui ne sont ni industriels ni commerciaux, par le lieu de consommation du gaz. Les ménages restent exclus de l'éligibilité jusqu'au 1er juillet 2007.

Un consommateur éligible dont la consommation annuelle est inférieure à 100 000 kilowattheures doit, pour exercer son droit à l'éligibilité, adresser à son fournisseur une déclaration écrite attestant qu'il satisfait aux conditions d'éligibilité définies par le décret du 1er avril 2003 tel que modifié par le décret du 18 mai 2004.

Le droit français prévoit qu'un client éligible peut, le cas échéant par l'intermédiaire de son mandataire, s'approvisionner en gaz naturel auprès du fournisseur de son choix. Lorsqu'un client veut exercer son éligibilité, il peut résilier de plein droit le contrat de transport et de fourniture conclu à un tarif réglementé moyennant un préavis de 30 jours. Dans les faits, Gaz de France a, dès le 10 août 2000 (date à laquelle la directive 98/30 devait être transposée en droit français), mis en œuvre les dispositions de la directive relative à l'éligibilité permettant à ses clients éligibles d'exercer leur faculté de choix. Si, en revanche, le client éligible n'exerce pas son droit de s'adresser au fournisseur de son choix pour un site, il conserve pour ce site le contrat de fourniture de gaz naturel en vigueur à la date à laquelle il est devenu éligible, dont les clauses tarifaires se voient appliquer, le cas échéant, les mêmes évolutions que celles applicables aux tarifs de vente de gaz aux clients non éligibles.

La loi du 9 août 2004 impose la séparation comptable des activités de fourniture de gaz aux clients éligibles, d'une part, et aux clients non éligibles, d'autre part.

6.1.4.1.2. L'autorisation de fourniture

La directive 2003/55, reprenant les dispositions de la directive 98/30 sur ce point, permet aux États membres de délivrer des autorisations pour la fourniture de gaz naturel, c'est-à-dire la vente de gaz naturel à des clients. La directive 2003/55 étend le champ de ces règles au biogaz et au gaz issu de la biomasse ou à d'autres types de gaz, dans la mesure où il est techniquement possible de les injecter et de les transporter en toute sécurité dans le réseau de gaz naturel.

L'attribution des autorisations est régie par les principes de non-discrimination et de transparence. Les critères et les procédures sont rendus publics et les refus doivent être motivés.

En France, la loi du 3 janvier 2003 et le décret 2004-250 du 19 mars 2004 prévoient que l'autorisation de fourniture est délivrée par le ministre

chargé de l'énergie en fonction des capacités techniques, économiques et financières du demandeur et de la compatibilité du projet avec les obligations du service public. Le ministre dispose d'un délai de cinq mois à compter du dépôt du dossier complet de demande pour délivrer ou refuser l'autorisation, son silence valant décision de rejet. Les autorisations sont nominatives et incessibles par leur titulaire, mais peuvent, en cas de changement d'opérateur, être transférées par décision du ministre chargé de l'énergie. Le fournisseur titulaire d'une autorisation doit mettre à jour chaque année avant le 1er mars certaines des informations fournies avec le dossier de demande d'autorisation, ainsi que les autres informations requises par la loi. Cette mise à jour pourra être faite tous les trois ans à compter du 1er mars 2007.

Chaque autorisation précise les catégories de clients auxquels peut s'adresser le fournisseur, une nouvelle autorisation devant être demandée lorsque le fournisseur souhaite s'adresser à d'autres catégories de clients.

Au titre d'un arrêté du ministre chargé de l'énergie en date du 14 septembre 2004, Gaz de France est autorisé à fournir du gaz naturel aux catégories de clients suivantes :

- les clients non domestiques assurant ou non une mission d'intérêt général ;
- les distributeurs ;
- les autres fournisseurs de gaz naturel ;
- les clients domestiques.

La fourniture par Gaz de France de gaz aux clients non éligibles raccordés au réseau de distribution s'exerce dans le cadre de l'autorisation ministérielle susvisée, ainsi que dans le cadre des cahiers des charges des concessions de distribution qui, jusqu'au 1er juillet 2007, demeurent applicables à la fourniture de gaz aux clients non éligibles. Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie approuvent les tarifs de vente du gaz aux clients non éligibles après avis de la CRE. Ce n'est qu'en l'absence de réglementation de la tarification que les dispositions du cahier des charges « modèle » (c'est-à-dire non obligatoire) relatives aux tarifs s'appliquent.

6.1.4.2. Le transport, le stockage et le transit de gaz naturel en France

L'activité de transport recouvre, selon la directive 2003/55, le transport du gaz naturel par l'intermédiaire de gazoducs à haute pression. Elle se situe en amont de l'activité de distribution et est destinée à transporter du gaz naturel par l'intermédiaire de réseaux nationaux ou régionaux (dans le cas de la France) de gazoducs aux fins de fourniture à des clients, mais sans comprendre la fourniture elle-même. Quant aux installations de stockage, toujours selon la directive, elles sont détenues et/ou exploitées par des entreprises exerçant une activité dans le secteur du gaz naturel, et, en pratique, servent à optimiser les approvisionnements en gaz compte tenu des fluctuations de la consommation.

Le mode de désignation des gestionnaires de réseaux de transport et d'installations de stockage n'est pas réglementé de façon détaillée par la directive. En effet, celle-ci prévoit simplement que cette désignation doit se faire pour une durée à déterminer par les États membres en fonction de considérations d'efficacité et d'équilibre économique. La directive précise cependant leurs missions. Il en résulte que les entreprises gestionnaires de réseaux de transport et d'installations de stockage doivent exploiter, entretenir et développer des installations sûres, fiables et efficaces et doivent garantir que le réseau de transport et le stockage de gaz naturel permettent un fonctionnement performant et sécurisé du réseau interconnecté.

L'accès non discriminatoire aux réseaux de transport de gaz est institué par la loi, sous le contrôle de la CRE. 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 désormais confiée à une entité juridique distincte, GRTgaz (anciennement dénommée Gaz de France Réseau Transport), 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 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'État, alors propriétaire des réseaux. En 2002, Gaz de France a racheté à l'État le réseau de transport qu'il exploite, dont il est désormais propriétaire. Gaz de France

a reçu une autorisation de transport le 4 juin 2004, qui a été transférée le 1er janvier 2005 à Gaz de France Réseau Transport devenu GRTgaz en application de l'article 12 – III de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004.

Aucune autorisation n'est nécessaire pour l'accès à l'activité de regazéification du GNL. Toutefois, un terminal méthanier constitue une installation classée pour la protection de l'environnement (installations SEVESO) et, à ce titre, son exploitation est soumise à une autorisation préfectorale spécifique (voir paragraphe 6.1.5.1.2.1 – « Installations classées pour la protection de l'environnement [périmètre France] »).

6.1.4.2.2. Le stockage

La recherche, la création, les essais, l'aménagement et l'exploitation de cavités souterraines naturelles ou artificielles ou de formations naturelles présentant les caractéristiques requises pour constituer des réservoirs étanches en vue du stockage de gaz naturel ou d'hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux (ci-après les « stockages souterrains ») relèvent, selon la loi du 3 janvier 2003, du régime des concessions de mines régi par le Code minier. Ce régime prévoit notamment que les travaux de recherche de stockages souterrains ne peuvent être entrepris que par le propriétaire de la surface ou, à défaut de l'accord de ce dernier, en vertu d'une autorisation du ministre chargé des mines ou par le bénéficiaire d'un permis exclusif de recherche.

Les stockages souterrains ne peuvent être exploités qu'en vertu d'une concession qui détermine le périmètre et les formations géologiques auxquelles elle s'applique. Les concessions sont accordées par décret en Conseil d'État 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 fixe 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. La CRE est compétente pour le règlement des différends en matière d'accès aux stockages.

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 stock peut intervenir en complément d'autres instruments. En cas de non-respect de ces obligations, des sanctions administratives et pécuniaires sont instituées par la loi du 9 août 2004.

6.1.4.2.3. Le transit

La directive 91/296 du 31 mai 1991 avait mis en place un régime de transit du gaz naturel entre les grands réseaux de gaz naturel à haute pression et avait dressé la liste des entités qui en étaient responsables. Cette directive définissait le transit comme une activité de transport impliquant le franchissement d'au moins une frontière intracommunautaire, le réseau d'origine ou de destination devant être situé sur le territoire de la Communauté européenne. Elle prévoyait également que la réalisation d'opérations de transit nécessitait la conclusion de contrats de transit entre les responsables des réseaux avec, le cas échéant, les entités responsables des importations et exportations de gaz naturel dans les États membres concernés.

La directive 2003/55 abroge les dispositions de la directive 91/296 avec effet au 1er 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 œuvre conformément aux dispositions de la directive 91/296 jusqu'à leur échéance. Après le 1er juillet 2004, la directive 2003/55 prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport doivent également, notamment en ce qui concerne le transport transfrontalier, avoir accès au réseau des autres gestionnaires de transport.

La loi du 3 janvier 2003 telle que modifiée par la loi du 9 août 2004 et le décret n° 2005-877 du 23 juillet 2005 prévoient que, sous certaines conditions, les nouvelles grandes infrastructures gazières (notamment celles qui permettent l'interconnexion entre États membres) peuvent déroger aux dispositions prévues pour l'accès des tiers. La loi du 3 janvier 2003 permet par ailleurs, notamment pour les transits, la possibilité de dérogations en matière de tarifs et de conditions d'utilisation des réseaux.

6.1.4.3. La distribution en France

La directive 2003/55 définit la distribution comme le transport de gaz naturel par l'intermédiaire de réseaux locaux ou régionaux de gazoducs aux fins de fourniture à des clients professionnels ou domestiques, mais ne comprenant pas la fourniture. Il s'agit donc, en pratique, des activités de développement et d'exploitation du réseau de distribution et d'acheminement sur ce dernier, ainsi que de livraison de gaz naturel.

6.1.4.3.1 Monopole de distribution

Par les articles 1 et 3 de la loi de nationalisation du 8 avril 1946, Gaz de France s'est vu confier le monopole de la distribution, qui couvre aujourd'hui, en pratique, la quasi-totalité des 8 965 communes qu'il dessert.

Ce monopole est toutefois assorti d'exceptions :

- La première exception découle de l'article 23 de la loi de 1946 : sont maintenues hors du champ de la nationalisation les exploitations gazières locales – régies et sociétés d'économie mixtes – qui relèvent déjà du secteur public. Elles devaient être maintenues dans la situation où elles se trouvaient alors. Cependant, le législateur a autorisé ces

distributeurs non nationalisés à étendre leur activité aux communes connexes dès lors que ces dernières ne disposent pas d'un réseau de distribution de gaz (article 88 de la loi du 6 février 1992 relative à l'administration territoriale de la République modifié).

- La deuxième exception a été engagée par l'article 50 de la loi du 2 juillet 1998 portant diverses dispositions d'ordre économique et financier. Cette loi a mis en place un plan national de desserte énumérant les communes – ou les groupements de communes – non desservies en gaz qui 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). La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 ayant supprimé le plan de desserte, toutes les communes non desservies en gaz peuvent confier leur distribution publique à l'opérateur agréé de leur choix.

Afin de satisfaire aux exigences de la directive 2003/55 prolongée par la loi, Gaz de France a réorganisé, en liaison avec EDF, ses services de distribution : la gestion du réseau incombe à deux nouvelles directions, GRD et EGD (pour de plus amples détails sur les attributions de chacune des entités, voir paragraphe 6.1.3.2.2.2.3 – « Organisation du distributeur »).

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 le plus souvent à Gaz de France, 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. Certains éléments de ce modèle de cahier des charges sont présentés ci-après.

Exploitation du service de distribution

La commune garantit pour l'essentiel au distributeur l'exclusivité en ce qui concerne la distribution du gaz sur le périmètre de la concession, l'établissement des ouvrages nécessaires pour ce faire et l'usage de ces derniers.

Le concessionnaire est chargé de l'établissement des ouvrages et du fonctionnement du service qu'il exploite à ses frais ainsi qu'à ses risques et périls ; en contrepartie, il est autorisé à percevoir auprès des usagers un prix destiné à rémunérer les obligations mises à sa charge. Le non-respect de ses obligations exposerait notamment le concessionnaire à des pénalités contractuellement prévues.

Redevances et répartition des frais de la concession

Le concessionnaire verse à la commune, d'une part, des redevances de concession dont le montant résulte des stipulations du cahier des charges et, d'autre part, des redevances d'occupation du domaine public, dont le régime est fixé aux articles L. 2333-84 et suivants et R. 2333-114 et suivants du CGCT.

La redevance de concession comporte elle-même deux éléments : l'un relatif au fonctionnement, pour financer les frais supportés par la commune en vue de lui permettre d'exercer ses compétences principalement dans le domaine du contrôle, l'autre relatif à l'investissement, étant observé que la commune est, comme le concessionnaire, susceptible d'établir elle-même des ouvrages de distribution qu'elle remet alors au concessionnaire.

Régime des biens de la concession

Sur le périmètre de la concession, les ouvrages de distribution appartiennent aux communes dès leur construction (et sont dès lors désignés comme des biens de retour qui, à la fin de la concession reviennent en pleine propriété à la commune), alors même qu'ils sont construits et financés par le distributeur, auquel l'exclusivité de leur usage est conférée. Les cahiers des charges de distribution contiennent des dispositions relatives à la fourniture de gaz aux clients non éligibles (notamment pour ce qui concerne le prix de vente). Ils n'en contiennent aucune relative au tarif d'accès au réseau. Dès lors que les prix de vente du gaz aux clients non éligibles sont réglementés et fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie (article 7 de la loi du 3 janvier 2003), ils s'imposent aux opérateurs et à leurs clients et les clauses des cahiers des charges correspondantes ne peuvent recevoir application. Les tarifs d'utilisation du réseau sont approuvés par les deux ministres sur proposition de la CRE.

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 réseaux en France

Afin de permettre à tout client éligible établi dans un État membre de s'adresser au fournisseur de son choix situé dans le même ou un autre État membre, un droit d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution a été institué.

La loi française prévoit la possibilité de dérogations aux conditions commerciales générales et aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et des installations de GNL (voir paragraphe 6.1.3.2.1.2.1.4 – « Tarifs d'acheminement ») lorsqu'elles sont justifiées par des modalités particulières d'utilisation des ouvrages

et des installations, notamment en cas de transit. D'autres dérogations peuvent être accordées par le ministre chargé de l'énergie pour de nouvelles infrastructures de GNL, de stockage ou d'interconnexion entre réseaux de transport, après avis de la CRE, la Commission européenne pouvant demander la modification ou l'annulation de cette décision.

6.1.4.4.1. Modalités d'accès aux réseaux de transport et de distribution et aux installations de GNL et de stockage

La loi du 3 janvier 2003 confère aux clients éligibles, aux fournisseurs et à leurs mandataires un droit d'accès réglementé aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL, y compris les installations fournissant des services auxiliaires.

Ce droit s'exerce, d'une part, pour assurer la fourniture de gaz naturel aux clients éligibles, et, d'autre part, pour permettre l'exécution des contrats de transit de gaz naturel entre les grands réseaux de transport de gaz à haute pression de l'Espace économique européen. La directive 2003/55 prévoit également que les États membres prennent toutes les mesures nécessaires pour permettre aux entreprises de gaz naturel et aux clients éligibles d'obtenir l'accès aux réseaux de gazoducs en amont, c'est-à-dire aux gazoducs ou réseaux de gazoducs exploités et/ou construits dans le cadre d'un projet de production de pétrole ou de gaz, ou utilisés pour le transport du gaz naturel d'un ou de plusieurs sites de production vers une usine, un terminal de traitement ou un terminal d'atterrage final.

Les opérateurs gestionnaires du réseau de transport et de distribution et d'installations de GNL et de stockage doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs des ouvrages ou des installations qu'ils exploitent.

Le refus d'un opérateur de conclure un contrat d'accès à son réseau de transport ou de distribution ou aux installations de GNL doit être motivé et notifié au demandeur ainsi qu'à la CRE. Il ne peut être valablement motivé que si :

- la capacité du réseau est insuffisante ;
- des motifs techniques le justifient ;
- l'accès au réseau concerné place l'opérateur dans l'impossibilité de remplir ses obligations de service public ; ou
- une dérogation temporaire préalable est octroyée par la CRE dans l'hypothèse où l'accès au réseau pourrait générer de graves difficultés économiques et financières pour l'opérateur dans le cadre de l'exécution des contrats *take-or-pay* auxquels il est partie, dans la mesure où l'évolution de ses débouchés ne pouvait raisonnablement être prévue au moment de la conclusion de ces contrats.

Pour assurer techniquement l'accès au réseau de transport, de distribution ou d'installations de GNL, le transporteur ou le distributeur met en œuvre les programmes de mouvements de gaz naturel établis par les fournisseurs. Dans le cadre de cette mission, l'opérateur doit assurer à tout instant l'équilibre des flux de gaz naturel, la sécurité et l'efficacité de son réseau compte tenu des contraintes techniques auxquelles il est soumis. Il doit également veiller à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau et des interconnexions et procéder aux comptages nécessaires. Tout opérateur exploitant des ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel ou des installations de GNL et tout fournisseur les utilisant est tenu de fournir aux autres opérateurs les informations nécessaires pour assurer le bon fonctionnement du réseau interconnecté et des stockages.

Les transporteurs et distributeurs de gaz naturel ainsi que les exploitants d'installations de GNL et titulaires de concessions de stockage de gaz naturel doivent élaborer et rendre publiques les prescriptions techniques fixant les exigences techniques de conception et de fonctionnement en matière de raccordement à leurs installations.

Concernant le stockage, la directive 2003/55 prévoit l'accès, réglementé ou négocié, aux installations de stockage lorsque la fourniture d'un accès efficace au réseau aux fins de l'approvisionnement de clients l'exige pour des raisons techniques ou économiques. La loi du 9 août 2004 a retenu le principe de l'accès négocié entre le fournisseur autorisé et les exploitants de stockages, ces derniers ayant une obligation de publication des conditions générales d'utilisation des stockages. La notion d'installation de stockage s'étend au gaz en conduite, mais exclut les services auxiliaires et les infrastructures de stockage temporaire de GNL qui sont nécessaires au processus de regazéification du gaz et à sa fourniture ultérieure au réseau de transport.

La loi du 9 août 2004 précise qu'un refus d'accès aux installations de stockage doit être motivé par :

- un manque de capacités ou des motifs techniques tenant à l'intégrité et à la sécurité des installations de stockage ;
- un ordre de priorité fixé par le ministre de l'énergie pour assurer le respect des obligations de service public ; ou
- la preuve que l'accès n'est pas nécessaire sur le plan technique ou économique pour l'approvisionnement efficace des clients dans les conditions prévues par le contrat.

L'approvisionnement des clients éligibles peut également se faire par conduite directe, la détermination des conditions d'octroi de toute autorisation nécessaire dans le cadre de la construction ou de l'exploitation de conduites directes revenant aux États. 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 États membres peuvent subordonner l'autorisation de construire une conduite directe à un refus d'accès au réseau ou à l'ouverture d'une procédure de règlement des litiges.

6.1.4.4.2. Non-discrimination, confidentialité des informations et séparation comptable

Selon les dispositions de la loi du 9 août 2004, les activités de gestionnaire de réseau s'exercent désormais par référence à un « code de bonne conduite » pour prévenir les risques de pratiques discriminatoires en matière d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. En ce qui concerne le transport et la distribution de gaz naturel, l'application

de ce code a fait l'objet en 2005 d'un rapport annuel établi et rendu public par le gestionnaire du réseau concerné, qui l'a adressé à la CRE. Celle-ci publie chaque année un rapport sur le respect du code de bonne conduite par l'entité concernée. Son premier rapport sur le respect du code de bonne conduite par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution est paru en novembre 2005.

Chaque opérateur exploitant des ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel ou des installations de GNL préserve la confidentialité de toutes les informations dont la communication serait de nature à porter atteinte à une concurrence loyale. Les opérateurs concernés doivent communiquer à la CRE les mesures prises à cet effet. La violation de ces obligations est pénalement sanctionnée par une amende.

Conformément à la loi du 3 janvier 2003, toute entreprise exerçant dans le secteur du gaz naturel une ou plusieurs des activités concernées doit tenir dans sa comptabilité interne des comptes séparés au titre respectivement du transport, de la distribution et du stockage du gaz naturel ainsi qu'au titre de l'exploitation des installations de GNL et de l'ensemble des autres activités en dehors du gaz naturel. En outre, selon la loi du 9 août 2004, toute entreprise exerçant une activité dans le secteur du gaz établit des comptes séparés pour ses activités de fourniture de gaz aux clients éligibles, d'une part, et non éligibles, d'autre part. Les opérateurs doivent faire approuver par la CRE les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes de dissociation comptable. Ces comptes ne sont pas publiés.

6.1.4.5. Gestion séparée puis filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution

En vertu des dispositions de la directive 2003/55, lorsque le gestionnaire d'un réseau de transport ou de distribution ou, le cas échéant, un gestionnaire de réseau combiné de plusieurs infrastructures (de transport, de GNL, de stockage et de distribution) fait partie d'une entreprise intégrée verticalement, comme Gaz de France, il doit être rendu juridiquement indépendant de l'organisation et des processus de prise de décision des entités gérant d'autres activités, en particulier la production et la fourniture. Pour autant, cette obligation d'indépendance juridique n'entraîne pas *ipso facto* l'obligation pour l'entreprise intégrée verticalement de transférer la propriété des actifs des réseaux concernés, mais seulement de séparer au plan de la gestion ou de filialiser la ou les activités concernées. La directive prévoit également différentes obligations à la charge des dirigeants du gestionnaire du réseau de transport ou de distribution, de manière à garantir leur indépendance. Toutefois, les textes reconnaissent un droit de supervision économique et de gestion de l'entreprise intégrée, qui s'exerce notamment par l'approbation du plan financier annuel du gestionnaire de l'infrastructure concerné. Ces dispositions ont été transposées en France par la loi du 9 août 2004 qui a imposé de filialiser l'activité de transport de gaz naturel jusqu'alors exercée au sein de Gaz de France. Cette filialisation a été réalisée et a pris effet le 1er janvier 2005. Conformément à la directive 2003/55, en matière de distribution, les États membres peuvent surseoir jusqu'au 1er juillet 2007 à la mise en œuvre de l'obligation de séparation juridique de la gestion du réseau de distribution des autres activités non liées à la distribution. À la date d'enregistrement du document de référence, le législateur français n'a pas pris de disposition concernant cette obligation relative à la distribution.

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 État membre sont chargées d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. À ces fins, elles surveillent notamment la bonne application des règles relatives à la gestion et à l'attribution des capacités d'interconnexion, les dispositifs destinés à remédier à la congestion des réseaux, le temps nécessaire pour que les gestionnaires effectuent le raccordement et la réparation des réseaux.

En France, la régulation est mise en œuvre de deux manières. D'une part, une autorité administrative indépendante de régulation des secteurs du gaz et de l'électricité, la CRE, a été mise en place et, d'autre part, le ministre chargé de l'énergie dispose de certaines prérogatives en termes de contrôle et de sanctions. Les collectivités locales, en leur qualité d'autorités concédantes, peuvent également exercer des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant des cahiers des charges de la concession de distribution.

6.1.4.6.1. La Commission de régulation de l'énergie

La CRE est une autorité administrative indépendante créée en 2000 pour la régulation du secteur de l'électricité en France dont les activités ont été étendues, par la loi du 3 janvier 2003, à la régulation de l'activité gazière. Le statut de la CRE, comme celui de toute autorité administrative indépendante, garantit son autonomie et son impartialité et la dote de moyens nécessaires à son fonctionnement. La CRE ne dispose pas de la personnalité morale.

Ses pouvoirs sont importants et visent principalement à assurer la régulation du réseau notamment par le contrôle de son accès et la régulation du marché du gaz naturel.

Attributions en matière tarifaire

La CRE propose aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et 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 de vente du gaz naturel. Elle donne enfin son avis pour les dérogations,

accordées par décret conjointement par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et d'installation de GNL ainsi qu'aux conditions commerciales générales d'utilisation des ouvrages (voir paragraphe 6.1.3.2.1.2.1.3 – « Accès au réseau de transport en France », paragraphe 6.1.3.2.1.2.1.4 – « Tarifs d'acheminement », paragraphe 6.1.3.2.1.2.2.3 – « Accès aux terminaux méthaniers et aux stockages de gaz en France », paragraphe 6.1.3.2.1.2.2.4 – « Tarifs des infrastructures », paragraphe 6.1.3.2.2.2.4 – « Accès aux réseaux de distribution » et paragraphe 6.1.3.2.2.2.5 – « Tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution »). Elle donne également son avis au ministre pour les dérogations qu'il peut accorder pour l'accès aux nouvelles infrastructures.

Attributions en matière de droit d'accès au réseau

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.

Différends liés à l'accès au réseau

La CRE peut être saisie en cas de différend lié à l'accès au réseau entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ou entre les exploitants et les utilisateurs des installations de gaz naturel liquéfié ou en cas de différend lié au stockage. Elle dispose de pouvoirs d'information et d'enquête importants. Ses décisions peuvent être assorties d'astreintes. La loi du 13 juillet 2005 précise que la demande de règlement d'un différend ne concerne pas les clients non éligibles.

Attributions en matière de séparation comptable des activités régulées et non régulées

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.

La CRE dispose en outre d'un droit d'accès à la comptabilité et aux informations économiques, financières et sociales des entreprises exerçant une activité dans le secteur du gaz, dans la mesure où ses missions sont concernées. La CRE a ainsi le pouvoir de contrôler les charges prises en compte par les opérateurs pour le calcul du tarif réglementé.

Au titre de la loi du 9 août 2004, la CRE donne un avis motivé préalable en cas de révocation de toute personne qui assure la direction générale d'un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution. Elle établit en outre chaque année un rapport sur le respect par les gestionnaires de réseau de leur code de bonne conduite, elle évalue leur indépendance de gestion et propose le cas échéant des mesures complémentaires.

Attributions en matière de surveillance des marchés organisés

La loi du 13 juillet 2005 a attribué à la CRE un pouvoir de surveillance des transactions effectuées sur les marchés organisés du gaz naturel ainsi que les échanges aux frontières.

Pouvoir de sanction

La CRE peut prononcer une interdiction temporaire d'accès aux réseaux de transport et distribution ainsi qu'aux installations de GNL 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 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.

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

Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie disposent d'un pouvoir d'enquête notamment pour recueillir toute information sur l'activité des entreprises gazières nécessaire à l'application de la loi du 3 janvier 2003 et de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005. Les enquêtes sont réalisées par des fonctionnaires et agents habilités à cet effet. Le ministre chargé de l'énergie et la CRE peuvent, le cas échéant, nommer un expert.

Le ministre chargé de l'énergie peut infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension, pour une durée n'excédant pas un an, de l'autorisation de fourniture de gaz naturel ou de l'autorisation de transport, à l'encontre des auteurs de manquements aux dispositions de la loi relatives à l'accès aux réseaux de gaz naturel, à la transparence du secteur du gaz naturel, aux obligations de service public, à la sécurité d'approvisionnement, au transport et à la distribution de gaz naturel ainsi qu'aux dispositions réglementaires prises pour leur application et aux

prescriptions particulières fixées par les autorisations. Des sanctions pécuniaires ou le retrait des autorisations peuvent également être infligés aux titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel en cas de non-respect du cahier des charges de la concession et des dispositions de la loi du 3 janvier 2003 précédemment mentionnées, lorsqu'elles sont applicables au stockage.

6.1.4.6.3. L'Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz

Cet organisme, créé auprès du Conseil économique et social, a pour objet d'examiner les conditions de mise en œuvre du service public de l'électricité et du gaz. Il émet des avis sur toute question de sa compétence et formule des propositions motivées qui sont rendues publiques. Il remet chaque année au Parlement et au gouvernement un rapport sur l'évolution des tarifs de vente du gaz et de l'électricité pour chaque type de client.

L'Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz est composé de représentants de chaque type de clients, des autorités concédantes, des collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé visé par la loi du 8 avril 1946, des organisations syndicales représentatives, d'EDF et des autres opérateurs du secteur de l'électricité, de Gaz de France et des autres opérateurs du secteur gazier, des associations intervenant dans le domaine économique et social et d'élus locaux et nationaux.

6.1.4.7. Autres réglementations ou conventions ayant un impact sur l'activité en France

6.1.4.7.1. La gestion du service public

La loi impose des obligations de service public aux opérateurs des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, aux exploitants d'installations de GNL, aux fournisseurs et aux distributeurs de gaz naturel et aux titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel.

De telles obligations ont trait à la sécurité des personnes et des installations, la continuité de la fourniture de gaz, la sécurité d'approvisionnement, la qualité et le prix des produits et des services fournis, la protection de l'environnement, l'efficacité énergétique, le développement équilibré du territoire, la fourniture de gaz en dernier recours aux clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général et au maintien d'une fourniture aux personnes en situation de précarité. Elles varient selon les différentes catégories d'opérateurs dans les conditions fixées par le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004. Les obligations de service public sont précisées par les autorisations de fourniture ou de transport de gaz naturel, les concessions de stockage souterrain de gaz naturel ou les cahiers des charges des concessions et règlements de régies de distribution.

6.1.4.7.2. Le contrat de Service Public

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003. Leur mise en œuvre passe, s'agissant de Gaz de France, par un contrat de Service Public, en application de l'article 1er de la loi du 9 août 2004.

Le contrat conclu le 10 juin 2005 dans les termes approuvés par le conseil d'administration de Gaz de France le 22 mars 2005 rappelle les obligations de service public auxquelles la Société est soumise et met l'accent sur certaines d'entre elles, comme la sécurité d'approvisionnement et la continuité de fourniture ou la sécurité industrielle. Il contient en outre des dispositions relatives aux moyens qui doivent être mis en place par l'opérateur pour assurer l'accès au service public des clients (y compris des clients démunis) ainsi qu'à la politique de recherche et développement, à la protection de l'environnement et au développement équilibré du territoire. Par ailleurs, il fixe les principes d'évolution pluriannuelle des tarifs de distribution publique.

6.1.4.7.3. Passation des marchés

Les achats de la Société dépassant les seuils communautaires établis par la directive 2004/17 du 31 mars 2004 portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux, transposée en droit français par l'ordonnance n° 2005-649 du 6 juin 2005 et le décret n° 2005-1741 du 30 décembre 2005, sont soumis à des procédures de passation de marchés avec mise en concurrence. Ces seuils sont de 420 000 euros pour les marchés publics de fourniture et de services, et de 5 270 000 euros pour les marchés publics de travaux (valeurs hors TVA).

La procédure communautaire de passation de ces marchés publics impose notamment la publication d'un avis de marché, une mise en concurrence entre les candidats et l'attribution du marché en fonction de critères objectifs et non discriminatoires préalablement définis.

6.1.4.7.4. Autorisation de fourniture d'électricité

Gaz de France exerce l'activité d'achat pour revente d'électricité aux clients éligibles conformément aux dispositions du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 relatif à l'exercice de l'activité d'achat d'électricité pour revente aux clients éligibles et aux obligations des fournisseurs relatives à l'information des consommateurs d'électricité. Il a reçu le 13 septembre 2004 le récépissé prévu au titre de l'article 2 de ce décret lui permettant d'exercer l'achat pour revente aux clients éligibles pour une durée de cinq ans à la suite de la déclaration adressée au ministre chargé de l'énergie le 15 juin 2004.

6.1.5. Environnement / Développement durable

6.1.5.1. Environnement

6.1.5.1.1. Politique environnementale

Depuis 1993, l'action de Gaz de France en faveur de l'environnement est formalisée dans des plans environnement d'entreprise. En 2004, le dernier plan environnement a été relayé par un plan d'actions en faveur du développement durable.

La politique environnementale du Groupe, mise à jour en 2004, est structurée autour des trois orientations suivantes :

- répondre aux attentes environnementales (actions contre l'effet de serre, diminution des nuisances, préservation de la qualité de l'air et de la santé) ;
- intégrer l'environnement dans le système de gestion global de chaque direction (mise en place de systèmes de gestion environnementale évaluables par des organismes externes indépendants tels que la certification ISO ou les référentiels d'agences de notation sociale, définition d'objectifs de performance chiffrés, intégration dans la démarche qualité sécurité environnement et risques (« **QSER** »), sensibilisation des salariés) ; et
- promouvoir une plus grande responsabilité en matière d'environnement (mieux connaître l'impact 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.).

6.1.5.1.2. Réglementation applicable

Les activités de Gaz de France sont soumises à de nombreuses réglementations environnementales en France et à l'étranger (et notamment des réglementations européennes), en fonction de la localisation de ses activités.

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.

6.1.5.1.2.1. Installations classées pour la protection de l'environnement (périmètre France)

Certaines installations exploitées par Gaz de France, notamment les stations de compression, les stockages souterrains, les terminaux méthaniers et trois dépôts (propane à Saint-Flour et à Bastia et butane à Ajaccio) constituent des installations classées pour la protection de l'environnement (« **ICPE** »).

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) ».

6.1.5.1.2.2. 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 ».

6.1.5.1.2.3. Qualité de l'air, de l'atmosphère et des ressources

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.

6.1.5.1.3. 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, déchets solides et liquides, consommations d'eau) sont suivis au niveau 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.

6.1.5.1.3.1. Émissions 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 (carbone et méthane). Le gaz carbonique (dioxyde de carbone, ou CO_2) provient des activités d'Exploration-Production, de transport et de production d'électricité ou de chaleur (cogénération, cycle combiné, réseaux de chaleur). Les émissions soumises aux quotas du Plan national d'allocation pour la France représentent 3 584 millions

de tonnes pour trois ans. Hors de France, les émissions soumises à quota représentent environ 1 million de tonnes (les allocations pour les installations italiennes n'ayant pas encore été finalisées). 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 provient de l'activité de distribution et de transport. 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.

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. Gaz de France s'est fixé comme objectif de diminuer, d'ici 2006, ses émissions de NOx en France de 80 % par rapport à leur niveau de 1999.

En 2005 les émissions de NOx ont connu une hausse du fait de la conjonction d'un hiver froid (ayant induit une forte sollicitation des stockages souterrains) et du retard de calendrier de deux projets de rénovation importants pour la réduction des émissions de NOx (sites de Roussines et de La Neuvelotte). La mise en route de ces nouvelles installations fin 2005 va permettre de respecter les engagements pris pour 2006 (à savoir diminution, à périmètre constant, de l'ordre de 80 % des émissions de Nox par rapport à 1999).

6.1.5.1.3.2. 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 ; et
- les rejets liquides issus du traitement *in situ* par voie biologique et/ou physicochimique des effluents de soutirage du gaz naturel des stockages en nappe aquifère. Dans le domaine du stockage du gaz naturel en nappe aquifère, le traitement de 80 % des effluents est confié à des sociétés spécialisées. Le reste est traité sur site par voie physico-chimique (effluents dilués) ou par incinération (effluents concentrés).

Les consommations d'eau du Groupe proviennent à plus de 99 % des usages industriels. Celles-ci interviennent principalement lors du procédé de regazéification du GNL sur les sites des terminaux méthaniers : l'eau est prélevée du milieu naturel pour regazéifier le GNL avant d'être restituée à ce même milieu. Différentes mesures sont prises afin de limiter les consommations et développer le recyclage des eaux usées.

6.1.5.1.3.3. 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 ; et
- 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 dans les déchets produits de l'ordre de 25 % depuis 1996 sur le méthanol, et de 50 % depuis 1999 sur les huiles.

6.1.5.2. Développement durable

L'engagement pour le développement durable du Groupe fait partie intégrante de ses orientations stratégiques et constitue un des éléments clefs de son projet industriel et social. Il traduit ses valeurs et les principes qui guident son action et déterminent la dynamique de son projet d'entreprise, à la fois par sa volonté de croissance et la prise en compte de l'impact de ses activités, mais aussi par son implication dans la vie sociale et économique au service de la communauté.

La validation et le suivi d'avancement des politiques relevant de la responsabilité sociale et environnementale de Gaz de France sont assurés par le comité du développement durable et de l'éthique.

Gaz de France a largement mis en œuvre son programme de développement durable par l'initialisation, dès 2000, d'une démarche d'Agenda 21, c'est-à-dire un programme d'actions pour favoriser le développement durable au XXIe siècle pour ses activités exercées en France comme à l'étranger. En 2004, une politique développement durable a été validée et un Plan d'actions développement durable 2004-2006 (« **PADD** ») présenté au conseil d'administration de Gaz de France.

6.1.5.2.1. Éléments 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 *(des certificats d'économie d'énergie sont instaurés en complément des dispositifs liés au Protocole de Kyoto et au marché européen des permis d'émission de CO_2)*, 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.

6.1.5.2.2. La politique de développement durable

La mise en œuvre de la politique de développement durable de Gaz de France se veut pragmatique dans le cadre d'un processus d'amélioration continue qui associe les salariés et les acteurs extérieurs concernés.

La politique de développement durable du Groupe, définie en 2004, est structurée autour des quatre orientations décrites ci-après :

6.1.5.2.2.1. Répondre aux enjeux énergétiques par l'innovation et la dynamisation de l'offre de produits et services

Les principaux axes de cette politique sont les suivants :

- être un acteur majeur de la lutte contre l'effet de serre en développant notamment les actions et offres du Groupe en matière de valorisation des actions de réduction des émissions de gaz à effet de serre (gisements CO_2), de recherche des crédits CO_2 (notamment en participant à des fonds d'investissement comme le Fonds Prototype Carbone), de maîtrise de l'énergie, de renforcement de la valeur environnementale des offres, d'élaboration de projets innovants de décarbonisation (tels que les puits CO_2) ou encore de séquestration (projets de captage et de séquestration géologique du CO_2) ;
- renforcer le processus d'innovation des nouvelles offres du Groupe notamment en matière d'efficacité énergétique, d'énergies renouvelables et de nouvelles utilisations du gaz naturel, comme le gaz naturel véhicule GNV ;
- participer aux études et projets permettant de construire l'avenir énergétique (potentialité du vecteur hydrogène, par exemple).
- favoriser les énergies renouvelables : à l'horizon 2012, le Groupe se fixe pour objectif de détenir des actifs en énergies renouvelables à hauteur de 10 % de son parc électrique. D'ici 2007, Gaz de France ambitionne 100 MW de puissance électrique installée à partir d'énergie renouvelable.

6.1.5.2.2.2. Exercer pleinement la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe

Ce volet de la politique de développement s'articule autour des orientations suivantes :

- adapter la gouvernance d'entreprise, avec notamment l'intégration managériale QSEGR (consistant à s'assurer de la couverture des risques sécurité et environnement par le système de gestion) (voir paragraphe 6.1.5.1.1 – « Politique environnementale »). Ce dispositif de maîtrise des risques s'inscrit dans une démarche d'amélioration continue ;
- limiter l'empreinte de l'activité de Gaz de France sur l'environnement (activités, bâtiments, véhicules, etc.) en poursuivant les certifications ISO 14001, principalement sur les sites d'installations classés Seveso, mais également en limitant l'impact et les risques pour les populations (qualité et sécurité des installations intérieures, résorption des fontes grises, cartographie des réseaux urbains basse pression, installation de stockage souterrain) ; et
- faire évoluer les relations avec les fournisseurs du Groupe, au travers de ses procédures d'achat et de sous-traitance.

6.1.5.2.2.3. Construire un socle ressources humaines et social de Groupe pour relever les enjeux industriels

L'objectif est la construction 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. Le socle de ces évolutions reposera sur la consultation, le dialogue et l'écoute des parties prenantes (direction, salariés et leurs représentants).

Au-delà de l'amélioration des conditions de travail, notamment en matière d'hygiène et de sécurité, qui se traduira par la recherche de meilleurs résultats en termes de taux de fréquence et de taux de gravité, le Groupe prend de nouvelles initiatives pour le renforcement des conditions d'égalité sous toutes ses formes (autour de thèmes tels que la non-discrimination et la promotion de la diversité, le travail féminin, les seniors, le handicap), en cohérence avec les valeurs inhérentes au développement durable.

6.1.5.2.2.4. Prendre une part active au développement des territoires

La présence territoriale et l'intégration des actions de développement territorial au centre du Groupe sont des critères de différenciation décisifs, notamment pour les élus. Pour la mise en œuvre de cette politique, les démarches suivantes sont adoptées par Gaz de France :

- l'appui aux démarches développement durable (ex. Agendas 21) des collectivités territoriales ;
- la promotion des solidarités dans le cadre de la politique du Groupe ;
- les actions de soutien du Groupe au développement économique local et l'effet induit de son activité sur ce développement, notamment la densification du réseau ;
- le développement du dialogue avec les parties prenantes territoriales ; et
- l'intervention de la fondation d'entreprise de Gaz de France sur des thèmes liés à l'animation des territoires : insertion des jeunes, transfert des bonnes pratiques de gestion environnementale des sites et espaces naturels, valorisation économique du tourisme de randonnée, etc.

6.1.5.2.3. Les priorités 2006

Chaque année, les chantiers prioritaires visant à mettre en œuvre la politique développement durable de Gaz de France sont revisités et actualisés. Ainsi pour 2006, le Groupe s'attache à progresser dans :

- la réponse aux enjeux énergétiques majeurs d'aujourd'hui et de demain ;
- le renforcement de la cohésion sociale à l'intérieur du Groupe ;
- le dialogue avec les parties prenantes du Groupe.

6.1.5.2.3.1. La réponse aux enjeux énergétiques majeurs d'aujourd'hui et de demain

Il s'agit d'une part, pour Gaz de France, de préciser sa vision prospective du secteur énergétique, à moyen et long terme, notamment en établissant des scénarios différenciés d'évolution de la maîtrise de l'énergie, en préparant un scénario « division par 4 des émissions de GES en 2050 ».

D'autre part, Gaz de France entend prendre acte de l'importance prise par la lutte contre le changement climatique, en mettant en œuvre les actions de son ressort pour :

- développer sa stratégie dans le domaine des énergies renouvelables ;
- accroître l'efficacité énergétique tant chez ses clients, principalement au travers des mécanismes de certificats d'économie d'énergie, que sur ses installations industrielles ;
- gérer les contraintes liées à la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre dans une recherche de création d'opportunités économiques.

6.1.5.2.3.2. Le renforcement de la cohésion au sein du Groupe et la lisibilité des actions développement durable

Cette deuxième priorité vise les convictions et engagements du Groupe en matière de responsabilité sociale. Il s'agit de mieux renforcer la cohésion interne et de développer le sentiment d'appartenance et l'attractivité du Groupe au travers de :

- la définition et la mise en œuvre de ses engagements concrets en matière de RSE (responsabilité sociale d'entreprise) notamment à travers la démarche « éthique » (valeurs, code de conduite, dispositif de pilotage), la préparation d'un référentiel de pratiques RH ainsi que le chantier diversité. Ce dernier s'appuie sur la charte de la diversité signée par Gaz de France en 2005 et comprend plusieurs sous-projets (diversité des nationalités et des cultures ; mixité hommes/femmes ; diversité des origines et des âges, mais aussi l'insertion des personnes handicapées) ;
- la capitalisation du savoir-faire, autour de l'échange de bonnes pratiques, de la communication à l'interne et à l'externe sur le sens des actions relevant de la responsabilité sociale de Gaz de France et l'appui du management du développement durable sur les outils de la qualité.

6.1.5.2.3.3. Le dialogue avec les parties prenantes du Groupe

Le Groupe a pour objectif l'instauration d'un dialogue, sur l'ensemble de sa politique de développement durable, avec des échantillons représentatifs de l'ensemble de ses partenaires en vue d'identifier des pistes de progrès, des inflexions de ses politiques, voire des actions nouvelles. Cette démarche transverse vient compléter les démarches existantes d'écoute et de dialogue ciblées sur un thème précis, avec un ensemble de parties prenantes du Groupe partageant une préoccupation commune (clients, associations de consommateurs, ONG, actionnaires, investisseurs, acteurs territoriaux comme les collectivités et les riverains...).

6.1.6. Nouveaux produits ou activités

Au cours de l'année 2005, le Groupe n'a pas initié la vente de nouveaux produits ou exercé de nouvelles activités.

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

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel 2005

En millions d'euros	Pôle fournitures d'Énergie et de Services			Pôle Infrastructures				Total Groupe
	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Transport-Stockages France	Distribution France	Transport-Distribution International	Eliminations, autres et non alloué **	
Chiffre d'affaires	1 139	17 252	1 916	2 124	2 951	2 283	(5 271)	22 394
Excédent brut opérationnel	726	251	166	1 271	1 352	344	109	4 219
Résultat opérationnel	**457**	**203**	**94**	**942**	**895**	**249**	**(56)**	**2 784**

Chiffre d'affaires et excédent brut opérationnel 2004*

En millions d'euros	Pôle fournitures d'Énergie et de Services			Pôle Infrastructures				Total Groupe
	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Transport-Stockages France	Distribution France	Transport-Distribution International	Éliminations, autres et non alloué **	
Chiffre d'affaires	968	13 855	1 439	2 145	2 972	1 467	(5 320)	17 526
Excédent brut opérationnel	625	265	94	1 291	1 399	400	99	4 173
Résultat opérationnel	**229**	**263**	**53**	**938**	**541**	**286**	**17**	**2 327**

(*) *Retraités IFRS, pro forma post réforme du régime des retraites, non audités.*
(**) *Cette rubrique contenait les résultats de la filiale DK6 en 2004 ; en 2005, cette filiale a été reclassée dans le segment Services*

6.3. Événements exceptionnels

L'entreprise a été introduite en Bourse le 7 juillet 2005.

6.4. Degré de dépendance

L'approvisionnement de Gaz de France en gaz naturel est très souvent effectué auprès 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, lié notamment aux conditions politiques et économiques des pays d'approvisionnement.

Gaz de France met en œuvre une politique de diversification de son portefeuille d'approvisionnement en gaz naturel – voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.1.1.2 – « Diversification des approvisionnements ».

Voir aussi chapitre 4 – « Facteurs de risques ».

6.5. Éléments relatifs à la position concurrentielle

L'intégration du Groupe sur les différents métiers de la chaîne gazière ainsi que l'évolution de son environnement réglementaire l'exposent à différents types de concurrence. Gaz de France estime que les principaux facteurs de succès sur son secteur d'activité sont la qualité du service, l'accueil, les prix du gaz et la capacité des acteurs à disposer de contrats d'acheminement.

6.5.1. Exploration – Production

L'activité Exploration-Production est sujette à une concurrence importante entre opérateurs pétroliers et gaziers dans l'acquisition de biens et de permis en vue de l'exploration et de la production de pétrole et de gaz naturel. Le Groupe a produit 27.4 Mbep de gaz naturel en 2005. Il se situe au dixième rang des sociétés productrices de gaz naturel en Europe (données 2004 – source : IFP). Les principaux acteurs du secteur sont ExxonMobil, le groupe Royal Dutch Shell, BP, Total et ENI.

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, tels que RWE, Centrica et Gas Natural, E.On-Ruhrgas.

6.5.2. Achat – Vente d'Énergie

Le Groupe est l'un des premiers fournisseurs de gaz naturel en Europe, l'un des plus grands acheteurs mondiaux de gaz naturel et l'un des premiers importateurs de gaz naturel liquéfié (« **GNL** ») en Europe.

Le segment Achat-Vente d'Énergie compte à fin décembre 2005 environ 10,4 millions de clients particuliers, plus de 636 000 sites clients affaires composés principalement de professionnels, PME-PMI, résidences collectives, de clients tertiaires privés et publics et collectivités territoriales, et plus de 700 grands clients industriels et commerciaux répartis sur plus de 4 000 sites, dont plus de 500 clients en Europe hors France. Les données figurant dans ce paragraphe concernent uniquement le segment Achat – Vente d'Énergie et s'entendent donc hors Segment Transport-Distribution International.

Gaz de France détient le 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 1er juillet 2007 au plus tard. Les autres 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, telles que transposées notamment dans le droit français et décrites ci-dessous (voir paragraphe 6.1.4 – « Environnement législatif et réglementaire en France »).

Pour faire face à l'ouverture du marché français, le Groupe a entrepris une démarche destinée à fidéliser 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, qui sera proposée à ceux de ses clients particuliers qui préféreront s'adresser à un fournisseur unique pour le gaz et l'électricité lorsque l'opportunité leur en sera donnée à partir de 2007.

La mise en œuvre des directives européennes de 1998 et 2003 sur l'ouverture du marché du gaz en Europe ainsi que la mise en place progressive d'une nouvelle organisation de ce marché au travers de l'apparition de *hubs* et de marchés spot gaziers au Royaume-Uni et, plus récemment, en Belgique et aux Pays-Bas, tendent progressivement à accroître la concurrence sur le marché du gaz naturel européen. Ce développement de la concurrence se traduit essentiellement par la possibilité pour un nombre croissant de consommateurs de s'adresser au fournisseur de leur choix ainsi que par la mise en œuvre de l'accès des tiers aux réseaux de transport, de distribution et aux infrastructures de GNL nécessaires pour mettre en pratique ce libre choix du fournisseur (voir paragraphe 6.1.4 – « Environnement législatif et réglementaire en France »).

Sur le marché des grands clients ayant le droit de choisir leur fournisseur en France depuis août 2000, Gaz de France a ainsi conservé la grande majorité des contrats, la part prise par les opérateurs concurrents depuis l'ouverture des marchés étant limitée à 32,5 TWh en 2005 (sur la zone historique de Gaz de France). La part de marché de Gaz de France sur le marché des grands clients industriels et commerciaux sur la France entière est ainsi passée de un peu moins de 73 % en 1999 à 64,5 % à fin 2005. Les pertes de parts de marché sur les volumes éligibles se sont effectuées essentiellement au profit de Total, Distrigaz, Eni, E.On-Ruhrgas et EDF.

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, notamment Centrica, Gasunie, Distrigaz, E.On-Ruhrgas, Wingas, ENI et Gas Natural.

6.5.3. Services

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

NB : l'ensemble Savelys (anciennement CGST Save - Domoservices) est, derrière Centrica, le 2e opérateur européen en matière de maintenance de chaudières individuelles.

Le marché tertiaire est détenu par 2 majors :

- Dalkia (filiale d'EDF et de Véolia), historiquement très implantée dans les collectivités locales et les réseaux de chaleur avec un parc de cogénération très développé, ce qui lui donne une part de marché estimée à 40 % ;
- Elyo (Suez), le numéro 2 avec 35 % de parts de marché sur les mêmes créneaux.

Le groupe Cofathec se place en troisième position avec moins de 10 % de parts de marché devant quelques groupes encore indépendants (Idex, Hervé Thermique) et des entreprises régionales de petite taille.

Dans les autres activités de services (gaz naturel véhicule, gestion des installations en environnement contrôlé, maintenance industrielle), le Groupe doit faire face à une concurrence importante au niveau national ou régional dans un contexte de marché généralement éclaté.

Depuis peu, de nouveaux entrants sont devenus actifs sur le marché des services, particulièrement du Facility Management. Ils viennent soit du bâtiment (ex : Vinci) 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.

Dans le domaine de la production d'électricité, les filiales de Suez et d'Air Liquide sont les plus actives sur le domaine des grands cycles combinés. Dalkia n'est pas présent sur ce créneau.

En Italie, Cofathec Servizi, filiale du Groupe est, derrière Dalkia, deuxième sur le marché des services énergétiques classiques qui devrait voir l'arrivée de nouveaux entrants, notamment Enel.

Au Royaume-Uni, Cofathec Heatsave, filiale de Gaz de France, a pour principaux concurrents WS Atkins, Drake & Skull, Dalkia et Jonhson Control qui proposent tous des offres globales de services aux immeubles.

6.5.4. Transport - Stockage France

Réseau de transport : GRTgaz

Si les infrastructures de transport et de distribution permettent de mettre en œuvre la concurrence sur la fourniture de gaz à travers l'accès des tiers aux réseaux, la détention et l'exploitation de ces infrastructures restent par nature peu ouvertes à la concurrence.

En Europe, les opportunités de croissance se matérialisent essentiellement par des acquisitions d'opérateurs de réseaux existants ou le développement de nouvelles infrastructures telles que des terminaux méthaniers (Fos-Cavaou) ou de nouveaux grands gazoducs (Gazoduc Méditerranée pour l'acheminement du gaz algérien vers l'Espagne), et il existe une concurrence forte entre candidats potentiels dans le cadre de ces acquisitions.

Stockage

Économiquement 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, où l'on ne trouve comme autre opérateur que le groupe Total, assez loin derrière. Pour le futur, Gaz de France dispose d'un bon portefeuille de développement en matière de structures géologiques, dans un contexte assez étroitement rationné. De plus, il est à noter que le poids des investissements à consentir dans la durée (il faut environ une dizaine d'années pour développer un projet de nouveau stockage) tendrait limiter fortement le nombre de nouveaux entrants potentiels. Le stockage ne représente toutefois qu'une solution parmi d'autres à un besoin du marché en matière de modulation. L'offre de stockage de Gaz de France est à ce titre en concurrence avec diverses possibilités telles que la mise en œuvre d'éventuelles souplesses d'approvisionnement ou la gestion de la demande (notamment le recours à un portefeuille de clients interruptibles, le cas échéant). Dans ce cadre, il est à observer que diverses évolutions en cours au plan européen, telles que le développement de hubs gaziers et l'augmentation des capacités des réseaux de transport par gazoduc vont dans le sens d'un renforcement la concurrence sur le marché de la modulation.

6.5.5. Distribution France

L'activité distribution en France est exercée très majoritairement par Gaz de France. 22 distributeurs non nationalisés visés dans la loi du 8 avril 1946 interviennent sur 5 % du marché national de la distribution du gaz en réseau. Le groupe Gaz de France détient des parts dans trois des plus grandes entreprises locales de distribution : Gaz de Strasbourg avec 24,9 % aux côtés de Total et de la ville de Strasbourg, Gaz de Bordeaux avec 16,0 % aux côtés de Total, de Dalkia et de la ville de Bordeaux, et Gaz Électricité de Grenoble avec 4,3 % aux côtés d'Elyo, d'EDF et de la ville de Grenoble.

Pour les communes qui ont effectivement concédé leur distribution publique de gaz naturel au 11 avril 2000 et celles desservies par Gaz de France au titre du plan de desserte arrêté le 3 avril 2000, Gaz de France bénéficie des droits exclusifs que lui a conféré la loi du 8 avril 1946. Il est alors le seul opérateur à qui ces collectivités locales peuvent confier la délégation de service public de distribution du gaz.

Les autres communes, lorsqu'elles souhaitent être approvisionnées 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 2005, la grande majorité des nouvelles concessions en gaz naturel a été remportée par Gaz de France. De plus, des mises en concurrence en gaz propane ont été engagées par quelques communes. Dans ce domaine, Primagaz, Butagaz et Antargaz, notamment, se sont portés candidats. Gaz de France n'a pas participé à ces mises en concurrence, ses critères de rentabilité sur ces exploitations n'étant pas satisfaits.

6.5.6. Transport-Distribution International

En Europe le transport de gaz, constituant un monopole naturel, est un secteur étroitement réglementé. En revanche, la commercialisation du gaz et de l'électricité s'ouvre progressivement à la concurrence selon les termes des deux directives européennes sur le gaz et l'électricité en vigueur.

Le Groupe couvre un ensemble d'entreprises diversifiées actives dans plusieurs pays et dans plusieurs segments de la chaîne de valeur du gaz et de l'électricité, ses concurrents sont donc aussi nombreux que variés. En Europe ces principaux concurrents sur les marchés ouverts sont les grandes sociétés de négoce comme Eon, Distrigaz ou ENI.

De nouveaux concurrents pénètrent le marché du gaz naturel tels les grands producteurs d'électricité européens : EDF, RWE ou ENEL. Enfin le groupe est bien entendu confronté à la stratégie défensive de l'opérateur historique dans chacun des pays où il est, marginalement, implanté.

Au Mexique, le marché gazier est ouvert à la concurrence, Pemex est un concurrent actif mais sans agressivité. L'usage du gaz propane liquéfié (GPL), alternative au gaz naturel, représente une forme de concurrence plus redoutable.

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 2005 en normes IFRS / Annexe / Note 37 ».

Le nombre de filiales directes ou indirectes de la Société est d'environ 270. L'organigramme ci-après est l'organigramme simplifié des principales sociétés détenues par Gaz de France (en pourcentage arrondi de capital) à la date d'enregistrement du présent document de référence. Sauf indication contraire, le pourcentage des droits de vote détenus par Gaz de France dans les sociétés du Groupe est identique au pourcentage de capital figurant dans l'organigramme ci-après.

GAZ DE FRANCE S.A.

Fourniture d'Énergie et de Services

EXPLORATION - PRODUCTION

- 100 % EEG Erdgas Erdöl GmbH (Allemagne)
- 100 % GDF PRODUKTION EXPLORATION DEUTSCHLAND (PEG) (Allemagne)
- 100 % GDF PRODUCTION NEDERLAND (Pays-Bas)
- 39 % NGT
- 100 % GDF BRITAIN (Royaume-Uni)
- 23 % EFOG (Royaume-Uni)
- 100 % GAZ DE FRANCE NORGE (Norvège)
- 100 % GAZ DE FRANCE EXPLORATION ALGERIA (Pays-Bas)
- 100 % GAZ DE FRANCE EXPLORATION EGYPT (Pays-Bas)

ACHAT - VENTE ÉNERGIE

- 100 % MESSIGAZ (France)
- 51 % GASELYS (France)
- 50 % METHANE TRANSPORT (France)
- 100 % GDF ESS (Royaume-Uni)
- 50 % MED LNG & GAS (Jersey)
- 40 % GAZTRANSPORT & TECHNIGAZ (France)

SERVICES - France

- 100 % COFATHEC
- 100 % FINERGAZ
- 100 % GNVERT
- 34 % NE VARIETUR
- 59 % SAVELYS (ex CGST-SAVE)
- 100 % DK6

Infrastructures

TRANSPORT STOCKAGE FRANCE

- 100 % GRTgaz

DISTRIBUTION FRANCE

- 25 % GAZ DE STRASBOURG

TRANSPORT - DISTRIBUTION INTERNATIONAL

Amérique latine

- 100 % GASODUCTOS DEL BAJIO (Mexique)
- 68 % SERVICIOS MAYAKAN (Mexique)
- 68 % ENERGIA MAYAKAN (Mexique)
- 100 % CONSORCIO MEXI-GAS (Mexique)
- 100 % NATGASMEX (Mexique)
- 100 % TAMAULIGAS (Mexique)
- 51 % GASEBA URUGUAY (Uruguay)

Canada

- 100 % GDF QUEBEC
- 13,2 % GAZ METROPOLITAIN[1]

Europe

- 100 % DEGAZ (Hongrie)
- 99 % EGAZ (Hongrie)
- 32 % GASAG (Allemagne)
- 44 % MEGAL GMBH (Allemagne)
- 25 % SPP (Slovaquie)
- 43 % POZAGAS (Slovaquie)
- 13 % PORTGAS (Portugal)
- 25 % SEGEO (Belgique)
- 44 %* 33 %** ARCALGAS PROGETTI (Italie)
- 43 %* 33%** ARCALGAS ENERGIE (Italie)
- 40 % ITALCOGIM (Italie)
- 51 % DISTRIGAZ SUD (Roumanie)
- 25 % SPE (Belgique)

(1) Société détenue par l'intermédiaire de NOVERCO, elle même détenue à 18 % par le Groupe.
* en capital
** en droits de vote

Principales autres filiales France

- 100 % GDF INTERNATIONAL
- 100 % COGAC
- 55 % BANQUE SOLFEA (ex PETROFIGAZ)

Les fonctions exercées par les dirigeants de la Société (Président-directeur général, directeurs généraux délégués, membres du conseil d'administration et membres du comité exécutif) dans les principales filiales de la Société figurent au chapitre 14 – « Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale ».

Un graphique des flux physiques et économiques entre les segments du Groupe figure au paragraphe 6.1.1. – « Présentation générale ».

La présentation de l'activité et des actifs économiques stratégiques des principales filiales de la Société figure au chapitre 6 – « Aperçu des activités ».

Les deux principales acquisitions réalisées par le Groupe au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2005 ont porté sur 51 % du capital de la société roumaine Distrigaz Sud SA et sur une participation indirecte de 25 % dans le capital de la société belge SPE. Les informations relatives à ces deux acquisitions figurent au chapitre 22 – « Contrats importants ».

En outre, les informations relatives aux flux financiers entre la Société et ses principales filiales figurent au chapitre 19 – « Opérations avec des apparentés ».

8 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS

8.1. Propriétés immobilières

Gaz de France possède ou loue un portefeuille immobilier comprenant 1 440 logements (dont 1 147 en propriété et 293 en location), et 477 sites tertiaires à usage de bureaux ou d'activités, soit un total de 1 184 197 m² bâtis détenus, soit en pleine propriété (881 197m²), soit en crédit-bail (180 000 m²), soit encore en location commerciale (123 000 m² pris à bail auprès de tiers). Le parc tertiaire en propriété ou crédit-bail est implanté pour 79 % en province et le reste en Île-de-France, alors que le parc pris à bail commercial est situé pour l'essentiel en Île-de-France (environ 86 000m²). Parmi ses actifs immobiliers en propriété ou crédit-bail, Gaz de France gère à ce jour 326 sites construits sur des terrains ayant supporté dans le passé une usine de production de gaz et faisant l'objet d'un programme de réhabilitation ainsi que précisé au paragraphe 8.2.2 « Anciens sites industriels » ci-après.

Le parc tertiaire est exclusivement mis à la disposition des métiers de Gaz de France ou loué à EDF. Le parc en propriété est occupé avec un taux de vacance de 8 à 10 % pour permettre la fluidité.

Aucune charge majeure ne pèse sur les immobilisations corporelles significatives de Gaz de France détenues en pleine propriété qui n'ait pas déjà fait l'objet d'une provision.

Le Groupe rationalise son portefeuille immobilier en vendant des logements ainsi que les sites tertiaires vacants, en limitant l'acquisition et la construction de nouveaux biens et en confiant l'entretien et la gérance de ses biens à des prestataires spécialisés. Il entend promouvoir l'utilisation rationnelle des biens immobiliers qu'il possède ou loue en facturant à ses métiers la valeur de marché des immeubles qu'ils occupent.

8.2. Aspects environnementaux liés à la détention des actifs immobiliers par la Société

8.2.1. Installations classées pour la protection de l'environnement (périmètre France)

Certaines installations exploitées par Gaz de France, notamment les stations de compression, les stockages souterrains, les terminaux méthaniers et trois dépôts (propane à Saint-Flour et à Bastia et butane à Ajaccio) constituent des installations classées pour la protection de l'environnement (« **ICPE** »).

Aux termes du Code de l'environnement, sont soumis à la réglementation des ICPE les usines, ateliers, dépôts, chantiers et, d'une manière générale, les installations qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients soit pour la commodité du voisinage, soit pour la santé, la sécurité et la salubrité publiques, soit pour l'agriculture, soit pour la protection de la nature et de l'environnement, soit pour la conservation des sites, des monuments et des éléments du patrimoine archéologique.

Les activités industrielles relevant de cette législation sont énumérées dans une liste arrêtée par décret en Conseil d'État – 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'examens de documents et d'inspections périodiques.

En cas d'inobservation des conditions imposées à l'exploitant d'une ICPE, et indépendamment d'éventuelles poursuites pénales, le préfet peut prononcer des sanctions administratives telles que la consignation d'une somme égale au montant des travaux de mise en conformité à réaliser, l'exécution forcée des mesures prescrites par arrêté, la suspension du fonctionnement, ou encore proposer la fermeture ou la suppression de l'installation par décret en Conseil d'État.

En outre, certaines ICPE sont soumises aux dispositions de l'arrêté du 10 mai 2000. Cet arrêté définit un certain nombre de prescriptions supplémentaires destinées à prévenir les risques majeurs. Les installations dites « Seveso » doivent disposer d'outils spécifiques de gestion de la sécurité en raison de leur importance ou de la nature de

leurs activités et du fait qu'elles présentent des risques d'accidents majeurs. C'est notamment le cas des terminaux méthaniers et stockages souterrains exploités par Gaz de France. Ces installations doivent prendre les mesures nécessaires à la prévention des accidents majeurs et à la limitation des conséquences desdits accidents, notamment par la mise en place d'un « plan d'opération interne » déterminant les modalités de l'intervention de l'exploitant au sein de l'établissement en cas d'accident ainsi que d'un « plan particulier d'intervention » élaboré par le préfet sur la base d'informations fournies par l'exploitant et destiné à prendre le relais du plan d'opération interne lorsque les conséquences de l'accident sont susceptibles de se manifester à l'extérieur de l'établissement. En outre, la mise en activité de ces installations est subordonnée à la constitution préalable de garanties financières, dont le montant est fixé dans l'arrêté préfectoral d'autorisation, qui sont notamment destinées à garantir la prise en charge par l'exploitant du coût des interventions éventuelles en cas d'accident et du coût de la remise en état du site après la fermeture de l'installation.

8.2.2. Anciens sites industriels

Gaz de France apporte une attention toute particulière aux anciennes usines à gaz qui étaient, avant le développement du gaz naturel, le siège de la production de gaz manufacturé et dont la dernière a cessé sa production en 1971. Ces anciennes activités sont susceptibles d'être à l'origine de la présence, dans le sous-sol des sites qui les ont supportées, de matières qui peuvent, dans certaines conditions, présenter un risque environnemental en fonction de leur localisation, de leur nature, de leur mobilité naturelle ou provoquée, ou de leurs caractéristiques chimiques.

Aussi, Gaz de France, dès le début des années 1990, s'est-il engagé auprès du ministère chargé de l'environnement dans une action volontaire de traitement ordonné et coordonné de ses sites d'anciennes usines à gaz, au-delà de la stricte application des obligations législatives ou réglementaires. Il a ainsi été procédé à l'inventaire exhaustif de ces sites et à la hiérarchisation de ceux-ci en fonction de la sensibilité à leur environnement, en même temps qu'était lancé un important programme de recherche tant pour assurer une meilleure connaissance des sous-produits gaziers eux-mêmes que pour faire émerger de nouvelles méthodes de traitement. Ces actions ont permis de retenir les mesures effectives et proportionnées visant à prévenir un risque de dommage pour l'homme et pour l'environnement à un coût économiquement supportable et d'en prévoir les modalités et le calendrier d'application.

L'engagement de Gaz de France s'est traduit par la signature, le 25 avril 1996, d'un protocole d'accord relatif à la maîtrise et au suivi de la réhabilitation des anciens terrains d'usines à gaz avec le ministère de l'Environnement pour une durée de dix ans. Le protocole s'est enrichi, en 2001, de l'élaboration, avec le ministère, d'objectifs de réhabilitation génériques, spécifiques aux terrains de Gaz de France, afin de fixer le cadre de la dépollution des sites changeant d'usage, ainsi que, en 2002, d'une procédure de surveillance de la qualité des eaux souterraines. Au 26 avril 2006, les engagements du protocole ont été mis en œuvre pour les 467 sites. Gaz de France a ainsi respecté l'intégralité de ses engagements au titre du protocole, et un bilan sera 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 332 hectares de terrain et la poursuite de cette démarche devrait, dans l'année à venir, concerner 29 hectares supplémentaires.

Au 31 décembre 2005, la totalité des sommes consacrées (depuis le début de ce processus) à la réhabilitation des sites d'anciennes usines à gaz s'élève à 143 millions d'euros et la provision comptable constituée à cet effet atteint 231 millions d'euros.

En Allemagne, EEG poursuit son programme de réhabilitation des sites pollués par ses anciennes activités (usines à gaz et sites d'exploration et de production). Ce travail est effectué en liaison avec les autorités compétentes des *Länder* Saxe-Anhalt, Thuringe et Mecklembourg Poméranie Antérieure et avec le BvS (bureau fédéral allemand des privatisations) pour le *Land* de Brandebourg qui financent la plus grande part de ces dépenses.

Les obligations de démantèlement futur des installations d'exploration-production sont régies par les lois des différents pays où Gaz de France opère : aux Pays-Bas la loi minière ; en Allemagne, les dispositions fixées par le WEG (Association allemande de l'industrie du pétrole et du gaz) et les dispositions négociées avec l'État et les *Länder*, au Royaume-Uni, le *UK Petroleum Act* de 1998 et les règles du *UK Government's Department of Trade and Industry*.

Les provisions constituées au titre des obligations environnementales dans les pays étrangers où opère le groupe Gaz de France s'élèvent, au 31 décembre 2005, à 351 millions d'euros. A l'exception de GASAG (11 millions d'euros) et SPE (11 millions d'euros) qui relèvent du segment Transport Distribution International, les provisions constituées ont trait aux filiales du segment Exploration-Production au titre des obligations de remise en état des sites, et concernent principalement Preussag pour 125 millions d'euros et PRONED pour 101 millions d'euros. Les dépenses exposées en 2005 ayant donné lieu à utilisation des provisions se sont élevées à 9 millions d'euros.

9 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT

9.1. PRÉSENTATION GÉNÉRALE P. 101
9.1.1. ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (CHIFFRES CLÉS) P. 101
9.1.2. PRINCIPAUX FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR L'ACTIVITÉ ET LES RÉSULTATS P. 103
9.2. COMPARAISON DES EXERCICES CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2003 ET LE 31 DÉCEMBRE 2004 ÉTABLIS EN NORMES CRC P. 107
9.3. COMPARAISON DES EXERCICES CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2004 ET LE 31 DÉCEMBRE 2005 P. 107
9.3.1. CHIFFRE D'AFFAIRES ET RÉSULTATS PAR PÔLE P. 109
9.3.2. LES AUTRES ÉLÉMENTS FINANCIERS P. 115
9.4. ENGAGEMENTS DU GROUPE P. 115
9.4.1. ENGAGEMENTS DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES AU PERSONNEL P. 115
9.4.2. ENGAGEMENTS RELATIFS AUX MATIÈRES PREMIÈRES P. 116
9.4.3. OBLIGATIONS CONTRACTUELLES À CARACTÈRE DÉCAISSABLE P. 117
9.5. ROCE ET ROE P. 117

9.1. Présentation générale

9.1.1. États financiers consolidés (chiffres clés)

Les tableaux ci-dessous présentent des extraits du bilan, du compte de résultat et du tableau de flux de trésorerie consolidés du Groupe pour l'exercice 2005 en normes IFRS. Les données IFRS 2004 présentées en comparatif sont :

- pour ce qui concerne le bilan et le tableau de flux, issues des données comparatives présentées dans les comptes consolidés IFRS 2005 ;
- pour ce qui concerne le compte de résultat, des données pro forma post réforme du financement du régime des retraites non auditées.

COMPTES DE RÉSULTAT CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

	Publié	Pro Forma
En millions d'euros	2005	2004
Chiffre d'affaires	**22 394**	**17 526**
Production immobilisée	336	344
Consommations externes	(15 886)	(11 367)
Charges de personnel	(2 410)	(2 122)
Autres produits et charges opérationnels	(215)	(208)
Excédent brut opérationnel (EBO)	**4 219**	**4 173**
Amortissements et provisions	(1 303)	(1 845)
Actionnariat salarié	(132)	
Résultat opérationnel	**2 784**	**2 328**
Coût de l'endettement financier net	(202)	(179)
Autres produits et charges financiers	(236)	(318)
Quote-part du résultat net des sociétés MEE	189	125
Résultat avant impôt	**2 535**	**1 956**
Impôts sur les résultats	(794)	(563)
Résultat net consolidé du Groupe	**1 741**	**1 393**
Intérêts minoritaires	(2)	40
Résultat net consolidé – Part du Groupe	**1 743**	**1 353**
Résultat net consolidé – Part du Groupe par action	**1,85**	**1,50**

BILANS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

En millions d'euros	2005	2004
Écarts d'acquisition et autres immobilisations incorporelles	1 936	1 321
Actifs en concession	10 732	10 191
Immobilisations corporelles du domaine propre	15 271	14 155
Participations mises en équivalence	693	385
Actifs financiers non courants	1 379	1 125
Autres actifs non courants	474	554
Total actifs non courants	**30 485**	**27 731**
Stock et en-cours	1 451	907
Créances	8 071	6 192
Instruments financiers dérivés courants	1 756	
Disponibilités et équivalents de disponibilités	2 119	837
Actifs du secteur financier	895	440
Total actifs courants	**14 292**	**8 376**
Actifs destinés à être cédés	0	402
TOTAL ACTIF	**44 777**	**36 509**
Capitaux propres	**14 503**	**10 998**
Intérêts minoritaires	**300**	**212**
Passifs liés aux concessions	8 609	8 234
Provisions autres que provision pour renouvellement	2 895	2 784
Passifs d'impôts différés	2 731	2 741
Dettes financières (y compris titres participatifs)	3 947	4 334
Autres passifs non courants	175	411
Total passifs non courants	**18 357**	**18 504**
Provisions	164	94
Dettes au personnel	527	377
Dettes financières courantes	1 165	971
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	3 203	1 848
Impôts exigibles	154	115
Autres dettes fiscales	1 171	948
Autres passifs courants (y compris dettes du secteur financier)	5 233	2 403
Total passifs courants	**11 617**	**6 756**
Passifs destinés à être cédés	0	39
TOTAL PASSIF	**44 777**	**36 509**

TABLEAUX DE FLUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

En millions d'euros	2005	2004
Cash-flow opérationnel avant impôt et variation du besoin en fonds de roulement	**4 229**	**4 176**
Variation du besoin en fonds de roulement	(501)	(282)
Impôts payés	(562)	(705)
Flux net des activités opérationnelles	**3 166**	**3 189**
Investissements nets et assimilés	**(2 463)**	**(1 847)**
Dont :		
Investissements	(3 061)	(2 133)
Désinvestissements et autres ressources	598	286
Disponible après financement des investissements	**703**	**1 342**
Financement	**408**	**(1 129)**
Variation de change	**10**	**6**
Variation de la trésorerie	**1 121**	**219**

9.1.2. Principaux facteurs ayant une incidence sur l'activité et les résultats

Introduction

Sur la période 2003-2005, le Groupe a poursuivi son développement sur l'ensemble de ses métiers, en France comme à l'étranger. Ses résultats sont marqués par :

- une croissance de la consommation de gaz naturel en France, avec un nombre important de nouveaux raccordements de communes et de clients et des conditions climatiques relativement froides en 2005 et 2004 par rapport à 2003, se traduisant par une augmentation des ventes de gaz naturel et des volumes transportés sur les réseaux de transport et de distribution ;
- des tarifs de vente de gaz naturel en France fluctuant en principe en fonction de l'évolution des coûts d'approvisionnement du Groupe ; tel a été le cas jusqu'en novembre 2004 où la révision tarifaire n'a répercuté que partiellement l'augmentation des coûts d'approvisionnement. Par la suite, les mouvements tarifaires décidés par les pouvoirs publics n'ont pas été suffisants pour couvrir intégralement l'augmentation du prix d'approvisionnement principalement du pétrole (voir paragraphe 6.1.4.7.2 - « Le contrat de Service Public » et ci-après « Tarifs administrés et tarifs régulés ») ;
- une expansion significative de l'activité en France et hors de France : une augmentation des ventes de gaz naturel à l'étranger et des opérations de croissance externe importantes, avec pour la France l'acquisition, le 28 septembre 2005, de Savelys dans laquelle le Groupe a porté sa participation de 20 à 59 % en mars 2005 (segment Services), et pour l'international avec l'acquisition de 51 % du distributeur roumain Distrigaz Sud le 31 mai 2005 et l'acquisition, le 28 septembre 2005, de 25,5 % du groupe SPE présent dans la production d'électricité et la commercialisation d'énergie – gaz et électricité- en Belgique (segment Transport-Distribution International), l'impact en année pleine sur 2004 de l'acquisition des activités allemandes de Preussag Énergie fin mai 2003 (segment Exploration-Production) ;
- l'impact de l'ouverture progressive du marché français du gaz naturel, notamment l'impact des pertes de parts de marché auprès des clients en France ayant la faculté de choisir leur fournisseur de gaz naturel (toutefois plus que compensées par la croissance du marché et des ventes à l'étranger). L'ouverture des marchés à la concurrence a également conduit à la mise en place des outils de marketing et de nouveaux systèmes informatiques, ainsi que d'une nouvelle organisation pour gérer les réseaux de transport et de distribution. Le Groupe prépare également l'échéance du 1er juillet 2007 avec l'ouverture du marché à la concurrence des particuliers notamment en séparant la commercialisation et la gestion des réseaux de distribution (Centres d'accueil téléphoniques, séparation des factures conjointes Gaz de France et EDF) et la mise à niveau des systèmes d'information ;
- l'instauration en juillet 2004 d'une nouvelle structure tarifaire pour l'utilisation des infrastructures en France, dont l'impact sur les résultats consolidés du Groupe est limité en raison du faible niveau d'utilisation des infrastructures par des clients externes, mais dont les conséquences sur la ventilation des résultats entre les segments du Groupe sont plus significatives ;

- plusieurs facteurs non récurrents (outre l'impact des changements de périmètre cités ci-dessus), notamment :
  - le dénouement des participations croisées avec Total à effet début 2005 qui s'est traduit par un impact positif global avant impôt de 77 millions d'euros enregistrés en autres produits et charges opérationnels,
  - une augmentation importante des provisions et amortissements dans le segment Distribution France en 2004, liée à l'accélération du programme de remplacement des fontes grises et une diminution en 2005 des dotations à la provision pour renouvellement des actifs en concession liée à un réajustement des valeurs de remplacement des biens renouvelables.

Dans ce contexte, le chiffre d'affaires du Groupe est passé de 17 526 millions d'euros en 2004 à 22 394 millions d'euros en 2005. Le résultat opérationnel est passé de 2 328 millions d'euros en 2004 à 2 784 millions d'euros sous l'effet notamment des provisions et amortissements décrits ci-dessus et de la variation des tarifs décidée par les pouvoirs publics. Le résultat net, part du Groupe, s'est élevé à 1 353 millions d'euros en 2004 et à 1 743 millions d'euros en 2005.

Le Groupe conforte sa structure financière, grâce notamment à des cash-flows opérationnels importants (4 229 millions d'euros en 2005 contre 4 176 millions d'euros en 2004) auxquels se rajoute l'augmentation de capital intervenue en juillet 2005 pour un montant de 1 869 millions d'euros. Son endettement net, y compris titres participatifs, au 31 décembre 2005 s'est élevé à 2 993 millions d'euros, soit 21 % des capitaux propres contre 41,8 % au 31 décembre 2004. La solidité financière du Groupe représente un atout important qui devrait lui permettre de poursuivre une politique d'investissement maîtrisée et rentable en ligne avec son objectif d'augmentation régulière de son résultat.

Tarifs administrés et tarifs régulés

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

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

Tarifs administrés

Il existe deux types de tarifs administrés :

- les tarifs de distribution publique, pour les clients consommant moins de 5 GWh par an et raccordés sur réseau de distribution ; et
- 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.

Les tarifs de distribution publique sont 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. Les tarifs à souscription sont proposés par Gaz de France et entrent en vigueur, sauf opposition des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE.

Tarifs de distribution publique

Le tableau ci-dessous présente le niveau moyen des évolutions des tarifs de distribution publique décidées en 2003, 2004 et 2005 :

Mois	Niveau moyen de modification tarifaire
2003	
1er mai	1,22 € par MWh
1er novembre	(2,80) € par MWh
2004	
1er mai	
15 novembre	1,50 € par MWh
2005	
1er juillet	1,24 € par MWh
1er septembre	0,9 € par MWh
1er novembre	4,45 € par MWh

Les modalités de fixation des tarifs de distribution publique en 2003 et 2004 sont décrites au paragraphe 5.2.1 du Document de Base.

Pour les modalités de fixation de ces tarifs applicables à compter de 2005, il convient de se reporter au chapitre 6 du présent document.

Tarifs à souscription

Le tableau ci-dessous présente les modifications moyennes des tarifs à souscription décidée chaque trimestre en 2003, 2004 et 2005.

Mois	Niveau moyen de modification tarifaire
2003	
1er janvier	1,49 € par MWh
1er avril	0,96 € par MWh
1er juillet	(1,85) € par MWh soit
1er octobre	(0,29) € par MWh
2004	
1er janvier	(0,21) € par MWh
1er avril	(0,56) € par MWh
1er juillet	1,91 € par MWh
1er octobre	0,96 € par MWh
2005	
1er janvier	1,83 € par MWh
1er avril	(1,24) € par MWh
1er juillet	3,06 € par MWh
1er octobre	2,98 € par MWh

Tarifs régulés

Le processus d'élaboration des tarifs régulés applicables aux utilisateurs d'infrastructures suit le régime fixé par la loi du 3 janvier 2003. Les tarifs sont déterminés avec l'objectif d'obtenir un revenu correspondant :

- aux charges d'exploitation nécessaires à la gestion, au bon fonctionnement et à la maintenance des réseaux liés à l'exploitation des infrastructures de transport nettes de recettes accessoires éventuelles ;
- aux charges d'amortissement économique des actifs immobilisés utilisés pour l'exploitation des infrastructures (également désignés sous le nom de « base d'actifs régulés ») ; et
- au produit d'un taux de rémunération appliqué à la base d'actifs régulés. Ce taux est déterminé séparément pour les réseaux de transport et de distribution, et pour les terminaux méthaniers, et des taux spécifiques sont applicables à certains nouveaux investissements.

Pour une description de la méthodologie de détermination et d'ajustement de la base d'actifs régulés et du taux de rémunération applicable aux différentes infrastructures et aux nouveaux investissements, se reporter au paragraphe 6.1.4.4 « L'accès des tiers aux réseaux en France ».

Les tarifs d'utilisation des installations de stockage sont déterminés sur une base dite « négociée ». Gaz de France applique des principes similaires à ceux décrits ci-dessus pour déterminer les tarifs de stockage.

Les tarifs publiés par Gaz de France sont déterminés sur la base des estimations des charges d'exploitation et d'amortissement réalisées pendant le processus d'élaboration de la structure tarifaire. Les différences éventuelles entre les estimations et les charges effectivement encourues par Gaz de France ne sont pas répercutées dans les tarifs.

Les tarifs appliqués au réseau de transport en 2003 et au premier semestre 2004 ont été établis par Gaz de France selon une méthodologie approuvée par la CRE. Les premiers tarifs approuvés par les pouvoirs publics selon le régime prévu dans la loi du 3 janvier 2003 ont été appliqués par Gaz de France à partir du 1er juillet 2004. Ils résultent d'une méthodologie différente de la précédente.

Un nouveau tarif d'acheminement sur le réseau de transport est entré en vigueur au 1er janvier 2005.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution ont également été établis par Gaz de France selon une méthodologie approuvée par la CRE ; un nouveau tarif a été publié et est entré en vigueur à compter du 1er janvier 2006.

Indicateurs macroéconomiques et climatiques

En dehors de ses performances commerciales, les résultats du Groupe sont affectés principalement par trois facteurs externes : le prix du pétrole, le taux de change entre l'euro et le dollar américain et les conditions climatiques. L'impact de ces facteurs est détaillé ci-dessous au paragraphe 10.3 – « Informations qualitatives et quantitatives concernant les risques de marché ».

Prix du pétrole

Les fluctuations du prix du marché du pétrole ont deux conséquences principales sur les résultats de Gaz de France :

- 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 étant

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 (voir « Tarifs administrés et tarifs régulés » ci-dessus).

Le prix du pétrole a à nouveau fortement augmenté en 2005 après de fortes hausses observées en 2004. Le cours moyen du baril de Brent (cotations à Rotterdam publiées par Platts) s'est élevé à 54,40 dollars américains en 2005 contre 38,20 dollars américains en 2004 et 28,80 dollars américains en 2003. Au 31 décembre 2005, le cours du Brent était de 58,20 dollars par baril.

Taux de change dollar américain/euro

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.

En 2005, la parité euro/dollar a été stable par rapport à 2004 à 1,24 en moyenne sur l'année. Au 31 décembre 2005, le taux d'échange Euro / Dollar s'est établi à 1,18.

Le taux de change entre le dollar et l'euro a également des effets ponctuels sur les résultats du Groupe. Certains des contrats relatifs à ses investissements ou acquisitions sont libellés en dollars. Une partie de ses emprunts est également libellée en dollars.

Conditions climatiques

Les conditions climatiques ont une incidence importante sur la consommation de gaz naturel, surtout la consommation des particuliers qui est principalement utilisée pour le chauffage. Les conditions climatiques ont donc un effet significatif sur les résultats du Groupe. Cet effet est particulièrement important pendant la période hivernale. L'impact n'est pas linéaire mais dépend, entre autres facteurs, de la température moyenne d'une période donnée et du niveau et des horaires d'ensoleillement.

En France, l'année 2005 a été légèrement plus froide qu'une année moyenne avec une correction climatique froide de 5,1 TWh (cette correction climatique était de 7,8 TWh en 2004 qui a été également plus froide qu'une année moyenne).

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). Ainsi, les conditions climatiques et les modifications tarifaires intervenant au premier trimestre et, dans une moindre mesure, au quatrième trimestre, ont un impact plus important sur les résultats du Groupe que les changements et modifications similaires intervenant aux deuxième et troisième trimestres.

Changements de périmètre

L'évolution du chiffre d'affaires et du résultat opérationnel du groupe Gaz de France, sur la période 2004-2005, a été affectée par des changements de périmètre concernant principalement :

Distrigaz Sud

Gaz de France a acquis, le 31 mai 2005, 51 % du capital du distributeur roumain Distrigaz Sud pour un montant de 310 millions d'euros.

SPE

Le 28 septembre 2005, Gaz de France et Centrica ont annoncé la finalisation de l'acquisition de 51 % du capital de la Société de Production Électrique (SPE) belge, soit un investissement pour Gaz de France de 250 millions d'euros.

Montée au capital de Savelys (anciennement CGST Save).

Gaz de France a augmenté sa participation dans le capital de Savelys de 20 % à 59 % pour un montant de 81 millions d'euros, le solde de 41 % étant détenu par le groupe Sigma.

Le tableau ci-dessous présente les effets des changements de périmètre sur le chiffre d'affaires et le résultat opérationnel du Groupe en 2005, étant observé qu'il n'y a pas eu de changements de périmètre significatifs au cours de 2004 :

En millions d'euros	**31.12.2005**
Chiffre d'affaires	**807**
Dont :	
- Distrigaz Sud	364
- SPE	132
- Savelys	311
Résultat opérationnel	**5**
Dont :	
- Distrigaz Sud	(11)
- SPE	(1)
- Savelys	17

Engagements de retraite – entrée en vigueur de la réforme du financement du régime de retraites

L'entrée en vigueur au 1er janvier 2005 de la réforme du financement du régime de retraite résultant de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 s'est traduite, moyennant l'adoption ou la signature de textes réglementaires et conventionnels :

- par la prise en charge du fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG) à compter du 1er janvier 2005, en relation notamment avec les régimes de droit commun ;
- par la mise en œuvre de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) perçue sur les prestations de transport et de distribution du gaz naturel selon un mécanisme similaire à celui de la TVA ; la mise en place de la CTA s'accompagne d'une baisse des tarifs d'acheminement du gaz

naturel. Elle se traduit ainsi par une diminution du chiffre d'affaires et un allégement corrélatif des charges de retraites supportées par les activités régulées de Transport et de Distribution en France.

Le paiement des contributions exceptionnelles forfaitaires et libératoires dues par Gaz de France en 2005 au titre de l'adossement financier aux régimes de droit commun (soit 249 millions d'euros à la CNAV relatifs aux activités non régulées et 90 % de 137 millions d'euros pour les régimes de retraite complémentaire ARRCO et AGIRC) a été réalisé sur le premier semestre 2005 par des prélèvements sur les fonds assurantiels dédiés.

Dénouement des partenariats avec Total

Gaz de France et Total détenaient, jusqu'au 1er janvier 2005, des intérêts croisés au sein des sociétés françaises GSO et CFMH opérant dans le domaine du transport et du stockage. Ces partenariats croisés ont été dénoués début janvier 2005. Ainsi, Gaz de France a cédé à Total sa participation de 30 % dans GSO, et Total a cédé à Gaz de France sa participation de 45 % dans CFMH. Dans le cadre de cette opération, Gaz de France a aussi cédé à Total divers actifs dont un portefeuille de clients industriels de CFMH représentant en 2004 un volume de ventes d'environ 13 TWh.

La dissolution par confusion de patrimoine de CFM et CFMH dans Gaz de France S.A. est intervenue en juillet 2005.

Le dénouement des participations croisées comprenait des opérations non récurrentes dont l'impact sur les résultats du Groupe s'élève à 77 millions d'euros avant impôt et 50 millions d'euros après impôt.

Ces opérations concernent pour l'essentiel des indemnités liées à des résiliations anticipées de contrats et des cessions d'actifs.

Création de la filiale GRTgaz

Gaz de France a filialisé son activité de transport en créant le 1er janvier 2005 la filiale « GRTgaz » détenue à 100 %. La mise en place de la filiale est sans impact sur les comptes consolidés du Groupe.

9.2. Comparaison des exercices clos le 31 décembre 2003 et le 31 décembre 2004 établis en normes CRC

Voir paragraphe 5.2.2 du Document de Base.

9.3. Comparaison des exercices clos le 31 décembre 2004 et le 31 décembre 2005

Note préliminaire

Les principes comptables appliqués pour les comptes au 31 décembre 2005 sont identiques à ceux utilisés pour l'établissement des comptes 2004 IFRS publiés par le Groupe, à l'exception des normes IAS 32 et 39 sur les instruments financiers que le Groupe applique à compter du 1er janvier 2005 sans retraitement des comptes 2004.

Chiffres clés du Groupe sur la base des résultats financiers 2004 IFRS publiés :

Chiffres clés du Groupe sur la base des résultats financiers 2004 IFRS publiés

	Données publiées		
En millions d'euros	2005	2004	Var. %
Chiffre d'affaires	22 394	17 731	26,3 %
Excédent Brut Opérationnel	4 219	4 457	- 5,3 %
Résultat Opérationnel	2 784	2 612	6,6 %
Résultat net consolidé – Part du Groupe	**1 743**	**1 151**	**51,4 %**

Compte tenu des impacts financiers significatifs de la réforme du financement du régime des retraites et en vue de faciliter la comparaison des résultats entre 2004 et 2005, le Groupe a produit, en complément et sur la base des résultats financiers 2004 IFRS publiés, des résultats financiers 2004 établis comme si la réforme du financement des retraites avait été mise en œuvre au 1er janvier 2004.

Si la réforme du financement des retraites était entrée en vigueur le 1er janvier 2004, les résultats au 31 décembre 2004 auraient été les suivants :

	Données publiées	Pro forma post réforme du financement du régime des retraites	
En millions d'euros	2005	2004 Pro forma	Var. %
Chiffre d'affaires	22 394	17 526	27,8 %
Excédent Brut Opérationnel	4 219	4 173	1,1 %
Résultat Opérationnel	2 784	2 328	19,6 %
Résultat net consolidé – Part du Groupe	**1 743**	**1 353**	**28,8 %**

L'explication du passage du compte de résultat 2004 (données publiées) au compte de résultat pro forma post réforme du financement du régime des retraites est détaillée au paragraphe E de l'annexe aux comptes consolidés des exercices 2004 et 2005.

Pour une meilleure compréhension économique et financière, la comparaison entre les résultats de l'année 2005 et les résultats de l'année 2004 présentée dans les développements ci-après sera réalisée sur la base des données 2004 pro forma post réforme du financement du régime des retraites (données non auditées).

Chiffre d'affaires du Groupe

Le chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 22 394 millions d'euros en 2005, en croissance de 27,8 % par rapport aux 17 526 millions d'euros réalisés en 2004 (+ 23 % à périmètre constant). La croissance du chiffre d'affaires consolidé 2005 par rapport au chiffre d'affaires consolidé 2004 post réforme du financement du régime des retraites (si la réforme du financement du régime des retraites était entrée en vigueur le 1er janvier 2004) se répartit en un effet prix de + 2 805 millions d'euros, un effet volume de + 1 256 millions d'euros et un effet périmètre de + 807 millions d'euros.

Cette croissance trouve en effet son origine principalement dans :

- la hausse des prix de l'énergie ;
- le développement des ventes aux grands clients industriels et commerciaux en Europe ;
- la progression des ventes du segment Transport-Distribution International reflétant notamment l'effet de la croissance externe réalisée par ce segment avec l'intégration de Distrigaz Sud et de SPE ;
- la progression des ventes du segment Services notamment portée par l'intégration globale de Savelys.

En volume, les ventes de gaz du Groupe progressent de près de 6 % (749 TWh en 2005 contre 708 TWh en 2004).

Les ventes de gaz sont stables en France (hormis une baisse d'environ 12 TWh résultant essentiellement d'un effet périmètre suite au dénouement des participations croisées avec Total).

La part du chiffre d'affaires réalisé à l'international progresse : elle représente 36,4 % du chiffre d'affaires du Groupe en 2005 (29,9 % en 2004 sur la base des données IFRS 2004 pro forma post-réforme du financement du régime des retraites) et 59,6 % de la croissance du chiffre d'affaires du Groupe entre 2004 et 2005.

Excédent brut opérationnel du Groupe

L'excédent brut opérationnel du Groupe progresse de 1,1 % par rapport à 2004 ; hors effet de l'impact des normes IAS 32/39 (- 44 millions d'euros en 2005), cette progression aurait été de 2,2 %. L'évolution de l'EBO a été notamment marquée par un manque à gagner résultant de la répercussion partielle de la hausse des coûts d'achat du gaz dans les tarifs de distribution publique.

Résultat opérationnel du Groupe

Le résultat opérationnel du Groupe enregistre une augmentation de 19,6 %, sensiblement supérieure à celle de l'excédent brut opérationnel, qui s'explique principalement par une évolution favorable des dotations nettes aux provisions en raison d'un réajustement en 2005 des valeurs de remplacement futures des biens en concession renouvelables. Par ailleurs, un complément de provisions avait été enregistré en 2004 pour faire face à l'accélération du processus de remplacement des fontes grises (264 millions d'euros).

Une charge de 132 millions d'euros a été enregistrée en 2005 suite à l'ouverture du capital en 2005, en application de la norme IFRS 2.

9.3.1. Chiffre d'affaires et résultats par pôle

Le tableau ci-dessous présente l'évolution du chiffre d'affaires, de l'excédent brut opérationnel, du résultat opérationnel, ventilés par secteur d'activité, entre 2004 et 2005. Les données 2004 sont des données pro forma post réforme du financement du régime des retraites.

	Chiffre d'affaires			Excédent brut opérationnel		
En millions d'euros	2005	2004 pro forma	Var. %	2005	2004 pro forma	Var. %
PÔLE FOURNITURE D'ÉNERGIE ET DE SERVICES						
Exploration-Production	1 139	968	17,7 %	726	625	16,2 %
Achat-Vente d'Énergie	17 252	13 855	24,5 %	251	265	- 5,3 %
Services	1 916	1 439	33,1 %	166	94	76,6 %
PÔLE INFRASTRUCTURES						
Transport-Stockage France	2 124	2 145	- 1,0 %	1 271	1 291	- 1,5 %
Distribution France	2 921	2 972	- 0,7 %	1 352	1 399	- 3,4 %
Transport-Distribution International	2 283	1 467	55,6 %	344	400	- 14,0 %
Éliminations, autres et non alloué [1]	(5 271)	(5 320)	–	109	99	–
TOTAL GROUPE	**22 394**	**17 526**	**27,8 %**	**4 219**	**4 173**	**1,1 %**

(1) *cette rubrique contenait les résultats de la filiale DK6 en 2004 ; en 2005, cette filiale a été reclassée dans le secteur Services.*

En millions d'euros	Résultat opérationnel 2005	Résultat opérationnel 2004 pro forma	Résultat opérationnel Var. %	Investissements d'équipements 2005	Investissements d'équipements 2004 pro forma
PÔLE FOURNITURE D'ÉNERGIE ET DE SERVICES					
Exploration-Production	457	229	99,6 %	500	387
Achat-Vente d'Énergie	203	263	- 22,8 %	46	10
Services	94	53	77,4 %	61	43
PÔLE INFRASTRUCTURES					
Transport-Stockage France	942	938	0,4 %	447	314
Distribution France	895	541	65,4 %	793	713
Transport-Distribution International	249	286	- 12,9 %	138	76
Éliminations, autres et non alloué (1)	(56)	18	–	31	85
TOTAL GROUPE	**2 784**	**2 328**	**19,6 %**	**2 016**	**1 628**

(1) *cette rubrique contenait les résultats de la filiale DK6 en 2004 ; en 2005, cette filiale a été reclassée dans le secteur Services.*

9.3.1.1. Pôle Fourniture d'Énergie et de Services

9.3.1.1.1. Exploration-Production

Données macroéconomiques

Cours moyen	2005	2004	Variations
Brent (en USD)	54,4	38,2	42%
Parité (en EUR / USD)	1,24	1,24	-
Brent (en EUR)	43,8	30,8	42 %

Production consolidée d'hydrocarbures (hors mises en équivalence)

	2005	2004	Variations
Productions combinées (Mbep)	34,6	40,8	- 15,2 %
Gaz (Mbep)	24,1	29,1	- 17,2 %
Liquides (Mbl)	10,5	11,7	- 10,3 %

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Exploration-Production atteint 1 139 millions d'euros en 2005 contre 968 millions d'euros en 2004, soit une progression de 17,7 %.

La production vendue d'hydrocarbures dégage un chiffre d'affaires de 1 023 millions d'euros contre 865 millions d'euros en 2004, soit une hausse de 18,3 %.

Cette évolution est essentiellement liée à un effet prix favorable résultant de la hausse du cours des produits pétroliers et des prix du gaz au Royaume-Uni estimé à 286 millions d'euros. Cet effet a été partiellement compensé par la baisse de 15,2 % de la production d'hydrocarbures vendue (34,6 Mbep en 2005 contre 40,8 Mbep en 2004), dont l'effet négatif sur le chiffre d'affaires est estimé à 128 millions d'euros. Cette baisse qui était prévue est conforme aux profils de production des actifs en portefeuille. Elle concerne le Royaume-Uni (- 2,3 Mbep), les Pays-Bas

(- 1,6 Mbep), l'Allemagne (- 1,5 Mbep) et à un degré moindre la Norvège (- 0,8 Mbep). La mise en production fin 2005 et début 2006 de nouveaux développements (Pays-Bas, Royaume-Uni) devrait permettre au Groupe de renouer en 2006 avec un niveau de production voisin de 2004.

Les autres ventes, comprenant notamment des prestations de transport, de stockages, et de trading sont en progression de 12,6 % à 116 millions d'euros.

Excédent brut opérationnel et résultat opérationnel

L'excédent brut opérationnel, à 726 millions d'euros contre 625 millions d'euros en 2004, affiche une progression de 16,2 %. La croissance du chiffre d'affaires est partiellement compensée par la progression des dépenses d'exploitation, essentiellement liée à des achats de gaz pour revente, à la hausse des royalties inhérente à l'évolution des cours des produits pétroliers, et à un degré moindre à un effort d'exploration accru par rapport à l'année précédente.

Le résultat opérationnel, à 457 millions d'euros en 2005, a quasiment doublé par rapport à 2004 (229 millions d'euros). Le résultat opérationnel 2004 incluait des dépréciations nettes des reprises (*impairment*) pour un montant de 58 millions d'euros. Le résultat opérationnel 2005 tient compte de dépréciations nettes des reprises (*impairment*) de 11 millions d'euros. Hors ces éléments, le résultat opérationnel est en hausse de 63 % du fait de la croissance de l'EBO et d'une diminution des amortissements et provisions corrélée à la baisse de la production et aux révisions positives des réserves.

Investissements d'équipement

Les investissements d'équipement s'élèvent à 500 millions d'euros en 2005 contre 387 millions d'euros en 2004. La hausse des investissements est liée au développement de nouveaux champs mis en production à la fin de l'année 2005 et au début 2006 essentiellement au Royaume-Uni et aux Pays-Bas, et à un effort d'exploration plus soutenu en 2005 (13 puits forés en 2005 contre 8 en 2004). Les investissements ont été réalisés pour 41 % en Norvège, 28 % aux Pays-Bas, 16 % au Royaume-Uni, 10 % en Allemagne et 5 % en Algérie.

Exploration

Les dépenses d'exploration s'établissent à 114 millions d'euros contre 80 millions d'euros en 2004, soit une progression de 42 %. L'année 2005 a été marquée par de nombreux succès de l'exploration : treize puits ont été forés durant l'année dont onze ont mené à des succès. Les découvertes ont été réalisées au Royaume-Uni (4), aux Pays-Bas (3), en Norvège (1), en Allemagne (1) et en Algérie (2 puits d'appréciation des ressources).

En 2004, huit puits avaient été forés dont six avec succès. Trois découvertes avaient été réalisées au Pays-Bas, deux au Royaume-Uni et une en Algérie (puits d'appréciation des ressources).

Réserves d'hydrocarbures [1]

Réserves au 31 décembre	2005	2004	Var. %
Réserves prouvées et probables (Mbep)	753	695	8,3 %
Gaz (Mbep)	544	508	7,1 %
Liquides (Mbl)	209	187	11,8 %

(1) *Sociétés consolidées et y compris quote-part des réserves prouvées probables des sociétés mises en équivalence (non auditées).*

Les réserves prouvées et probables s'élèvent à 753 millions de bep au 31 décembre 2005 contre 695 millions de bep au 31 décembre 2004, soit une progression de 8,3 %. La progression est due aux découvertes et extensions réalisées en 2005 et à des révisions de réserves en Norvège et en Allemagne.

Le taux de renouvellement des réserves prouvées et probables du Groupe s'établit à + 236 % en 2005 contre + 153 % en 2004.

9.3.1.1.2. Achat-Vente d'Énergie

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Achat-Vente d'Énergie est en hausse de 24,5 %, à 17 252 millions d'euros.

Cette évolution s'explique majoritairement par la hausse des prix de l'énergie, mais aussi par une augmentation des ventes en volume.

Ventes de gaz

Les ventes de gaz contributives du segment Achat-Vente d'Énergie s'élèvent à 644 TWh sur l'ensemble de l'année 2005, soit une hausse de 3,4 % par rapport à 2004.

Exercice clos le 31 décembre 2004

En TWh	2005		2004		Variation %	
VENTES DE GAZ NATUREL AUX CLIENTS	TWh	En millions d'euros	TWh	En millions d'euros	TWh	En millions d'euros
En France						
Résidentiels individuels	139	4 810	138	4 604	0,1 %	4,5 %
Clientèle d'affaires	189	4 956	190	4 272	NS	16,0 %
Grands clients industriels et commerciaux	115	2 137	116	1 701	(0,1) %	25,6 %
Autres clients	22	415	34[1]	377	(35,3) %	10,1%
TOTAL FRANCE	**465**	**12 318**	**478**	**10 954**	**(2,7) %**	**12,5%**
En Europe						
Grands clients industriels et commerciaux	105	1 938	78	1 056	34,6 %	83,5%
Autres clients	9	189	9	145	-	30,3%
TOTAL EUROPE	**114**	**2 127**	**87**	**1 201**	**31,0 %**	**77,1%**
Ventes court terme	65	1 096	58	754	12,1 %	45%,
TOTAL SEGMENT ACHAT-VENTE D'ÉNERGIE	**644**	**15 541**	**623**	**12 909**	**3,4 %**	**20,4%**

(1) *Après contraction de 22 TWh d'opérations Achat-Vente avec GSO (en application des normes IFRS).*

Cette progression s'explique essentiellement par la croissance des ventes de gaz naturel aux grands clients industriels et commerciaux hors France, qui s'élèvent à 105 TWh en 2005 contre 78 TWh en 2004 et dégagent un chiffre d'affaires de 1 938 millions d'euros, en hausse de 86,5 %. La plus grande part de cette croissance se réalise au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, en Italie et en Belgique.

En TWh	2005	2004
Royaume-Uni	34,6	33,7
Belgique et Luxembourg	21,2	16,2
Pays-bas	20,2	13,1
Italie	16,9	10,3
Espagne	5,2	1,9
Allemagne	6,7	2,8

En France, le léger recul des volumes vendus s'explique principalement par la cession d'une partie du portefeuille des clients de la filiale CFM à Total dans le cadre du dénouement des participations croisées entre Gaz de France et Total début 2005, ainsi que par des conditions climatiques moins favorables qu'en 2004. Par ailleurs, 6,6 TWh ont été vendus par Gaz de France en 2005 dans le cadre du dispositif de mise à disposition temporaire de gaz dans le sud-est de la France (gas release).

Ventes d'électricité

Les ventes d'électricité ont débuté en France dans le courant du dernier trimestre 2004. Elles atteignent 5,6 TWh en 2005 pour un chiffre d'affaires de 228 millions d'euros.

Au Royaume-Uni, les volumes d'électricité vendus sont en hausse de 48 % par rapport à 2004, à 14,4 TWh pour un chiffre d'affaires de 853 millions d'euros.

Excédent brut opérationnel et résultat opérationnel

L'excédent brut opérationnel du segment Achat-Vente d'Énergie atteint 251 millions d'euros en 2005, soit une baisse de 5,3 % par rapport à 2004.

La variation de l'excédent brut opérationnel entre 2004 et 2005 intègre l'impact positif du dénouement des relations croisées avec Total pour un montant de 70 millions d'euros ainsi que l'impact positif du réajustement non récurrent d'un tarif de transport facturé par une filiale du segment Transport-Distribution International du Groupe pour 27 millions d'euros. Il comprend également une charge de 44 millions d'euros au titre de l'application de la norme IAS 39 à compter de 2005.

Hors ces éléments, l'excédent brut opérationnel est en baisse de 25,3 %. En France, la hausse des coûts d'achat du gaz liée à l'augmentation du cours des produits pétroliers n'a été que partiellement répercutée sur les tarifs administrés de distribution publique. Cet effet négatif, qui s'est

élevé à 130 millions d'euros sur l'année 2004, est évalué à 370 millions d'euros sur l'année 2005. En outre, les gestes commerciaux décidés sur l'hiver 2005-2006 s'élèvent à 61 millions d'euros sur 2005. Ces effets sont compensés en partie par des sorties de stock effectuées au coût moyen pondéré et par des effets prix favorables liés à l'application de nouveaux tarifs d'acheminement et de prix de stockages par les activités d'infrastructures.

Le résultat opérationnel passe de 263 millions d'euros en 2004 à 203 millions d'euros en 2005, soit une baisse de 22,8 %. Le résultat opérationnel 2004 comprenait une reprise de provision spécifique sur litige de 50 millions d'euros.

Investissements d'équipement

Les investissements d'équipement du segment Achat-Vente d'Énergie s'élèvent à 46 millions d'euros en 2005, contre 10 millions d'euros en 2004. En 2005, ils comprennent notamment 20 millions d'euros liés au développement d'un nouveau système d'information en vue de l'ouverture totale du marché des particuliers en France.

9.3.1.1.3. Services

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Services atteint 1 916 millions d'euros en 2005, soit une augmentation de 33,1 % par rapport à 2004 et de 8,7 % à périmètre constant.

La croissance du chiffre d'affaires est principalement portée par la filiale Savelys.

Le 23 mars 2005, le Groupe Gaz de France a porté de 20 % à 59 % sa participation dans le capital de Savelys, société spécialisée dans la maintenance de chaudières pour les clients individuels et l'habitat collectif en France.

Cette filiale est consolidée par intégration globale dans les comptes du Groupe à compter du 1er janvier 2005, alors qu'elle était jusqu'alors mise en équivalence. En 2005, Savelys a réalisé un chiffre d'affaires contributif au segment Services de 311 millions d'euros.

La croissance du chiffre d'affaires est également due à la mise en exploitation commerciale à compter du 22 mars 2005 de la centrale à cycles combinés DK6 située à Dunkerque, à la croissance de l'activité en France et en Italie, ainsi qu'à la hausse des prix de l'énergie.

En France, le chiffre d'affaires de Cofathec (contribution au segment Services) s'élève à 771 millions d'euros (+ 7 %). À l'international, il atteint 614 millions d'euros contre 572 millions d'euros en 2004. Cette progression concerne essentiellement l'Italie.

Excédent brut opérationnel et résultat opérationnel

L'excédent brut opérationnel du segment Services s'élève à 166 millions d'euros en 2005, en augmentation de 76,6 % par rapport à 2004.

Cette progression est liée principalement à la mise en service de la centrale à cycles combinés DK6, à l'intégration des résultats de Savelys à compter du 1er janvier 2005 et à la poursuite de l'amélioration de la rentabilité des activités en Italie.

Le résultat opérationnel s'établit à 94 millions d'euros, en croissance de 77,4 % sur 2004. Le résultat opérationnel intègre notamment les amortissements et provisions des filiales DK6 et Savelys.

Investissements d'équipement

Les investissements d'équipement du segment Services s'élèvent à 61 millions d'euros en 2005 contre 43 millions d'euros en 2004. Les investissements réalisés en 2005 concernent pour l'essentiel la centrale à cycles combinés DK6 et des réseaux de chaleur et de froid en France.

9.3.1.2. Pôle Infrastructures

9.3.1.2.1. Transport-Stockage France

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Transport-Stockage France s'élève à 2 124 millions d'euros en 2005 contre 2 145 millions d'euros en 2004, en baisse de 1 %.

La baisse du chiffre d'affaires résulte principalement :

- de l'application en année pleine du tarif d'accès au stockage, en vigueur depuis le 1er juillet 2004 (les prix d'accès au stockage sont négociés) et de l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'acheminement au 1er janvier 2005 ;
- de l'impact de la cession des actifs du stockage d'Izaute dans le cadre du dénouement des relations croisées entre Gaz de France et Total.

Ces effets sont partiellement compensés par l'effet positif de la hausse des quantités déchargées sur les terminaux méthaniers et des capacités de transport souscrites par les expéditeurs, ainsi que par des facturations complémentaires liées au non-respect des quantités contractuelles en transport et en stockage.

Excédent brut opérationnel et résultat opérationnel

L'excédent brut opérationnel s'établit à 1 271 millions d'euros en 2005, en baisse de 1,5 % par rapport à 2004.

L'excédent brut opérationnel de 2005 intègre deux opérations non récurrentes d'effet contraire :

- la plus value de cession du gaz coussin du stockage d'Izaute à Total dans le cadre du dénouement des relations croisées entre Gaz de France et Total pour 11 millions d'euros ;
- le coût de l'abondement spécifique lié à l'actionnariat salarié pour 7 millions d'euros.

Hors ces opérations, l'EBO est en baisse de 1,9 %.

Le résultat opérationnel s'établit à 942 millions d'euros en 2005, soit une hausse de 0,4 %. La baisse de l'excédent brut opérationnel est compensée par une diminution des amortissements liée aux cessions d'actifs à Total dans le cadre du dénouement des relations croisées entre Gaz de France et Total réalisé début 2005 et à la centralisation de la propriété et de la gestion de l'immobilier au niveau de la tête de Groupe.

Par ailleurs, cette baisse inclut deux réajustements négatifs non récurrents de 31 millions d'euros liés à la mise en place de l'accès des tiers au stockage et de 29 millions d'euros liés à la cession de droits sur le stockage d'Izaute.

Investissements d'équipement

Les investissements d'équipement du segment Transport-Stockage France réalisés en 2005 s'élèvent à 447 millions d'euros contre 314 millions d'euros en 2004. Cette hausse s'explique principalement par la poursuite de la construction du nouveau terminal méthanier de Fos-Cavaou, dont le chantier a été lancé au second semestre 2004. En 2005, 43,8 % des investissements d'équipement ont été consacrés au Transport, 30,5 % aux Stockages et 25,7 % aux Terminaux méthaniers (23 % pour la construction du terminal de Fos-Cavaou).

9.3.1.2.2. Distribution France

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Distribution France s'élève à 2 951 millions d'euros en 2005 contre 2 972 millions d'euros en 2004, en baisse de 0,7 %.

Malgré un climat moins froid qu'en 2004, 338 TWh de gaz naturel ont été acheminés sur le réseau de Distribution en 2005, soit une augmentation de 0,9 %. L'effet positif de la hausse des volumes acheminés est compensé pour l'essentiel par l'augmentation de la contribution tarifaire d'acheminement.

Excédent brut opérationnel et résultat opérationnel

L'excédent brut opérationnel du segment Distribution France s'établit à 1 352 millions d'euros en 2005 contre 1 399 millions d'euros en 2004, soit une diminution de 3,4 %.

Outre la baisse du chiffre d'affaires, l'excédent brut opérationnel 2005 intègre le coût de l'abondement spécifique lié à l'actionnariat salarié pour 28 millions d'euros.

Le résultat opérationnel passe de 541 millions d'euros en 2004 à 895 millions d'euros en 2005, soit une hausse de 65,4 %. Cette évolution favorable résulte notamment d'une diminution du niveau des dotations nettes à la provision pour renouvellement consécutive notamment au complément de 264 millions d'euros de provision enregistré en 2004 pour faire face à l'accélération du processus de remplacement des conduites en fontes grises et à un réajustement des valeurs de remplacement futures des biens renouvelables en 2005.

La mise en œuvre des normes IFRS et plus particulièrement l'actualisation de la Provision pour renouvellement en application de la norme IAS 37 a entraîné, toutes choses égales par ailleurs, par rapport aux normes comptables françaises :

- une amélioration du résultat opérationnel respectivement de 29 millions d'euros en 2004 et de 237 millions d'euros en 2005, l'écart soit 208 millions d'euros, résultant principalement en 2005 de l'effet d'un réajustement des valeurs de remplacement des biens renouvelables qui a été comptabilisé de façon totalement rétrospective ;
- une dégradation du résultat financier correspondant à la charge annuelle de désactualisation de la provision, respectivement de 198 millions d'euros en 2004 et de 212 millions d'euros en 2005, dont la variation n'appelle pas de commentaire particulier.

L'exercice 2005 est donc marqué par un allègement non récurrent des dotations courantes à la provision pour renouvellement, qui devraient retrouver à compter de 2006 un niveau cohérent avec celles de l'exercice 2004.

Investissements d'équipement

Les investissements d'équipement du segment Distribution France s'élèvent à 793 millions d'euros en 2005 contre 713 millions d'euros en 2004.

L'augmentation des investissements concerne pour l'essentiel la résorption des canalisations en fonte grise (1 030 kilomètres en 2005 pour un objectif de 890 km). En 2005, 22,7 % des investissements ont été consacrés à la résorption des fontes grises.

54,6 % des investissements ont été consacrés au développement du réseau dans le cadre du programme « 1 million de nouveaux clients chauffage » : 2 250 kilomètres d'extensions de réseau ont été mis en gaz et plus de 243 000 nouveaux clients chauffage ont été acquis par Gaz de France, portant ainsi à 606 343 le nombre total de nouveaux clients chauffage acquis depuis le début du programme « Un million de clients chauffage ».

9.3.1.2.3. Transport-Distribution International

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Transport-Distribution International s'élève à 2 283 millions d'euros en 2005 contre 1 467 millions d'euros en 2004, soit une progression de 55,6 %.

Il bénéficie de l'entrée en consolidation de Distrigaz Sud au 30 juin et de SPE au 1er octobre. À périmètre comparable, le chiffre d'affaires est en hausse de 20,8 %.

Corrigée de l'impact du réajustement non récurrent d'un tarif de transport bénéficiant essentiellement au segment Achat-Vente d'Énergie du Groupe, la progression du chiffre d'affaires à périmètre comparable est supérieure à 24,3 %. Elle est portée principalement par les hausses tarifaires appliquées par les filiales de distribution en Slovaquie et au Mexique au quatrième trimestre 2004 et au quatrième trimestre 2005, ainsi qu'en Hongrie et en Allemagne en 2005.

Excédent brut opérationnel et résultat opérationnel

L'excédent brut opérationnel s'établit à 344 millions d'euros en 2005 contre 400 millions d'euros en 2004, soit une baisse de 13,9 %.

Cette évolution s'explique par l'effet de deux opérations non récurrentes :

- au premier semestre 2004 : impact positif de la reprise du badwill de 2004 dans le cadre de la montée au capital des deux filiales hongroises de distribution pour 31 millions d'euros ;
- au premier semestre 2005 : répercussion de la baisse du chiffre d'affaires liée au réajustement d'un tarif de transport en Allemagne bénéficiant pour l'essentiel au segment Achat-Vente d'Énergie du Groupe pour 51 millions d'euros.

Hors éléments non récurrents, l'excédent brut opérationnel progresse de 7,3 % et de 6,5 % à périmètre comparable, notamment du fait de l'effet des hausses tarifaires sur le chiffre d'affaires.

Le résultat opérationnel atteint 249 millions d'euros en 2005 contre 286 millions d'euros en 2004, soit une baisse de 13 %. Cette variation inclut l'impact des opérations non récurrentes et les effets de périmètre mentionnés ci-dessus. Elle comprend également des reprises de provision pour dépréciation d'actifs au Mexique sur les filiales de Distribution suite à l'amélioration des perspectives financières, ainsi qu'une reprise de provision pour litige en Allemagne. Hors ces éléments, le résultat opérationnel progresse de 7,7 %. Outre l'effet favorable des hausses tarifaires, le résultat opérationnel est impacté favorablement par une baisse des provisions.

Investissements d'équipement

Les investissements d'équipement du segment Transport-Distribution International réalisés en 2005 s'élèvent à 138 millions d'euros (76 millions d'euros sur 2004).

Ils comprennent, en 2005, 44 millions d'euros d'investissements d'équipement réalisés par Distrigaz Sud et 4 millions d'euros réalisés par SPE.

9.3.2. Les autres éléments financiers

Le résultat financier du Groupe s'améliore de 59 millions d'euros avec une charge nette au 31 décembre 2005 de 438 millions d'euros contre 497 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Éléments relatifs au coût de la dette

Le coût de l'endettement financier net au 31 décembre 2005 s'établit à 202 millions d'euros, en hausse de 23 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2004.

Hors un effet de change lié à l'endettement défavorable de 42 millions d'euros, la charge d'intérêts brute est stable (232 millions d'euros en 2005 contre 228 millions d'euros en 2004). Le coût moyen de l'endettement brut ressort à 4,9 %, contre 4,8 % en 2004.

Les produits de cession d'équivalents de trésorerie sont en amélioration de 23 millions d'euros (26 millions d'euros contre 3 millions d'euros en 2004), en raison du placement du produit de l'augmentation de capital de juillet 2005.

Autres éléments financiers

Les autres éléments financiers sont négatifs de 236 millions d'euros au 31 décembre 2005 contre 318 millions d'euros négatifs au 31 décembre 2004. Cette variation résulte principalement de la diminution des charges de désactualisation des provisions (hors provisions pour retraites) (pour 101 millions d'euros) et de la cession de titres Technip (plus-value de 107 millions d'euros). La charge de désactualisation des autres provisions incluait au 31 décembre 2004 un rattrapage au titre de la réestimation de la provision pour démantèlement des canalisations de distribution.

Ces effets sont partiellement compensés par une perte de change de 38 millions d'euros résultant principalement de l'évolution défavorable du cours du dollar au cours de l'année 2005. La « position dollar » constituée en 2002, entièrement dénouée au second semestre 2005, a généré une perte de change sur 2005, mais son résultat global depuis 2002 est demeuré très largement positif.

La charge d'impôt au 31 décembre 2005 s'élève à 794 millions d'euros contre 563 millions d'euros au 31 décembre 2004. Cette variation s'explique essentiellement par l'amélioration du résultat avant impôt entre les deux périodes et par un produit d'impôt non récurrent enregistré en 2004 à hauteur de 34 millions d'euros suite à la diminution de 0,5 % des taux d'impôts français.

Le résultat net consolidé – part du Groupe atteint 1 743 millions d'euros en 2005, en hausse de 28,8 % par rapport aux données IFRS 2004 pro forma post réforme du régime des retraites.

9.4. Engagements du Groupe

9.4.1. Engagements de retraite et autres avantages au personnel

Engagements de retraite

Les engagements du Groupe au titre des retraites s'élèvent à 1 562 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 1 784 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Avantages au personnel

Les autres engagements relatifs aux avantages au personnel incluent notamment les indemnités et congés exceptionnels de fin de carrière, les avantages en nature énergie (droit du personnel des entreprises de la branche IEG d'acheter du gaz naturel et de l'électricité à des tarifs préférentiels) et les pensions d'invalidité et rentes accidents du travail et maladie professionnelle. L'ensemble des autres engagements relatifs aux avantages au personnel est détaillé dans la note 28-2 aux comptes consolidés au 31 décembre 2005 en normes IFRS. Leur montant global était de 1 152 millions d'euros au 31 décembre 2004 et de 1 232 millions d'euros au 31 décembre 2005.

Couverture des engagements

Les engagements de retraite et autres avantages au personnel sont couverts partiellement par des provisions et partiellement par des couvertures d'assurance. Au 31 décembre 2005, le montant global des engagements est de 2 794 millions d'euros (1 562 millions au titre des retraites et 1 232 millions d'euros au titre des autres avantages au personnel).

Au 31 décembre 2005, les actifs de couverture s'élèvent au global à 1 864 millions d'euros et se traduisent par l'inscription d'une provision de 1 089 millions d'euros et d'un actif net de couverture de 159 millions d'euros.

9.4.2. Engagements relatifs aux matières premières

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, le Groupe a sécurisé ses approvisionnements par des contrats dont la durée peut atteindre 25 ans. Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement du Groupe d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

Cette compétitivité est assurée par des formules de prix indexées et par des mécanismes de révision de prix. Le Groupe réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats. Au 31 décembre 2005, les engagements du Groupe étaient de 51 milliards de mètres cubes pour 2006, 191 milliards de mètres cubes pour la période allant de 2007 à 2009 et 382 milliards de mètres cubes pour 2010 et au-delà.

À la demande de la Direction Générale de la Concurrence de la Commission Européenne et de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), Gaz de France met en œuvre un programme de cession temporaire de gaz (« gas release ») sur le Point d'Échange 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 (voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.2.4-« Mise à disposition temporaire de gaz dans le sud-est de la France (*gas release*)»).

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 8 milliards de mètres cubes au 31 décembre 2005, dont 3 milliards de mètres cubes à moins d'un an.

Évolution des engagements

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des engagements relatifs au gaz naturel entre 2004 et 2005 :

Gaz naturel

En milliards de m³	31.12.2005	31.12.2004
CONTRATS D'ACHATS		
à 1 an	51	45
de 1 an à 4 ans	191	188
4 ans et au-delà	382	414
« Gas release » (en TWh)	38	45
Secteur Exploration-Production :		
Engagements de mise à disposition	8	7
Dont à moins d'un an	3	2

9.4.3. Obligations contractuelles à caractère décaissable

En millions d'euros		Paiements dus par période		
Obligations contractuelles	**Total**	**À moins d'un an**	**D'un à cinq ans**	**À plus de cinq ans**
Dettes à long terme	3 711	1 102	452	2 157
Obligations en matière de location-financement	778	69	386	323
Contrats de location simple	142	33	97	12
Engagements d'investissements d'équipement	1 649	627	980	42
Autres investissements	54	39	13	2
TOTAL	**6 334**	**1 870**	**1 928**	**2 536**

(Montants non actualisés).

Les engagements d'investissement à moins d'un an représentent 627 millions d'euros (507 millions d'euros au 31 décembre 2004), dont 286 millions d'euros (344 millions d'euros au 31 décembre 2004) concernent le terminal méthanier de Fos-Cavaou (dont la mise en service est prévue en 2008). Les autres engagements d'investissement portent essentiellement sur trois méthaniers (pour un montant total d'environ 458 millions d'euros) dont la livraison est prévue en 2006 et 2007, et sur les engagements d'investissement du secteur Exploration-Production pour 359 millions d'euros à échéance 2006 et 2007.

9.5. ROCE et ROE

Pour l'exercice 2005, le retour sur capitaux employés (« ROCE ») atteint 10,5 % contre 9,6 % en 2004.

Il donne une mesure comptable de la rentabilité de l'outil industriel et est défini comme suit :

Résultat net consolidé + frais financiers nets - économie d'impôt sur les frais financiers nets (calculée sur la base du taux moyen d'imposition du Groupe) rapporté aux capitaux propres totaux à la clôture de l'exercice + dettes financières - trésorerie nette.

Le retour sur capitaux propres (« ROE ») est stable à 12,0 % en 2005 contre 12,3 % en 2004.

Il donne une mesure comptable de la rentabilité des capitaux propres de l'entreprise et est défini comme suit :

Résultat net consolidé (part du Groupe), rapporté aux capitaux propres (part du Groupe) à la clôture de l'exercice.

10 TRÉSORERIE ET CAPITAUX

10.1. Trésorerie

Les cash-flows opérationnels avant impôt, frais financiers et variation du besoin en fonds de roulement s'établissent à 4 229 millions d'euros en 2005 contre 4 176 millions d'euros en 2004, affichant une légère croissance de + 1,2 % par rapport à 2004 (cf. les explications de variation de l'Excédent Brut Opérationnel au niveau de chaque segment).

À cette ressource s'est ajoutée l'augmentation de capital pour 1 869 millions d'euros.

Les impôts payés s'élèvent à 562 millions d'euros en 2005 contre 705 millions d'euros en 2004.

Le besoin en fonds de roulement augmente de 501 millions d'euros sur l'année 2005, cette variation s'expliquant principalement par la hausse des stocks de gaz sous le double effet d'une hausse des volumes stockés dans le cadre de la gestion du risque d'hiver froid et de la hausse des coûts d'approvisionnement.

Les investissements totaux s'élèvent à 3 061 millions d'euros en 2005, soit un montant significativement supérieur à celui de 2004 (2 133 millions d'euros).

Les investissements d'équipement représentent 2 016 millions d'euros en 2005, soit une hausse de 388 millions d'euros par rapport à 2004.

Les investissements de prises de participation nets de la trésorerie acquise atteignent 674 millions d'euros en 2005. Ces investissements concernent principalement l'acquisition de la société roumaine Distrigaz Sud, la prise de participation dans le groupe belge SPE à hauteur de 25,5 %, le rachat des intérêts minoritaires dans CFM dans le cadre du dénouement des participations croisées avec Total, ainsi que l'acquisition de 39 % du capital du groupe Savelys portant la participation de Gaz de France à 59 %.

Les autres investissements s'élèvent à 371 millions d'euros en 2005 (352 millions d'euros en 2004). Ils concernent principalement une hausse des dépôts liés aux opérations de marché à terme et à la construction d'un méthanier.

Les produits de cession d'actifs s'élèvent à 479 millions d'euros en 2005 (178 millions d'euros en 2004). Ils comprennent essentiellement les cessions d'actifs liés au dénouement des relations croisées entre Gaz de France et Total ainsi que la cession d'une partie des titres détenus dans le groupe Technip.

Les dividendes versés au premier semestre 2005 s'élèvent à 420 millions d'euros dont 418 millions d'euros par Gaz de France à l'État et 2 millions d'euros correspondant aux dividendes distribués aux actionnaires minoritaires des filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale.

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, la diminution de l'endettement net entre le 31 décembre 2005 et le 31 décembre 2004 s'élève à 1 474 millions d'euros.

10.2. Structure financière

Les capitaux propres – part du Groupe au 31 décembre 2005, après versement des dividendes, s'élèvent à 14 503 millions d'euros.

L'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2005 (y compris les titres participatifs), après versement des dividendes, est de 2 993 millions d'euros (21 % des capitaux propres) contre 4 592 millions d'euros au 1er janvier 2005 soit une diminution de 1 599 millions d'euros. L'endettement financier net au 1er janvier 2005 intègre un effet lié à la mise en œuvre à cette date des normes IAS 32-39 à hauteur de + 125 millions d'euros. Hors cet effet, la variation de l'endettement financier net s'élève à 1 474 millions d'euros.

L'endettement financier brut (y compris les titres participatifs), au 31 décembre 2005 s'élève à 5 112 millions d'euros (hors couverture). L'endettement financier brut est à 77 % à long terme et à 57 % à taux fixe avant effet de couverture. Après couverture, la part de l'endettement financier brut à taux fixe est de 60 %. L'endettement financier brut est principalement porté par la maison mère (à hauteur de 71 %) et 90 % de la dette brute est libellée en euros.

Gaz de France a conclu le 18 février 2005 un crédit syndiqué multidevises de 3 milliards d'euros d'une maturité de sept ans. Ce nouveau crédit, qui remplace le précédent crédit de 2 milliards d'euros, a pour objet de financer les besoins généraux du Groupe et de servir de support aux

programmes de financement court terme. Il n'a pas été utilisé depuis sa mise en place.

Gaz de France 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 2005, ces programmes n'étaient pas mobilisés.

Au 31 décembre 2005, la dette long terme de Gaz de France est notée Aa1 et AA-, respectivement par Moody's et Standard & Poors.

Le 23 juin 2005, la nouvelle méthodologie Government Related Issuers de Moody's concernant les émetteurs bénéficiant du soutien de l'État avait entraîné une amélioration de la note de Gaz de France de Aa3 à Aa1.

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.

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 la note long terme de Gaz de France sous surveillance avec implication négative.

L'agence Fitch a annoncé le 16 février 2006 un changement de sa méthode de notation pour les entreprises du secteur de l'énergie et des services aux collectivités, résultant en une amélioration de la notation de la dette long terme senior de Gaz de France de AA à AA+. Le 6 mars 2006, Fitch a annoncé la mise sous surveillance « évolutive » de cette note.

Ventilation des dettes financières par échéance avant couverture (hors titres participatifs)

En millions d'euros	31.12.2005						01.01.2005
	Emprunts obligataires	Emprunts bancaires	Lignes de crédit utilisées	Dettes de location-financement et assimilées	Autres dettes financières	Total	Total
Maturités à 1 an	66	294	23	68	714	1 165	978
Maturités entre 1 et 2 ans	0	124	2	74	38	238	495
Maturités entre 2 et 3 ans	0	98	8	121	0	227	305
Maturités entre 3 et 4 ans	22	79	0	70	0	171	130
Maturités entre 4 et 5 ans	0	76	0	121	4	201	139
Maturités entre 5 et 6 ans	0	44	0	57	3	104	166
Maturités supérieures à 6 ans	1982	130	0	267	4	2 383	2 587
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**2 070**	**845**	**33**	**778**	**763**	**4 489**	**4 800**
Part courante	**66**	**294**	**23**	**68**	**714**	**1 165**	**978**
Part non courante	**2 004**	**551**	**10**	**710**	**49**	**3 324**	**3 822**

Gaz de France estime avoir la capacité à accéder à des disponibilités nécessaires pour faire face à ses dettes à échéance. Cette affirmation est fondée sur ses disponibilités et équivalents au 31 décembre 2005 (2 119 millions d'euros), sur ses programmes de financement court terme et sur son crédit syndiqué de 3 milliards d'euros, non utilisé au 31 décembre 2005 et sur l'objectif de croissance de l'excédent brut opérationnel indiqué au chapitre 13.

Gaz de France n'a pas de restriction à l'utilisation des capitaux pouvant influer sensiblement, de manière directe ou indirecte, sur ses opérations.

Ventilation des dettes financières par devise (hors titres participatifs)

	31.12.2005	
	Montant	% de la dette en devises
Euro (EUR)	4 009	89 %
Dollar américain (USD)	342	8 %
Yen (JPY)	58	1 %
Livre sterling (GBP)	36	1 %
Autres	44	1 %
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**4 489**	**100 %**

Les dettes libellées en devises étrangères représentent 11 % du total de la dette, et font, pour partie, l'objet de couverture de gestion, non éligibles à la comptabilité de couverture selon les critères de la norme IAS 39. Gaz de France convertit notamment en euros ses deux émissions obligataires privées en yens (JPY), qui représentent 58 millions d'euros au 31 décembre 2005.

Dettes financières (y compris titres participatifs)

En millions d'euros	31.12.2005 Valeur au bilan	31.12.2005 En %	01.01.2005 Valeur au bilan	01.01.2005 En %
AVANT EFFETS DE COUVERTURE DE SWAPS				
Taux fixe	2 891	57 %	2 877	53 %
Taux variable	2 221	43 %	2 553	47 %
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**5 112**	**100 %**	**5 430**	**100 %**
APRÈS EFFETS DE COUVERTURE DE SWAPS				
Taux fixe	3 077	60 %	3 058	56 %
Taux variable	2 035	40 %	2 372	44 %
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**5 112**	**100 %**	**5 430**	**100 %**

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.

Il s'agit d'un swap à l'échéance du 15 octobre 2035, d'un montant notionnel de 480 milions d'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 la moyenne annuelle du taux CMS 10 ans (Constant Maturity Swap) en euros, et paye un taux fixe all-in (c'est à dire comprenant les frais et commissions bancaires liés à l'opération) 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.

Après cette opération, la dette brute au 31 décembre 2005, y compris titres participatifs, est à 72 % à taux fixe et à 28 % à taux variable.

Engagements à caractère financier

Engagements sur titres

Le Groupe a conclu des options croisées d'achat et vente de titres avec les actionnaires actuels de deux sociétés italiennes de distribution (Arcalgas et Italcogim). Elles sont exerçables jusqu'en 2007 pour un montant total de 0,4 milliard d'euros.

Les autres options d'achat de titres (qui concernent Gaselys et Savelys) représentent 252 millions d'euros et les options de vente de titres 84 millions d'euros (qui concernent Savelys).

Le Groupe s'est engagé à souscrire à de futures augmentations de capital à hauteur de 22 millions d'euros.

Autres engagements à caractère financier

Les engagements donnés aux banques, par Gaz de France et par les filiales consolidées par intégration, en garantie d'emprunts contractés par des filiales consolidées par intégration, sont éliminés des engagements consolidés.

En millions d'euros	31.12.2005	Dont part à moins d'un an	Dont part d'un à cinq ans	Dont part à plus de cinq ans	31.12.2004
ENGAGEMENTS DONNÉS					
Lignes de crédit	3 360	353	1	3 006	2 383
Avals, cautions et garanties donnés	341	73	230	38	285
Cautions de contre-garantie sur marchés	25		25		21
Nantissements hypothèques et sûretés réelles	9	1	8		
Garantie de bonne fin	307*	49	239	19	62
Autres engagements donnés	9	2	7		
TOTAL	**4 051**	**478**	**510**	**3 063**	**2 751**
ENGAGEMENTS REÇUS					
Lignes de crédit	3 424	418	0	3 006	2 385
Avals, cautions et garanties reçus	166	44	105	17	319
Cautions de contre-garantie sur marchés					1
Garantie de bonne fin	143	5	131	7	378
Autres engagements reçus	2	1	1		6
TOTAL	**3 735**	**468**	**237**	**3 030**	**3 089**

(*) *Cofathec a enregistré, au 31 décembre 2005, 200 millions d'euros relatifs à des garanties sur travaux accordées aux clients.*

Gaz de France dispose depuis février 2005 d'une ligne de crédit revolving de 3 milliards d'euros à échéance février 2012.

Cette ligne de crédit a remplacé la précédente ligne de 2 milliards d'euros mise en place en 2002.

10.3. Informations qualitatives et quantitatives concernant les risques de marché

10.3.1. Présentation générale

La délégation de la maîtrise des risques a pour objectif de proposer une politique de risques globale pour Gaz de France tout en déployant la démarche risques à l'échelle du Groupe. Elle assure le pilotage d'une filière au sein du Groupe afin de s'assurer de l'identification, de la quantification et de la bonne gestion des risques (financiers, industriels, humains, etc.).

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 risques 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.

10.3.2. Risques de Change et de Taux

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, le Groupe utilise des contrats d'achat ou de vente à terme de devises pour couvrir ses achats de gaz, ses investissements corporels et ses activités de financement.

Dénouement de la position en dollars américains

Gaz de France avait constitué en 2002 une position emprunteuse de 973 millions de dollars américains gérée alternativement, en fonction notamment des conditions de marché et de la position de trésorerie centralisée, par de la dette pure ou de la dette synthétique (recours à des instruments financiers à terme).

La décision a été prise de dénouer cette position, pour plusieurs raisons : évolution à la baisse du sous-jacent couvert, souci de maîtriser le risque de volatilité et niveau du cours de l'EUR/USD. En conséquence, la position a été réduite à 523 millions de dollars américains en 2004, puis intégralement dénouée en 2005.

Risque de Change sur activités de financement

En millions d'euros	31 décembre 2005	Échéancier					
	Valeur au bilan	< 1 an	1 – 2 ans	2 – 3 ans	3 – 4 ans	4 – 5 ans	> 5 ans
DETTES FINANCIÈRES EXPOSÉES							
USD	342	99	54	56	56	44	33
JPY	58	36			22		
GBP	36	3	3	3	3	3	21
Autres	44	25	7	6	6		
Total dettes financières exposées	**480**	**163**	**64**	**65**	**87**	**47**	**54**
ENGAGEMENTS FERMES D'ACHAT ET DE VENTE À TERME WDE DEVISES							
Couverture de gestion :							
Position acheteur JPY	(58)	(36)			(22)		
Total des positions sur engagements fermes	**(58)**	**(36)**			**(22)**		
POSITION NETTE AU 31.12.2005	**422**	**127**	**64**	**65**	**65**	**47**	**54**

Risque de Taux sur activités de financement

Le tableau ci-après présente la position nette avant et après gestion du risque de taux pour les dettes financières.

En millions d'euros	31 décembre 2005	Échéancier					
	Valeur au bilan (juste valeur)	< 1 an	1 – 2 ans	2 – 3 ans	3 – 4 ans	4 – 5 ans	> 5 ans
DETTES FINANCIÈRES EXPOSÉES :	**4 489**	**1 165**	**238**	**228**	**171**	**201**	**2 486**
Dont dettes financières à taux fixe exposées	2 891						
Dont dettes financières à taux variable exposées	1 598						

Montants notionnels des contrats par date d'échéance	Taux fixe moyen *	31 décembre 2005						
COUVERTURE « DE GESTION » JPY		**Notionnels**	**< 1 an**	**1 – 2 ans**	**2 – 3 ans**	**3 – 4 ans**	**4 – 5 ans**	**> 5 ans**
Swaps de taux d'intérêt Taux variable EUR payé/variable JPY reçu		58	36			22		
COUVERTURES DE TAUX SUR DETTES FINANCIÈRES EXPOSÉES								
Swaps de taux d'intérêt								
Taux fixe payé/variable reçu	6,8 %	184	28	29	31	31	43	22
Total couvertures de taux		184	28	29	31	31	43	22
POSITION NETTE AU 31.12.2005		**4 305**	**1 137**	**209**	**197**	**140**	**158**	**2 464**

(*) *Le taux moyen pour les swaps de taux représente le taux fixe moyen garanti.*

Le Groupe a souscrit des swaps de taux pour convertir des emprunts à moyen et long terme de taux variable à taux fixe. Les emprunts couverts s'élèvent à 184 millions d'euros au 31 décembre 2005.

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 7 millions d'euros au 31 décembre 2005. Le nominal des swaps de taux correspondants, inscrits au bilan, s'établit à 331 millions d'euros : 169 millions d'euros de swaps payeurs taux variable/receveurs taux fixe, et 162 millions d'euros de swaps payeurs taux fixe/receveurs taux variable.

Les filiales du secteur financier couvrent le risque de taux sur leurs actifs (émis à taux fixe) par des swaps de taux qui leur permettent de se refinancer à taux fixe (notionnel de 246 millions d'euros au 31 décembre 2005).

Enfin, les placements privés en yen font l'objet d'un cross currency swap euro/yen contre Euribor 3m qui, s'il n'est pas éligible à la comptabilité de couverture au sens des normes IFRS, constitue néanmoins une couverture de gestion.

10.3.3. Instruments financiers dérivés

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés principalement pour gérer le risque de prix des matières premières auxquels il est confronté dans le cadre de son activité.

En millions d'euros	Non courant	Actif Courant	Total	Non courant	Passif Courant	Total
Opérations commerciales		1 740	1 740		1 708	1 708
Opérations financières		16	16	15	78	93
TOTAL INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS		**1 756**	**1 756**	**15**	**1 786**	**1 801**

L'information quantitative sur les instruments financiers dérivés est divisée en deux parties, les opérations à caractère commercial d'une part et les opérations à caractère financier d'autre part.

Le Groupe développe la fourniture de produits « d'ingénierie de prix » destinés :

- à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque « prix ». Les opérations concernent les swaps visant à fixer au moment de leur mise en œuvre, un cours à l'achat ou à la vente d'une quantité de matière définie pour une date future. Ils visent notamment à sécuriser et garantir la marge liée à une action commerciale, quelle que soit l'évolution du prix de la matière à terme. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds de matière (calls) et éventuellement des prix planchers (puts).

Par ailleurs, des opérations dites de « créations d'indices » sont initiées afin de rééquilibrer l'indexation du portefeuille d'approvisionnement sur des indices Zeebrugge et NBP pour couvrir des ventes potentielles

futures sur ces marchés. Dans le cadre de son activité de trading, le Groupe a également souscrit des achats et vente à terme d'électricité ;

- à valoriser une partie des flexibilités des contrats d'approvisionnement (via la filiale Gaselys). Gaz de France développe alors une activité visant à valoriser les possibilités « d'arbitrage » contenues dans ses contrats de gaz. Ces opérations d'arbitrage visent à optimiser le coût de la ressource.

Informations quantitatives sur les opérations commerciales

En millions d'euros	Juste valeur		Notionnel
	Actif	**Passif**	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE MATIÈRES			
(Gaz naturel, pétrole et électricité)			
OPTIONS ET SWAPTIONS			
Couverture			
Hors couverture	28		239
Position acheteur	**28**		**239**
Couverture			
Hors couverture		34	325
Position vendeur		**34**	**325**
Total options et swaptions	**28**	**34**	**564**
SWAPS ET CONTRATS À TERME			
(GAZ NATUREL, PÉTROLE ET ÉLECTRICITÉ)			
Couverture	248	27	1 874
Hors couverture	1 413	51	4 704
Position acheteur	**1 661**	**78**	**6 578**
Couverture	20	236	1 142
Hors couverture	31	1 360	4 097
Position vendeur	**51**	**1 596**	**5 239**
Total swaps et contrats à terme	**1 712**	**1 674**	**11 817**
Total dérivés de matières	**1 740**	**1 708**	**12 381**
TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS RELATIFS AUX OPÉRATIONS COMMERCIALES	**1 740**	**1 708**	**12 381**

Informations quantitatives sur les opérations financières

En millions d'euros	Juste valeur		Notionnel
	Actif	Passif	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE			
CHANGE À TERME			
Position acheteur			
Position vendeur			13
Total change à terme	**NS ***	**NS ***	**13**
Total dérivés de change			**13**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX			
SWAPS DE TAUX			
Taux fixe payeur/taux variable receveur		15	606
Taux fixe receveur/taux variable payeur	16	16	184
Taux variable vers taux variable		1	58
Total swaps de taux	**16**	**32**	**848**
Total dérivés de taux	**16**	**32**	**848**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS SUR TITRES		**61**	**110**
TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS RELATIFS AUX OPÉRATIONS FINANCIÈRES	**16**	**93**	**971**

(*) *NS : non significatif.*

Les swaps payeur taux fixe/receveur taux variable (15 millions d'euros) correspondent à des opérations éligibles à la comptabilité de couverture. Les filiales exposées à un risque de taux se couvrent contre les variations défavorables des taux d'intérêt sur emprunts bancaires.

Les swaps receveur taux fixe/payeur taux variable (16 millions d'euros en juste valeur à l'actif et au passif) ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture.

Gaz de France a conclu une opération de couverture de valeur de ses titres Technip le 16 décembre 2004. Gaz de France a acheté à un établissement financier des options de vente de titres et lui a vendu concomitamment un nombre identique d'options d'achat. La maturité de ces options est de 6 à 12 mois et leur valeur nominale à fin décembre 2005 est de 110 millions d'euros. Gaz de France a transféré ses titres à la banque par un contrat de pension livrée mais garde la faculté de les récupérer à tout moment sur simple demande. Au 31 décembre 2005, Gaz de France détient donc encore environ 3,55% de Technip, pour une valeur d'environ 110 millions d'euros, ainsi que les options correspondantes qui arrivent à maturité pour moitié en juin 2006, et pour moitié en décembre 2006.

Instruments financiers dérivés – Échéances et devises

La ventilation des instruments financiers dérivés par échéance et par devise est la suivante :

En millions d'euros	Total	Montant du notionnel					
		< 1 an	1 – 2 ans	2 – 3 ans	3 – 4 ans	4 – 5 ans	> 5 ans
Dérivés matières	12 381	8 709	2 772	664	233	3	-
TOTAL OPÉRATIONS COMMERCIALES	**12 381**	**8 709**	**2 772**	**664**	**233**	**3**	**-**
Dérivés de change	13	13					
Dérivés de taux	848	167	93	75	79	52	382
Dérivés sur titres	110	110					
TOTAL OPÉRATIONS FINANCIÈRES	**971**	**290**	**93**	**75**	**79**	**52**	**382**

10.3.4. Risque de liquidité

Le Groupe assure sa liquidité quotidienne grâce à un programme de billets de trésorerie d'un montant maximal de 1,25 milliard d'euros et à un programme de papier commercial d'un montant maximal de 1 milliard de dollars américains, inutilisés au 31 décembre 2005. Depuis janvier 2005, Gaz de France a accès aux marchés de l'US Commercial Paper et de l'Euro Commercial Paper à travers un programme dit « global », dans la limite de l'encours cumulé maximal de 1 milliard de dollars américains, qui permet une utilisation des fonds non seulement pour les besoins de trésorerie courants mais aussi en relais en cas d'opérations de croissance externe.

Le 18 février 2005, Gaz de France a signé un nouveau crédit syndiqué en remplacement de celui de 2002, d'un montant de 3 milliards d'euros à échéance février 2012, entièrement non tiré au 31 décembre 2005.

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 » automatisé.

10.3.5. Risque de crédit

Le risque de crédit ou risque de contrepartie du Groupe est piloté par le Comité Crédit. Il correspond à la perte que le Groupe aurait à supporter en cas de défaillance d'une contrepartie entraînant le non-respect de ses obligations contractuelles vis-à-vis de Gaz de France. La politique du Groupe sur ce point consiste en une diversification systématique de son portefeuille de contreparties d'une part, et en un suivi de la situation financière de ses contreparties les plus importantes d'autre part. Ce suivi permet en effet d'assurer la réactivité suffisante pour gérer, en temps réel, ce risque et minimiser les impacts de la défaillance de contreparties importantes du Groupe en utilisant des outils juridiques appropriés (clause de « netting » de paiement, conditions de facturation, émission de garanties bancaires ou maison mère, autres sûretés...).

Les contreparties bancaires avec lesquelles traite le Groupe doivent disposer d'une notation attribuée par Standard & Poor's ou Moody's a minima égale à respectivement A-/A3 pour le long terme et égale à la meilleure note pour le court terme, sauf cas particulier dûment autorisé par le directeur financier.

Les contreparties clients et fournisseurs font l'objet d'une attention croissante. Le cadre de gouvernance mis en place est fondé sur le suivi régulier (révision annuelle a minima) de la situation financière des grands clients. Il vise d'une part à prévenir (exigences de sûretés ou autres conditions restrictives pour traiter avec la contrepartie) et d'autre part à valoriser ce risque dans le cadre de la tarification proposée aux grands clients.

Les contreparties de « trading » font de plus l'objet d'une analyse spécifique en Comité Risques Gaselys auquel siègent des représentants Risques des deux maisons mères, Gaz de France et la Société Générale. Le portefeuille de contreparties de Gaselys affiche une notation moyenne très satisfaisante avec plus de 80 % du risque de contrepartie présentant un profil financier assimilable à un « rating » long terme supérieur à A-/A3 chez S & P/Moody's.

10.3.6 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. À long terme (plus de 10 ans), ce risque est nul en espérance et par conséquent neutre pour Gaz de France. À moyen terme, 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 par le biais de la flexibilité des contrats d'approvisionnement, le parc de stockage et les possibilités que permet le portefeuille de clients interruptibles.

11 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

11.1. Recherche et développement

La Recherche et Développement joue un rôle significatif dans la stratégie prospective et l'optimisation des opérations du Groupe. Son rôle est d'une part, d'éclairer le futur, en contribuant à la construction de la vision à long terme du Groupe et d'autre part, de fournir les avantages concurrentiels aux différents métiers dans une perspective de développement durable.

En 2005, les dépenses brutes de recherche et de développement de Gaz de France se sont élevées à environ 80 millions d'euros. Elles sont exposées dans le cadre d'un plan triennal de recherche qui couvre la période 2005-2007.

Ces dépenses sont stables. En effet dans le cadre du précédent plan triennal 2002-2004, les dépenses brutes de Recherche et Développement ont été également de 80 millions d'euros.

Les principaux thèmes de R&D

Ils couvrent la totalité de la chaîne du gaz et sont orientés autour de quatre grandes priorités :

La sécurité : il s'agit d'un domaine de recherche permanente pour lequel Gaz de France consacre une part importante de ses efforts. L'obligation de veiller à la sécurité des biens et des personnes est depuis toujours considérée comme la première condition de l'exercice de son activité ; c'est pourquoi, les programmes de recherche intègrent tous cette exigence de sécurité accrue. La technologie polyéthylène mise au point par la Recherche de Gaz de France, et maintenant largement répandue dans les réseaux de distribution, en est une illustration.

La performance économique, 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 des installations et de leur impact environnemental, par une meilleure maîtrise de la consommation d'énergie, par la recherche d'une optimisation de la gestion des actifs, ainsi que des options d'investissements.

La mise au point d'avantages concurrentiels pour les activités de commercialisation du Groupe. Il s'agit de contribuer à positionner la gamme des offres de Gaz de France, la chaîne énergétique qui les conditionne et les usages qui en découlent comme solution la plus favorable pour chaque segment de clients. Les nouveaux procédés de combustion (oxydation sans flamme par exemple développée pour la sidérurgie et l'industrie du verre), et tout récemment, l'offre carburant gaz naturel à domicile sont issus de ces programmes.

La préparation de l'avenir dans une perspective de développement durable. La R&D contribue à positionner le Groupe sur des problématiques de plus long terme : établissement de scénarios énergétiques, maîtrise de l'exploitation à grande échelle des énergies renouvelables (solaire, biomasse), maîtrise de l'énergie, économie de l'hydrogène, pile à combustible, capture et séquestration du CO_2, traitement des déchets.

Plus particulièrement, dans le domaine des infrastructures, les programmes visent principalement :

- la maîtrise des risques industriels et l'amélioration de la performance économique des installations ;
- les questions relatives aux mesures, contrôles et spécifications des caractéristiques du gaz pour lesquelles l'opérateur de transport joue un rôle central ;
- le développement d'outils d'aide à la décision visant à optimiser la gestion des actifs ;
- le renforcement des actions visant à identifier et à évaluer par anticipation les évolutions technologiques susceptibles d'impacter l'économie des projets d'infrastructures gazières, tout particulièrement dans le domaine du GNL.

S'agissant des activités de commercialisation, les programmes portent notamment sur :

- la sécurité des installations intérieures et la qualité de l'air intérieur au travers d'actions de développement de nouvelles technologies ou d'amélioration des technologies existantes ;
- les offres duales gaz/multiservices et l'offre duale gaz/électricité ;
- la mise au point de nouveaux services associés notamment pour les plates-formes industrielles ;
- l'offre carburant gaz naturel à domicile ;
- la prévision à moyen ou long terme des ventes par marché afin d'éclairer au mieux la fonction *marketing* du Groupe.

Les partenariats

La direction de la recherche de Gaz de France s'appuie sur une démarche originale qui consiste à engager des partenariats chaque fois que c'est possible avec tous les autres acteurs de la filière gazière au sens larges que ce soit les centres universitaires en amont ou les prescripteurs (bâtiment et travaux publics, électroménager, automobile...) ou encore les utilisateurs industriels (sidérurgie, industrie du verre...).

La direction de la recherche participe activement aux projets mis en œuvre dans le cadre des six Programmes Cadres de Recherche

et Développement (PCRD) de l'Union Européenne. Elle coordonne notamment le projet EU-DEEP regroupant une quarantaine de partenaires pour le développement de l'énergie répartie en Europe. Elle participe activement à la plate-forme européenne sur l'hydrogène ainsi qu'au projet Naturalhy de la Commission européenne dont l'objectif est d'évaluer et d'approfondir les scénarios probables d'évolution, de poursuivre les démonstrations technologiques sur l'hydrogène carburant et les piles à combustibles.

En France, elle s'implique fortement dans les programmes dont le but est la diminution des émissions de gaz à effet de serre (Fondation « Bâtiment Énergie »), les nouvelles technologies de l'énergie (vecteur hydrogène, pile à combustible) dans le cadre de l'Agence Nationale de la Recherche ou encore le développement des énergies renouvelables, notamment au travers de son implication dans le pôle de compétitivité ENERRDIS de la région Rhône Alpes.

Les compétences

La pluridisciplinarité des compétences de la direction de la recherche de Gaz de France associe les métiers de la chaîne gazière, de l'offre électricité proposée par Gaz de France, d'expertises relevant des problématiques de sécurité, de développement durable, de micro et de macroéconomie, 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 (40 % des embauches de jeunes ingénieurs y sont réalisées).

La direction de la recherche est également chargée pour le compte du Groupe de la protection et de la valorisation du patrimoine intellectuel de Gaz de France (brevets, licences, marques...). Elle conduit également des activités informatiques dont notamment la maîtrise d'œuvre du système d'information et la gestion de la connaissance (veille, documentation).

Le système de contrôle qualité

La direction de la recherche met en œuvre un système de contrôle qualité de ses propres activités pour maximiser la valeur des projets et améliorer les méthodes de travail. Elle est certifiée ISO 9001 V2000 pour ses activités de production logicielle et de mesures industrielles, accréditée COFRAC pour celles de métrologie et d'essais sur canalisations et, enfin, certifiée ISO 14001 en matière d'environnement et de sécurité. Bien que l'essentiel des activités de la direction de la recherche soit réalisé pour le compte du Groupe, elle réalise également des prestations de recherche au profit de tiers.

11.2. Propriété intellectuelle

Gaz de France est propriétaire d'environ 1 500 brevets et, du fait de ses activités de recherche et développement, en dépose de nouveaux continuellement. Il 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. Le Groupe détient également des droits de propriété intellectuelle sous forme de marques, de procédés technologiques et de 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 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 Énergies Communes® qui s'adresse aux collectivités territoriales. Le détail de la protection de ces marques est fourni dans le tableau ci-dessous.

Marque	Nature	Pays	Classe de protection
Dolce Vita	–	France	4, 11, 35, 37, 39
Dolce Vita	Caractères spéciaux	France	4, 9, 11, 16, 35, 36, 37, 38, 39, 42
Dolce Vita	Caractères spéciaux	Uruguay	4, 9, 11, 35, 37, 38, 39, 42
Dolce Vita	Caractères spéciaux	Italie, Allemagne, Espagne, Slovaquie, Hongrie	4, 9, 11, 16, 35, 37, 38, 39, 42
Dolce Vita	Caractères spéciaux	Royaume-Uni	4, 11, 35, 37, 39, 42
Dolce Vita	Caractères spéciaux	Portugal	4, 9, 16, 35, 37, 38, 39, 42
Provalys	–	France, Benelux, Italie, Royaume-Uni, Allemagne, Espagne, Monaco, Suisse	4, 9, 11, 12, 16, 35, 36, 37, 38, 39, 41, 42
Provalys	Et élément figuratif	France	4, 9, 11, 12, 16, 35, 36, 37, 38, 39, 41, 42
Gaz de France energY	Caractères spéciaux	France	16, 25, 35, 38, 41
Gaz de France energY	Caractères spéciaux	Marque communautaire : 25 pays de l'Union Européenne	16, 25, 35, 38, 41
Gaz de France energY	Et élément figuratif	France	4, 11, 16, 25, 35, 38, 41
Gaz de France energY	Et élément figuratif	Marque communautaire : 25 pays de l'Union Européenne	4, 11
Énergies Communes	–	France	4, 11, 12, 16, 35, 37, 38, 39, 41, 42
Énergie Commune	–	France	4, 11, 35, 42
Énergie Commune	Et élément figuratif	France	4, 11, 35

(Pour une description de l'offre liée à ces marques, voir paragraphe 6.1.3.1.2.2.2. – « Vente d'énergies ».)

12 TENDANCES SUSCEPTIBLES D'INFLUER SUR LES PERSPECTIVES DE LA SOCIÉTÉ

Projet de partenariat entre Gaz de France et Suez

Gaz de France et Suez – via sa filiale Electrabel France – ont conclu le 10 janvier 2006 un projet de partenariat industriel qui vise à développer et diversifier leurs productions et approvisionnements respectifs en électricité.

Aux termes de ce protocole d'accord, Gaz de France et Electrabel France sont convenus de développer de manière coordonnée les deux projets de centrales à cycle combiné gaz naturel d'environ 420 MW chacune qu'ils envisageaient de réaliser séparément dans la zone de Fos-sur-Mer :

- sur le site de Sollac Méditerranée pour Gaz de France (mise en service prévue en 2008) ;
- sur un terrain loué au Port Autonome de Marseille pour Suez (mise en service prévue en 2009).

Outre le bénéfice attendu de l'effet de taille d'un périmètre d'équilibre élargi, les deux sociétés prévoient de rechercher activement les synergies qu'elles pourraient mettre en œuvre entre ces deux projets, en particulier dans les domaines de l'ingénierie, de l'exploitation et de la maintenance. Par ailleurs, des participations croisées au capital des sociétés propriétaires des actifs respectifs et des contrats réciproques de mise à disposition des capacités sont prévus par le protocole.

Projet de fusion entre Gaz de France et Suez

Le conseil d'administration de Gaz de France, réuni le 26 février 2006, ainsi que celui de Suez, réuni le 25 février 2006, ont approuvé le projet de fusion amicale entre les deux groupes. Ce rapprochement s'inscrit dans le prolongement des coopérations existantes entre les deux groupes et concrétise l'aboutissement des discussions engagées quelques mois auparavant.

La fusion serait précédée du versement par Suez à ses actionnaires d'un dividende exceptionnel de 1 euro par action, soit 1,25 milliard d'euros. La parité proposée post dividende serait de une pour une, et ferait ressortir pour les actionnaires de Gaz de France une prime de 3,9 % sur la base de la moyenne 3 mois, au 24 février 2006.

Le nouveau groupe, à forte identité franco-belge, dégagerait un chiffre d'affaires de 64 milliards d'euros et figurerait dans les tous premiers rangs des acteurs européens de l'énergie et de l'environnement. Répondant pleinement aux ambitions stratégiques des deux groupes, dont elle permettrait une mise en œuvre accélérée, cette opération serait sans équivalent en termes de complémentarité des savoir-faire, des compétences des personnels et des actifs. Le portefeuille d'actifs énergétiques, situés notamment en France et en Belgique, lui permettrait de tirer pleinement partie de la convergence gaz-électricité (fourniture de gaz pour la production d'électricité ; offre combinée de gaz et d'électricité aux clients) et d'aborder favorablement l'ouverture totale du marché de l'énergie au 1er juillet 2007.

La fusion des deux entreprises conduirait à la formation d'un leader européen dans le gaz et le gaz naturel liquéfié (GNL), avec un portefeuille d'approvisionnement sécurisé, diversifié et flexible. Dans un contexte d'accroissement de la dépendance énergétique européenne, la taille critique du nouveau groupe en ferait un partenaire naturel des grands pays producteurs, de nature à favoriser l'émergence de projets énergétiques majeurs. Le nouveau groupe poursuivrait une politique dynamique de développement de ses activités Exploration-Production. La combinaison des savoir-faire industriels et commerciaux dans les métiers de l'énergie et de l'environnement permettrait, sur des marchés pleinement libéralisés, de faire jeu égal, avec les principaux acteurs pour le plus grand bénéfice des consommateurs. Disposant d'une solide assise sur ses marchés domestiques en France et au Benelux, le nouveau groupe disposerait des moyens financiers et humains pour accélérer son développement à l'international. En Europe, il serait le cinquième producteur d'électricité, l'opérateur du premier réseau de transport et de distribution de gaz bénéficiant de capacités de stockage importantes, ainsi que le leader européen des services à l'énergie. Il serait un leader mondial dans l'eau et l'environnement.

Le nouveau groupe, avec un poids renforcé dans les indices, s'imposerait comme un acteur boursier incontournable du secteur des services aux collectivités (*Utilities*).

Le projet de fusion est porteur de synergies importantes à court et moyen termes. A court terme, il permettrait de réaliser 500 millions d'euros par an de synergies opérationnelles disponibles avant impôt. Une part importante de ces synergies serait issue de la politique d'approvisionnement (optimisation du portefeuille, réduction des coûts d'approvisionnement, arbitrage étendu en gaz naturel liquéfié). Le solde proviendrait du développement d'offres combinées, principalement en France, de l'optimisation du portefeuille d'activités dans les services et d'économies sur les achats hors énergie. Ces synergies seraient

réalisées par tiers sur trois ans. A plus long terme, le nouveau groupe disposerait d'un potentiel de synergies complémentaires dont l'optimisation du programme d'investissements et le développement de synergies de revenus. L'imputation de déficits fiscaux existants permettrait en outre une économie substantielle.

Les obligations de service public de Gaz de France seraient assurées. Les statuts des personnels de Gaz de France et ceux de Suez ne seraient pas affectés par cette opération.

Ce projet a reçu le soutien des Etats français et belge, partenaires importants des deux entreprises dans les secteurs de l'énergie et de l'environnement. Les engagements pris par Suez, à l'égard du gouvernement belge à l'occasion de l'offre sur Electrabel, seraient intégralement respectés, en particulier la poursuite du plan de développement du terminal Zeebrugge.

Cette fusion sera soumise, après confirmation de la parité par les commissaires à la fusion, à l'approbation des assemblées générales extraordinaires des deux sociétés, après validation notamment de la Commission des Participations et des Transferts, et autorisation des autorités de concurrence concernées (la prénotification auprès de la Commission Européenne a été réalisée le 9 avril 2006). Ce projet de fusion sera préalablement présenté aux instances représentatives du personnel. Conformément à l'annonce faite par le Premier ministre, le gouvernement devrait proposer au Parlement, dans les meilleurs délais, une modification de la loi du 9 août 2004, permettant une modification du seuil de détention de l'Etat.

L'ensemble de ces travaux devrait aboutir à une finalisation de l'opération au cours du deuxième semestre 2006.

Par ailleurs, le Groupe a publié le 4 mai 2006, un communiqué relatif au projet de fusion et plus particulièrement au calendrier et aux synergies. Ce communiqué indique :

- une fusion en marche, un calendrier respecté : un mois après le lancement des chantiers devant mener à la fusion, Gaz de France et Suez confirment l'avancement des travaux qui mobilisent pleinement leurs équipes opérationnelles. Les chantiers techniques et operationnels se déroulent conformément au calendrier présenté au moment de l'annonce du projet de fusion. Les deux groupes confirment leur objectif de soumettre à leurs actionnaires respectifs le projet de fusion dans le courant du mois de décembre 2006.
- une revue à la hausse des synergies annoncées :
  - 1,1 milliard d'euros par an de synergies opérationnelles (avant impôts) ;
    - confirmation des 500 millions d'euros par an de synergies opérationnelles à court terme (horizon 2009). Ces synergies proviennent en particulier de l'optimisation des coûts d'approvisionnement en gaz et des économies sur les achats du nouveau groupe ;
    - identification de 600 millions d'euros par an de synergies opérationnelles additionnelles à moyen terme (horizon 2012). Ces synergies comprennent d'une part des synergies de développement liées à l'accélération de la croissance du nouveau groupe, et d'autre part des économies de coûts opérationnels supplémentaires ;
  - estimation des synergies d'investissement à moyen terme à 100 millions d'euros par an ;
  - confirmation du potentiel d'optimisation financière et fiscale lié à la fusion.

<u>Détail des synergies opérationnelles : 1,1 milliard d'euros :</u>

Synergies à court terme : 500 millions d'euros.

- optimisation de l'approvisionnement en gaz : 250 millions d'euros.

  Le rapprochement de Suez et Gaz de France permettra de bénéficier d'un portefeuille d'approvisionnements en gaz diversifié et d'une taille supérieure. Pour le nouveau groupe, ce portefeuille :
  - confèrera une capacité d'achat élargie auprès des fournisseurs ;
  - renforcera sa capacité d'optimisation (swaps géographiques, temporels, GNL/gaz gazeux, arbitrages gaz/électricité) ;
  - permettra des arbitrages étendus dans le GNL, notamment sur le bassin atlantique ;
- économies sur les achats hors énergie : 120 millions d'euros.

  La gestion commune des achats permettra au nouveau groupe :
  - de renforcer son pouvoir de négociation vis-à-vis de ses fournisseurs,
  - d'aligner ses conditions d'achat sur les conditions les plus avantageuses de chacune des entités.

  L'intégration des deux groupes est également de nature à engendrer des économies significatives en permettant une optimisation des frais généraux : parc immobilier, systèmes informatiques...
- réduction des coûts opérationnels : 50 millions d'euros.

  À court terme, le nouveau groupe bénéficiera d'économies, par exemple dans les Services, où il sera en mesure de mutualiser les réseaux de services techniques et d'optimiser la couverture commerciale et opérationnelle ;
- économies de coûts commerciaux : 80 millions d'euros.

  La combinaison de la base de clients de Gaz de France et de l'expertise des groupes dans le gaz et l'électricité permettra au nouveau groupe d'optimiser ses coûts de commercialisation pour le développement d'une offre multi-énergie dans la perspective de l'ouverture totale des marchés de l'énergie au 1er juillet 2007.

Synergies additionnelles à moyen terme : 600 millions d'euros.

- économies de coûts opérationnels : 250 millions d'euros.

  À moyen terme, la création du nouveau groupe permettra la mise en oeuvre d'économies sur l'ensemble de son périmètre. A titre d'exemple :

– la poursuite de l'intégration des achats, tant en termes d'entités que de catégories d'achat concernées, générera des économies au-delà de celles identifiées à court terme ;

– le partage des systèmes d'information du groupe, la création de plateformes communes pour les services support (immobilier, business development...) permettront d'optimiser les frais généraux ;

• synergies de revenus : 350 millions d'euros.

Le nouveau groupe sera idéalement positionné pour bénéficier de la dynamique du secteur de l'énergie créée par l'ouverture des marchés énergétiques et par les besoins d'investissements en Europe.

En France, il bénéficiera de l'adossement entre ses moyens de production et sa base de clientèle pour amplifier sa dynamique de croissance et investir dans de nouvelles capacités de production. En Europe, son développement sera accéléré grâce à la complémentarité géographique et industrielle des deux groupes.

Dans l'amont gazier, sa position sur l'ensemble de la chaîne du gaz naturel et sa structure financière solide lui permettront d'engager de nouveaux projets dans l'exploration production et le gaz naturel liquéfié (GNL) pour accéder à de nouvelles ressources.

La réalisation de ces synergies de revenus nécessitera cependant la mise en œuvre d'investissements de développement (nouvelles centrales électriques, chaîne GNL) estimés à 1,5 milliard d'euros.

Calendrier de mise en œuvre des synergies et coûts associés

Au total, les synergies opérationnelles liées au rapprochement entre Gaz de France et Suez s'élèvent à 500 millions d'euros par an avant impôts à horizon 2009 et 1,1 milliard d'euros par an avant impôts à horizon 2012. Ces synergies impacteront directement la génération de liquidités du groupe.

Ces synergies résultant essentiellement d'une grande complémentarité, de l'optimisation des dépenses externes et de nouvelles perspectives de développement, leurs coûts de mise en œuvre, non récurrents, sont évalués à environ 150 millions d'euros dans les comptes de l'exercice 2007 et 150 millions d'euros dans les comptes de l'exercice 2010.

Synergies d'investissements, optimisations financières et fiscales

• La fusion permettra également l'optimisation des programmes d'investissements (hors maintenance) du fait notamment de :

– la non-duplication des tickets d'entrés sur certains marchés,

– la rationalisation et l'optimisation des investissements de développement.

L'impact sur les cash-flows de cette optimisation des programmes d'investissements est estimé à 100 millions d'euros par an.

• La fusion permettra en outre d'utiliser 3,1 milliards d'euros de stocks de reports déficitaires du groupe Suez. Cette optimisation fiscale devrait avoir un effet positif évalué à 1 milliard d'euros étalés sur les comptes des trois premières années suivant la date de la fusion.

• Le potentiel d'optimisation de la structure financière est confirmé :

– réduction du profil de risque du fait d'un portefeuille d'actifs plus équilibré industriellement et géographiquement ;

– politique dynamique de dividende offrant un rendement compétitif ;

– potentiel de distribution complémentaire et rachat d'actions ;

– objectif de rating : >A.

Exploration-Production : mise en production par Gaz de France de cinq gisements de gaz naturel dans l'offshore néerlandais

Gaz de France, à travers sa filiale GDF Production Nederland BV (ProNed), a mis en production en janvier 2006 quatre gisements de gaz naturel en mer du Nord néerlandaise, situés au nord de Terschelling, dans les blocs G14, G16a et G17a. Cette production s'ajoute à celle qui a commencé en décembre 2005 au nord-ouest de Den Helder, dans le bloc K2.

ProNed évalue les réserves des cinq champs à 18 milliards de mètres cubes de gaz naturel, dont 8 milliards de mètres cubes lui étant destinés. Le groupe Gaz de France commercialisera, aux termes de contrats d'achat, un total de 12,8 milliards de mètres cubes.

La capacité de production maximale des cinq champs est estimée à 7,2 millions de mètre cubes par jour, dont 3,6 millions pour la part de ProdNed.

Le projet a démarré en 2004, avec la découverte et l'acquisition des droits de gisement de Gaz de France, l'aménagement de deux plates-formes existantes et d'une installation sous-marine, ainsi que la construction de deux nouvelles plates-formes et d'un gazoduc sous-marin de 46 km. L'investissement total du projet se monte à plus de 300 millions d'euros, dont 164 millions ont été financés par Gaz de France.

Cette opération permet à Gaz de France de doubler sa capacité de production à moyen terme aux Pays-Bas.

Adaptation des accords entre Gaz de France et Dana Petroleum

Une révision des accords signés entre Gaz de France et Dana Petroleum est intervenue au cours du premier trimestre 2006. Ces accords prévoyaient d'une part la cession par Gaz de France d'une participation dans le permis de Touat en Algérie et, d'autre part, des échanges d'actifs d'exploration et de production, renforçant notamment la présence de Gaz de France en Mauritanie.

La société algérienne Sonatrach n'ayant pas approuvé la cession par Gaz de France à la société Dana Petroleum de 20 % de ses intérêts dans le permis Touat (situé dans le bassin de Sbaa en Algérie), cette transaction particulière n'a pas eu lieu.

Gaz de France et Dana Petroleum, désireux de poursuivre leur collaboration, ont confirmé leur souhait de procéder à l'échange d'actifs d'exploration et de production au Royaume-Uni, en Egypte et en Mauritanie. En parallèle, des discussions ont été ouvertes en vue d'une éventuelle cession par Gaz de France à Dana Petroleum d'autres actifs. La réalisation définitive de cette collaboration reste conditionnée à l'approbation des différentes autorités gouvernementales.

Résultat de l'audit de la CRE sur les années 2003 à 2005

La CRE a réalisé de novembre 2005 à février 2006 un audit approfondi des coûts d'approvisionnement de Gaz de France. Cet audit a confirmé que la formule tarifaire fixant les modalités d'évolution des tarifs de distribution publique reflétait de manière adéquate les coûts d'approvisionnement de Gaz de France.

Évolution des tarifs du gaz naturel

Le 21 mars 2006, la commission des trois personnalités indépendantes (voir chapitre 6) a remis ses 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 1er juillet.

Sur la base de ces propositions, le gouvernement a décidé le 22 mars 2006 :

- une hausse des tarifs de 5,8 % ;
- d'engager la mise en place d'une nouvelle méthode tarifaire qui prendra place au 1er juillet 2007 ;
- s'agissant de la compensation de déficit de recette accumulé depuis novembre 2004, d'engager une discussion avec l'entreprise après les travaux complémentaires que les trois personnalités indépendantes ont souhaité conduire dans les prochains mois.

Par arrêté du 28 avril 2006 (avis défavorable de la CRE), l'Etat a augmenté les tarifs de 5,8 % au 1er mai 2006. Il a en outre supprimé le principe de mouvements trimestriels.

Compte tenu de ce dernier arrêté, la situation au 1er mai 2006 est la suivante :

- les pertes de revenus cumulées depuis novembre 2004 atteignent 750 millions d'euros au 1er avril 2006 ;
- les tarifs sont à un niveau qui reste inférieur de 2,3 % au niveau que Gaz de France estime nécessaire pour couvrir l'ensemble de ses coûts ce qui induit une perte de revenu complémentaire de 125 millions d'euros en 2006 ;
- le Groupe est en outre exposé à un risque de non répercussion du coût de ses approvisionnements en gaz en cas d'évolution du cours des produits pétroliers ainsi que du taux de change euro contre dollar ;
- il n'existe plus de cadre pluriannuel fixé par arrêté. Seul demeure le contrat de Service Public 2005/2007.

Gaz de France considère que toute modification du cadre tarifaire doit s'inscrire dans les principes fixés par la loi et dans le respect de l'équilibre économique de l'entreprise, comme l'ont d'ailleurs rappelé les ministres. En particulier, l'opportunité du passage à un mouvement annuel dans le contexte très fluctuant actuel des cours des produits pétroliers doit faire l'objet d'un examen très attentif.

Cession par Total de ses participations dans Gaz de Strasbourg et Société du Gaz de Bordeaux

Le groupe Total a annoncé avoir signé, le 26 avril 2006, deux accords aux termes desquels il cède à la Caisse des dépôts et consignations ses participations dans les entreprises locales de distribution Gaz de Strasbourg (25 %) et la Société du Gaz de Bordeaux (16 %). La réalisation effective de ces transactions reste soumise à l'exercice éventuel des droits de préemption et d'agrément applicables au sein de chacune des deux sociétés.

Gaz de France détient une participation de 24,89 % dans Gaz de Strasbourg et de 16 % dans la Société du Gaz de Bordeaux.

13 PRÉVISIONS OU ESTIMATIONS DU BÉNÉFICE

13.1. Prévisions ou estimations du bénéfice du Groupe

A l'occasion de la publication de ses résultats annuels 2005 le 16 mars 2006, le Groupe s'est fixé pour objectifs pour 2006 une progression de l'excédent brut opérationnel supérieure à 12 % et un résultat net part du Groupe supérieur à 2 milliards d'euros. Ces estimations ont été établies sur la base des cours du pétrole à cette date et hors coûts liés au projet de fusion entre Gaz de France et Suez.

Suite à l'annonce le 21 mars 2006 par le gouvernement d'une hausse tarifaire au 1er avril 2006 limitée à 5,8 %, le Groupe a précisé que l'excédent brut opérationnel 2006 serait impacté négativement de 125 millions d'euros. Il a toutefois indiqué ne pas remettre en cause ses objectifs financiers 2006, sous réserve du maintien au niveau actuel des prix à terme des produits pétroliers.

Le Groupe envisage en outre de poursuivre une politique dynamique de distribution du dividende. La progression du dividende sera amplifiée par rapport aux objectifs présentés à l'occasion de l'ouverture du capital. Le Groupe envisage un dividende supérieur à 1 euro par action dès 2006.

Cet objectif ne constitue 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.

« Ce document contient des déclarations prospectives basées sur les estimations et prévisions de la direction de Gaz de France pour l'avenir. Les lecteurs sont informés que ces déclarations, fondées sur les données actuellement disponibles, sont soumises à des facteurs de risques et d'incertitudes. Les résultats ou événements réels peuvent donc différer de ces informations et déclarations prospectives, auxquelles les lecteurs ne doivent accorder aucun caractère de certitude. En outre, Gaz de France n'a pas d'obligation de mise à jour des informations prospectives contenues dans ce document, sous réserve des obligations d'information permanente pesant sur les sociétés dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé. »

13.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les informations prévisionnelles

À l'attention de Jean-François Cirelli, Président-directeur général de Gaz de France

En notre qualité de commissaires aux comptes et en application du Règlement (CE) n° 809/2004, nous avons établi le présent rapport sur les prévisions d'excédent brut opérationnel et de résultat net part du groupe de la société Gaz de France relatives à l'exercice 2006, incluses dans le chapitre 13 de son document de référence 2005.

Ces prévisions et les hypothèses significatives qui les sous-tendent ont été établies sous votre responsabilité, en application des dispositions du Règlement (CE) n° 809/2004 et des recommandations CESR relatives aux prévisions.

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'exprimer une conclusion, dans les termes requis par l'annexe I, point 13.3 du Règlement (CE) n° 809/2004, sur le caractère adéquat de l'établissement de ces prévisions.

Nous avons effectué nos travaux selon la doctrine applicable en France. Ces travaux ont comporté une évaluation des procédures mises en place par la direction pour l'établissement des prévisions ainsi que la mise en oeuvre de diligences permettant de s'assurer de la conformité des méthodes comptables utilisées avec celles suivies pour l'établissement des informations historiques de la société Gaz de France. Ils ont également consisté à nous entretenir avec la direction de la société Gaz de France de ces prévisions pour collecter les informations et les explications que nous avons estimées nécessaires.

Nous rappelons que, s'agissant de prévisions présentant par nature un caractère incertain, les réalisations différeront parfois de manière significative des prévisions présentées et que nous n'exprimons aucune conclusion sur la possibilité de réalisation de ces prévisions.

À notre avis :

- les prévisions ont été adéquatement établies sur la base indiquée ;
- la base comptable utilisée aux fins de cette prévision est conforme aux méthodes comptables appliquées par la société Gaz de France.

Sans remettre en cause notre conclusion, nous attirons votre attention sur l'existence d'incertitudes sur l'interprétation et l'application de certaines normes comptables IFRS, en particulier celles se rapportant au traitement des concessions qui font l'objet à ce jour de projets d'interprétation de l'IFRIC. Si les interprétations définitives devaient différer de ces projets d'interprétation, les données prévisionnelles publiées par la société pourraient être significativement modifiées.

Ce rapport est émis aux seules fins d'enregistrement auprès de l'AMF du document de référence 2005 et ne peut être utilisé dans un autre contexte.

Fait à La Défense, le 4 mai 2006

Les commissaires aux comptes

ERNST & YOUNG AUDIT

Patrick Gounelle Philippe Hontarrède

MAZARS & GUERARD

Michel Barbet-Massin Xavier Charton

14 ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE ET DIRECTION GÉNÉRALE

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 18 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'État sur les entreprises ayant fait appel au concours financier de l'État.

En application des dispositions de l'article 6 de la loi du 26 juillet 1983 précitée, l'État 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 18 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'État qui sont nommés par décret. À la date d'enregistrement du présent document de référence, l'État a désigné 6 représentants au conseil d'administration de la Société par décret du 20 novembre 2004. Le conseil d'administration est donc composé de 6 représentants de l'État, 6 membres désignés par l'assemblée générale des actionnaires et 6 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'État, ni aux administrateurs représentant les salariés.

Les représentants de l'État et les administrateurs salariés exercent leurs fonctions gratuitement. Toutefois, ils peuvent se faire rembourser par la Société les frais qu'ils ont exposés à cette occasion (article 11 alinéa 3 de la loi du 26 juillet 1983 et article 2 du Règlement Intérieur du conseil d'administration de Gaz de France).

L'assemblée générale fixe le montant global annuel des jetons de présence, sur proposition du conseil d'administration (voir paragraphe 15.1.1 – « Conseil d'administration »).

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	Âge[1]	Date de première nomination / élection	Date de début du mandat actuel	Principales autres fonctions 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	47	15.09.2004	24.11.2004 (en qualité de personnalité qualifiée) 07.10.2005 (en qualité d'administrateur désigné par l'assemblée des actionnaires)	-	-

(1) *À la date d'enregistrement du présent document de référence.*

Nom et adresse professionnelle	Âge	Date de première nomination / élection	Date de début du mandat actuel	Principales autres fonctions et mandats (en cours)	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Administrateurs (représentants de l'État)					
Paul-Marie Chavanne Géopost 2 ter, rue Louis-Armand 75015 Paris	54	20.11.2004	23.11.2004	Inspecteur des finances Directeur général délégué de la Poste Président-directeur général de Géopost Administrateur de Sofipost, Banque Postale, Europe Airpost S.A., Poste Immo, Generali Assurances-Iard, Generali Assurances-Vie, Geopost UK	Président du directoire d'Autodistribution
Christian Frémont Préfecture des Bouches-du-Rhône Bd Paul Peytal 13282 Marseille Cedex 20	63	04.07.1999	23.11.2004	Préfet de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur Préfet de la zone de Défense Sud Préfet des Bouches-du-Rhône	
Clara Gaymard Agence française pour les investissements internationaux 2, avenue Vélasquez 75008 Paris	46	20.11.2004	23.11.2004	Présidente de l'Agence française pour les investissements internationaux Ambassadrice itinérante déléguée aux investissements internationaux	Conseiller maître à la Cour des comptes en service détaché Administrateur d'Ubifrance et de l'Agence française pour le développement international des entreprises Membre du conseil d'orientation stratégique de l'École supérieure du commerce extérieur
Jacques Rapoport Direction et services des administrations santé et solidarité-DAGPB 10, place des cinq martyrs du lycée Buffon 75656 Paris Cedex 14	53	20.11.2004	23.11.2004	Inspecteur général des finances Secrétaire général des ministères, en charge des Affaires sociales Administrateur de l'ENA	Président de RVS (Orlyval Service)
Denis Samuel-Lajeunesse Agence des Participations de l'État Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie 139, rue de Bercy 75012 Paris	58	20.11.2004	23.11.2004	Directeur général de l'Agence des participations de l'État au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Administrateur de France Telecom, de Thales et d'Alstom Membre du conseil de surveillance de CNP-Assurances	Administrateur d'Air France, Banque Bonasse, Descours et Cabaud, RVI (Renault Véhicules Industriels) et April Groupe Président-directeur général de Lyonnaise de Banque et Banque de Vizille Représentant permanent de Lyonnaise de Banque au conseil d'administration de Compagnie Lyonnaise du Bât d'Argent, de SPIL, de CIC Information et de Siparex Associés
Florence Tordjman Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. Direction générale de l'énergie et des matières premières Télédoc 132 - 61, bd Vincent Auriol 75013 Paris	46	20.11.2004	23.11.2004	Administrateur civil hors classe Sous-directrice du gaz et de la distribution des énergies fossiles à la direction générale de l'énergie et des matières premières, au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie	Administrateur de l'Association française du gaz naturel pour véhicules

Nom et adresse professionnelle	Âge	Date de première nomination / élection	Date de début du mandat actuel	Principales autres fonctions et mandats (en cours)	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Administrateurs (désignés par l'assemblée générale des actionnaires)[2]					
Jean-Louis Beffa Saint-Gobain « Les Miroirs » 92096 La Défense Cedex	64	20.11.2004	23.11.2004	Président-directeur général de Saint-Gobain Représentant permanent de la compagnie Saint-Gobain au conseil d'administration de Saint-Gobain PAM Administrateur de Saint-Gobain Cristeleria (Espagne) Administrateur de Saint-Gobain Corporation (États-Unis) Président de Claude Bernard Participations Vice-président du conseil d'administration de BNP Paribas Membre du conseil de surveillance statutaire de Le Monde & Partenaires Associés Administrateur du groupe Bruxelles Lambert Membre du conseil de surveillance de *Le Monde* Membre du conseil de surveillance de la société éditrice de *Le Monde*	
Aldo Cardoso 45, Bd de Beauséjour 75016 Paris	50	20.11.2004	23.11.2004	Administrateur d'Orange, de Rhodia, d'Accor, d'Imerys et de Mobistar (Belgique) Censeur d'Axa Investment Managers et censeur de Bureau Veritas	Administrateur de Penauilles Polyservices Administrateur d'Axa Investment Managers et de Bureau Véritas
Guy Dollé 19, avenue de la Liberté L-2930 Luxembourg (GD)	63	10.09.2004	23.11.2004	Président de la direction générale d'Arcelor	Administrateur-directeur général d'Usinor Président de la Fédération française de l'acier Administrateur d'IDRH
Peter Lehmann 28 Birchwood Road Londres SW17 9BQ Royaume-Uni	61	20.11.2004	23.11.2004	Membre de l'autorité de régulation pour l'énergie en Irlande du Nord Président du conseil de surveillance du gouvernement de Fuel Poverty Membre du conseil d'administration de l'Agence d'invalidité du ministère du Travail et des Retraites Président de Greenworks Administrateur de CILT (*the National Center for Languages*)	Président du Energy Saving Trust Administrateur de Carbon Trust, Accuread, et Project Fullemploy

(2) *Catégorie dont fait également partie Monsieur Jean-François Cirelli. L'ensemble des administrateurs appartenant à cette catégorie ont été désignés par l'assemblée générale du 7 octobre 2005 afin de poursuivre le mandat qu'ils occupaient précédemment en qualité de personnalité qualifiée.*

Nom et adresse professionnelle	Âge	Date de première nomination / élection	Date de début du mandat actuel	Principales autres fonctions et mandats (en cours)	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Philippe Lemoine LaSer 66, rue des Archives 75150 Paris Cedex 03	56	20.11.2004	23.11.2004	Président-directeur général de LaSer et Président du conseil d'administration de Cofinoga Administrateur de Monoprix, Membre du conseil de surveillance du BHV, Président de la Société des Grands Magasins Galeries Lafayette, Président de la Banque Sygma Administrateur de la Poste (Président du comité d'audit), Cogérant de GS1 France Président de la Fondation Internet Nouvelle Génération Administrateur de la Maison des Sciences de l'Homme, de Rexecode, de la Fondation Franco-Américaine Membre de la CNIL	Coprésident du directoire du groupe Galeries Lafayette (jusqu'en mai 2005) Administrateur de la Fondation Internet Nouvelle Génération
Administrateurs (Représentants des salariés)[3]					
Olivier Barrault EDF GDF Z.A.I. Les Malines-Lisses 91016 Évry Cedex	49	31.05.1994	14.09.2004	Parrainé par la Fédération nationale des syndicats du personnel des industries de l'énergie électrique, nucléaire et gazière – CGT	
Éric Buttazzoni Gaz de France Courcellor 2 Bureau 6067 33-35, rue d'Alsace 92300 Levallois-Perret	45	06.05.2004	14.09.2004	Parrainé par la Fédération nationale des syndicats du personnel des industries de l'énergie électrique, nucléaire et gazière – CGT	
Bernard Calbrix Gaz de France Agence Normandie 16, rue Henri Rivière BP 1236 76177 Rouen Cedex	53	18.06.2003	14.09.2004	Parrainé par la Fédération chimie énergie – CFDT	
Jean-François Lejeune Gaz de France 23, rue Philibert Delorme 75840 Paris Cedex 17	60	06.05.2004	14.09.2004	Parrainé par la Fédération CGT – FO	
Yves Ledoux Direction Transport Région Normandie 16, rue Henri Rivière 76000 Rouen	49	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 GRT Gaz	
Daniel Rouvery Immeuble Le Guynemer 18, rue du capitaine Guynemer La Défense 6 92938 Paris La Défense Cedex	58	06.05.1999	14.09.2004	Parrainé par la Fédération des industries électriques et gazières - CFE-CGC	

(3) *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'administrateur de Gaz de France le 14 septembre 2004.*

Renseignements personnels concernant les membres du conseil d'administration

À 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.

À 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, 47 ans, est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École 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'Économie 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, 54 ans, est diplômé de l'École Centrale de Paris et de l'École Nationale d'Administration. Inspecteur des Finances, Monsieur Paul-Marie Chavanne a travaillé au ministère de l'Économie 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 a été 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, président du groupe Autodistribution de 1999 à 2001, Président-directeur général du groupe Géopost et directeur général délégué du groupe la Poste depuis le 1er septembre 2001.

Monsieur Christian Frémont, 63 ans, est diplômé de l'École Nationale d'Administration. De 1972 à 1976, il occupe des fonctions au ministère de l'Économie et des Finances. De 1977 à 1989, il est directeur adjoint puis directeur des stages à l'École Nationale d'Administration, également chargé des relations internationales de l'École de 1984 à 1989. Depuis 1990, il est préfet et a occupé successivement les postes de préfet de l'Ariège, du Finistère, du Pas-de-Calais puis de la région d'Aquitaine. Il a également été nommé directeur adjoint du cabinet du ministre de l'Intérieur en 1992 et directeur général de l'administration de ce ministère de 1997 à 2000. Depuis 2003, il est préfet de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, préfet de la zone de défense Sud et préfet des Bouches-du-Rhône.

Madame Clara Gaymard, 46 ans, est ancienne élève de l'École Nationale d'Administration, diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris et licenciée en droit et en histoire. Madame Clara Gaymard débute sa carrière en 1982 comme attachée d'administration à la Ville de Paris, au cabinet du Maire, Monsieur Jacques Chirac, puis à la direction des Relations Internationales. Elle occupe ensuite le poste d'auditeur et de conseiller référendaire à la Cour des Comptes de 1986 à 1990. Entre 1991 et 1993, elle est nommée conseiller commercial au poste d'expansion économique du Caire (Égypte), qui fait partie du réseau mondial de la direction des Relations Économiques Extérieures (DREE) au ministère de l'Économie et des Finances. En mars 1993, Madame Clara Gaymard devient chef de bureau Europe à la DREE. Elle est ensuite chargée de la sous-direction d'appui aux PME et action régionale pendant quatre ans avant de conduire la mission PME au sein de cette même structure jusqu'en 2003. Elle sera également entre 2000 et 2001 auditeur de la 53e session d'IHEDN. Madame Clara Gaymard dirige depuis février 2003 l'Agence Française pour les Investissements Internationaux, chargée de la promotion, de la prospection et de l'accueil des investissements internationaux en France.

Monsieur Jacques Rapoport, 53 ans, ancien élève de l'École Nationale d'Administration, est inspecteur général des Finances. De 1976 à 1982, il débute sa carrière en tant qu'inspecteur des Douanes et poursuit de 1985 à 1989 à l'Inspection des Finances. Il intègre en 1989 la direction de la RATP en tant que chargé de mission, auprès de Monsieur Christian Blanc, Président-directeur général. À partir de 1990, il occupe successivement les postes de contrôleur central de gestion, directeur financier et directeur du métro. En 1999, il devient directeur général adjoint de la RATP en charge des activités industrielles (ingénierie, travaux, maintenance) et, de 2002 à 2004, exerce les fonctions de directeur général adjoint en charge de l'ensemble des activités opérationnelles qui regroupent l'exploitation, la sécurité, l'ingénierie, les travaux et la maintenance. Depuis 2005, il est secrétaire général des ministères chargés des Affaires sociales.

Monsieur Denis Samuel-Lajeunesse, 58 ans, est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris, titulaire d'une maîtrise de sciences économiques et ancien élève de l'École Nationale d'Administration. Il a passé 19 ans à la direction du Trésor, dont 2 ans en tant qu'administrateur suppléant pour la France à Washington de 1977 à 1979 et 6 ans en tant que chef du service des affaires internationales de 1986 à 1992. De 1992 à 2002, il est Président-directeur général de la Lyonnaise de Banque et de la Banque de Vizille. Il est directeur général de l'Agence des Participations de l'État au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie depuis 2003.

Madame Florence Tordjman, 46 ans, est diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École 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'Économie, des Finances et de l'Industrie. De 1993 à 1997, au sein de la direction générale des technologies de l'information et de la poste, elle est chargée des programmes européens de R&D relatifs aux technologies de l'information et des communications et responsable du bureau de la politique industrielle et de la concurrence à partir de 2000. À 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 Jean-Louis Beffa, 64 ans, est diplômé de l'École Polytechnique, ingénieur du corps des mines et diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris. Il dirige le groupe Saint-Gobain depuis 20 ans.

Monsieur Aldo Cardoso, 50 ans, est diplômé de l'École 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, 63 ans, est diplômé de l'École Polytechnique. Il a débuté sa carrière en 1966 à l'Institut de Recherche de la Sidérurgie puis a rejoint le groupe Usinor en 1980. Il a assumé plusieurs responsabilités industrielles à l'usine de Dunkerque avant de devenir directeur industriel de Sollac postérieurement à la fusion entre Usinor et Sacilor. Il a ensuite été 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 est, depuis la création d'Arcelor en 2002, Président de la direction générale d'Arcelor.

Monsieur Peter Lehmann, 61 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 a exercé 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 a été 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. Peter Lehmann est actuellement président du conseil de surveillance de Fuel Poverty pour le gouvernement britannique, membre de l'autorité de régulation de l'énergie en Irlande du Nord, membre du conseil d'administration de l'Agence d'invalidité du ministère du Travail et des Retraites, président de Greenworks, une start-up à but non lucratif qui génère un chiffre d'affaires de 2 millions d'euros, et enfin administrateur de CILT, le *National Center for Languages*.

Monsieur Philippe Lemoine, 56 ans, est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris (Service Public), diplômé d'Études 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, devient commissaire du gouvernement à la CNIL, 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 coprésident 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 près de 6 000 collaborateurs, filiale du groupe Galeries Lafayette et de BNP-Paribas.

Monsieur Olivier Barrault, 49 ans, est titulaire d'un BTS de bureau d'études en construction mécanique et d'un diplôme de premier cycle technique en sciences et techniques industrielles (énergétique) du Conservatoire National des Arts et Métiers. Il a débuté sa carrière au sein des industries électriques et gazières en 1979, dans le métier de la distribution. En 1985, il devient chef d'exploitation, puis responsable du service achats du centre d'Essonne. Il est administrateur de Gaz de France depuis 1994, parrainé par la CGT.

Monsieur Éric Butazzoni, 45 ans, diplômé de l'école HEC, a occupé plusieurs postes à la direction financière de Gaz de France avant de devenir chef du service comptable et financier du centre de distribution de Pays de Somme, fonctions qu'il occupe de 1991 à 1994. De 1994 à 2001, il est chef du département bilan-résultats à la direction financière de Gaz de France.

Monsieur Bernard Calbrix, 53 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 a occupé les fonctions de secrétaire général du syndicat CFDT de la construction et du bois de Rouen et représenté la Fédération nationale de la construction et du bois CFDT au sein de la branche gestionnaire de services aux équipements, à l'énergie et à l'environnement. Il est actuellement agent d'exploitation au sein de l'unité régionale Cofathec Services de Rouen.

Monsieur Yves Ledoux, 49 ans, a rejoint Gaz de France en 1979 en tant qu'agent technique puis a occupé diverses fonctions techniques et managériales au sein l'activité transport de Gaz de France. Il occupe aujourd'hui une fonction commerciale au sein de GRTgaz.

Monsieur Jean-François Lejeune, 60 ans, est entré dans les services communs de Gaz de France et EDF en 1964. À partir de 1976, il est détaché aux fins d'exercer des fonctions syndicales. Il a été successivement secrétaire général du syndicat de Nanterre, secrétaire général des syndicats FO de la région parisienne, secrétaire général de l'UNSC-FO, secrétaire fédéral de la FNEM-FO, secrétaire général adjoint de la FNEM-FO. Depuis 2004, il occupe un emploi de cadre au sein de la direction des ressources communes de Gaz de France.

Monsieur Daniel Rouvery, 58 ans, est diplômé de l'École Supérieure d'Électricité. En 1973, il intègre EDF-GDF Services. En 1980, il obtient le diplôme de l'Institut Auguste Comte des Sciences de l'Action et rejoint le centre EDF-GDF Services Franche Comté Sud en tant que responsable de la ville de Besançon pour la distribution de l'électricité et du gaz. En 1983, il intègre la direction de la stratégie de Gaz de France où il participe à l'étude et au financement du développement des zones non desservies en gaz naturel et à l'élaboration des programmes d'investissement. En 1987, il rejoint EDF GDF Services, puis, en 1994, la direction générale de Gaz de France lors de la création de la délégation aux achats (hors achats de gaz) du Groupe. Depuis janvier 2004, il participe au programme de transformation gestion finance d'EDF Gaz de France Distribution.

14.1.2. Direction générale, comité exécutif et organisation opérationnelle

Présidence du conseil d'administration

Conformément à l'article 10 de la loi du 26 juillet 1983 et aux statuts de la Société, le président du conseil d'administration est nommé par décret, parmi les membres du conseil d'administration, sur proposition du conseil d'administration. **Monsieur Jean-François Cirelli** a été nommé président de la Société par le décret du 13 octobre 2005 publié au *Journal officiel* du 14 octobre 2005. Il avait été nommé pour la première fois président du conseil d'administration de la Société sous sa forme de société anonyme par le décret du 24 novembre 2004 (auparavant, **Monsieur Jean-François Cirelli** avait été nommé président du conseil d'administration de l'EPIC Gaz de France par décret du 15 septembre 2004 et avait exercé les fonctions de représentant légal de la Société et assumé la direction générale de la Société jusqu'à la publication du décret du 24 novembre 2004, soit le 26 novembre 2004).

Il peut être mis fin aux fonctions du président du conseil d'administration dans les conditions prévues à l'article 10 de la loi du 26 juillet 1983 susvisée (révocation par décret).

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.

À 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 et adresse professionnelle	Fonction	Date de nomination	Âge[1]	Principales autres fonctions et mandats (en cours)	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Jean-François Cirelli Gaz de France 23, rue Philibert Delorme 75840 Paris Cedex 17	**Président-directeur général**	15.10.2005 (décret du 13.10.2005)	47	-	-
Yves Colliou Gaz de France 23, rue Philibert Delorme 75840 Paris Cedex 17	**Directeur général délégué** Responsable de la branche Infrastructures, des Fonctions d'Appui et des Ressources Humaines	07.10.2005	60	Représentant permanent de GDF Berliner Investissements au Conseil d'administration de GRTgaz	Administrateur de GRTgaz Président du Conseil d'administration de Servance Développement Administrateur de COGAC
Jean-Marie Dauger Gaz de France 23, rue Philibert Delorme 75840 Paris Cedex 17	**Directeur général délégué** Responsable des Approvisionnements, de la Production et du Négoce d'Énergie, ainsi que de l'International	07.10.2005	54	Président du conseil d'administration de GDF International et de Gaselys Président de GNL Transport Investissements, Gaz de France Norge S.A. et GDF Britain Ltd Vice-président et membre du conseil de surveillance de Fragaz Président et membre du conseil de surveillance de GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH Administrateur de COGAC et de MED LNG & GAS Ltd Représentant légal de GDF International en tant que gérant de Méthane Transport SNC	

(1) *À la date d'enregistrement du présent document de référence.*

Renseignements personnels concernant le Président-directeur général et les directeurs généraux délégués de la Société

À 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.

À 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. À 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. À la connaissance de Gaz de France, aucun d'eux n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années.

Comité exécutif

Présidé par le P résident-directeur général, le comité exécutif examine et approuve les questions et décisions relatives à la stratégie du Groupe et à son pilotage d'ensemble. Il examine et approuve en particulier les programmes d'investissements de la Société.

Le comité exécutif se réunit de façon hebdomadaire. L'ordre du jour est fixé sur proposition de ses membres.

Le tableau ci-dessous décrit la composition du comité exécutif à la date d'enregistrement du présent document de référence :

Nom	Fonction	Âge[1]	Principales autres fonctions et mandats dans le Groupe (en cours)	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Jean-François Cirelli	**Président du comité exécutif**	47	-	-
Yves Colliou	**Directeur général délégué** Responsable de la branche Infrastructures, des Fonctions d'Appui et des Ressources Humaines	60	Représentant permanent de GDF Berliner Investissements au Conseil d'administration de GRTgaz	Administrateur de GRTgaz Président du Conseil d'administration de Servance Développement Administrateur de COGAC
Jean-Marie Dauger	**Directeur général délégué** Responsable des Approvisionnements, de la Production et du Négoce d'Énergie, ainsi que de l'International	54	Président du conseil d'administration de GDF International et de Gaselys Président de GNL Transport Investissements, Gaz de France Norge S.A. et GDF Britain Ltd Vice-président et membre du conseil de surveillance de Fragaz Président et membre du conseil de surveillance de GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH Administrateur de COGAC et de MED LNG & GAS Ltd Représentant légal de GDF International, en tant que gérant de Méthane Transport SNC	-
Stéphane Brimont	**Directeur de la stratégie** Conseiller du Président	37	Administrateur de GRTgaz	Administrateur d'Autoroutes du Sud de la France (ASF), Société des Autoroutes du Nord et de l'Est (SANEF), Société Nationale Corse Méditerranée (SNCM), Compagnie Générale Maritime et Financière (CGMF), Autoroutes et Tunnel du Mont Blanc (ATMB) et Société Française du Tunnel Routier du Fréjus (SFTRF)
Pierre Clavel	**Responsable de la branche « International »**	49	Directeur général délégué de GDF International Administrateur de Segebel, SPE et SEGEO Membre des conseils de surveillance de Megal GmbH, Gasag, GDF Produktion Exploration Deutschland GmbH et ETAC BV	-

(1) *À la date d'enregistrement du présent document de référence.*

Nom	Fonction	Âge	Principales autres fonctions et mandats dans le Groupe (en cours)	Mandats exercés au cours des cinq dernières années (hors filiales de Gaz de France)
Emmanuel Hedde	**Directeur des investissements et des acquisitions et responsable de l'ouverture du capital**	58	Président de Laurentides Investissements Directeur général délégué de GDF Investissements 2 et Mexique Investissements Administrateur de GDF International, COGAC, Gas Del Sur, Gaz Métro Inc., GDF Québec, MEG International, Noverco Inc., GDF Energy Inc. et MEG Holdings US Corporation Membre du conseil de surveillance de Savelys Représentant permanent de GDF International et de COGAC	
Philippe Jeunet	**Directeur financier**	52	Président-directeur général de GDF Berliner Investissements Président de Banque Solfea Administrateur de COGAC, Gaselys, GDF International, GRT Gaz, GDF Production Investissements, SFIG et SEGEO Membre des conseils de surveillance de Gasag et MEGAL GmbH Représentant permanent de COGAC, membre du comité de direction de Cofathec	Administrateur de Technip, SFIH, Villages, Vêtements Hertz et de S.A. Jeunet
Jean-Pierre Piollat	**Directeur de la branche « Clientèles »**	55	Administrateur de COGAC et Climespace Membre du comité de direction de Cofathec Membre du comité des rémunérations de Banque Solfea Administrateur de Banque Solfea et membre titulaire d'AFG	
Raphaële Rabatel	**Directrice de la communication**	43	-	-
Philippe Saimpert	**Directeur des ressources humaines**	52	-	Administrateur de SAFIDI (groupe EDF)

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, 47 ans, est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École 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'Économie 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, 60 ans, est ingénieur diplômé de l'École 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. À partir de 1985, il exerce différentes responsabilités fonctionnelles, notamment dans le domaine des ressources humaines, et opérationnelles à EDF GDF Services. En 1996, il est nommé directeur du cabinet de la présidence et de la direction générale d'EDF avant de devenir en 1998 directeur d'EDF GDF Services. En janvier 2002, Monsieur Yves Colliou rejoint la direction générale de Gaz de France, en qualité de directeur avant d'être nommé directeur général adjoint en juin. Il est directeur général délégué de Gaz de France depuis décembre 2004 et responsable de la branche « Infrastructures », des Fonctions d'Appui et des Ressources Humaines du Groupe.

Monsieur Jean-Marie Dauger, 54 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, Monsieur Jean-Marie Dauger intègre le Groupe en 1978. Il exerce tout d'abord des fonctions à la direction de la production et du transport, dans les services de mouvements de gaz. En 1985, il rejoint la délégation aux approvisionnements en gaz dont il assure la direction de 1991 à 1995. En 1995, il devient directeur de la

délégation à la stratégie et à la gestion. En 2000, Monsieur Jean-Marie Dauger est nommé directeur général adjoint. Il a été nommé directeur général délégué de Gaz de France en décembre 2004 et responsable des Approvisionnements, de la Production et du Négoce d'Énergie du Groupe ainsi que de l'International.

Monsieur Stéphane Brimont, 37 ans, est diplômé de l'École Polytechnique et de l'École Nationale des Ponts et Chaussées. Après une première expérience au Crédit Lyonnais à New York, il rejoint la direction départementale de l'équipement du Vaucluse en tant que chef du service urbanisme et construction. En 1997, il entre à la direction du budget du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie où il occupe différents postes, notamment : chef du bureau « recherche, poste et télécommunications » et chef du bureau « transports ». En mai 2002, il rejoint le cabinet du Premier ministre, Jean-Pierre Raffarin, où il est conseiller pour les affaires budgétaires. Il intègre le Groupe en septembre 2004 et est nommé directeur de la stratégie en décembre 2004.

Monsieur Pierre Clavel, 49 ans, est diplômé de l'École Polytechnique et de l'École des Mines de Paris. Il a débuté sa carrière dans l'ingénierie et la maîtrise d'ouvrage d'installations gazières et de production thermique 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 2001, il est nommé directeur des approvisionnements en gaz naturel du Groupe, puis en 2002 directeur délégué de la direction négoce de Gaz de France et responsable des approvisionnements en gaz naturel du Groupe. Il a été nommé responsable de la branche « International » du Groupe en décembre 2004.

Monsieur Emmanuel Hedde, 58 ans, est ingénieur diplômé de l'Institut Supérieur d'Électronique de Paris et de l'Institut de Contrôle de Gestion. Il a débuté sa carrière comme ingénieur en informatique industrielle dans la société d'ingénierie SOFRESID. En 1973, il devient directeur d'une usine de mécanique et de traitement de surfaces à la Société Nouvelle de Métallisation, puis il rejoint le Crédit d'Équipement des Petites et Moyennes Entreprises (« CEPME ») en 1980 et devient directeur adjoint de l'Agence Centrale en 1990. Il entre chez Gaz de France en 1993 en qualité de directeur adjoint du service des filiales et participations de la direction des services financiers et juridiques, puis devient directeur de ce service avant d'être nommé directeur délégué de la direction financière en 2000. Il a été nommé directeur de la direction des grands projets puis, en décembre 2004, directeur de la direction des investissements et des acquisitions et responsable de l'ouverture du capital.

Monsieur Philippe Jeunet, 52 ans, est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et titulaire d'une maîtrise de droit. Avant de rejoindre Gaz de France, il a effectué la plus grande partie de sa carrière au sein du groupe du CEPME, où il a exercé différentes responsabilités dans le domaine du financement des entreprises des secteurs industriel et touristique. Il a dirigé deux sociétés de capital-risque, Avenir Tourisme et Promotour Investissement. De 1984 à 1986, il a été rapporteur au Comité interministériel de restructuration industrielle (CIRI) et au Bureau des financements industriels de la direction du Trésor. Il a intégré Gaz de France en 1991 en tant que directeur adjoint de la direction des Services Financiers et Juridiques en charge des filiales et participations. Il a occupé successivement au sein du Groupe les fonctions de responsable des approvisionnements et projets gaziers (1995-1998), et de directeur du développement international jusqu'en 2000. Il est depuis mai 2000 directeur financier de Gaz de France.

Monsieur Jean-Pierre Piollat, 55 ans, est diplômé de l'Institut National Polytechnique de Grenoble. Il a effectué toute sa carrière à Gaz de France et à EDF, principalement dans des fonctions de management et de développement commercial et marketing. Il entre en 1975 à la direction générale d'EDF, puis à la direction commerciale de Gaz de France, où il exerce des fonctions de développement et de marketing. À partir de 1984, il exerce diverses responsabilités opérationnelles et fonctionnelles au sein d'EDF GDF Services. Après avoir dirigé à partir de 1991 le centre de Seine-et-Marne, il est nommé en 1995 directeur en charge des groupements de centres Méditerranée et Ouest à EDF GDF Services. En 1997, il est directeur de la délégation au marketing stratégique, puis en 2002 de la direction commerciale de Gaz de France. Il a été nommé en décembre 2004 directeur de la branche « Clientèles » du Groupe, qui rassemble la direction commerciale, la délégation marketing et le segment Services de Gaz de France.

Madame Raphaële Rabatel, 43 ans, est diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris et licenciée en histoire. Elle a occupé différentes fonctions de communication dans plusieurs entreprises : Rhône-Poulenc de 1988 à 1996, Paribas de 1996 à 2000, Caisse Nationale des Caisses d'Épargne en 2000 et Image Sept de 2000 à 2002. Depuis mars 2002, elle était directrice de la communication du groupe JCDecaux, chargée de la communication externe et interne. Elle est directrice de la communication du Groupe depuis janvier 2005.

Monsieur Philippe Saimpert, 52 ans, diplômé de l'école HEC, a occupé diverses fonctions au sein d'EDF GDF Services (désormais EGD) 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 EGD à compter d'avril 2004. Il est directeur des ressources humaines du Groupe depuis décembre 2004.

Organisation opérationnelle

Depuis fin 2004, Gaz de France est organisé autour de quatre branches opérationnelles :

- **Monsieur Yves Colliou**, directeur général délégué et responsable de la branche « Infrastructures » ;
- **Monsieur Jean-Marie Dauger**, directeur général délégué et responsable de la branche « Approvisionnements et Production » ;
- **Monsieur Jean-Pierre Piollat**, responsable de la branche « Clientèles » ; et
- **Monsieur Pierre Clavel**, responsable de la branche « International ».

14.2. Conflits d'intérêt au niveau des organes d'administration et de la direction générale

Conflits d'intérêt

À 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, étant toutefois précisé que Monsieur Philippe Lemoine est président du conseil d'administration de Cofinoga, société partenaire de Gaz de France au sein de Banque Solfea, Monsieur Denis Samuel-Lajeunesse est administrateur d'Alstom, société qui entretient des relations d'affaires avec Gaz de France, Monsieur Guy Dollé est président de la direction générale d'Arcelor, le groupe Arcelor entretenant des relations d'affaires avec Gaz de France et Monsieur Yves Ledoux est membre du bureau du SMEDAR (Syndicat Mixte d'Élimination des Déchets de l'Arrondissement de Rouen) qui est partenaire de Gaz de France dans le cadre d'un projet de recherche.

Arrangements ou accords sur la désignation des membres du conseil d'administration et des directeurs généraux délégués

Il n'existe aucun arrangement ou accord conclu avec les principaux actionnaires, des clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel l'un quelconque des membres du conseil d'administration et des directeurs généraux délégués ont été sélectionnés en tant que tels.

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 Réservée 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 Réservée aux Salariés.

15 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES

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 représentants de l'État** (Monsieur Paul-Marie Chavanne, Monsieur Christian Frémont, Madame Clara Gaymard, Monsieur Jacques Rapoport, Monsieur Denis Samuel-Lajeunesse et Madame Florence Tordjman) 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 2005.
- **Les administrateurs représentant les salariés** (Monsieur Olivier Barrault, Monsieur Éric Buttazzoni, Monsieur Bernard Calbrix, Monsieur Jean-François Lejeune, Monsieur Yves Ledoux et Monsieur Daniel Rouvery) n'ont perçu aucune rémunération (jetons de présence ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société en contrepartie de l'exercice de leur mandat d'administrateur au titre de l'exercice 2005.
- **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 29 mars 2005 a fixé l'enveloppe globale des jetons de présence à verser pour couvrir la période allant de la date de nomination, soit le 22 novembre 2004, au 31 décembre 2004 à la somme de 20 560,89 euros. 2 000 euros étaient ainsi versés par séance du conseil d'administration et 1 250 euros par séance de comité.

Pour l'exercice 2005, le conseil d'administration propose à l'assemblée générale des actionnaires devant se réunir le 24 mai 2006 une enveloppe globale de 105 250 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, sauf pour le président du comité d'audit et des comptes, Monsieur Aldo Cardoso, qui percevra 2 000 euros par séance dudit comité. D'après ces critères, la répartition des jetons de présence entre les administrateurs désignés par l'assemblée générale des actionnaires au titre de l'exercice 2005 sera la suivante :

Nom	Jetons de présence
Jean-Louis Beffa	12 000 euros
Aldo Cardoso	42 250 euros
Guy Dollé	12 000 euros
Philippe Lemoine	20 000 euros
Peter Lehmann	19 000 euros
Total	105 250 euros

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 2005.

15.1.2. Président-directeur général et directeurs généraux délégués

Le tableau ci-dessous présente les montants bruts avant impôt des rémunérations versées et avantages en nature attribués au Président-directeur général et aux directeurs généraux délégués de la Société en 2005 :

Nom et qualité	Rémunération fixe	Rémunération variable	Rémunération exceptionnelle	Avantages en nature	Total
Jean-François Cirelli Président-directeur général	304 748 euros	35 525 euros	0 euro	16 985 euros	357 257 euros
Yves Colliou Directeur général délégué	273 284 euros	67 610 euros	0 euro	20 057 euros	360 951 euros
Jean-Marie Dauger Directeur général délégué	274 192 euros	79 512 euros	15 000 euro	16 893 euros	385 597 euros

À titre de comparaison, les montants nets avant impôt des rémunérations globales et avantages en nature attribués au Président-directeur général et aux directeurs généraux délégués de la Société en 2004 étaient les suivants :

- Monsieur Jean-François Cirelli : 78 043 euros (Monsieur Jean-François Cirelli ayant été nommé président du conseil d'administration de l'EPIC Gaz de France par décret du 15 septembre 2004 et président du conseil d'administration de Gaz de France par décret du 24 novembre 2004, ce montant correspond à ses rémunérations et avantages en nature pour la période du 15 septembre au 31 décembre 2004) ;
- Monsieur Yves Colliou : 251 530 euros ;
- Monsieur Jean-Marie Dauger : 238 589 euros.

La rémunération variable versée en 2005 à Monsieur Jean-François Cirelli a été fixée de manière forfaitaire au titre de l'exercice de son mandat de Président-directeur général pour la période du 15 septembre au 31 décembre 2004. La rémunération variable annuelle qu'il percevra à compter de 2006 sera plafonnée à 40 % du montant de sa rémunération fixe et sera 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 versée à Messieurs Yves Colliou et Jean-Marie Dauger est plafonnée à 30 % du montant avant impôt de leur rémunération fixe. Elle est calculée en fonction des résultats du Groupe et des résultats de leurs branches respectives, telles que décrites au paragraphe 14.1.2 – « Direction générale, comité exécutif et organisation opérationnelle ».

Le président et les directeurs généraux délégués n'ont reçu aucune rémunération ou avantage en nature de la part des sociétés contrôlées par la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce. Ils ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de prime de départ.

15.2. Montant total des sommes provisionnées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages

Les informations relatives à la participation détenue par les membres du conseil d'administration et les directeurs généraux délégués dans le capital social de la Société et aux options existantes sur leurs actions figurent au paragraphe 17.2 – « Participations et stock-options des administrateurs et directeurs généraux délégués ».

Concernant les sommes provisionnées par la Société aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages, voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2005 en normes IFRS / Annexe / note 30.2 ».

16 FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

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

À la connaissance de la Société, il n'existe aucun contrat de prestation de services liant les membres du conseil d'administration ou les directeurs généraux délégués à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales.

Les six administrateurs représentant les salariés et les deux directeurs généraux délégués sont liés à la Société par un contrat de travail.

16.3. Fonctionnement du conseil d'administration

Le fonctionnement du conseil d'administration de la Société est déterminé par les dispositions légales et réglementaires, par ses statuts et par un règlement intérieur adopté par le conseil d'administration dans sa séance du 17 décembre 2004 (le « Règlement Intérieur »)[1]. Le Règlement Intérieur précise en particulier les périmètres de responsabilité du conseil d'administration et de ses membres ainsi que le mode de fonctionnement du conseil d'administration et de ses comités spécialisés et établit une charte de l'administrateur qui édicte les règles que chaque administrateur s'oblige à respecter.

Le Règlement Intérieur fait l'objet, en tant que de besoin, d'une revue de la part du conseil d'administration. Par ailleurs, chaque administrateur s'engage à formuler toute recommandation lui paraissant de nature à améliorer les modalités de fonctionnement du conseil, notamment à l'occasion de l'évaluation périodique de celui-ci. Il accepte l'évaluation de sa propre action au sein du conseil d'administration.

Communication des informations aux administrateurs

Aux termes du Règlement Intérieur, sauf en cas de nécessité, le président du conseil d'administration transmet aux administrateurs, au moins cinq jours ouvrés et francs avant la tenue de chaque réunion, les informations et les documents qui leur sont nécessaires pour exercer pleinement leur mission ainsi que, dans la mesure du possible, le projet de procès-verbal de la séance précédente.

Le Règlement Intérieur prévoit par ailleurs que le président communique de manière régulière aux administrateurs, et entre deux séances au besoin, toute information pertinente concernant la Société, notamment les articles de presse et rapports d'analyse financière. Le président effectue régulièrement une présentation des principaux projets en cours de développement en précisant leur stade d'avancement. Chaque administrateur peut bénéficier de toute formation nécessaire au bon exercice de sa fonction d'administrateur – et le cas échéant, de membre de comité – dispensée par l'entreprise ou approuvée par elle.

Enfin, les administrateurs peuvent, en vue de compléter leur information, rencontrer les principaux dirigeants de la Société et du Groupe, y compris hors la présence du président et des membres de la direction générale, sur les sujets figurant à l'ordre du jour du conseil d'administration. Ils font part de leur demande au secrétaire du conseil d'administration. Il est répondu à leurs questions dans les meilleurs délais.

(1) *Le Réglement Intérieur peut être modifié à tout moment par le conseil d'administration.*

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'État relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société, certaines acquisitions ou cessions de participations, certains projets d'achat à long terme d'énergie, certains investissements industriels ou de marchés de travaux et certaines opérations financières.

Par ailleurs, le président doit inscrire à l'ordre du jour :

- au moins deux fois par an, une revue de la situation financière, de la trésorerie, ainsi que des engagements de la Société et du Groupe ;
- une fois par an, et en tant que de besoin (notamment en cas de difficultés financières), une information relative à la situation des principales filiales et participations de la Société ;
- une fois par an, un examen de la politique d'achats hors gaz ainsi que des opérations de vente de gaz dépassant un seuil annuel significatif ;
- une fois par an, un examen de la politique d'approvisionnement en matière énergétique.

Le Règlement Intérieur prévoit également que le président adresse aux administrateurs, au moins une fois par semestre, une information sur les marchés significatifs passés durant la période écoulée.

Réunions du conseil d'administration

Le conseil d'administration de la Société se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et tient au moins huit séances par an, dont au moins une par trimestre. Le président fixe l'ordre du jour des séances.

Le conseil d'administration s'est réuni dix fois en 2005, avec un taux de présence de ses membres de 84,5 % en moyenne.

Au cours de l'année 2005, le conseil d'administration a notamment examiné les dossiers concernant :

- la stratégie ;
- le budget ;
- l'arrêté des comptes et la proposition d'affectation du résultat ;
- la répartition des jetons de présence ;
- les états financiers semestriels ;
- l'application des normes IFRS ;
- les cautions, avals et garanties ;
- l'augmentation du capital social dans le cadre de l'opération d'ouverture du capital et d'introduction en Bourse ;
- la politique d'approvisionnement du Groupe en matière énergétique ;
- ainsi qu'un certain nombre d'opérations liées à des investissements ou des engagements importants du Groupe dans le cadre de son développement.

Le Règlement Intérieur prévoit la nomination par le conseil d'administration, sur proposition du président, d'un secrétaire du conseil qui peut ne pas être administrateur.

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 toutes circonstances 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 toutes circonstances 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.

- 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 toutes circonstances. Il est tenu à la discrétion à l'égard des informations et des débats auxquels il participe et respecte le caractère confidentiel des informations données comme telles par le président du conseil d'administration. Il s'interdit d'utiliser pour son profit personnel ou pour le profit de quiconque les informations privilégiées auxquelles il a accès. En particulier, lorsqu'il détient sur la société où il exerce son mandat d'administrateur des informations non rendues publiques, il s'abstient de les utiliser pour effectuer ou faire effectuer par un tiers des opérations sur les titres de celle-ci.
- L'administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités de l'entreprise, ses enjeux et ses valeurs, y compris en interrogeant ses principaux dirigeants. Il participe aux réunions du conseil d'administration avec assiduité et diligence. Il s'efforce de participer à au moins un des comités spécialisés du conseil. Il assiste aux assemblées générales d'actionnaires. Il s'efforce d'obtenir dans les délais appropriés les éléments qu'il estime indispensables à son information pour délibérer au sein du conseil en toute connaissance de cause. Il s'attache à mettre à jour les connaissances qui lui sont utiles et a le droit de demander à l'entreprise les formations qui lui sont nécessaires pour le bon exercice de sa mission.
- L'administrateur contribue à la collégialité et à l'efficacité des travaux du conseil d'administration et des comités spécialisés éventuellement constitués en son sein. Il formule toute recommandation lui paraissant de nature à améliorer les modalités de fonctionnement du conseil, notamment à l'occasion de l'évaluation périodique de celui-ci. Il accepte l'évaluation de sa propre action au sein du conseil. Il s'attache, avec les autres membres du conseil, à ce que les missions de contrôle soient accomplies avec efficacité et sans entraves. En particulier, il veille à ce que soient en place dans l'entreprise les procédures permettant le contrôle du respect des lois et règlements, dans la lettre et dans l'esprit. Il s'assure que les positions adoptées par le conseil d'administration font l'objet, sans exception, de décisions formelles, correctement motivées et transcrites dans les procès-verbaux de ses réunions.

16.5. Comités du conseil d'administration

Les statuts de Gaz de France donnent la possibilité au conseil d'administration de constituer des comités en son sein, notamment un comité d'audit et des comptes et un comité de la stratégie, appelés à étudier toutes questions relatives à la Société que lui-même ou le président soumet pour avis à leur examen.

Le Règlement Intérieur du conseil d'administration, tel qu'adopté par le conseil d'administration lors de sa séance du 17 octobre 2004, précise que le conseil d'administration peut décider de créer en son sein des comités, permanents ou temporaires, destinés à faciliter le bon fonctionnement du conseil et à concourir efficacement à la préparation de ses décisions. Le conseil d'administration, sur proposition de son président et après concertation, désigne les membres des comités et leur président, en tenant compte des compétences, de l'expérience, et de la disponibilité des administrateurs qui le souhaitent, dans le respect des équilibres du conseil. Le rapport annuel de la Société comporte un exposé sur l'activité de chacun des comités au cours de l'exercice écoulé.

La mission d'un comité permanent ou temporaire consiste à étudier les sujets et projets que le conseil d'administration ou le président renvoie à son examen, à préparer les travaux et décisions du conseil d'administration relativement à ces sujets et projets, ainsi qu'à rapporter leurs conclusions au conseil d'administration sous forme de comptes rendus, propositions, avis, informations ou recommandations. Les comités accomplissent leurs missions sous la responsabilité du conseil d'administration.

La durée du mandat des membres des comités permanents est en principe de deux exercices financiers annuels, sauf lorsque la durée restante des mandats d'administrateurs concernés ne permet pas d'accomplir entièrement ces deux exercices ; dans ce dernier cas, les mandats d'administrateurs et de membres des comités s'achèvent simultanément. Ces mandats de membres des comités permanents sont renouvelables sous réserve du maintien de la qualité d'administrateur des personnes concernées. Le renouvellement des mandats de membres des comités permanents intervient au terme de la séance du conseil d'administration au cours de laquelle les comptes annuels sont arrêtés.

Ont ainsi été constitués le 17 décembre 2004, dans le cadre de l'adoption du Règlement Intérieur, les comités permanents dont la composition, les attributions et les modalités de fonctionnement sont décrites ci-dessous.

Tout comité rend compte de l'ensemble de ses travaux à la réunion suivante du conseil d'administration, en faisant part des informations, avis, propositions ou recommandations consignés aux comptes rendus de ses séances. Aucun comité ne peut traiter de sa propre initiative de questions qui déborderaient le cadre propre de sa mission. Les comités n'ont pas de pouvoir de décision.

16.5.1. Comité d'audit et des comptes

16.5.1.1. Composition et fonctionnement

Le comité d'audit et des comptes, créé le 17 décembre 2004, est composé de cinq membres : Monsieur Aldo Cardoso, qui le préside, et Messieurs Éric Buttazzoni, Denis Samuel-Lajeunesse, 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 2005, le comité s'est réuni neuf fois avec un taux de présence des membres de 91 %. Au cours de ses réunions, le comité a abordé, notamment, les sujets suivants : budget 2005, résultats annuels 2004, projets de rapport annuel, de rapport d'activité et de rapport de gestion, comptes consolidés 2004 en normes IFRS, projet de document de base d'introduction en Bourse, politique financière (bilan 2004 et perspectives 2005-2006), résultats 2004 et perspectives des principales filiales et participations, gestion des risques, bilan des audits 2004 et programme d'audits 2005, états financiers semestriels.

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. À 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 ;
- veiller au respect des règles, principes et recommandations garantissant l'indépendance des commissaires aux comptes ;
- proposer au conseil d'administration, le cas échéant, une décision sur les points éventuels de désaccord significatif entre les commissaires aux comptes et la direction générale susceptibles de naître à l'occasion de la réalisation et du contenu des travaux ;
- superviser la procédure de sélection ou de renouvellement (par appel d'offres) des commissaires aux comptes en veillant à la sélection du « mieux-disant », formuler un avis sur le montant des honoraires

sollicités pour l'exécution des missions de contrôle légal, formuler un avis motivé sur le choix des commissaires aux comptes et faire part de sa recommandation au conseil d'administration pour ce choix ; et

- se faire communiquer le détail des honoraires versés par la Société et le Groupe aux cabinets et aux réseaux des commissaires aux comptes, s'assurer que le montant ou la part que représentent ces honoraires dans le chiffre d'affaires des cabinets et réseaux des commissaires aux comptes ne sont pas de nature à porter atteinte à leur indépendance.

Politique financière

Les missions du comité d'audit et des comptes sont les suivantes :

- être informé par la direction financière de la stratégie et de la situation financière du Groupe, des méthodes et techniques utilisées pour définir la politique financière ;
- être informé des communications principales de la Société concernant ses comptes ;
- examiner le budget de la Société ; et
- examiner toute question de nature financière ou comptable qui lui est soumise par le président ou le conseil d'administration.

16.5.2. Comité de la stratégie et des investissements

16.5.2.1. Composition et fonctionnement

Le comité de la stratégie et des investissements est composé de sept membres : Monsieur Jacques Rapoport, qui le préside, Madame Florence Tordjman, Messieurs Peter Lehmann, Denis Samuel-Lajeunesse, Olivier Barrault, Daniel Rouvery, Jean-François Lejeune.

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 2005, le comité de la stratégie et des investissements s'est réuni cinq fois avec un taux de présence des membres de 89 %.

Au cours de ses réunions, il a abordé, notamment, les sujets suivants : projet de terminal méthanier Isle of Grain au Royaume-Uni, stratégie et plan d'affaires, contrat de Service Public, projet d'acquisition de la totalité du capital de CGST Save – Savelys, politique de Gaz de France en matière de GNV, stratégie électricité de Gaz de France, projets d'investissements.

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 mission :

- en matière de stratégie, d'exprimer au conseil d'administration son avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société et du Groupe, notamment la politique industrielle, commerciale, sociale, de recherche et développement et de développement durable, sur le contrat de Service Public du Groupe, ainsi que sur toute autre question stratégique importante dont le conseil d'administration le saisit ;
- en matière d'investissements, d'étudier et de formuler son avis au conseil d'administration sur les questions qui lui sont soumises relatives aux opérations majeures relevant du conseil d'administration en matière de croissance externe, de désinvestissements et de cessions d'entreprises, de prises ou de cessions de participations, d'investissements, de création et de modernisation d'équipements industriels et de travaux sur une base annuelle ou pluriannuelle, ainsi que les projets immobiliers principaux décrits dans les attributions du conseil d'administration.

16.6. Limitations apportées aux pouvoirs de la direction

16.6.1. Décisions soumises à l'autorisation préalable du conseil d'administration

L'article 2.4 c) du Règlement Intérieur du conseil d'administration de la Société, tel qu'adopté par le conseil d'administration lors de sa séance du 17 décembre 2004, prévoit que, *« outre les questions réservées à la compétence du conseil par les dispositions législatives et réglementaires applicables, doivent être obligatoirement inscrits à l'ordre du jour, après étude le cas échéant par le ou les comité(s) compétent(s), l'examen et le vote :*

1) des contrats à conclure avec l'État relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société ; la réalisation de ces contrats est ensuite inscrite une fois par an à l'ordre du jour du conseil ;

2) du plan stratégique pluriannuel du groupe Gaz de France ;

3) du projet de budget annuel de la Société ;

4) des projets d'acquisition, d'extension, de cession de participations ou d'activités, de projets de joint-venture ou de réalisation d'apports ayant des implications financières ou stratégiques importantes dans lesquelles la Société ou son Groupe accorde son concours ou accepte des concours extérieurs, lorsque son exposition financière par opération (y compris les passifs repris et les engagements hors bilan) dans ce type d'opérations excède 100 millions d'euros hors taxes ou sa contre-valeur en devises étrangères ; pour les projets ne s'inscrivant pas dans le plan stratégique de la Société et pour ceux ne relevant pas du secteur énergétique, ce seuil est abaissé à 30 millions d'euros hors taxes par opération ;

5) des projets d'achat à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à 10 milliards de kWh par an ;

6) des projets d'investissements industriels du Groupe ou de marchés de travaux dont le montant est évalué à plus de 50 millions d'euros hors taxes par opération ;

7) des projets de marchés de fournitures et de services (hors approvisionnements d'énergie) dont le montant est évalué à plus de 30 millions d'euros, hors taxes par opération ;

8) des projets d'emprunt sous forme d'émissions de titres ou de conventions de crédit concernant la Société et ses filiales, lorsque leur montant par opération excède une valeur de 100 millions d'euros et qu'ils ne s'inscrivent pas dans le cadre d'une enveloppe préalablement et dûment autorisée par le conseil d'administration. De même, ce plafond (ou cette disposition) ne s'applique pas au refinancement de concours existants ;

9) des projets d'acquisition, de vente ou d'échange par la Société d'immeubles ou de droits immobiliers ainsi que de projets de location d'immeubles pour un montant de plus de 25 millions d'euros, hors taxes par opération ;

10) du montant total et par opération des cautions, avals ou garanties que le conseil autorise pour l'année au Président-directeur général. »

16.6.2. Limitations aux pouvoirs des directeurs généraux délégués

Le conseil d'administration a décidé, lors sa séance du 26 janvier 2005, d'harmoniser les pouvoirs des directeurs généraux avec les dispositions précitées du Règlement Intérieur du conseil d'administration en limitant lesdits pouvoirs ainsi qu'il suit :

« Pour les domaines dont Messieurs Jean-Marie Dauger et Yves Colliou sont respectivement chargés en leur qualité de directeur général délégué, Jean-Marie Dauger et Yves Colliou pourront chacun conclure tous actes, contrats et marchés et engager Gaz de France dans la limite d'une exposition par opération fixée à un montant de 100 millions d'euros, sous réserve des matières spécifiques suivantes pour lesquelles leurs pouvoirs seront limités à :

- *30 millions d'euros hors taxes ou sa contre-valeur en devises étrangères pour les projets d'acquisition, d'extension, de cession de participations ou d'activités, de projets de joint-venture ou de réalisation d'apports ayant des implications financières stratégiques importantes et dans lesquelles Gaz de France ou son Groupe accordera son concours ou acceptera des concours extérieurs (y compris les passifs repris et les engagements hors bilan) lorsque de tels projets ne s'inscriront pas dans le plan stratégique de Gaz de France ou lorsqu'ils ne relèveront pas du secteur énergétique ;*
- *10 milliards de kWh par an pour des projets d'achat à long terme d'énergie du Groupe ;*
- *50 millions d'euros hors taxes pour des projets d'investissements industriels du Groupe ou de marchés de travaux ;*
- *30 millions d'euros hors taxes pour des projets de marchés de fournitures et de services (hors approvisionnements d'énergie) ;*
- *25 millions d'euros hors taxes pour des projets d'acquisition, de vente ou d'échange par Gaz de France d'immeubles ou de droits immobiliers ainsi que des projets de location d'immeubles ».*

16.7. Le contrôle interne

Le rapport du président du conseil d'administration établi conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 alinéa 6 du Code de commerce, qui sera présenté à l'assemblée générale annuelle statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2005 appelée à se réunir le 24 mai 2006, 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

À la date d'enregistrement du présent document de référence, la Société se conforme au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur en France sous réserve des spécificités liées à son appartenance au secteur public.

Le Règlement Intérieur du conseil d'administration de la Société, adopté par celui-ci lors de sa séance du 17 décembre 2004, vise à garantir la transparence du fonctionnement du conseil d'administration. Les principales dispositions du Règlement Intérieur sont résumées au paragraphe 16.3 – « Fonctionnement du conseil d'administration ». La charte de l'administrateur qui est annexée au Règlement Intérieur traite en outre notamment de l'indépendance, de la loyauté et du professionnalisme des administrateurs ; ses principales dispositions sont résumées au paragraphe 16.4 – « Charte de l'administrateur ».

Dans un souci de transparence et d'information du public, la Société a pour objectif de s'inspirer des recommandations du rapport du groupe de travail présidé par Monsieur Daniel Bouton pour l'amélioration du gouvernement d'entreprise, dont les conclusions ont été présentées au public le 23 septembre 2002, dans la limite des dispositions législatives et réglementaires qui lui sont applicables, notamment en raison de son appartenance au secteur public. L'application des règles de gouvernement d'entreprise dans le respect des principes législatifs et réglementaires a pour objectif d'éviter un exercice abusif du contrôle par l'actionnaire majoritaire.

17 SALARIÉS

L'organisation des ressources humaines au sein du Groupe distingue la Société, les filiales françaises parmi lesquelles, dans le domaine des services, les sociétés du groupe Cofathec qui s'est constitué progressivement depuis une dizaine d'années et les sociétés du groupe Savelys, et enfin les autres filiales étrangères. L'intégration de ces entités au sein des ressources humaines du Groupe est variable selon l'ancienneté de chaque entité au sein du Groupe.

17.1. Ressources humaines – Effectifs

17.1.1. Effectifs du Groupe (France et étranger)

Le Groupe employait 52 958 personnes au 31 décembre 2005, dont 64,22 % en France. Le calcul de l'effectif est effectué sur une base consolidée, c'est-à-dire sur la base de l'effectif physique dans chacune des filiales du Groupe, pondéré par le pourcentage de consolidation financière de la filiale (voir paragraphe 17.1.2 – « Effectifs en France (Société et filiales en France) »). Parmi ces salariés, 21 902 travaillaient au 31 décembre 2005 dans la Société et dans les services communs à EDF, soit 41,4 % de l'effectif total du Groupe, 31 056 salariés travaillaient dans les filiales françaises et étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution au cours des trois dernières années des effectifs du Groupe (effectifs consolidés au 31 décembre) répartis par segment :

Segments	2003	2004	2005
Achat-Vente d'Énergie	3 533	2 977	2 940
Exploration-Production	1 260	1 232	1 205
Services	8 146	8 124	12 545
Transport-Stockage France	4 400	4 413	4 383
Distribution France	14 392	15 345	15 110
Transport-Distribution International	3 937	3 786	14 479
Autres (dont fonctions communes)	2 433	2 374	2 296
TOTAL	**38 101**	**38 251**	**52 958**

L'année 2005 marque un tournant dans la composition des effectifs du Groupe : pour la première fois, le nombre de salariés des filiales, 31 056, est plus important que celui de la Société. Environ 61,02 % des salariés des filiales travaillent hors de France.

L'évolution des effectifs du Groupe de 38,5 % en 2005 s'explique principalement par la réalisation d'opérations de croissance externe : acquisition de Distrigaz Sud en Roumanie (10 696 salariés), entrée dans le capital de la société belge SPE (248 salariés) et intégration du groupe Savelys (4 150 salariés).

Le tableau ci-dessous présente les effectifs du Groupe au 31 décembre 2005 par métiers :

Effectifs	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Transport France	Distribution France	Transport-Distribution International	Autres	Total
Société	118	2 695		1 723	15 110		2 256	21 902
Filiales	1 087	245	12 545	2 660		14 479	40	31 056
TOTAL	**1 205**	**2 940**	**12 545**	**4 383**	**15 110**	**14 479**	**2 296**	**52 958**

Il ressort de la structure des effectifs du Groupe une prédominance du pôle Infrastructures (Transport-Stockage France, Distribution France et Transport-Distribution International) avec 64 % de l'effectif du Groupe.

17.1.2. Effectifs en France (Société et filiales en France)

Au 31 décembre 2005, le Groupe employait 34 008 personnes en France. Environ 64,4 % de ces effectifs étaient employés par la Société, la part de la Société dans les effectifs totaux étant en diminution constante depuis une vingtaine d'années. En 2005, les effectifs de la Société en France ont diminué d'environ 1 %.

Au 1er janvier 2005, une partie de l'effectif de la Société a été transférée à sa filiale gestionnaire du réseau de transport, GRTgaz. Ce mouvement a concerné 2 611 personnes, qui demeurent sous le régime du statut du personnel des industries électriques et gazières (« **IEG** »).

Les catégories d'emplois de la Société reflètent la technicité des métiers avec 22 % de cadres, 50,4 % d'agents de maîtrise et 27,6 % d'employés et ouvriers.

Les 15 110 salariés affectés au segment Distribution France appartiennent notamment à la direction commune entre EDF et Gaz de France (EGD) (voir paragraphe 6.1.3.2.2.2.3 – « Organisation du distributeur »). Cet effectif résulte de la consolidation d'environ 8 000 personnes travaillant exclusivement dans le domaine du gaz (chacun d'entre eux compté pour 1), et de la part gaz de l'activité (généralement voisine de 0,25) d'environ 23 000 salariés communs aux deux entreprises conduisant des activités mixtes. À fin 2005, les effectifs d'EGD s'élevaient au total à 57 553 personnes[1].

17.1.3. Effectifs hors de France (filiales étrangères)

Hors de France, le Groupe comptait, au 31 décembre 2005, 18 950 salariés, chiffre en constante augmentation de 1999 à 2005. Entre fin 2004 et fin 2005, ce chiffre a plus que doublé sous l'effet de l'acquisition et de l'intégration de nouvelles sociétés situées en Roumanie et en Belgique.

Le calcul du nombre de salariés est effectué sur la base de l'effectif consolidé, c'est-à-dire sur la base de l'effectif physique dans chacune des filiales du Groupe, pondéré par le pourcentage de consolidation financière.

Le tableau ci-dessous présente la répartition des effectifs hors de France par pays et par métiers au 31 décembre 2005 :

Effectifs	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Transport-Distribution International	Total
Allemagne	831	-	-	501	1 332
Benelux	194	-	139	248	581
Canada	-	-	-	32	32
Hongrie	-	-	-	1 188	1 188
Italie	-	-	2 265	-	2 265
Mexique	-	-	-	394	394
Monaco	-	-	29	-	29
Norvège	20	-	-	-	20
Roumanie	-	-	-	10 696	10 696
Royaume-Uni	42	183	664	-	889
Slovaquie	-	-	-	1 222	1 222
Suisse	-	-	104	-	104
Uruguay	-	-	-	198	198
TOTAL	**1 087**	**183**	**3 201**	**14 479**	**18 950**

(1) *Le nombre de salariés travaillant dans les structures communes à EDF et Gaz de France était à fin 2005 de 60 837 (dont 57 553 à EGD).*

17.2. Participations et stock-options des administrateurs et directeurs généraux délégués

Le tableau ci-dessous présente le nombre d'actions de la Société détenues, à la connaissance de la Société, par les administrateurs et dirigeants au 31 décembre 2005 :

Administrateurs et dirigeants	Mandat social	Nombre d'actions au 31 décembre 2005
	Président-directeur général	
Jean-François Cirelli	Administrateur désigné par l'assemblée générale	4 044
Jean-Louis Beffa	Administrateur désigné par l'assemblée générale	4 000
Aldo Cardoso	Administrateur désigné par l'assemblée générale	44
Guy Dollé	Administrateur désigné par l'assemblée générale	76
Peter Lehmann	Administrateur désigné par l'assemblée générale	600
Philippe Lemoine	Administrateur désigné par l'assemblée générale	575
Paul-Marie Chavanne	Administrateur représentant de l'État	-
Christian Frémont	Administrateur représentant de l'État	0
Clara Gaymard	Administrateur représentant de l'État	0
Jacques Rapoport	Administrateur représentant de l'État	0
Denis Samuel-Lajeunesse	Administrateur représentant de l'État	0
Florence Tordjman	Administrateur représentant de l'État	44
Olivier Barrault	Administrateur représentant les salariés	0
Éric Buttazzoni	Administrateur représentant les salariés	0
Bernard Calbrix	Administrateur représentant les salariés	Parts de FCPE correspondants à 77 actions
Jean-François Lejeune	Administrateur représentant les salariés	-
Yves Ledoux	Administrateur représentant les salariés	0
Daniel Rouvery	Administrateur représentant les salariés	Parts de FCPE correspondants à 698 actions
Jean-Marie Dauger	Directeur général délégué	2 418
Yves Colliou	Directeur général délégué	1 992

Aucun administrateur ni dirigeant ne bénéficie d'options de souscription ou d'achat d'actions.

17.3. Intéressement, participation et actionnariat salarié

17.3.1. Intéressement

Un accord d'intéressement triennal couvrant la période 2002-2004 a permis de verser, en moyenne, à chaque salarié de la Société 960 euros au titre des résultats 2002, 950 euros au titre de ceux de 2003, 991 euros au titre des résultats 2004 (également versés aux salariés de GRTgaz). Le montant distribué au titre de l'intéressement 2004 s'est élevé à 24,2 millions d'euros, soit 3,26 % de la masse salariale.

L'intéressement est constitué de trois parts calculées respectivement au niveau du Groupe (l'excédent brut d'exploitation divisé par le chiffre d'affaires), au niveau de regroupements d'entités et au niveau local afin de prendre en compte les résultats spécifiques liés aux différents métiers. Les salariés communs à Gaz de France et à EDF bénéficient de l'intéressement au prorata de leur activité consacrée à chacune des deux entreprises conformément à une clef de répartition. Les salariés ont eu le choix entre toucher l'intéressement, l'investir dans le Plan d'épargne d'entreprise (« PEE ») de la Société ou le verser dans un compte-épargne temps qui est abondé dans les mêmes conditions que celles prévues dans le PEE (voir ci-dessous).

Un nouvel accord a été conclu le 3 juin 2005 pour Gaz de France pour la période 2005-2007 qui s'appuiera sur deux niveaux de critères : des critères analysés au niveau de l'entreprise (EBO/CA et Respect des quotas d'émission de CO_2) et des critères analysés au niveau décentralisé (5 à 6 critères au niveau du métier ou au niveau de la direction d'appartenance du salarié). Le plafond a été porté à 3,7 % des salaires bruts.

Le dispositif d'épargne salariale a évolué dans le cadre d'un accord signé avec les syndicats le 29 novembre 2004 et applicable à compter du 1er février 2005. Les salariés de la Société peuvent faire des versements à titre individuel ou au titre de l'intéressement sur les fonds communs de placement du PEE. Les sommes versées par les salariés au titre de l'intéressement sont abondées à hauteur de 100 % et les versements individuels sont abondés à hauteur de 60 % à concurrence de 610 euros et à hauteur de 35 % pour les 610 euros suivants dans la limite d'un plafond global annuel par salarié. Ces dispositions relatives à l'abondement sont applicables pour une durée de trois ans qui expirera le 31 décembre 2007.

17.3.2. Participation

À la date d'enregistrement du présent document de référence, Gaz de France n'a mis en place aucun régime de participation, dans la mesure où il ne figure pas sur la liste des entreprises publiques auxquelles s'applique la participation des salariés aux résultats de l'entreprise.

17.3.3. Actionnariat salarié

Lors de l'ouverture de son capital en 2005, Gaz de France a proposé aux salariés et anciens salariés du Groupe d'en devenir actionnaires. Près de 68 906 d'entre eux le sont devenus en bénéficiant des incitations financières que pouvaient permettre tant la loi de 1986 que le Code du travail et la loi du 9 août 2004. À l'issue de cette opération, ils détenaient 2,3 % du capital de la Société.

Un Plan d'épargne groupe (PEG) a été mis en place dans le cadre d'un accord à durée indéterminée signé par les syndicats le 22 février 2005 et ouvert à toutes les filiales françaises du Groupe détenues à plus de 50 %.

Ainsi un salarié en France a pu choisir entre cinq formules différentes, décrites dans la Note d'Opération visée par l'AMF le 22 juin 2005, panachant décote sur le prix d'achat, abondement de l'entreprise, actions gratuites, différé de paiement, prise en charge des frais de gestion des titres ou mise en place d'un mécanisme financier permettant de minimiser le risque action encouru (effet de levier). L'ensemble des dispositions permettait de diminuer de façon significative le prix d'acquisition des actions en contrepartie d'une durée de blocage des titres plus ou moins longue. (Voir aussi le paragraphe 21.1.7.2.2 – « Attribution d'actions gratuites dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés »).

Ces informations ont fait l'objet d'une communication très importante sous diverses formes pour que chaque ayant droit de l'offre soit informé.

17.4. Organisation sociale du Groupe

17.4.1. Politique sociale du Groupe

La politique sociale du Groupe est indissociable de son projet industriel. Sa mise en œuvre doit mobiliser tous les collaborateurs du Groupe : chacun doit y être associé et tous doivent en bénéficier. Une des conditions majeures de réussite du projet industriel et social réside dans la capacité du Groupe à susciter, par ses pratiques en matière de politiques de ressources humaines et sociales, la motivation de ses collaborateurs, à conforter leurs compétences dans leur emploi, à les préparer aux évolutions de leurs métiers et à développer leur sentiment d'appartenance au Groupe. Cette dimension essentielle du projet doit être construite dans la durée, en concertation permanente avec les représentants des salariés sur l'ensemble du périmètre du Groupe.

Les actions et projets engagés concourent à la mise en œuvre de ces objectifs.

Le renforcement des compétences dans l'emploi

Le dispositif concerne la Société et les filiales dans lesquelles elle détient une participation supérieure à 50 % du capital ; il vise à l'optimisation permanente des compétences en fonction des besoins présents et à venir. Son déploiement a débuté en 2005 et se poursuivra en 2006. Il s'appuie sur les trois processus « tête de Groupe » suivants :

- éclairer le management sur les évolutions des emplois et des compétences : des travaux de prospective sont réalisés pour chacun des grands domaines d'activités du Groupe. Un référent est missionné pour chacun de ces domaines pour conduire ces travaux (évolution des activités, évolution des ressources humaines, besoins/écarts de compétences) et proposer des plans d'actions au management pour couvrir ces besoins et enjeux futurs ;
- gérer les compétences en cohérence avec les objectifs du Groupe : ce processus permet l'intégration lors du dialogue annuel de gestion de la dimension ressources humaines en relation avec les évolutions d'activité de chaque domaine ;
- garantir les « compétences clefs Groupe » : il s'agit de l'identification des compétences clefs du Groupe (combinatoire d'enjeux pour le Groupe et criticité de gestion) et de la mise en place de dispositifs de gestion appropriés de ces compétences clefs pour garantir que Gaz de France en dispose aujourd'hui comme demain.

La préparation aux évolutions des métiers

Un dispositif de professionnalisation de l'encadrement (intitulé **« Cap compétences »**) est déployé depuis 2003 à destination des dirigeants et cadres du Groupe. Ce dispositif a pour objectif de :

- faciliter et accompagner les évolutions du Groupe (telles que la transformation de Gaz de France en société anonyme, les réorganisations liées à l'ouverture des marchés en France, la cotation en Bourse des actions de Gaz de France, etc.) ;
- intégrer les nouveaux arrivants cadres du Groupe et les motiver ;
- motiver et fidéliser l'encadrement ;
- créer une culture managériale de Groupe et une compréhension commune des mutations en cours et à venir.

Fin 2005, ce sont plus de 1 450 cadres de tous niveaux (depuis les nouveaux embauchés jusqu'aux dirigeants) qui ont participé aux actions Cap compétences depuis son déploiement dans les domaines suivants : connaissance du Groupe et de son projet industriel et social, accompagnement/conduite du changement et culture managériale Groupe, développement des compétences Métier et Développement personnel.

La motivation des collaborateurs et le sentiment d'appartenance au Groupe

Une démarche a été engagée en 2003 avec les organisations syndicales françaises en associant le Comité d'Entreprise Européen. Elle a abouti à la signature d'une « déclaration d'intentions communes » en juin 2004 par les cinq organisations syndicales représentatives françaises dans laquelle les signataires expriment leur volonté commune de mettre en œuvre une dynamique de progrès social.

L'ambition exprimée est de figurer parmi les meilleures pratiques dans les différents contextes que le Groupe rencontre, en prenant en compte l'ensemble des enjeux économiques, sociaux et environnementaux, pour assurer sa pérennité et son développement.

L'objectif partagé est la construction d'un référentiel Groupe des pratiques dans le domaine des ressources humaines, ayant vocation à s'appliquer dans toutes les entités contrôlées par le Groupe. Ce référentiel doit prendre en compte la diversité des cultures et des législations sociales nationales, respecter le contexte local, intégrer la subsidiarité du management et des relations sociales de chaque entité.

Dans la ligne de cette démarche, le Président-directeur général a signé le 22 novembre 2005 une Charte de la Diversité, par laquelle Gaz de France s'engage à développer la diversité et à lutter contre toute forme de discrimination.

Cette charte s'inscrit également dans la continuité de la politique de développement durable en ce qui concerne l'égalité des chances et complète les engagements déjà pris : Pacte Mondial, WBCSD (World Business Council for Sustainable Development), accord égalité professionnelle signé par la Société en 2004.

Préparation d'un dispositif Groupe de Reporting social

Conçu en collaboration avec les Business Units, les filiales, le contrôle de gestion et la comptabilité consolidée, un dispositif unique de Reporting social pour le Groupe, piloté par la direction des ressources humaines du Groupe, est en cours de préparation, pour une mise en œuvre en 2006.

Établi sur un périmètre du Groupe correspondant aux entités contrôlées par le Groupe au sens de la consolidation financière, il permettra de disposer d'une vision d'ensemble des ressources humaines du Groupe, de favoriser la cohésion interne et de développer un outil de mesure de la performance sociale et sociétale du Groupe.

17.4.2. Personnel du Groupe au sein de la Société (en France)

17.4.2.1. Statut du personnel des IEG

21 797 salariés employés par la Société au 31 décembre 2005 bénéficient d'un statut particulier : le statut du personnel des IEG. 2 654 salariés de GRTgaz, au 31 décembre 2005, bénéficient également de ce statut. Le statut des IEG a été mis en place par le décret n° 46-1541 du 22 juin 1946 pris en application de la loi du 8 avril 1946.

Conformément aux dispositions de l'article L. 134-1 du Code du travail, les stipulations statutaires peuvent être complétées et leurs modalités d'application peuvent être déterminées par des conventions ou accords d'entreprise, dans les limites fixées par le statut.

En outre, la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a élargi la voie conventionnelle dans le secteur électrique et gazier en introduisant les accords collectifs de branche, auxquels doivent se conformer toutes les entreprises du secteur, y compris les sociétés étrangères pour l'exercice de leur activité en France. Le statut des IEG est un véritable statut de branche professionnelle.

Le statut des IEG présente certaines caractéristiques particulières, notamment :

- un régime particulier de retraite dont les modalités de financement ont été modifiées avec effet au 1er janvier 2005 (voir paragraphe 17.4.2.5 – « Retraites ») ;
- un régime complémentaire obligatoire de maladie ;
- un système spécifique d'institutions représentatives du personnel dans lequel les fonctions de délégués syndicaux et de délégués du personnel sont imbriquées ;
- des dispositions concernant la mobilité des salariés entre les entreprises de la branche des IEG ;
- certains avantages familiaux, dont notamment des indemnités en cas de mariage ou de naissance d'un enfant, et diverses dispositions relatives à des domaines habituellement traités dans les conventions collectives de branche ou au niveau des entreprises (notamment des composantes de la rémunération).

17.4.2.2. Embauche

En trois années, de 1999 à 2001, Gaz de France a embauché 3 300 nouveaux salariés (bénéficiant du statut des IEG), soit un renouvellement de 14 % des effectifs. Dans la même période, le nombre de départs (retraite, démissions, etc.) s'est élevé à 2 800. Ce taux de renouvellement des effectifs, lié à l'accord de janvier 1999 sur la réduction du temps de travail, a permis de rajeunir la pyramide des âges d'un an en moyenne (avec un âge moyen des salariés qui est désormais de 42 ans), d'augmenter le niveau de formation des salariés et de pourvoir des emplois émergents avec de nouvelles compétences recrutées à l'extérieur de l'entreprise.

Les embauches ont ensuite été de 627 salariés en 2002 puis de 463 salariés en 2003, 694 en 2004. En 2005, 578 embauches ont été réalisées par Gaz de France et 62 par GRTgaz. Les embauches dans les activités transport et distribution représentent 61 % du total. Elles permettent d'anticiper des transferts de compétences liés à des flux de départs en retraite importants.

La pyramide des âges de la Société par métiers est la suivante :

	Distribution	Commercial	Recherche	Négoce	Exploration-Production	Transport	Entités centrales	Total
% des effectifs	69 %	10 %	3 %	2 %	1 %	8 %	8 %	100 %
18-30 ans	14 %	13 %	34 %	27 %	22 %	15 %	10 %	14 %
30-40 ans	21 %	37 %	26 %	40 %	37 %	28 %	24 %	25 %
40-50 ans	42 %	34 %	28 %	22 %	29 %	41 %	41 %	40 %
> 50 ans	23 %	17 %	12 %	11 %	13 %	17 %	25 %	21 %

17.4.2.3. Départs, licenciements et préretraite

Les possibilités de départs dérogatoires en retraite anticipée, liées à l'accord de janvier 1999 sur la réduction du temps de travail, ont été supprimées depuis février 2003. Depuis lors, le rythme des départs en retraite est plus faible. En 2005, 744 personnes ont quitté définitivement Gaz de France et GRTgaz (départs en retraite, démissions ou licenciements et 33 décès).

D'une manière générale, les avantages attachés au statut des IEG et à la politique sociale permettent à l'entreprise de fidéliser ses salariés. Lors d'une enquête réalisée en 2004, 79 % des salariés interrogés se sont déclarés satisfaits ou très satisfaits de travailler chez Gaz de France (source : enquête Vve – « Vous et Votre Entreprise » – analyse des résultats Gaz de France).

17.4.2.4. Régime complémentaire obligatoire de maladie

Au sein des industries électriques et gazières, la couverture maladie des actifs et des retraités est assurée, à titre obligatoire, par un régime spécial de Sécurité sociale offrant :

- les prestations de base du régime général ;
- 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.

Pour une description de la couverture maladie, voir paragraphe 20.1.1.1 – « Comptes consolidés au 31 décembre 2005 / Annexe ».

17.4.2.5. Retraites

Un régime spécial de branche

Dans le cadre de la loi de nationalisation de l'électricité et du gaz n° 46-628 du 8 avril 1946, les pouvoirs publics ont mis en place un régime spécial de retraites, légal et obligatoire applicable à l'ensemble de la branche des IEG.

Les conditions de détermination des droits à la retraite de ce régime sont fixées par le statut national du personnel (décret n° 46-1541 du 22 juin 1946), les entreprises n'ayant pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes. Outre le service des pensions des agents des IEG, ce régime contribue également au financement d'autres régimes de retraites au travers de mécanismes de compensation et de surcompensation.

Les pouvoirs publics ont été conduits à entreprendre une réforme du fonctionnement et du financement de ce système de retraites ; en effet :

- les piliers de ce système de retraites par répartition dont la base d'ayants droit et surtout d'employeurs était restreinte (Gaz de France et EDF représentent à eux seuls près de 96,27 % des IEG) consistaient, d'une part, dans la concentration entre Gaz de France et EDF de l'essentiel des marchés dont elles bénéficiaient historiquement et, d'autre part, dans le monopole de droit dont bénéficiait, chacun dans leur activité, ces deux acteurs ;
- le contexte a largement évolué ces dernières années, en raison notamment de l'ouverture des marchés à la concurrence ainsi que de la mise en place des normes IFRS début 2005.

La loi n°2004-803 du 9 août 2004 (titre IV) a défini les grandes orientations de cette réforme dont la mise en œuvre s'est faite à partir du 1er janvier 2005, un certain nombre de décrets d'application ayant été pris fin 2004 et au cours du premier semestre 2005.

L'équilibre du régime avant la réforme de 2004

Jusqu'au 1er janvier 2005, le financement de ces prestations et charges était assuré par les seuls acteurs de la branche des IEG avec, d'une part, une cotisation salariale de 7,85 % du salaire brut et, d'autre part, une contribution des entreprises (« contribution d'équilibre »), déterminée au prorata des masses salariales respectives au sein des IEG. Cette contribution permettait également d'assurer le paiement d'autres prestations sociales dont le financement était mutualisé au sein des IEG, comme les rentes versées au titre des accidents du travail ou maladies professionnelles. En 2004, cette contribution a représenté 472 millions d'euros pour Gaz de France, soit 63,79 % de la masse salariale hors primes des personnels concernés. Ce taux s'était établi à 61,8 % en 2003 et à 60,0 % en 2002.

Les étapes de la réforme de 2004

Les principales étapes de la réforme ont été les suivantes :

- dès 2002, à la demande des pouvoirs publics, des négociations ont été engagées avec les organisations syndicales pour définir un cahier des charges permettant d'aboutir à la réforme du financement des retraites. Ces négociations ont conduit en décembre 2002 à la signature par la branche des IEG (employeurs) et par trois organisations syndicales représentatives d'un « relevé de conclusions », définissant les principales étapes de la réforme ;
- sur cette base, les pouvoirs publics ont élaboré un projet de réforme et ont saisi les instances européennes. Le 16 décembre 2003, ces dernières ont donné leur accord formel à la réforme ;

- la réforme a été traduite au plan législatif dans le cadre de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, dont le titre IV réforme le régime d'assurance vieillesse des IEG ;
- la réforme a été mise en œuvre le 1er janvier 2005.

Les principales caractéristiques de la réforme de 2004

Sur la description de la réforme, et son impact sur les engagements de retraites de Gaz de France, voir également le chapitre 20 – « Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur ».

Les caractéristiques essentielles de cette réforme sont :

- le maintien du régime spécial des IEG ;
- la création d'une caisse nationale des IEG, organisme de sécurité sociale de droit privé, chargé de reprendre les risques gérés précédemment par un service des pensions rattaché à Gaz de France et à EDF (vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles). Cette caisse, placée sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale, du Budget et de l'Énergie, est administrée par un conseil d'administration comprenant pour moitié des représentants des employeurs et pour moitié des représentants des salariés. Le conseil d'administration de cette caisse s'est réuni pour la première fois le 31 janvier 2005 ;
- un adossement financier du régime des IEG aux régimes de droit commun de sécurité sociale de base (Caisse nationale d'assurance vieillesse (« CNAV »)) et complémentaires (AGIRC et ARRCO). Cet adossement, qui pourrait être apparenté à un mécanisme de réassurance, est réalisé par le biais de conventions financières conclues avec ces régimes et consiste à faire financer par les régimes de droit commun les prestations dues aux retraités et leurs ayants droit, en contrepartie :
  - du paiement par les salariés et par les entreprises des IEG de cotisations équivalentes à celles payées par les entreprises adhérant directement à ces régimes, et
  - d'une « contribution exceptionnelle » destinée à assurer la neutralité économique de long terme de cet adossement ;
- pour les prestations de retraites du régime des IEG non couvertes par les prestations assurées par les régimes de droit commun et dénommées droits spécifiques, la réforme distingue :
  - les prestations liées à des droits acquis au 31 décembre 2004 et afférentes à une activité de transport ou de distribution de gaz ou d'électricité (dites activités régulées). Elles seront financées par une contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel. Cette contribution tarifaire finance également la part affectée aux activités de transport et de distribution de la contribution exceptionnelle définie dans la convention avec la CNAV et, le cas échéant, à la clause de « revoyure » intégrée aux conventions avec les régimes de retraites complémentaires (cette clause est décrite dans la note 21a- « pensions » annexée aux comptes consolidés au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2004). Le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005 (relatif à l'évaluation et aux modalités de répartition des droits spécifiques passés) a fixé la part des activités régulées de Gaz de France à 81 %,
  - les prestations liées à des droits acquis au 31 décembre 2004 et afférents à d'autres activités. Elles restent à la charge des entreprises. Restent de même à la charge de ces entreprises les parts propres aux autres activités de la contribution exceptionnelle due à la CNAV ainsi que la contribution exceptionnelle due à l'AGIRC et à l'ARRCO et, le cas échéant, à la clause de « revoyure » intégrée aux conventions avec les régimes de retraites complémentaires. Elles feront l'objet en norme IFRS d'une provision pour la part non couverte par des fonds externalisés,
  - les prestations liées à des droits acquis postérieurement au 1er janvier 2005. Elles restent à la charge de chaque entreprise de la branche au prorata des masses salariales. Elles feront l'objet d'une provision en normes IFRS.

17.4.2.6. Main-d'œuvre extérieure à la Société

En 2005, le nombre mensuel moyen de travailleurs intérimaires était de 582, soit 2,65 % de l'effectif mensuel moyen des salariés statutaires. La durée moyenne des contrats de travail intérimaire a été de 31 jours. Ce recours à la main-d'œuvre extérieure concerne l'ensemble des secteurs d'activité de la Société.

17.4.2.7. Informations relatives aux plans de réduction des effectifs et de sauvegarde de l'emploi, aux efforts de reclassement, aux réembauches et aux mesures d'accompagnement

Le statut du personnel des IEG ne prévoit pas de garantie d'emploi. Cependant, la Société a réussi jusqu'alors à préserver l'emploi grâce à des politiques :

- d'anticipation et d'accompagnement des indispensables évolutions d'organisation ;
- d'accompagnement et d'incitation à la mobilité tant géographique que fonctionnelle ;
- de développement des compétences (formation, parcours professionnalisant, etc.) en accompagnement de l'évolution des métiers.

Ces politiques ont permis non seulement d'éviter tout licenciement collectif mais également de fidéliser les talents et de développer le sentiment d'appartenance des salariés. Enfin, un accord a été signé le 5 avril 2005 avec les syndicats mettant en place un processus de concertation avec ces derniers en amont des réorganisations.

17.4.2.8. Organisation et durée du temps de travail, absentéisme

L'accord-cadre du 25 janvier 1999, signé par les cinq organisations syndicales représentatives, a ramené le temps de travail au sein de Gaz de France à 35 heures hebdomadaires avec maintien du salaire et fonctionnement des services sur cinq jours au minimum.

Pour maintenir, voire augmenter, les amplitudes de fonctionnement des services avec des horaires individuels réduits, une grande majorité des équipes de travail a opté, dans le cadre d'accords négociés localement au niveau des entités managériales, pour l'aménagement du temps de travail, accompagné généralement d'adaptations d'organisation corrélatives. Ainsi, 84 % du personnel de Gaz de France travaillent en équipe bénéficiant d'horaires aménagés de travail. En outre, cet accord a ouvert des possibilités de réduction collective du temps de travail à 32 heures hebdomadaires ou de réduction individuelle à 32 heures ou moins, avec compensation partielle de la perte salariale. Dans le cadre de ces dispositions nouvelles, 20 % du personnel travaillaient à temps partiel au 31 décembre 2005.

Le nombre d'heures d'absence (hors congés annuels) a été de 1 660 640 heures en 2005, ce qui représente 5,66 % du nombre d'heures travaillées. Les causes d'absence les plus fréquentes ont trait aux maladies.

17.4.2.9. Rémunération

Le système de rémunération appliqué au sein de Gaz de France et GRTgaz est défini au niveau de la branche des IEG. Les augmentations générales sont négociées à ce niveau.

Le principe des rémunérations individuelles repose sur un socle de rémunération lié au niveau de l'emploi et auquel correspond une plage (amplitude d'environ + 50 %) à l'intérieur de laquelle des augmentations de 4,5 % sont attribuées annuellement à environ 1/5 des salariés choisis par la hiérarchie en fonction de l'évaluation de leur contribution. Ce taux de 1/5 est négocié par accord d'entreprise après qu'une négociation de branche a fixé un taux plancher. Au sein de Gaz de France, le niveau des emplois est déterminé par une méthode analytique dérivée de la méthode Hay.

La rémunération mensuelle moyenne brute était en 2005 de 2 982 euros (sur une base de 12 mois). Sa ventilation par collège était de 4 643 euros pour les cadres, 2 715 euros pour les agents de maîtrise et 2 263 euros pour les ouvriers et employés. L'écart entre la rémunération moyenne mensuelle brute des hommes et des femmes est de 6 % en faveur des hommes. Un accord d'entreprise sur l'égalité hommes/femmes a été conclu pour trois ans en juillet 2004, prévoyant notamment un rattrapage salarial.

17.4.2.10. Relations professionnelles et accords collectifs

La pratique de la négociation collective s'est développée au sein de Gaz de France depuis une dizaine d'années. Les négociations se sont développées soit au travers d'accords communs avec EDF (en 2005 l'Accord pour l'Insertion Professionnelle des Personnes Handicapées à EDF et Gaz de France signé le 24 février 2005, l'accord sur les processus de concertation relatifs aux réorganisations à EDF et Gaz de France signé le 5 avril 2005, l'accord de méthode relatif à la prévention des litiges liés au parcours professionnel d'agents titulaires de mandat représentatif ou syndical signé le 7 décembre 2005), soit par des accords spécifiques à Gaz de France (en 2005 l'accord portant règlement du Plan d'Épargne du groupe Gaz de France en France signé le 22 février 2005, l'avenant à l'accord PEG de Gaz de France signé le 21 mars 2005, l'accord d'intéressement 2005-2007 de Gaz de France S.A. signé le 3 juin 2005).

En parallèle, les relations sociales se développent depuis 2001 dans le cadre de la branche des IEG. Outre les négociations annuelles sur l'évolution du salaire national de base ou sur les taux d'avancements au choix au 1er janvier, c'est dans ce cadre qu'ont été signés en 2005 trois accords, l'accord relatif à la journée de solidarité dans les IEG signé le 31 mars 2005, l'accord national portant revalorisation du salaire national de base le 6 juin 2005 et l'accord sur la formation professionnelle le 16 septembre 2005.

Le nombre d'heures de grève s'est élevé à 293 328 en 2004, soit 0,7 % des heures de travail de l'année et à 116 540 en 2005, soit 0,4 % des heures de travail de l'année.

17.4.2.11. Représentation du personnel et représentation syndicale

Les actuelles instances représentatives du personnel des IEG et donc de Gaz de France datent de 1946. Les lois Auroux de 1982, à l'origine des dispositions actuelles du Code du travail sur les comités d'entreprise et les délégués du personnel, s'imposent à toutes les entreprises y compris aux EPIC qui ont toutefois la possibilité d'adapter leurs instances représentatives du personnel sous certaines conditions de forme (nécessité d'un décret qui n'a à ce jour pas été pris) et de fond (les adaptations doivent assurer aux salariés au moins les mêmes garanties que celles du Code du travail).

Cette possibilité d'adaptation a été étendue à Gaz de France devenu société anonyme par l'article 28 de la loi du 9 août 2004 qui l'a assortie d'un délai, le décret d'adaptation devant intervenir au plus tard dans les trois ans de la publication de ladite loi, soit avant le 11 août 2007.

Les principales différences qui distinguent les entreprises de la Branche des IEG du droit commun sont les suivantes :

- une procédure d'élection spécifique (élections triennales à un tour, absence de collège représentatif des cadres, monopole de désignation des organisations syndicales) ;

- des commissions paritaires du personnel qui jouent un rôle équivalent à celui des délégués du personnel et des comités mixtes à la production (« CMP ») aux attributions similaires à celles d'un comité d'entreprise à l'exception de la formation qui relève des commissions paritaires et des œuvres sociales qui relèvent des CMCAS ;
- la ventilation des compétences entre les commissions paritaires du personnel et les CMP qui est en cours de révision.

Lors des élections triennales de représentativité en 2003 (communes avec EDF), la participation a été très importante avec près de 85 % de taux de participation. Les organisations syndicales ont recueilli les pourcentages de voix suivants : CGT : 53 %, CFDT : 19 %, CGT-FO : 15,6 %, CFE-CGC : 8,5 %, CFTC : 3,1 % et autres syndicats : 0,7 %.

Les représentants des CMP élisent à leur tour, tous les trois ans, les représentants du conseil supérieur consultatif des CMP (« CSC des CMP ») qui s'apparente à un comité central d'entreprise.

17.4.2.12. Conditions d'hygiène et de sécurité

Dans le cadre de son engagement en matière de conditions de travail, de santé et de sécurité, Gaz de France met en œuvre une politique active de prévention des accidents du travail (notamment risque spécifique gaz, risque routier et risque plain-pied) et de maîtrise des risques susceptibles d'avoir un effet sur la santé des personnels (notamment risques chimiques, troubles musculo-squelettiques et risques psychosociaux). La Société a mis en place des comités d'hygiène et de sécurité au sein de chaque entité juridique ainsi qu'un comité disposant d'une compétence nationale ayant vocation à examiner les grandes problématiques de sécurité et de santé.

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 et une attention soutenue à la professionnalisation des personnels constituent les principaux moteurs de progrès.

Par ailleurs, le Groupe a mis en place un dispositif opérationnel relatif à la sécurité des personnels en mission à l'international.

Les résultats en matière de sécurité dans la Société, où la grande majorité du personnel travaille dans les métiers historiques de l'entreprise tels que le transport, la distribution et les ventes, s'inscrivent dans une amélioration constante avec un taux de fréquence d'accidents avec arrêt de 4,1 (nombre d'accidents en service avec arrêts de travail par million d'heures travaillées). À fin 2005, le taux de gravité était de 0,2.

17.4.2.13. Formation

Gaz de France a toujours accordé une attention particulière à la gestion de ses compétences, convaincu que sa capacité d'innovation technique et commerciale dépendait pour beaucoup des niveaux de professionnalisme et d'implication de ses salariés.

En 2005, la Société a consacré près de 36,2 millions d'euros à la formation, soit plus de 4,4 % de sa masse salariale brute.

Parallèlement à cet investissement important, l'entreprise a engagé une négociation collective dans la perspective de conclure, début 2006, un accord visant à rénover l'organisation générale et le dialogue social relatifs à la formation et à préciser les modalités de mise en œuvre des nouvelles dispositions issues de la loi « Formation » du 4 mai 2004, dans le prolongement de l'accord signé dans la branche des Industries Électriques et Gazières en septembre 2005.

Gaz de France poursuit par ailleurs ses efforts dans le domaine de la formation par alternance en accueillant un nombre significatif de jeunes dans le cadre de contrats d'apprentissage et de professionnalisation (ces contrats représentent près de 1,77 % de ses effectifs à fin 2005).

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 ».

À noter que ses besoins prospectifs sont aujourd'hui éclairés par les travaux de l'observatoire national des métiers de Gaz de France, mis en place en 2005.

17.4.2.14. Emploi et insertion des travailleurs handicapés

Un accord transitoire a été conclu avec 4 organisations syndicales pour l'année 2005. Fin 2005, la négociation d'un nouvel accord triennal 2006 – 2007 – 2008 a été engagée relativement à l'emploi et à l'insertion des travailleurs handicapés en cohérence avec la loi du 11 février 2005 pour l'égalité des droits et des chances, la participation et la citoyenneté des personnes handicapées.

Cette négociation sera alimentée par les conclusions d'un groupe paritaire qui a mené, courant 2005, un retour d'expérience détaillé des accords passés et a formulé un certain nombre de propositions visant à renforcer les dispositions mises en œuvre dans l'entreprise en faveur des travailleurs handicapés.

17.4.2.15. Œuvres sociales

Le versement global par Gaz de France aux organismes de gestion des activités sociales (prélèvement de 1 % sur les recettes de distribution aux clients finals prévu par le statut de la branche des IEG) s'est élevé à 135,4 millions d'euros en 2005, contre 119,5 millions d'euros en 2004.

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 28,5 millions d'euros en 2005.

17.4.2.16. Sous-traitants

La politique de la Société en matière de réalisation de travaux ou prestations par des tiers a été débattue en 2002 en CSC des CMP. S'inscrivant dans le respect des préconisations de la Charte Éthique (charte mise en place en 2002 qui définit trois engagements : le respect et la promotion des droits sociaux, l'entretien de relations de confiance avec les partenaires du Groupe et un comportement d'entreprise responsable) et prenant acte du caractère évolutif du périmètre des activités « cœur de métier », cette politique définit les modalités permettant à Gaz de France de répondre à des questions telles que les tâches qu'il est préférable de confier à des prestataires externes ainsi que les principes et les modalités de leurs interventions.

17.4.3. Personnel du Groupe au sein de l'activité Services

Le périmètre de l'activité Services englobe, d'une part, sous la société holding Cofathec, des sociétés très différentes, souvent constituées en sous-groupes, dans divers pays européens ; d'autre part, d'autres sociétés ou groupes, tel Savelys.

Les salariés travaillant dans l'activité Services de Gaz de France ne bénéficient pas du statut du personnel des IEG tel que décrit au paragraphe 17.4.2.1 – « Statut du personnel des IEG ».

17.4.3.1. Politique sociale du groupe Cofathec

Plusieurs conventions collectives cohabitent et les politiques de ressources humaines mises en œuvre ont eu à résoudre des problématiques différentes, compte tenu de la diversité du passé des sociétés regroupées dans le groupe Cofathec.

Un des objectifs de la politique sociale de Cofathec est donc de favoriser une convergence sur un certain nombre d'axes principaux. Cette convergence a été conduite progressivement au rythme du redressement d'ensemble qui a débuté en 2002 et s'est poursuivi en 2005. Un autre objectif de cette politique réside dans le maintien des différentes entités dans l'univers social de leurs concurrents, qui correspond au souci de préserver leur compétitivité. Ainsi, la politique de convergence vise à éviter que ne se creusent des différences sociales de nature à nuire à la cohésion d'un ensemble d'entités « rapprochées », en vue de travailler à créer des synergies au sein du métier et au-delà, au sein de la branche clientèle de Gaz de France. En même temps, cette politique doit maintenir la dimension sociale des entités qui sont les centres de profit.

Cofathec s'efforce de rapprocher les entités socialement différentes qui le composent, sans pour autant les assimiler (pas de fusion sociale).

Sur cette base, les dénominateurs communs sociaux au sein de Cofathec sont limités à quelques axes :

- la gestion des compétences communes au périmètre du métier (cadres dirigeants et supérieurs), avec la mise en place d'une politique de mobilité gérée par un comité de carrières ;
- la politique d'incitations individuelles (sur objectif de performance) pour le management et la politique de mise en place d'accords d'intéressement collectifs incitatifs ;
- l'élaboration progressive d'un socle minimum de garanties sociales (mutuelle, prévoyance, retraite par capitalisation, etc.) ;
- la gestion des effectifs (recherche de gains de productivité) et le pilotage des masses salariales (coordination des différentes négociations annuelles obligatoires conduites dans les entités) ;
- le prix attaché à la sécurité des salariés ;
- la coordination des instances représentatives du personnel au sein du comité de groupe Cofathec.

17.4.3.2. Bilan social de Cofathec

Le groupe Cofathec comptait, au 31 décembre 2005, 8 351 salariés, 8 116 fin 2004, 8 146 fin 2003 et 7 775 fin 2002. Parmi les salariés travaillant au sein des activités Services de Cofathec, 3 201 personnes travaillaient dans les filiales étrangères en Italie, au Royaume-Uni, en Suisse, au Benelux et dans la principauté de Monaco.

Les opérations de croissance externe ayant été conduites principalement entre 1992 et 1998, les effectifs ont tendance à se stabiliser, après avoir augmenté régulièrement au cours des années précédentes. Les embauches réalisées durant l'année 2005 ont permis de compenser les départs liés principalement à l'arrivée à terme des contrats à durée déterminée, aux démissions et aux départs en préretraite, avec un taux de renouvellement des effectifs de 11,77 % pour Cofathec Services.

Le groupe Cofathec recourt à la main-d'œuvre extérieure pour remplacer le personnel absent du fait de maladies ou de congés payés, pour satisfaire à un surcroît temporaire d'activité et dans le cadre de pré-embauches. Certains travaux du groupe Cofathec sont par ailleurs sous-traités en fonction de besoins ponctuels ou lorsque les travaux ne correspondent pas au métier de l'entité sous-traitante.

Le groupe Cofathec employait près de 94,35 % de personnes au titre de contrats à durée indéterminée. Le personnel du groupe Cofathec en France bénéficie du régime des 35 heures depuis 2001, avec un aménagement spécifique sous forme de forfait annuel pour les cadres. Certaines filiales du groupe Cofathec bénéficient d'un accord d'intéressement prévoyant de sensibiliser les salariés aux résultats de l'entreprise sur un plan économique, mais prenant également en compte les performances des agences en matière de sécurité au travail. Ainsi, en 2005, la société Cofathec Services a versé 1 577 633,50 euros à ses salariés au titre de l'intéressement (contre 1 708 000 euros en 2004).

Les salariés travaillant dans le groupe Cofathec sont moins syndiqués que les salariés au sein de la Société, avec par exemple un taux

d'abstention aux élections compris entre 55,54 % et 71,94 % selon les élections concernées pour la société Cofathec Services.

La société Cofathec Services met en œuvre une politique de formation active visant à développer les compétences et faciliter la mobilité professionnelle de ses salariés. En 2005, les dépenses de formation ont représenté un montant de l'ordre de 3,5 % de la masse salariale, avec un nombre croissant de bénéficiaires. Le budget des œuvres sociales de la société Cofathec Services était de l'ordre de 1,1 % de la masse salariale en 2005.

17.4.3.3. Politique sociale du groupe Savelys

Le groupe Savelys est issu de la fusion de CGST-SAVE et DOMOSERVICES. Numéro 1 en France et numéro 2 en Europe, Savelys assure l'entretien et le dépannage des chaudières individuelles et des petites chaufferies essentiellement en énergie gaz, ainsi que les prestations connexes comme la VMC gaz ou l'entretien de la climatisation.

La position de leader français permet au groupe Savelys de croître chaque année par attractivité de la clientèle et par acquisition de sociétés et de fonds de commerce locaux.

Savelys est organisée en 158 agences et 94 antennes, regroupées en 8 directions régionales et pilotée par un siège social installé à Paris. Cette structure multisites permet de conjuguer proximité, réactivité et performance économique.

La société compte 4 150 salariés, dont 2 546 techniciens qui assurent 4 800 000 interventions par an.

Les valeurs clés de Savelys, au nombre de 4, se déclinent comme suit :
- respect et convivialité ;
- proximité ;
- sécurité et qualité ;
- performance ;

Ces 4 valeurs sont entretenues en interne par une constante recherche de motivation des équipes, qui s'exprime par une politique sociale attractive. Ainsi, chaque salarié en relation directe avec la clientèle individuelle est intéressé au chiffre d'affaires qu'il développe.

Le statut collectif mis en œuvre à l'occasion de la création de Savelys garantit une protection sociale de haut niveau.

La participation active des instances représentatives à la vie de l'entreprise favorise l'adhésion des salariés aux décisions qui sont prises, et dynamise le sentiment d'appartenance au groupe : c'est ainsi que le turn-over a diminué de 50 % en 4 ans.

L'investissement formation, qui représente plus de 3 % de la masse salariale annuelle, assure un développement des compétences et favorise la promotion interne : Ainsi, plus de 80 % des responsables de centre de profit (les agences) sont issus de la promotion, gage d'efficacité et de performance.

17.4.4. Personnel des filiales étrangères du Groupe, hors activité services

17.4.4.1. Filiales étrangères intégrées dans la politique sociale du Groupe

Les filiales étrangères 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 s'élève à environ 15 749 personnes, soit environ 83,11 % des filiales étrangères hors activité Services. Il s'agit notamment des filiales d'exploration-production en Allemagne, aux Pays-Bas, en Norvège et au Royaume-Uni, (1 087 salariés), de distribution en Hongrie et en Roumanie, (11 884 salariés), de distribution et de transport au Mexique, (394 salariés) et en Uruguay (198 salariés) et de négoce au Royaume-Uni (183 salariés).

Par ailleurs, il existe un certain nombre d'entités à l'étranger pour lesquelles la politique sociale n'est pas déterminée par le Groupe, ces entités étant détenues en partie seulement par Gaz de France. Dans ces filiales, hors segment Services le nombre de salariés s'élève à 1 959.

17.4.4.2. Politique sociale du Groupe au sein des filiales étrangères

Le Groupe a commencé à mettre en place une politique sociale au niveau de ses filiales étrangères. En particulier, une nouvelle instance de concertation, le Comité d'Entreprise Européen (CEE) installé au cours de l'année 2002 sur la base de l'accord en date du 14 novembre 2001, constitue un lieu d'information et de consultation des représentants des salariés qui travaillent dans toutes les sociétés européennes contrôlées par le Groupe.

Engagée en 2003 avec les organisations syndicales, dans le cadre du CEE, la démarche de recueil des pratiques managériales en matière de ressources humaines au sein du Groupe a été terminée en 2005. Cette étude, réalisée par un groupe de travail réunissant conjointement des représentants du personnel et de la direction du Groupe, a permis de recenser les pratiques sociales existantes dans les sociétés du Groupe. Cette analyse sera poursuivie en 2006 donnant lieu à un séminaire spécifique du CEE consacré aux pratiques sociales du Groupe.

D'ores et déjà, dans le cadre de ses engagements éthiques, Gaz de France s'est engagé à faire bénéficier l'ensemble de ses salariés de conditions de travail qui préservent leur santé et leur sécurité.

Ainsi, se met progressivement en place un dispositif permettant de mieux connaître les performances sécurité et santé des filiales et de les inciter à entreprendre des actions de progrès en s'appuyant sur les compétences disponibles dans les diverses entités et notamment au sein de la Société. Les données actuellement disponibles situent la majorité des filiales en ligne avec les résultats sécurité de leurs secteurs d'activités.

18 PRINCIPAUX ACTIONNAIRES

18.1. Principaux actionnaires

18.1.1. Actionnaire majoritaire

Jusqu'au 7 juillet 2005, l'État détenait 100 % des actions de Gaz de France. Depuis 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'État détient 80,2 % des actions de Gaz de France.

18.1.2. Franchissement des seuils légaux

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date d'enregistrement du document de référence aucun autre actionnaire, 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.

À 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

À la date d'enregistrement du présent document de référence, l'État détient 80,2 % des actions de la Société. L'article 24 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 prévoit que l'État doit détenir au moins 70 % du capital de la Société. 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'État est tenu de détenir plus de 70 % du capital de la Société (voir paragraphe 18.3 – « Déclaration relative au contrôle de la Société par l'actionnaire majoritaire »). Voir cependant chapitre 12 - « Tendances susceptibles d'influer sur les perspectives de la Société ».

19 OPÉRATIONS AVEC DES APPARENTÉS

Contrat de Service Public 2005-2007 entre Gaz de France et l'État

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003. Leur mise en œuvre passe, s'agissant de Gaz de France, par un contrat de Service Public, en application de l'article 1er de la loi du 9 août 2004.

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'État 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.

Convention relative à l'activité de distribution d'EDF Gaz de France distribution

Gaz de France et EDF ont signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations relatives aux activités de distribution d'EDF Gaz de France Distribution, tel que décrit au paragraphe 6.1.3.2.2.2.3 – « Organisation du distributeur ».

Protocole d'accord entre l'État français, Gaz de France et la Société Générale relatif à la mise en œuvre de l'Offre Réservée aux Salariés

Dans le cadre de l'opération d'ouverture du capital de la Société, telle que décrite au paragraphe 21.1.7.1 – « Ouverture du capital de la Société », un protocole d'accord tripartite a été signé le 7 septembre 2005 entre l'État français, Gaz de France et la Société Générale (le « Protocole »). Le Protocole a été approuvé par le conseil d'administration de Gaz de France le 11 juillet 2005. L'objet du Protocole est de préciser les modalités de la mise en œuvre de l'Offre Réservée aux Salariés, telle que décrite dans la Note d'Opération visée par l'AMF le 22 juin 2005. Le Protocole règle notamment les modalités de la collecte des ordres d'achat, du règlement-livraison des actions, du recouvrement du prix d'acquisition des actions et de l'attribution d'actions gratuites telle que décrite au paragraphe 21.1.7.2.2 – « Attribution d'actions gratuites dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés ».

Concernant les modalités de recouvrement du prix d'acquisition des actions, l'État a proposé à certains personnels et anciens personnels bénéficiaires de l'Offre Réservée aux Salariés une option entre le paiement comptant du prix d'acquisition de leurs actions au jour du règlement-livraison et un échéancier de paiement en trois fois sur deux ans du prix d'acquisition de leurs actions. En outre, Gaz de France et les sociétés du Groupe concernées ont proposé à certains personnels et anciens personnels bénéficiaires de l'Offre Réservée aux Salariés un échéancier de paiement du prix d'acquisition de leurs actions en 24 mensualités ou 36 mensualités. Dans le cadre du Protocole, Gaz de France a pris l'engagement de se substituer aux personnels et anciens personnels bénéficiant de cet échéancier de paiement en 24 mensualités ou 36 mensualités lors de chaque paiement à l'État et de régler l'État en trois fois sur deux ans.

Contrat d'accès au nouveau terminal méthanier de Fos-Cavaou

Du fait de la croissance du marché de GNL et dans le cadre du nouveau contrat d'approvisionnement de gaz en provenance d'Égypte, le Groupe a entamé la construction d'un troisième terminal méthanier, Fos-Cavaou, situé à Fos-sur-Mer sur la côte méditerranéenne. Le nouveau terminal, conçu par Gaz de France, devrait être mis en service fin 2007. Il aura une capacité de regazéification de 8,25 milliards de mètres cubes par an, un appontement pouvant accueillir des navires de grande capacité (150 000 m^3 de GNL voire plus) et trois réservoirs d'une capacité unitaire de 110 000 mètres cubes. Le montant de l'investissement est estimé aujourd'hui à 550 millions d'euros. À terme, ce terminal sera détenu par une filiale dédiée, Société du Terminal Méthanier de Fos-Cavaou, désormais titulaire du permis de construire du terminal, qui en commercialisera ultérieurement les capacités. Gaz de France bénéficiera d'un contrat de 20 ans avec cette société, lui permettant de recevoir le GNL égyptien (5,18 milliards de mètres cubes par an).

Total pourra prendre en 2006 une participation de 30,3 % dans le capital de la société, aujourd'hui filiale à 100 % de Gaz de France. Par ailleurs, 10 % de la capacité totale de ce nouveau terminal sera ouverte pour des opérations de plus court terme.

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

Au terme de ce contrat en date du 26 janvier 2006, 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 s'engage à 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 20 millions d'euros par an pour Gaz de France en phase opérationnelle.

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. En 2005, ces prestations ont représenté un montant total de 44,4 millions d'euros.

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 Électriques 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 en 2005 à un paiement d'un montant total de 87 millions d'euros par GRTgaz à Gaz de France.

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 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.

Contrats d'achat d'énergie à long terme 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 les contrats d'achat d'énergie suivants :

- avec la société Dunelys, un ensemble de transactions d'achat d'énergie pour un montant total de 1 million d'euros en 2004 et 149 millions d'euros en 2005 ;
- avec la société Gaselys, un contrat d'achat de gaz pour un montant total de 478 millions d'euros en 2003, 922 millions d'euros en 2004 et 1 306 millions d'euros en 2005 ; et
- avec la société GDF Britain Ltd, des contrats d'achat de gaz pour un montant total de 64 millions d'euros en 2003, 105 millions d'euros en 2004 et 125 millions d'euros en 2005.

En outre, Gaz de France achète à des sociétés du Groupe dont elle ne détient pas le contrôle exclusif les quantités d'énergie suivantes :

- avec la société EFOG, selon un contrat d'achat de gaz pour un montant total de 172 millions d'euros en 2003, 188 millions d'euros en 2004 et 262 millions d'euros en 2005 ; et
- avec la société FRAGAZ, selon deux contrats d'achat à long terme de gaz en provenance de Russie pour un montant total de 60 millions d'euros en 2003, 129 millions d'euros en 2004 et 190 millions d'euros en 2005.

Contrat de vente d'énergie entre Gaz de France et certaines de ses filiales

Gaz de France a conclu avec certaines de ses filiales dont elle détient le contrôle les contrats de vente d'énergie suivants :

- avec la société Dunelys, un contrat de vente de gaz pour un montant total de 5 millions d'euros en 2004 et 80 millions d'euros en 2005 ;
- avec la société Gaselys, un ensemble de transactions de vente d'énergie pour un montant total de 237 millions d'euros en 2003, 558 millions d'euros en 2004 et 663 millions d'euros en 2005 ;
- avec la société Gaz de France Deutschland Gmbh, un contrat de vente de gaz pour un montant total de 6 millions d'euros en 2003, 35 millions d'euros en 2004 et 113 millions d'euros en 2005 ;
- avec la société GDF ESS, des contrats de vente de gaz pour un montant total de 293 millions d'euros en 2003, 417 millions d'euros en 2004 et 553 millions d'euros en 2005 ;
- avec la société GDF STM The Netherlands BV, un contrat de vente de gaz pour un montant total de 280 millions d'euros en 2005.

Le rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées pour l'exercice clos le 31 décembre 2005 figure ci-dessous :

Gaz de France, S.A.
Exercice clos le 31 décembre 2005

Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés d'une convention qui a fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration.

Il ne nous appartient pas de rechercher l'existence éventuelle d'autres conventions mais de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de celles 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 92 du décret du 23 mars 1967, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de cette convention en vue de son 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.

Avec l'État français et la Société Générale

Actionnaire concerné

L'État français

Nature et objet

Protocole d'accord relatif à la mise en œuvre de l'Offre Réservée aux Salariés.

Modalités

Dans le cadre de l'opération d'ouverture du capital de votre société, un protocole d'accord tripartite a été signé le 7 septembre 2005 entre votre société, l'Etat français et la Société Générale (le « Protocole »). Le Protocole a été autorisé par le conseil d'administration de votre société le 11 juillet 2005. L'objet du Protocole est de préciser les modalités de la mise en œuvre de l'Offre Réservée aux Salariés, telle que décrite dans la Note d'Opération visée par l'AMF le 22 juin 2005. Le Protocole règle notamment les modalités de la collecte des ordres d'achat, du règlement-livraison des actions, du recouvrement du prix d'acquisition des actions et de l'attribution d'actions gratuites.

Paris et Paris-La Défense, le 19 avril 2006

Les Commissaires aux Comptes

MAZARS & GUERARD		ERNST & YOUNG Audit	
Michel Barbet-Massin	Xavier Charton	Patrick Gounelle	Philippe Hontarrède

20 INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20.1. INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES P. 182

20.1.1. INFORMATIONS FINANCIÈRES AU 31 DÉCEMBRE 2005 P. 182

20.1.1.1. Comptes consolidés au 31 décembre 2005 en normes IFRS P. 182

20.1.1.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2005 en normes IFRS P. 301

20.1.2. INFORMATIONS FINANCIÈRES AU 31 DÉCEMBRE 2004 P. 303

20.1.2.1. Comptes consolidés au 31 décembre 2004 en normes françaises P. 303

20.1.2.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2004 en normes françaises P. 303

20.1.3. INFORMATIONS FINANCIÈRES AU 31 DÉCEMBRE 2003 P. 304

20.1.3.1. Comptes consolidés au 31 décembre 2003 en normes françaises P. 304

20.1.3.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2003 en normes françaises P. 348

20.2. POLITIQUE DE DISTRIBUTION DES DIVIDENDES P. 349

20.3. PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGE P. 350

20.4. ABSENCE DE CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE P. 350

20.1. Informations financières historiques

20.1.1. Informations financières au 31 décembre 2005

20.1.1.1. Comptes consolidés au 31 décembre 2005 en normes IFRS

BILAN CONSOLIDÉ - ACTIF

En millions d'euros	Note	2005 Net	2004* Net
ACTIFS NON COURANTS			
Écarts d'acquisitions et autres immobilisations incorporelles	1	1 936	1 321
Actifs en concession	2	10 732	10 191
Immobilisations corporelles du domaine propre	2	15 271	14 155
Participations mises en équivalence	3	693	385
Actifs financiers non courants	3	1 379	1 125
Instruments financiers dérivés non courants	26	-	-
Actifs d'impôts différés	23	67	46
Autres actifs non courants		308	249
Placements du secteur financier	3	99	259
Total Actifs non courants	**I**	**30 485**	**27 731**
ACTIFS COURANTS			
Stocks et en-cours	4	1 451	907
Créances			
Créances clients et comptes rattachés	5	6 535	4 989
Créance d'impôts		69	298
Autres débiteurs	5	1 467	905
Instruments financiers dérivés courants	26	1 756	-
Disponibilités et équivalents de disponibilités	6	2 119	837
Actifs du secteur financier	5	895	440
Total Actifs courants	**II**	**14 292**	**8 376**
Actifs destinés à être cédés	III	-	402
TOTAL ACTIF	I à III	**44 777**	**36 509**

(*) *Les modifications apportées aux informations comparatives antérieurement publiées sont décrites dans l'Annexe D – 2.*

BILAN CONSOLIDÉ - PASSIF

En millions d'euros	Note	2005	2004*
CAPITAUX PROPRES – part du Groupe			
Capital		984	903
Prime d'émission		1 789	-
Réserves et résultats consolidés		11 536	9 991
Écarts de conversion et autres		194	104
Total capitaux propres – Part du Groupe	**I**	**14 503**	**10 998**
INTÉRÊTS MINORITAIRES	**II**	**300**	**212**
Total capitaux propres	**I**	**14 803**	**11 210**
PASSIFS NON COURANTS			
Passif lié aux concessions	8	8 609	8 234
Provisions pour avantages au personnel	28	1 089	1 067
Provisions	9	1 806	1 717
Passifs d'impôts différés	23	2 731	2 741
Titres participatifs	10	623	485
Dettes financières	11	3 324	3 849
Instruments financiers dérivés non courants	26	15	
Dettes du secteur financier		19	274
Autres passifs non courants		141	137
Total passifs non courants	**III**	**18 357**	**18 504**
PASSIFS COURANTS			
Provisions	9	164	94
Dettes au personnel		527	377
Dettes financières	11	1 165	971
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		3 203	1 848
Impôts exigibles		154	115
Autres dettes fiscales		1 171	948
Autres dettes		2 349	1 853
Instruments financiers dérivés courants	26	1 786	
Dettes du secteur financier		1 098	550
Total passifs courants	**IV**	**11 617**	**6 756**
Passifs liés aux actifs destinés à être cédés	V		39
TOTAL PASSIF	**I à V**	**44 777**	**36 509**

(*) *Les modifications apportées aux informations comparatives antérieurement publiées sont décrites dans l'Annexe D – 2.*

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

En millions d'euros	Note	2005	2004*
Ventes d'énergie		19 479	15 497
Ventes de services		2 828	2 199
Produits des activités du secteur financier		87	35
Chiffre d'affaires	**16**	**22 394**	**17 731**
Production immobilisée		336	344
Consommations externes	17	(15 886)	(11 367)
Charges de personnel	19	(2 410)	(2 043)
Autres produits opérationnels	20	534	288
Autres charges opérationnelles	20	(749)	(496)
Excédent brut opérationnel		**4 219**	**4 457**
Amortissements et provisions	21	(1 303)	(1 845)
Actionnariat salarié	7	(132)	-
Résultat opérationnel		**2 784**	**2 612**
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie		26	3
Coût de l'endettement financier brut		(228)	(182)
Coût de l'endettement financier net	**22**	**(202)**	**(179)**
Autres produits financiers	22	488	402
Autres charges financières	22	(724)	(1 316)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence		189	125
Résultat avant impôt		**2 535**	**1 644**
Impôts sur les résultats	23	(794)	(453)
Résultat net consolidé du Groupe		**1 741**	**1 191**
Intérêts minoritaires		(2)	40
Résultat net consolidé – part du Groupe		**1 743**	**1 151**
Résultat net et résultat net dilué par action (en euros)	31	1,85	1,27**

(*) *Les modifications apportées aux informations comparatives antérieurement publiées sont décrites dans l'Annexe D - 2*

(**) *Résultat par action pro forma sur la base d'un nominal d'un euro. Le nombre de titres a été doublé au 1er semestre 2005 par division du nominal par deux (Annexe C Note 31). Sur la base du nominal effectif, le résultat par action 2004 est de :*

	2005	2004
Résultat net et résultat net dilué par action (en euros)	1,85	2,55

TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

En millions d'euros	Note 24	2005	2004
I – FLUX NETS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES			
Résultat opérationnel		**2 784**	**2 612**
Ajustements :			
Amortissements, dépréciation des actifs long terme		1 323	1 336
Provisions		(29)	477
Autres ajustements		151	(249)
Cash-flow opérationnel avant impôt et variation du Besoin en fonds de roulement		**4 229**	**4 176**
Variation du besoin en fonds de roulement opérationnel		**(501)**	**(282)**
Stocks		(382)	59
Créances clients et comptes rattachés actifs et passifs		(1 194)	(900)
Dettes fournisseurs		1 077	146
Autres créances et dettes		(2)	413
Impôts payés		(562)	(705)
Flux nets des activités opérationnelles	I	3 166	3 189
II – INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS			
1. Investissements			
Investissements d'équipement		(2 016)	(1 628)
Investissements en titres de participation et assimilés		(674)	(153)
Autres investissements		(371)	(352)
Sous-total		(3 061)	(2 133)
2. Désinvestissements et autres ressources			
Subventions et contributions de tiers		13	15
Produits de cessions d'actifs corporels, incorporels et titres de participation		479	74
Réduction des autres actifs financiers		105	178
Intérêts reçus		(27)	(12)
Dividendes reçus		28	31
Sous-total		**598**	**286**
Investissements nets et assimilés	**(1 + 2) II**	**(2 463)**	**(1 847)**
III – DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	**(I + II) III**	**703**	**1 342**
IV – FINANCEMENT			
1. Augmentation de capital et des primes		1 869	-
2. Dividendes versés		(420)	(322)
3. Souscriptions d'emprunts		1 297	2 723
4. Remboursements d'emprunts		(2 124)	(3 377)
5. Intérêts payés		(214)	(153)
Financement	**IV**	**408**	**(1 129)**
V -VARIATION DE CHANGE	**V**	**10**	**6**
VI – VARIATION DE LA TRÉSORERIE (NOTE 6)	**(III + IV + V) VI**	**1 121**	**219**

ÉTAT DES PRODUITS ET CHARGES COMPTABILISÉS

En millions d'euros	2005	2004
Résultat de la période	**1 741**	**1 191**
Écarts actuariels sur les engagements postérieurs à l'emploi	(32)	(236)
Ajustements à la juste valeur des instruments financiers de couverture :		
gain ou perte latent	(47)	-
Ajustements de juste valeur sur actifs disponibles à la vente :		
réévaluation en capitaux propres	62	-
transfert en résultat de la réévaluation	(119)	-
Écarts de conversion	87	103
Produits et charges comptabilisés directement en capitaux propres	**(49)**	**(133)**
TOTAL PRODUITS ET CHARGES COMPTABILISÉS	**1 692**	**1 058**

TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capitaux propres – Part du Groupe									
	Capital	Primes	Écarts actuariels	Réserves de juste valeur	Réserves	Résultat	Écarts de conversion	TOTAL	Intérêts Minoritaires	TOTAL Capitaux propres
Capitaux propres au 01.01.2004 IFRS	**903**				**779**	**910**		**2 592**	**254**	**2 846**
Résultat de la période						1 151		1 151	40	1 191
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres			(236)				104	(132)	(1)	(133)
TOTAL PRODUITS ET CHARGES COMPTABILISÉS *			**(236)**			**1 151**	**104**	**1 019**	**39**	**1 058**
Résultat affecté en réserves					592	(592)		-		-
Dividendes distribués						(318)		(318)	(5)	(323)
Autres					7 705			7 705	(76)	7 629
Capitaux propres au 31.12.2004 IFRS	**903**		**(236)**		**9 076**	**1 151**	**104**	**10 998**	**212**	**11 210**
Impact de la première application des normes IAS 32 et 39 au 1.01.2005				261	(63)			198	(6)	192
Capitaux propres au 01.01.2005 IFRS	**903**		**(236)**	**261**	**9 013**	**1 151**	**104**	**11 196**	**206**	**11 402**
Résultat de la période						1 743		1 743	(2)	1 741
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres			(48)	(107)	16		90	(49)		(49)
TOTAL PRODUITS ET CHARGES COMPTABILISÉS			**(48)**	**(107)**	**16**	**1 743**	**90**	**1 694**	**(2)**	**1 692**
Résultat affecté en réserves					1 151	(1 151)		-		-
Dividendes distribués (0,93 euros par action)					(418)			(418)	(2)	(420)
Émission d'actions	81	1 789						1 870		1 870
Actionnariat salarié					132			132		132
Variations de périmètre									100	100
Divers				3	26			29	(2)	27
Capitaux propres au 31.12.2005 IFRS	**984**	**1 789**	**(284)**	**157**	**9 920**	**1 743**	**194**	**14 503**	**300**	**14 803**

(*) *Voir détail dans l'état des produits et charges comptabilisés – page précédente*

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 2005 ont été préparés en conformité avec les normes comptables internationales IAS/IFRS applicables à cette date telles qu'approuvées par l'Union Européenne.

Ces premiers comptes publiés selon les normes IAS/IFRS sont présentés avec en comparatif ceux de l'exercice 2004 établis selon le même référentiel à l'exception des normes IAS 32 et 39 appliquées à compter du 1er janvier 2005.

Les effets chiffrés de la transition aux normes IFRS sur les capitaux propres et les résultats du Groupe sont décrits dans l'Annexe D. Une information préliminaire de la transition a été présentée dans le document de base du 1er avril 2005.

En 2005, certaines normes ont fait l'objet d'évolution ou d'interprétation dont l'application, qui lorsqu'elle est rétrospective, emporte modification des données comparatives 2004 retraitées aux normes IFRS. Les états financiers 2004 aux normes IFRS présentés en Annexe D (synthèse des impacts des normes IFRS sur les capitaux propres du Groupe au 1er janvier 2004, bilan au 31 décembre 2004, compte de résultat 2004) tiennent compte des modifications intervenues courant 2005.

2. Application des normes et interprétations en vigueur au 31 décembre ou par anticipation

Le Groupe applique à compter du 1er janvier 2005 :

- les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers : la norme IAS 39 a été adoptée par la Commission européenne en novembre 2004, à l'exception de certaines dispositions. Les divergences entre la norme publiée par l'IASB et celle adoptée par la Commission européenne ne concernent pas le Groupe. Les impacts sur les capitaux propres du Groupe à la date de première application de ces normes sont décrits en Annexe B § 2.
- la norme IFRS 2 sur les paiements fondés sur des actions.

Le Groupe a fait le choix d'anticiper, dès l'établissement des informations financières comparatives 2004 l'application :

- d'IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » d'application obligatoire à compter du 1er janvier 2005 ;
- de l'amendement d'IAS 19 publié en décembre 2004 sur la comptabilisation en capitaux propres des écarts actuariels, adopté par l'Union Européenne le 24 novembre 2005 ;
- d'IFRIC 1 « Variations des passifs existants relatifs au démantèlement, à la remise en état et similaires », d'application obligatoire pour les exercices commençant le 1er septembre 2004 et adoptée par l'Union Européenne le 29 décembre 2004.

3. Normes et interprétations publiées au cours de l'exercice qui n'ont pas été appliquées par anticipation

Le Groupe n'a pas opté pour une application anticipée des normes, amendements ou interprétations suivants :

- IFRS 7 « instruments financiers – informations à fournir », applicable à compter du 1er janvier 2007 ;
- l'amendement à IAS 39 « Option juste valeur », applicable à compter du 1er janvier 2006 ;
- l'amendement à IAS 39 « Couverture des flux de trésorerie d'une transaction intra-Groupe future », applicable à compter du 1er janvier 2006 ;
- l'amendement à IAS 1 portant sur les informations à fournir sur le capital, applicable à partir du 1er janvier 2007 ;
- IFRIC 4 « conditions permettant de déterminer si un accord contient une location », applicable à compter du 1er janvier 2006.

4. Traitement comptable des concessions – Gaz de France S.A.

4.1. Avancement des travaux de l'IFRIC et textes applicables

L'IFRIC (organe d'interprétation de l'IASB) a publié en mars 2005 avec appel à commentaires trois projets d'interprétation, D12 « Determining the Accounting Model », D13 « The Financial Asset Model » et D14 « The Intangible Asset Model ».

En novembre 2005, dans le cadre d'une publication de l'état des lieux de ses travaux, l'IFRIC a indiqué qu'il ne serait pas en mesure de finaliser les interprétations pour la clôture des comptes de 2005 et a confirmé l'absence d'exemption spécifique aux concessions dans les normes IFRS existantes et l'obligation de se référer à la hiérarchie des textes (IAS 8).

4.2. Situation particulière de Gaz de France

Gaz de France exploite des réseaux de distribution dans le cadre de concessions de service public qui lui sont accordées par les collectivités locales pour une durée de 25 à 30 ans. En vertu des cahiers des charges qui régissent les concessions, Gaz de France assume sur leur durée la totalité des risques et dispose de la majeure partie des avantages résultant de l'exploitation des réseaux.

La loi du 8 avril 1946 relative à la nationalisation de l'électricité et du gaz fait de Gaz de France son successeur obligé à l'échéance de la concession. Toutefois, la juxtaposition des textes légaux et contractuels régissant l'activité de Gaz de France ne fait pas de celui-ci le propriétaire des réseaux.

Le traitement comptable retenu par Gaz de France tire toutes les conséquences des dispositions des contrats de concession, et en particulier :

- de l'obligation de remise gratuite des actifs concédés en fin de concession ;
- de l'obligation de maintenir le réseau en état normal de fonctionnement pendant toute la durée du contrat.

4.3. Perspectives

Le Groupe continue de suivre attentivement les travaux en cours de l'IFRIC sur les concessions. L'analyse selon laquelle Gaz de France dispose d'un droit d'utilisation de ses infrastructures pendant la durée des contrats de concession, l'état actuel des projets d'interprétation ainsi que le contexte législatif et contractuel, conduiraient à faire entrer dans le champ du modèle incorporel la plupart des contrats de concession.

L'application de ce modèle 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 ».

5. Options retenues pour la préparation de l'information financière IFRS 2005 et les données comparatives 2004

Conformément aux dispositions prévues par IFRS 1, le Groupe a choisi de retenir, pour l'établissement du bilan d'ouverture 2004 et la préparation des premiers comptes IFRS en 2005, les exemptions au principe général d'application rétrospective des IFRS suivantes :

- *les regroupements d'entreprises :* le Groupe n'a pas retraité de manière rétrospective, conformément à IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus avant le 1er janvier 2004 ;
- *les engagements de retraite et avantages assimilés :* le cumul des écarts actuariels liés au corridor existant à la date de transition et non constatés, a été intégralement comptabilisé au passif du bilan en contrepartie des capitaux propres ;
- *les écarts de change liés à une activité à l'étranger :* les écarts de conversion cumulés au 1er janvier 2004 relatifs à la conversion des états financiers des activités à l'étranger ont été reclassés en réserves consolidées dans le bilan de transition ;
- *la désignation des instruments financiers précédemment comptabilisés :* la classification de certains instruments financiers en actifs financiers disponibles à la vente ou à la juste valeur par le compte de résultat a été effectuée à la date d'application d'IAS 39 et non à partir de la date de comptabilisation initiale ;
- *les paiements en actions :* le Groupe a opté pour l'application de la norme IFRS 2 aux seuls instruments de capitaux propres octroyés après le 7 novembre 2002 dont les droits n'étaient pas encore acquis au 31 décembre 2004. De même, les passifs résultant de transactions dont le paiement est fondé sur des actions qui ont été réglés avant le 31 décembre 2004 n'ont pas fait l'objet de retraitement.

Le Groupe, n'a pas opté pour l'application des exemptions suivantes :

- *la juste valeur ou réévaluation utilisée comme coût présumé :* le Groupe a choisi de reconstituer le coût historique des immobilisations corporelles et incorporelles conformément à IAS 16 et IAS 38 et de ne pas utiliser cette option ;

Enfin, le Groupe n'est pas concerné par l'exemption relative aux instruments financiers composés dans la mesure où aucun instrument de ce type n'a été émis antérieurement au 1er janvier 2005 (date d'application d'IAS 39) ;

De même, le Groupe n'est pas concerné par les dispositions de transitions relatives à la norme IFRS 4 sur les « Contrats d'assurance ».

Le Groupe appliquera les normes IFRS 6 – Prospection et évaluation de ressources minérales, et IFRS 7 – Instruments financiers – informations à fournir, à compter de 2006. le Groupe estime qu'il n'y aura pas d'incidences importantes sur les états financiers consolidés à l'adoption de ces normes.

1. Généralités

1.1. Approbation des comptes

Les états financiers consolidés 2005 ont été établis sous la responsabilité du conseil d'administration qui les a approuvés par une délibération en date du 15 mars 2006.

Ils seront soumis à l'approbation de l'assemblée généralement ordinaire des actionnaires qui aura lieu le 24 mai 2006. 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 1er janvier au 31 décembre. Pour les sociétés ne clôturant pas leurs comptes annuels au 31 décembre, il n'est pas établi de situation intermédiaire en raison du faible impact de ces sociétés et leur date de clôture n'étant pas antérieure de plus de 3 mois au 31 décembre.

Les comptes consolidés sont préparés sur la base du coût historique, à l'exception de certains instruments financiers qui sont inscrits, à compter du 1er janvier 2005, sur la base de leur juste valeur, à savoir :

- les actifs financiers détenus à des fins de négoce (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 ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

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.

Structure du compte de résultat

Le compte de résultat est présenté par nature et est structuré autour des indicateurs suivants.

Excédent Brut Opérationnel (EBO)

Il regroupe l'ensemble des charges, hors amortissements et provisions, et produits directement liés aux activités du Groupe, que ces éléments soient des éléments récurrents du cycle d'exploitation ou qu'ils résultent d'événements ou de décisions ponctuelles ou inhabituelles, y compris d'événements extraordinaires, sur lesquels le Groupe n'a aucune maîtrise.

Résultat Opérationnel (RO)

Il correspond à l'excédent brut opérationnel après déduction des amortissements et provisions.

Résultat net consolidé du Groupe (RESNET)

Il correspond au RO sous déduction des charges et des produits financiers et après prise en compte des impôts (courants et différés) et de la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence (déduction faite des éventuelles pertes de valeur y afférentes).

Le résultat par action non dilué est obtenu en divisant le résultat net annuel par le nombre moyen d'actions composant le capital.

Le résultat par action dilué est obtenu en divisant le résultat net annuel par le nombre moyen d'actions composant le capital en tenant compte des éventuels instruments dilutifs.

Devise de présentation

La devise de présentation des comptes est l'euro. Les états financiers sont présentés en millions d'euros.

2.2. Utilisation d'estimations

La préparation 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, notamment pour :

- les provisions pour démantèlement et remise en état des sites ;
- les provisions pour risques ;
- les provisions pour avantages liés au personnel ;
- La charge d'impôt et la reconnaissance des impôts différés actifs ;
- la détermination des écarts d'acquisition et leur dépréciation éventuelle.

Compte tenu 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.

Les états financiers reflètent les meilleures estimations, sur la base des informations disponibles à la date d'arrêté des comptes.

2.3. Positions comptables retenues par le Groupe en l'absence de dispositions spécifiques prévues par les normes

Acquisitions d'intérêts minoritaires

La comptabilisation des acquisitions d'intérêts minoritaires n'est pas traitée actuellement par le référentiel IFRS, et les réflexions en cours de l'IASB sur la comptabilisation de ce type de transactions s'inscrivent dans le cadre des amendements conceptuels importants attendus sur la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises ». Aussi, et en l'absence de règles spécifiques, le Groupe a conservé la méthode appliquée selon les textes français. Ainsi, en cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une filiale, la différence entre le prix payé et la valeur comptable des intérêts minoritaires acquis telle qu'elle ressort des comptes consolidés du Groupe avant l'acquisition, est comptabilisée en tant qu'écart d'acquisition.

Engagements de rachat d'intérêts minoritaires

Le Groupe a conclu des accords avec des actionnaires minoritaires de filiales consolidées, par lesquels il s'engage à leur racheter, à partir d'une certaine date, leurs participations, pour un montant qui peut être fixe ou déterminé au moment du rachat.

En l'état des textes actuels, ces engagements sont comptabilisés en dettes financières pour la valeur de rachat (qui peut être la valeur actualisée du prix d'exercice en cas de prix fixe) en contrepartie d'une réduction des intérêts minoritaires, la différence entre leur montant et celui de l'engagement étant portée en « écarts d'acquisition ». Cette approche reflète le traitement comptable qui aurait été appliqué au moment du rachat. Dans le compte de résultat, les intérêts minoritaires continuent d'être constatés et la variation ultérieure de la valeur de l'engagement est comptabilisée par ajustement du montant de l'écart d'acquisition.

Ce mode de comptabilisation pourrait être revu ultérieurement en fonction des conclusions de l'IFRIC (organe d'interprétation de l'IASB) qui a été saisi de la question et qui débat actuellement sur les conséquences comptables de tels engagements.

Comptabilisation des droits d'émission de gaz à effet de serre

En l'absence de norme IFRS ou interprétation relative à la comptabilisation des quotas d'émission de CO_2, les dispositions suivantes ont été mises en œuvre. Les quotas attribués à titre gratuit sont comptabilisés pour une valeur nulle. Les opérations réalisées sur le marché sont comptabilisées à leur valeur de transaction. L'écart éventuel entre les quotas disponibles et les obligations de restitution à l'échéance fait l'objet de provisions pour risques et charges pour leur valeur de marché.

2.4. Filiales du secteur financier

Les comptes des filiales du secteur financier sont élaborés selon le plan comptable des établissements financiers, pour l'établissement des comptes consolidés IFRS, les comptes sont reclassés comme suit :

- les crédits à la clientèle relèvent des postes actifs courants ou actifs non courants du secteur financier ;
- le refinancement des crédits à la clientèle est inscrit en dettes du secteur financier.

Les produits de l'activité crédit à la clientèle sont inscrits dans 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 dans la rubrique « Produits des activités du secteur financier ».

2.5. Conversion

2.5.1. Conversion des transactions exprimées en devises

Les transactions en devises sont converties dans la monnaie fonctionnelle de l'entité en appliquant le cours de change en vigueur à la date de la transaction. Les actifs et passifs monétaires libellés en devises sont convertis au cours de change en vigueur à la date de clôture. Les différences de change qui résultent de ces opérations sont comptabilisées au compte de résultat en produit ou en perte de change.

Les actifs et passifs non monétaires libellés en devises étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction. En revanche, la valeur recouvrable des actifs corporels dépréciés est déterminée à partir du cours de change à la date de clôture.

2.5.2. Conversion des états financiers libellés en devises des filiales hors zone euro

Les états financiers des sociétés du Groupe dont la monnaie fonctionnelle est différente de celle de la société mère sont convertis selon la méthode du cours de clôture.

Les actifs et passifs, y compris l'écart d'acquisition et les ajustements relatifs à la détermination de la juste valeur en consolidation, sont convertis en euros au cours de change en vigueur à la date de fin de période (clôture des comptes).

Les produits et charges sont convertis en euros au cours de change moyen de la période tant que celui-ci n'est pas remis en cause par des évolutions significatives des cours.

Les écarts de conversion qui en découlent sont comptabilisés directement dans les capitaux propres.

Pour les filiales autonomes dont la monnaie de fonctionnement est différente de la monnaie locale, la conversion est effectuée en deux étapes : de la monnaie locale à la monnaie de fonctionnement, selon la méthode du cours historique, puis de la monnaie de fonctionnement à l'euro, selon la méthode du cours de clôture.

Principaux cours de conversion

Les principaux taux de change appliqués hors zone euro en 2005 et 2004 figurent en Annexe C note 38.

2.6. Périmètre et méthodes de consolidation

Les filiales, sous-filiales et les entités ad hoc contrôlées par le Groupe sont consolidées.

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 dans chaque rubrique d'actifs et de passifs des états financiers au prorata de la participation.

Les entités associées sont les entités sur lesquelles le Groupe exerce une influence notable. 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 %. De telles participations dans des entités associées sont comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence. 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 37.

Opérations intragroupe

Les transactions réciproques entre sociétés intégrées dans le périmètre de consolidation sont éliminées. Cette élimination est faite au prorata du pourcentage d'intégration pour les sociétés intégrées proportionnellement.

2.7. Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition.

Lors d'une entrée dans le périmètre de consolidation, les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entité acquise qui satisfont aux critères de comptabilisation en IFRS, sont comptabilisés à la juste valeur déterminée à la date d'acquisition, à l'exception des actifs non courants classés comme actifs détenus en vue de la vente qui sont comptabilisés à la juste valeur moins les coûts de sortie.

Seuls les actifs et passifs identifiables satisfaisant aux critères de reconnaissance d'un actif ou d'un passif chez l'acquise sont comptabilisés lors du regroupement. Ainsi, un passif de restructuration n'est pas comptabilisé en tant que passif de l'acquise si celle-ci n'a pas une obligation actuelle, à la date d'acquisition, d'effectuer cette restructuration.

L'écart d'acquisition correspond à la différence entre le coût d'acquisition des titres et la part d'intérêt de Gaz de France dans la juste valeur de

l'actif net acquis, retraité aux normes du Groupe. Il est toujours exprimé dans la devise de l'entité acquise. Il est comptabilisé par la suite à son coût diminué des dépréciations et n'est pas amorti mais fait l'objet de tests de dépréciation chaque année ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes identifiés.

Les ajustements de valeurs des actifs et passifs relatifs à des acquisitions comptabilisées sur une base provisoire (en raison de l'absence de résultat d'expertises ou d'analyses complémentaires) sont comptabilisés comme un ajustement rétrospectif de l'écart d'acquisition s'ils interviennent dans la période de douze mois à compter de la date d'acquisition. Au-delà de ce délai, les effets sont constatés directement en résultat sauf à ce qu'ils correspondent à des corrections d'erreurs.

Les éléments de résultat, produits et charges de filiales acquises (ou cédées) en cours d'exercice sont enregistrés dans le compte de résultat consolidé à compter de la date d'acquisition (ou jusqu'à la date de cession).

Enfin, les intérêts minoritaires sont comptabilisés sur la base de la juste valeur des actifs nets acquis.

2.8. Impôts différés

Les impôts différés résultent des différences temporelles entre la valeur comptable des actifs et passifs et leur valeur fiscale.

Le calcul de l'impôt différé est effectué par entité fiscale et selon la méthode du « report variable », tous les décalages temporels étant retenus.

Les impôts différés actifs sont générés notamment par les différences temporelles résultant des regroupements d'entreprises, les retraitements de provisions et les déficits fiscaux dont l'utilisation est probable. Ils ne sont comptabilisés que dans la mesure où il est probable qu'un bénéfice imposable sera disponible sur lequel les différences temporelles pourront être imputées.

Les impôts différés passifs sont dus, pour partie, aux décalages d'amortissements, à l'étalement de l'imposition des plus-values, aux effets des regroupements d'entreprises, aux différences temporelles sur les participations mises en équivalence et, à compter de 2005, à l'impact de la réévaluation des actifs financiers disponibles à la vente.

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 temporaire ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Pour les comptes annuels, 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

Frais de recherche et développement

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement sont comptabilisés en charge de période sauf s'ils satisfont aux critères de reconnaissance d'IAS 38. Il s'agit des dépenses engagées sur des projets de développement ayant pour but d'améliorer de manière substantielle des procédés nouveaux jugés techniquement viables, ou dont l'utilité est démontrée dans le cas d'une utilisation en interne et dont il est probable qu'ils généreront des avantages économiques.

Les dépenses ainsi immobilisées regroupent les coûts de main-d'œuvre directe ainsi que le coût des matériaux et prestations nécessaires à la réalisation de ces projets.

Par la suite, les montants ainsi activés sont comptabilisés au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur. Pour les projets en cours, indisponibles pour une utilisation immédiate, un test de dépréciation est mis en œuvre de manière systématique chaque année ou plus fréquemment si des indices de pertes existent.

Autres immobilisations incorporelles

Les autres actifs incorporels comprennent notamment les droits acquis séparément ou lors de regroupement pour l'exploitation de brevets, de licences, de marques, de droits d'entrée sur les réseaux de distribution (hors France), les contrats clientèle acquis, les quotas d'émission de CO_2, 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.

Les immobilisations incorporelles à durée d'utilité définie sont amorties sur leur durée d'utilité et dépréciées en cas d'indice de perte de valeur.

2.10. Actifs en concession

Actifs en concession

Les actifs en concession, qui sont relatifs essentiellement aux actifs de distribution et représentatifs du droit d'utilisation des infrastructures pendant la durée de la concession, sont inscrits sur une ligne spécifique des immobilisations.

Leur valeur brute est égale au coût des infrastructures financées par l'entreprise (il s'agit des biens de premier établissement et remplaçants mis en concession par Gaz de France), ainsi qu'à la valeur de celles remises gratuitement par les tiers et les concédants.

Actifs de premier établissement financés par l'entreprise
Les actifs de premier établissement financés par l'entreprise font l'objet d'un amortissement linéaire sur la durée de la concession. Cet amortissement est présenté en moins de l'actif pour la partie équivalente à l'amortissement sur la durée de vie économique des ouvrages sous-jacents et au passif pour la partie complémentaire (amortissement de caducité). En cas de renouvellement anticipé d'une concession, les valeurs nettes comptables existant à la date de renouvellement, continuent d'être amorties selon le plan d'amortissement initial.

Les dotations aux amortissements figurent en « Amortissements et provisions » dans le résultat opérationnel.

Actifs reçus gratuitement
La valeur des ouvrages en concession reçus gratuitement est inscrite à l'actif avec pour contrepartie, en passif non courant, le compte « Droits des concédants dans les actifs ». Un amortissement de dépréciation calculé linéairement sur la durée de vie de chaque ouvrage constate la perte de valeur du bien et la diminution corrélative du passif. Cet amortissement n'affecte pas le compte de résultat.

Biens en concession renouvelables
Les biens en concession renouvelables sont les biens dont le renouvellement est probable avant l'échéance du contrat de concession qui les régit.

Les biens en concession renouvelables (correspondant généralement à des biens reçus gratuitement au début ou en cours de contrat) font l'objet d'une provision pour renouvellement qui couvre les coûts de remplacement des biens. Les dotations aux provisions pour renouvellement figurent en « Amortissements et provisions » dans le résultat opérationnel.

Durées d'amortissement
Les actifs en concession de distribution sont amortis sur des durées comprises entre 10 et 45 ans.

2.11. Immobilisations corporelles

Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles du Groupe sont comptabilisées à leur coût d'achat ou de production. Il inclut tous les frais directement attribuables à l'immobilisation mais aussi tous les coûts de démantèlement qui seront nécessaires à la fin de la période d'utilisation de l'actif.

Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production de certains actifs jusqu'à leur date de mise en service sont comptabilisés en charges financières dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Mode de suivi ultérieur des immobilisations corporelles

Les immobilisations sont évaluées par la suite selon le modèle du coût historique, c'est-à-dire au coût moins les amortissements et 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 immobilisées en tant que composant et amorties sur la durée existante entre deux révisions majeures.

Méthode et durées d'amortissement

L'amortissement correspondant à la façon dont les avantages sont consommés, est calculé selon le mode linéaire, à l'exception des actifs productifs du secteur Exploration-Production.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs, ou des durées retenues par les instances de régulation pour la fixation des tarifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- Installations techniques ;
  - installations de distribution (conduites, branchements, postes et comptages) : de 30 à 45 ans,
  - autres installations de distribution : de 10 à 20 ans,
  - installations de transport (réseau, raccordement, compression) : de 30 à 50 ans,
  - installations de stockage : de 30 à 50 ans,
  - terminaux méthaniers : de 20 à 40 ans ;
- constructions : de 20 à 40 ans ;
- autres immobilisations : de 3 à 15 ans.

Ces durées sont revues à chaque arrêté lorsque les attentes diffèrent par rapport aux estimations précédentes et les changements sont comptabilisés comme un changement d'estimation conformément à IAS 8.

Dépenses ultérieures sur immobilisations

Les dépenses ultérieures sont comptabilisées à l'actif si elles satisfont aux critères de reconnaissance d'IAS 16. Ces critères sont appréciés avant l'engagement de la dépense. Elles peuvent avoir pour conséquence une augmentation de la capacité productive, de la durée probable d'utilisation ou encore de la valeur des éléments d'actifs. 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

Des actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre des obligations de démantèlement et remise en état de certains sites.

Dès la mise en service de l'actif sur lequel pèse l'obligation, Gaz de France constate l'intégralité des coûts futurs, actualisés en fonction de l'échéance de démantèlement.

Cet actif est amorti linéairement sur la durée résiduelle courant jusqu'au démantèlement.

Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par le Groupe sont comptabilisées en produits différés et amorties au même rythme que les immobilisations corporelles auxquelles elles se rapportent.

Biens du domaine propre

Ce sont les immobilisations qui appartiennent en propre au Groupe ou qui sont financées par contrat de location-financement. Elles font l'objet d'un amortissement industriel sur la durée probable d'utilisation.

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 durée de la durée 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.

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.

Actifs des sociétés d'Exploration-Production

Le Groupe applique la méthode des « successful efforts » pour comptabiliser les coûts d'exploration et de développement.

Coûts d'exploration : forages d'exploration et d'estimation

Les coûts des forages d'exploration et d'estimation sont immobilisés en investissements en cours jusqu'à ce que les champs soient reconnus économiquement viables.

Les investissements infructueux dans l'exploration et le développement sont inscrits en charges dans l'année au cours de laquelle ils se sont avérés infructueux.

Les investissements qui permettent de créer des réserves commercialement productives sont inscrits en actifs corporels et amortis sur la durée de production des réserves.

Autres coûts d'exploration

Les autres dépenses relatives à l'activité d'exploration, activités géologique et géophysique, sont enregistrées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont exposées.

Les droits miniers correspondant à des gisements non prouvés sont immobilisés et sont dépréciés si aucune découverte de réserves commercialisables n'est réalisée.

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

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

2.12. 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,
- au titre des indices internes :
  - obsolescence ou dégradation matérielle non prévue dans le plan d'amortissement,
  - performance inférieure aux prévisions à travers la dégradation de l'EBO,
  - baisse des réserves pour l'Exploration-Production,
  - évolution du cours des énergies et du dollar.

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 sectorielle.

Une perte de valeur est constatée lorsque la valeur comptable de l'Unité Génératrice de Trésorerie (UGT) à laquelle sont rattachés les actifs excède la valeur recouvrable de l'UGT. La valeur recouvrable est le plus souvent déterminée par référence à la valeur d'utilité du groupe d'actifs, calculée à partir de la somme des flux de trésorerie futurs actualisés attendus de ces actifs dans le cadre des hypothèses économiques et des conditions d'exploitation prévues par la direction générale du Groupe, notamment sur le cours des énergies.

En pratique, l'estimation des flux de trésorerie est fondée :

- sur des business plans établis sur un horizon explicite de cinq ans. Au-delà de cet horizon, les extrapolations de prévisions, jusqu'à la date anticipée de fin d'utilisation de l'actif ou de l'UGT, sont réalisées, sauf exception justifiée, sur la base d'un taux de croissance stable ou en baisse ;
- sur l'état actuel de l'actif ou de l'UGT, sans tenir compte des améliorations induites par les investissements futurs de performance ou de capacité.

Le taux d'actualisation utilisé est le coût moyen pondéré du capital déterminé par référence au secteur d'activité considéré et ajusté en fonction des facteurs de risques spécifiques non pris en compte lors de la détermination des flux de trésorerie, comme le risque pays ou le risque spécifique de l'activité.

La perte de valeur est allouée aux actifs de l'UGT dans l'ordre suivant : en premier lieu, à l'écart d'acquisition affecté à l'UGT, puis aux autres actifs de l'UGT au prorata de leur valeur comptable.

Les pertes de valeur relatives aux écarts d'acquisition sont irréversibles.

Les autres pertes de valeur constatées sont ajustées en cas de réappréciation de valeur de l'actif dans la limite de la valeur nette comptable qu'aurait eu l'immobilisation à la même date si elle n'avait pas été dépréciée.

2.13. Titres mis en équivalence

Dans 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 indispensables à leur fonctionnement.

Gaz coussin

Valorisé au coût moyen d'achat toutes origines confondues majoré des coûts de regazéification, de transport et d'injection, le gaz « coussin » est enregistré en immobilisations. Il lui est appliqué un amortissement de dépréciation linéaire sur une durée identique à celle appliquée aux installations de surface des réservoirs souterrains.

Gaz utile

Le gaz « utile » est porté en stocks. En France, il est valorisé au coût moyen d'achat en entrée de réseau de transport français, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Une provision pour dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré (CMUP).

Autres stocks

Les autres stocks sont évalués au coût d'acquisition ou de production. Les coûts de production comprennent les coûts directs de matières

premières et de main-d'œuvre et une allocation de frais communs représentative des frais indirects de production, à l'exclusion des frais généraux administratifs.

Les sorties de stocks sont comptabilisées selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré.

Lorsque la valeur nette réalisable d'une catégorie de stock est inférieure à sa valeur établie selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré, une dépréciation est constituée pour la différence.

Les dépréciations relatives aux stocks de pièces détachées qui ne constituent pas des composants majeurs et aux stocks de consommables sont calculées en fonction de la valeur nette de réalisation, laquelle est déterminée à partir d'une analyse spécifique de la rotation et de l'obsolescence des articles en stock qui prend en considération l'écoulement des pièces dans le cadre des activités de maintenance.

2.15. Créances clients et comptes rattachés

Créances clients

Les créances clients regroupent toutes les créances liées à la vente d'énergie, aux prestations annexes et les créances rattachées au cycle d'exploitation. Les créances sont inscrites pour leur montant nominal, hormis celles pour lesquelles les effets de l'actualisation sont significatifs. En fonction du risque de non-recouvrement basé sur des analyses individuelles et statistiques, une provision pour dépréciation est constituée.

Gaz livré non facturé

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non.

Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

La quote-part des charges de relève liées à ces recettes potentielles mais qui seront exposées au cours de la période suivante ainsi que le risque potentiel de non recouvrement sont pris en compte sous forme de provision, afin de respecter le principe comptable de rattachement des charges aux produits de l'exercice.

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 créances, en dehors des éventuelles créances d'impôt et des avances faites auprès des fournisseurs sont valorisées selon la méthode du coût amorti lorsque les effets de l'actualisation sont significatifs. Dans le cas contraire, elles sont maintenues en valeur nominale.

2.16. Disponibilités et équivalents de disponibilités

Les disponibilités et les équivalents de disponibilité comprennent les avoirs en caisse et les dépôts à vue ainsi que les placements dans des titres très liquides, immédiatement convertibles en espèces pour un montant connu, et dont la valeur a très peu de risque de varier : valeurs mobilières de placement par nature très liquides (SICAV et FCP monétaires), ainsi que celles qui comportent des maturités venant à échéance dans un délai maximal de 3 mois à compter de leur acquisition.

Ces titres sont comptabilisés, à compter du 1er janvier 2005, à leur juste valeur ; les effets de la réévaluation sont constatés en résultat financier.

2.17. actifs non courants destinés à être cédés

Les actifs non courants destinés à être cédés correspondent à un ensemble d'actifs dont le Groupe a l'intention de se défaire dans un délai de douze mois, par une vente, un échange contre d'autres actifs ou tout autre moyen, mais en une transaction unique.

Seuls les actifs non courants disponibles pour une cession immédiate et hautement probable sont classés dans la rubrique « Actifs non courants destinés à être cédés ». Cette catégorie d'actifs est soumise à un traitement comptable spécifique en application de la norme IFRS 5.

Le Groupe évalue les actifs non courants destinés à être cédés, classés comme détenus en vue de la vente, au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. L'amortissement de ces actifs cesse à compter de la date de leur classement dans cette catégorie.

2.18. Capitaux propres

Réserve d'écart de juste valeur

Cette réserve représente la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers (non courants) disponibles à la vente et de certains instruments de couverture (part efficace des couvertures de flux de trésorerie et d'investissement net à l'étranger pour les opérations non dénouées).

Frais d'émission de capital

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés, net d'impôt, en diminutions des capitaux propres. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

Dividendes

Les dividendes sont comptabilisés comme une dette durant la période au cours de laquelle ils sont attribués.

2.19. Actions propres

Les actions propres sont comptabilisées en diminution des capitaux propres sur la base de leur coût d'acquisition. Lors de leur cession, les gains et pertes sont inscrits directement dans les réserves consolidées pour leurs montants nets d'impôt et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

2.20. Paiements en actions

L'article 11 de la loi de privatisation de 1986 prévoit qu'en cas de cession d'une participation de l'État 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'État a procédé à une offre réservée.

En application d'IFRS 2, les avantages accordés aux salariés au titre de ces offres réservées sont évalués au moment de leur attribution. Ils constituent un complément de rémunération. Qui est comptabilisé en charge de l'exercice au fur et à mesure de l'acquisition des droits par le salarié.

Concernant ces offres, le Groupe a retenu comme date d'attribution la date du 7 juillet 2005.

2.21. Passif lié aux concessions

Droits des concédants dans les actifs

Compte tenu des principes décrits ci-dessus, ils comprennent :

- la contrepartie des biens non financés par l'entreprise (nette des amortissements constitués) ;
- l'amortissement de caducité constitué pour ramener la durée d'amortissement des biens à la durée résiduelle de la concession ;
- la contrepartie des biens renouvelés qui seront remis gratuitement au concédant au terme de la concession, nette des amortissements constatés.

Provision pour renouvellement

La provision pour renouvellement est constituée de manière progressive pour couvrir l'obligation existant au titre des biens renouvelables avant l'échéance du contrat.

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.

Lors du renouvellement d'un bien, le coût du bien remplaçant est inscrit à l'actif et, corrélativement, la provision pour renouvellement est virée au crédit du poste « Droits des concédants dans les actifs ». Le bien remplaçant fait l'objet d'un amortissement comme décrit ci-dessus pour le cas des actifs reçus gratuitement.

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 % (retenu compte tenu d'une duration moyenne de l'ordre de 13 ans).

2.22. Avantages liés au personnel

2.22.1. Principes d'évaluation des obligations du Groupe

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des unités de crédit projetées. La valeur actualisée des obligations du Groupe est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité, de rotation du personnel inhérentes à chaque entité.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués. Dans les pays où une telle référence n'existe pas, le taux retenu est obtenu par référence à celui des obligations d'État. Ces taux sont homogénéisés sur la zone euro.

Les calculs des engagements de Gaz de France S.A., GRTgaz et DK6 sont effectués par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières et contrôlés par un actuaire indépendant. 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.

Lorsqu'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.

2.22.2. Avantages du personnel de Gaz de France S.A., GRTgaz et DK6

Avantages postérieurs à l'emploi (plans à prestations définies)

En dehors du régime complémentaire sur les retraites, les avantages postérieurs à l'emploi dont bénéficient les actifs et les inactifs sont les indemnités de fin de carrière, les congés exceptionnels de fin de carrière, l'avantage en nature énergie, l'indemnité de secours immédiat et l'indemnité compensatrice de frais d'études.

Avantages à long terme (plans à prestations définies)

Les engagements au titre des avantages à long terme portent sur les pensions d'invalidité, les rentes d'incapacité temporaire, les rentes d'accident du travail et de maladie professionnelle et les médailles du travail. L'estimation de ces avantages fait l'objet d'hypothèses actuarielles.

2.22.3. 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 définis contractuellement (prestations de retraite, prestations assimilées comme les indemnités de départ, complément de retraite...).

C'est cette obligation envers les actifs futurs retraités et les retraités qui constitue l'engagement de la filiale et fait l'objet d'une provision.

Autres avantages

Selon les réglementations et usages en vigueur dans les pays d'appartenance des sociétés du Groupe, des avantages spécifiques (gratification pour ancienneté, avantages en nature, jubilés...) peuvent être accordés au personnel. Les engagements de passif social relatif à ces différents régimes sont évalués sur la base d'hypothèses actuarielles.

2.23. 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 futurs 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 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 provisions 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.

Dans tous les cas, l'effet des révisions d'estimations (calendrier de démantèlement, estimation des coûts à engager...) conduit à modifier la valeur de l'actif, l'impact dans le montant de l'amortissement étant pris de manière prospective. Enfin, un test de perte de valeur est mis en œuvre en cas d'augmentation de la valeur de l'actif. Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat opérationnel ; la charge de désactualisation figure en « Autres charges financières ».

Autres provisions pour risques et charges

Des provisions pour risques et charges sont constituées en vue de couvrir les obligations légales, juridiques ou implicites résultant d'événements passés pour lesquelles le Groupe prévoit qu'une sortie de ressources sera nécessaire.

Tous les risques sont régulièrement examinés.

Lorsqu'elles sont utilisées, les provisions sont reprises au compte de résultat et viennent en contrepartie des charges correspondantes.

2.24. Dettes fournisseurs et autres dettes

Les autres dettes sont constituées des dettes sociales, des produits encaissés d'avance afférents au nouvel exercice, des charges imputables à l'exercice en cours et qui ne seront payées qu'ultérieurement, ainsi que les composantes couvertes des engagements fermes d'achat ou de vente dans le cadre d'opérations éligibles à la comptabilité de couverture de juste valeur.

Les dettes commerciales et les autres dettes sont enregistrées à leur coût, exception faite des instruments dérivés passifs qui sont inscrits, à compter du 1er janvier 2005, à leur juste valeur.

Droits de raccordement

Les facturations aux clients au titre de leur raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz font l'objet d'un étalement sur la durée des contrats, à l'exception des sociétés Gaz de France et GRTgaz. En effet, pour ces dernières, les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz selon une formule « cost plus » visant à couvrir d'une part les charges d'exploitation relatives au transport et à la distribution du gaz et d'autre part les charges de capital (amortissement, rémunération), prévoient que les montants ainsi perçus soient déduits de la base de rémunération de Gaz de France ou GRTgaz l'année de leur facturation, tandis que le coût de revient du branchement est inclus dans la base d'actifs régulés qui fait l'objet d'une rémunération sur la durée d'utilité des actifs. Ces principes de tarification ont pour effet un étalement des produits sur la durée d'utilité des actifs.

2.25. Actifs et passifs financiers (principes appliqués à compter du 1er janvier 2005)

Les actifs et passifs financiers qui ne sont pas des actifs ou des passifs de transaction (trading) ou des instruments dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur plus les coûts de transaction directement imputables à l'acquisition ou à l'émission de l'actif ou du passif financier.

Cette disposition concerne les titres disponibles à la vente (actions et obligations), les prêts et créances émis par l'entreprise, les titres détenus jusqu'à leur échéance et les emprunts et autres dettes financières émis.

2.25.1. Actifs financiers

Actifs disponibles à la vente

Cette catégorie comprend notamment les titres de participation non consolidés, les autres titres de placement, certaines valeurs mobilières de placement, etc.

Les gains et pertes latents liés aux variations de juste valeur sont directement comptabilisés dans les capitaux propres, en « réserve de juste valeur » et ne sont reclassés en résultat que lors de la cession des titres, ou lors de la constatation d'une dépréciation définitive.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts accordés à des entreprises dans lesquelles le Groupe détient une participation et qui ne sont pas consolidées par intégration.

Les créances sont évaluées au coût amorti, selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Elles font l'objet de tests de perte de valeur dès l'apparition d'indices indiquant que leur valeur recouvrable serait inférieure à leur valeur au bilan et au moins à chaque arrêté comptable. La perte de valeur est enregistrée en résultat.

Titres de participation (non consolidés) et autres immobilisations financières

Les participations non consolidées et les autres immobilisations financières qui ne sont pas des créances émises et qui ne sont pas non plus classées en trading sont classées dans la catégorie des actifs financiers disponibles à la vente et comptabilisés à leur juste valeur.

Elles sont initialement inscrites pour leur coût d'acquisition, puis évaluées à leur juste valeur lorsque cette dernière peut être déterminée de façon fiable.

Les titres pour lesquels il ne peut être établi de juste valeur demeurent inscrits à leur coût.

Titres détenus jusqu'à leur échéance

Cette catégorie regroupe les instruments à revenu déterminable et à maturité fixée que le Groupe a l'intention expresse et la capacité de conserver jusqu'à leur échéance. Il s'agit des obligations, titres de créance.

Ces instruments sont comptabilisés par la suite selon la méthode du coût amorti.

Portefeuille de transaction (trading)

Cette catégorie regroupe les instruments dérivés ainsi que les titres de placement gérés dans une logique de marge à court terme.

Ils sont réévalués ultérieurement à la juste valeur, les variations de juste valeur étant comptabilisées en contrepartie du résultat.

Actifs financiers au coût

Les titres pour lesquels il ne peut être établi de juste valeur demeurent inscrits à leur coût.

Prêts et créances long terme émis auprès de tiers

Cette catégorie regroupe les créances rattachées à des participations, les créances commerciales ainsi que les prêts à la clientèle du secteur financier. Ils sont évalués selon la méthode du coût amorti en appliquant le taux d'intérêt effectif.

Elles font l'objet de tests de perte de valeur dès l'apparition d'indices indiquant que leur valeur recouvrable serait inférieure à leur valeur au bilan et au moins à chaque arrêté comptable. La perte de valeur est enregistrée en résultat.

Actifs et passifs financiers courants

Les autres postes courants (clients et créances d'exploitation, fournisseurs et dettes d'exploitation, concours bancaires courants) sont évalués, à la date de comptabilisation initiale, à la juste valeur de la contrepartie à recevoir ou à donner. Cette valeur est en général la valeur nominale, en raison de l'intervalle de temps assez court existant entre l'initialisation de l'instrument et sa réalisation.

2.25.2 Titres participatifs

Gaz de France a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et en 1986 dans le cadre de la loi n°83.1 du 1er janvier 1983 et de la loi n° 85.695 du 11 juillet 1985. Ces titres sont évalués au coût amorti.

Ces titres ne répondant pas aux critères de définition d'un instrument de capitaux propres, ont été classés en dettes.

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 un coût d'emprunt comptabilisé en charge financière.

2.25.3. Passifs financiers et passifs du secteur financier

Les dettes financières sont comptabilisées initialement pour le montant des fonds reçus, nets des coûts de transaction encourus et des primes de remboursement ou d'émission.

Elles sont évaluées au coût amorti en appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif. Les charges financières ainsi calculées prennent en compte les frais d'émission et les primes d'émission ou de remboursement.

Les dettes financières comprennent également le montant des intérêts minoritaires envers lesquels le Groupe a des engagements de rachat.

2.25.4. Instruments financiers dérivés et opérations de couverture

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés principalement pour gérer les risques de change, de taux d'intérêt et de prix des matières premières auxquels il est confronté dans le cadre de ses opérations.

Les instruments financiers dérivés utilisés par le Groupe consistent principalement en contrats de change à terme, en options sur devises, en futures et options sur matières premières, en swaps de taux d'intérêts et en swaps de devises et de taux d'intérêts.

Les instruments financiers dérivés sont ventilés en courant/non courant à l'actif et au passif en fonction de la nature du sous-jacent couvert.

Évaluation initiale

Les instruments financiers dérivés sont comptabilisés initialement à la juste valeur.

Évaluation ultérieure

Les instruments financiers dérivés sont réévalués à la juste valeur à chaque arrêté et les variations de valeur comptabilisées en résultat.

La juste valeur des instruments cotés est déterminée par référence au cours de Bourse. Celle des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des instruments cotés, similaires en nature et maturité est déterminée par référence au cours de Bourse de ces instruments.

Pour les autres instruments non cotés, la juste valeur est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Ces modèles prennent en considération des hypothèses basées sur les données du marché.

Dérivés hors couverture

Les dérivés hors couverture regroupent, outre les dérivés spéculatifs, les instruments dérivés qui, bien que constituant une couverture de gestion, ne remplissent pas les conditions requises les rendant éligibles pour une comptabilité de couverture. Les variations résultant de la réévaluation à la juste valeur de ces instruments sont constatées en résultat de l'exercice.

Comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque les instruments financiers dérivés compensent, en totalité ou en partie, la variation de juste valeur ou de flux de trésorerie d'un élément couvert, actif, passif, engagement ou transaction future prévue et que l'efficacité de cette couverture est documentée à l'initiation de la transaction et tout au long de la vie de l'instrument.

Lors de la conclusion d'un contrat sur dérivés, le Groupe détermine le type de couverture concerné et documente, à la mise en place de la transaction, afin de pouvoir appliquer les dispositifs spécifiques de la comptabilité de couverture, le lien existant entre l'instrument de couverture et la transaction sous-jacente, en précisant les risques, la stratégie et le but de la couverture mise en œuvre.

Le Groupe contrôle régulièrement l'efficacité de la couverture dans la compensation des variations de la juste valeur de l'instrument ainsi que son élément sous-jacent depuis la mise en place de l'instrument jusqu'à l'échéance de la couverture.

Couvertures de juste valeur

Les couvertures de juste valeur regroupent les dérivés servant à couvrir le risque de change, le risque de taux d'intérêts et certains risques sur les opérations matières.

Le profit ou la perte résultant de la réévaluation de ces instruments de couverture de juste valeur est enregistré immédiatement en résultat opérationnel ou financier selon la nature de l'élément couvert.

Les variations de juste valeur de l'élément de bilan sous-jacent sont comptabilisées en résultat de manière symétrique aux variations de valeur de l'instrument de couverture.

Couvertures de flux de trésorerie

Les couvertures de flux de trésorerie regroupent les instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir les risques sur les flux financiers liés aux transactions futures fermes ou hautement probables, certains risques sur les opérations matières ainsi que sur les emprunts à taux variables.

Les variations de valeur de l'instrument de couverture sont comptabilisées dans un compte de capitaux propres et sont différées jusqu'à la date de réalisation de la transaction ou de comptabilisation de l'actif, du passif ou des résultats sur l'élément couvert.

Seule la part inefficace de la couverture est constatée immédiatement en résultat.

Couvertures d'investissement net dans une entité étrangère hors zone euro

Les prêts et emprunts long terme dont le remboursement n'est ni planifié, ni prévisible font partie de l'investissement net dans une entité à l'étranger. Les écarts de change sont comptabilisés en capitaux propres dans 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.

2.26. Compte de résultat

2.26.1. 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.

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.

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.

2.26.2. Résultat opérationnel

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, sur lesquels le Groupe n'a aucune maîtrise.

Ainsi, les autres produits et les autres charges comprennent notamment l'impact des cessions d'actifs corporels et incorporels et les frais de restructuration.

2.26.3. 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 résultats des instruments de couverture et les différences de change relatifs à l'endettement.

2.26.4. Autres éléments financiers

Il s'agit :

- des produits et charges financiers de nature opérationnelle ;
- des charges de désactualisation des provisions à long terme ainsi que du rendement attendu des actifs de couverture ;
- des autres produits et charges de nature financière qui ne sont pas de nature opérationnelle et qui regroupent notamment le résultat des opérations sur l'ensemble des titres non consolidés liés à l'exploitation ou non.

2.26.5. Impôts

Les impôts sur les bénéfices de l'exercice regroupent les impôts courants et les impôts différés. Ils sont inscrits au compte de résultat, à l'exception de ceux, afférents à des éléments enregistrés directement en capitaux propres, également constatés par les capitaux propres.

Les impôts courants désignent les impôts à payer sur le bénéfice imposable de la période, calculés selon les taux d'imposition en vigueur à la date de clôture.

2.26.6. Résultat net par action

Le résultat net par action est déterminé en divisant le Résultat net – part du Groupe par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de l'exercice.

2.27. 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, reclassements, effets des fusions et apports partiels, changements de méthodes comptables, sont présentés en annexe pour les plus significatifs.

Les effets sur la trésorerie des acquisitions de sociétés consolidées sont mentionnés au niveau des flux d'investissement sous la rubrique « Investissements en titres de participation et assimilés », nets de la trésorerie acquise.

L'effet des cessions net de la trésorerie cédée est mentionné en « Produits de cession d'actifs corporels, incorporels et titres de participation ».

Lorsqu'ils sont significatifs, les flux liés à l'activité entre le 1er janvier et la date de leur cession des sociétés sorties du périmètre durant l'exercice, sont maintenus dans le tableau des flux de trésorerie.

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte, à partir du résultat avant impôt : l'excédent de trésorerie opérationnel est déterminé à partir du résultat opérationnel, ajusté des charges ou produits calculés et n'entraînant pas de flux de trésorerie.

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.

La trésorerie du tableau des flux financiers 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. 28. Principes d'établissement de l'information sectorielle

La répartition des sociétés par secteur est décrite en note 37.

Information sectorielle de premier niveau

L'information sectorielle de premier niveau est établie en fonction des principaux secteurs d'activité du Groupe.

Un secteur d'activité est une composante distincte du Groupe, engagée dans la fourniture de services et de produits au sein d'un environnement économique particulier et exposée à des risques et à une rentabilité spécifique par rapport à celle des autres secteurs.

La segmentation repose sur des structures de gestion et de reporting internes : un secteur d'activité regroupe un sous-ensemble d'activités d'entités opérationnelles, chaque entité étant gérée séparément et fournissant une information financière et de gestion régulièrement disponible.

Depuis 2003, les activités du Groupe sont déclinées en six secteurs d'activité regroupés en deux pôles, Fournitures d'énergie et de services et Infrastructures.

Le pôle Fourniture d'énergie et de services regroupe les secteurs d'activité suivants :

• Exploration-Production

Le groupe Gaz de France dispose via ses filiales et participations d'un portefeuille d'actifs pétroliers et gaziers, principalement des actifs productifs en mer du Nord et en Allemagne, et des champs en exploration et en développement en Algérie et en Égypte. L'activité Exploration-Production vend une part importante de ses productions à l'activité Achat-Vente d'Énergie.

• Achat-Vente d'Énergie

Ce segment regroupe les activités de négoce et de trading. Les ventes concernent l'ensemble des clients : résidentiels, tertiaires et autres sociétés énergétiques. Elles sont réalisées principalement par Gaz de France en France mais aussi par Gaz de France et GDF ESS dans d'autres pays européens hors France. L'activité de trading est portée par Gaselys.

• Services

L'activité de Services consiste en l'offre de services complémentaires à la fourniture d'énergie, principalement :

- conduite et maintenance d'installations de production de chaleur ou de froid, maintenance industrielle ;
- installations en environnement contrôlé, gestion d'unités industrielles (groupe Cofathec) ;
- production d'électricité (groupe Finergaz) ;
- Gaz Naturel Véhicules (GNVert).

Le pôle Infrastructures regroupe l'ensemble des activités en matière de transport et de distribution, réparties entre les segments :

• Transport Stockage France

Le réseau de transport du gaz est exploité par la filiale GRTgaz pour le compte de Gaz de France et, en application des directives européennes, pour le compte de tiers

Ce segment comprend également la gestion des terminaux méthaniers et des installations de stockage.

• Distribution France

Ce segment regroupe la gestion et l'exploitation des réseaux de distribution en France – investissement, renouvellement, maintenance – assurée par Gaz de France principalement destinés à l'acheminement du gaz pour son compte propre et pour le compte de tiers.

Les réseaux de distribution sont exploités sous un régime de concessions accordées par les collectivités locales.

• Transport-Distribution International

Le Groupe dispose de participations dans plusieurs sociétés de transport et de distribution de gaz, principalement en Europe (Allemagne, Hongrie, Slovaquie, Portugal, Roumanie) et au Mexique. En général, elles assurent également la commercialisation du gaz.

Information sectorielle de niveau secondaire

L'information sectorielle de niveau secondaire repose sur un découpage par zones géographiques sur lesquelles s'exerce l'activité du Groupe :

- France ;
- Europe hors France ;
- reste du Monde.

Le chiffre d'affaires est ventilé :

- par origine, en fonction de la zone géographique d'émission des ventes ;
- par destination, par affectation à la zone géographique à laquelle correspond la localisation du bénéficiaire de la vente ou de la prestation.

Les autres indicateurs du Groupe sont ventilés par origine de localisation.

Normes comptables des activités

Les normes comptables des activités sont celles appliquées par le Groupe pour l'établissement des comptes consolidés, présentées dans la présente annexe.

Les actifs et passifs par activité ou zone géographique représentent la situation en fin de période.

La réconciliation avec les données des états financiers implique de prendre en compte les effets du processus de consolidation (éliminations).

Prestations entre les activités

Les ventes et prestations d'une activité à l'autre sont réalisées aux conditions du marché.

Les prestations internes sont facturées entre les segments au prix de marché. Il s'agit principalement des prestations suivantes :

- entre Achat-Vente d'Énergie et Transport France :
  - réservation et utilisation de capacités d'acheminement dans le réseau de transport du gaz commercialisé. La rémunération de cette prestation est déterminée sur la base des tarifs d'Accès des Tiers au Réseau de Transport approuvés par la Commission de Régulation de l'Énergie,
  - réservation et utilisation des capacités de stockage nécessaires à l'activité de commercialisation ;
- entre Achat-Vente d'Énergie 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'Énergie.

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.

B. Comparabilité des exercices

1. Transactions majeures

1.1 Acquisitions d'entreprises

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
Gaz de France Produktion Exploration Deutschland	Allemagne	Exploration-Production	-*	Nov. 2005

(*) *En vertu du contrat d'acquisition de Gaz de France Produktion Exploration Deutschland, signé en 2003, un complément de prix a été versé. Ce complément correspond à des intérêts supplémentaires dans un puits d'hydrocarbures.*
(**) *Acquisition d'actifs.*

Les impacts des acquisitions d'entreprises sur les comptes consolidés peuvent se résumer comme suit :

En millions d'euros	Note	2005
Immobilisations incorporelles		163
Immobilisations corporelles		703
Actifs financiers		39
Stocks et en-cours		52
Créances clients et comptes rattachés		236
Disponibilités et équivalents de disponibilités		278
Sous-total	**(I)**	**1 471**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		215
Dettes fiscales et sociales		64
Provisions pour avantages liés au personnel		28
Dettes financières		268
Passifs d'impôts différés		104
Autres provisions		40
Sous-total	**(II)**	**718**
Intérêts minoritaires *	(III)	(268)
Titres mis en équivalence **	(IV)	(38)
Juste valeur des actifs nets acquis	**(I) – (II) + (III) + (IV)**	**447**
Écart d'acquisition		337
Coût d'acquisition total		**784**
Disponibilités et équivalents de disponibilités acquises		(278)
À payer lors d'exercices ultérieurs		-
Décaissements de la période liés aux acquisitions		**506**

(*) *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 1er 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 disposant de 200 agences et antennes en France, entretenant 1 350 000 chaudières réparties entre le collectif public, le collectif privé et les clients individuels. Consolidée selon la méthode de la 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. Cette entreprise roumaine dessert près d'un million de clients, particuliers et entreprises, notamment à Bucarest.

Elle exploite un réseau de distribution de gaz naturel de 13 800 km dans le sud de la Roumanie et achemine quelque 6 milliards de mètres cubes de gaz naturel par an. Ses ventes représentent environ un quart de la consommation de gaz naturel en Roumanie. 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'Électricité). Cette acquisition permet au Groupe de développer sa présence dans la production d'électricité et la commercialisation d'énergie, gaz et électricité, sur le marché belge. SPE est actuellement le deuxième producteur d'électricité en Belgique, avec une part de marché de près de 10 % et un parc de centrales électriques qui fonctionnent majoritairement au gaz naturel.

Les principales incidences des acquisitions d'entreprises sur le compte de résultat depuis la date d'acquisition sont les suivantes :

En millions d'euros	31.12.2005
Chiffre d'affaires	807
Résultat opérationnel	5
Résultat net part Groupe	-

1.2. Acquisitions d'intérêts minoritaires

Nom de la filiale	Pays	Activité	% acquis	Date d'acquisition
CFM CFMH	France	Achat-Vente d'Énergie	45 %	03.01.2005

En millions d'euros	2005
Intérêts minoritaires	167
Juste valeur des actifs nets acquis	**167**
Écart d'acquisition négatif	(7)
Coût d'acquisition total	**160**
Disponibilités et équivalents de disponibilités acquises	
À payer lors d'exercices ultérieurs	
Décaissements de la période liés aux acquisitions	**160**

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. Par ailleurs, Total reprend une partie des activités de négoce de CFM ainsi que la possibilité d'acquérir une participation dans le terminal méthanier en projet à Fos-sur-Mer.

Gaz de France a absorbé CFM le 1er juillet 2005.

1.3. Mise en équivalence de participations précédemment non consolidées

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 sont 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 rend désormais inapplicable cette limitation des droits de vote, permettant ainsi l'intégration de ces entités dans le périmètre du Groupe.

La méthode de la mise en équivalence a été retenue pour ces sociétés en raison de la réglementation italienne qui limite le pouvoir au sein de ces entités.

1.4. Cessions

Nom de la filiale	Pays	Activité	% de cession	Date de cession
G.S.O.	France	Transport-Stockage France	30 %	03.01.2005

La cession de GSO fait partie de l'opération de dénouement des participations croisées entre Total et Gaz de France évoquée au paragraphe 1.2. Avant sa cession, cette société était consolidée par la méthode de la mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

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 :

En millions d'euros		2005
Écarts d'acquisition et autres Immobilisations incorporelles		2
Immobilisations corporelles		165
Actifs financiers		0
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)**	**146**
Actifs nets cédés = titres mis en équivalence	**(I) – (II)**	**99**
Bénéfice (perte) sur cessions		(4)
Produit total des cessions		**95**
Moins		
Trésorerie nette cédée		(1)
À encaisser lors d'exercices ultérieurs		-
Encaissement de la période lié aux cessions		**94**

2. Options de transition

Le Groupe applique les normes sur les instruments financiers depuis le 1er janvier 2005.

Les principes comptables et méthodes d'évaluation retenues par le Groupe en conformité avec les normes IAS 32 et 39 sont décrits au paragraphe 2 de l'Annexe B.

L'impact de la première application de ces normes se traduit par une majoration des capitaux propres de 192 millions d'euros au 1er janvier 2005 qui s'analyse en une augmentation des capitaux propres part du Groupe de 198 millions d'euros et une diminution des intérêts minoritaires de 6 millions d'euros.

Le tableau ci-dessous récapitule l'impact des normes IAS 32 et 39 sur les capitaux propres du Groupe au 1er janvier 2005 :

	Capitaux propres – Part du Groupe					
En millions d'euros	Réserves Groupe	Réserves de juste valeur AFS [a]	Réserves de CFH [b]	Réserves totales part du Groupe	Int. minoritaires	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31 décembre 2004 en normes IFRS avant IAS 39	**10 998**			**10 998**	**212**	**11 210**
Impacts nets d'impôts différés de la 1ère application des normes IAS 32 et 39 :						
Réévaluation des actifs disponibles à la vente		254		254		254
Instruments financiers dérivés de couverture sur actifs disponibles à la vente	(11)			(11)		(11)
Valorisation des titres participatifs au coût amorti	(94)			(94)		(94)
Valorisation des emprunts obligataires au coût amorti	8			8		8
Instruments financiers dérivés de couverture de taux sur emprunt			(14)	(14)	(6)	(20)
Instruments financiers dérivés matières	31		21	52		52
Autres	3			3		3
Impact total des normes IAS 32 et 39	**(63)**	**254**	**7**	**198**	**(6)**	**192**
Capitaux propres au 1er janvier 2005 en normes IFRS	**10 935**	**254**	**7**	**11 196**	**206**	**11 402**

(a) *Réserve de juste valeur pour les actifs disponibles à la vente (« Available For Sale »).*
(b) *Réserve de couverture de flux de trésorerie (« Cash Flow Hedge »).*

Réévaluation à la juste valeur des actifs disponibles à la vente

Les actifs disponibles à la vente comprennent notamment les titres de participation non consolidés qui conformément à la norme IAS 39, sont évalués en juste valeur par référence au cours de Bourse pour les instruments financiers cotés. Les variations de valeur sont comptabilisées par les capitaux propres sur le poste « Réserves de juste valeur – AFS ».

Lors de la transition, les titres détenus par le Groupe dans les sociétés Technip et Petronet LNG sont évalués en juste valeur sur la base de leur cours de cotation au 31 décembre 2004.

Titres Technip

La valorisation en juste valeur des titres Technip se traduit par la constatation dans les capitaux propres à l'ouverture d'une réserve de juste valeur d'un montant de 226 millions d'euros. Après prise en compte des instruments de couverture mis en place pour protéger la valeur des titres détenus, l'impact sur les fonds propres de la valorisation en juste valeur de la participation Technip est de 215 millions d'euros.

Titres Petronet LNG

Le groupe Gaz de France détient une participation de 10 % dans la société indienne Petronet LNG, qui a développé avec la construction du terminal de Dahej la première chaîne d'approvisionnement en GNL de l'Inde. Une partie du capital de la société est cotée sur les Bourses de New Delhi et de Bombay.

La valorisation à la juste valeur des titres Petronet LNG, sur la base du cours de cotation au 31 décembre 2004 conduit à majorer les capitaux propres de 26 millions d'euros.

Aucune imposition différée n'a été constatée lors de la transition sur la revalorisation en juste valeur de ces titres du fait de l'existence d'un volume suffisant de moins-values à long terme reportables.

Autres actifs disponibles à la vente

La valorisation des autres actifs disponibles à la vente n'emporte pas d'enjeux significatifs et induit une majoration des capitaux propres de 2 millions d'euros.

Valorisation des dettes financières au coût amorti

Conformément à la norme IAS 39, les dettes financières sont évaluées en coût amorti en appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif.

Titres participatifs

Gaz de France a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et 1986 sous forme de deux tranches, A et B. Seuls les titres participatifs de la tranche A demeurent en circulation. Les titres participatifs de la tranche A comprennent une rémunération composée de deux termes, une partie fixe et une partie variable. La partie fixe est fondée sur un pourcentage (63 %) du taux moyen obligataire et la partie variable dépend notamment de la valeur ajoutée de Gaz de France. La rémunération annuelle minimale s'élève à 85 % du taux moyen obligataire et la maximale à 130 % du taux moyen obligataire.

Lors de la transition, les titres participatifs sont comptabilisés au coût amorti, les intérêts courus étant calculés sur la base du taux d'intérêt effectif. Compte tenu des niveaux de rémunération constatés par le passé et estimés pour le futur, la dette est valorisée à 130 % de la valeur historique des titres. Ceci se traduit par une minoration des capitaux propres de 94 millions d'euros nets d'impôts différés (144 millions d'euros avant imposition différée).

Emprunts obligataires
Au 1er janvier 2005, les émissions obligataires à échéance 2013 et 2018, comportant des primes et des frais d'émission, sont évaluées au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Cette évaluation conduit à annuler la valeur nette des primes d'émission à l'ouverture et à ajuster le montant des emprunts obligataires sur la base des taux d'intérêts effectifs calculés.

Ces retraitements se traduisent par une majoration des capitaux propres de 8 millions d'euros lors de la 1ère application des normes sur les instruments financiers.

Comptabilisation des instruments financiers dérivés

Instruments financiers dérivés de taux sur emprunts
Le Groupe utilise des instruments dérivés de couverture de flux de trésorerie pour gérer les risques sur les flux financiers liés notamment à des emprunts à taux variables. Lors du passage aux normes IAS 32 et 39, les justes valeurs des instruments de couverture sont comptabilisées en réserve de couverture de flux de trésorerie, le Groupe n'ayant pas mis en évidence à l'ouverture de parts inefficaces sur ces instruments à comptabiliser directement en réserves de 1ère application.

Au 1er janvier 2005, la valorisation des instruments dérivés de couverture sur emprunts conduit à minorer les capitaux propres de 14 millions d'euros.

Instruments financiers dérivés sur les matières
Conformément à la norme IAS 39, la juste valeur des instruments financiers dérivés utilisés par le Groupe pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des matières premières est comptabilisée, lors de la transition :

- en contrepartie des réserves de couverture de flux de trésorerie pour les opérations éligibles à ce type de couverture ;
- en réserve de 1ère application, et donc non recyclable en résultat, pour les opérations ne répondant pas aux critères de la comptabilité de couverture et pour les instruments dérivés matières éligibles à la comptabilité de couverture de juste valeur.

Comptabilité de couverture
Pour l'établissement du bilan d'ouverture, la norme de première application (IFRS 1) requiert d'inscrire en comptabilité de couverture tous les instruments qualifiés de couverture dans le référentiel français antérieurement appliqué.

Opérations éligibles à la comptabilité de couverture
Couverture de flux de trésorerie

Au 1er janvier 2005, la valorisation des instruments financiers relatifs à ces opérations de couverture de flux de trésorerie afférentes aux achats de gaz induit une majoration des capitaux propres de 21 millions d'euros nets d'impôts différés au titre de la réserve de couverture de « Cash-Flow Hedge » (34 millions d'euros avant imposition différée).

Couverture de juste valeur

Au 1er janvier 2005, l'impact de la valorisation de ces instruments financiers de couverture de juste valeur est entièrement compensé par celui de la valorisation à la juste valeur des contrats couverts.

Opérations non éligibles à la comptabilité de couverture
Ces opérations de macro couverture ou d'optimisation ne répondent pas aux critères de la comptabilité de couverture selon la norme IAS 39. La comptabilisation à la juste valeur des instruments financiers dérivés correspondants conduit à majorer les capitaux propres au 1er janvier 2005 de 31 millions d'euros (47 millions d'euros avant prise en compte de l'imposition différée).

3. Ouverture du capital et augmentation de capital

L'ouverture du capital de Gaz de France S.A. a été effectuée par voie d'introduction en Bourse :

- de 90 980 990 actions cédées par l'État ;
- d'actions mises à la disposition du marché dans le cadre d'une augmentation de capital de Gaz de France de 80 871 988 titres.

L'Offre a pris la forme d'un placement global garanti auprès d'investisseurs institutionnels en France et hors de France, d'une Offre à Prix Ouvert réservée aux investisseurs particuliers en France et d'une Offre Réservée aux Salariés.

Les actions offertes participent toutes aux bénéfices sur l'année complète 2005, depuis le 1er janvier 2005.

L'augmentation de capital est assortie d'une prime d'émission de 1 789 millions d'euros.

Le montant des frais d'émission consécutifs à l'augmentation de capital a été imputé (net de l'économie d'impôt correspondante) sur la prime d'émission.

L'augmentation de capital s'est traduite par une augmentation des capitaux propres de 1 869 millions d'euros.

Les premières négociations ont eu lieu le 8 juillet 2005. Le titre a intégré le CAC 40 le 1er septembre 2005.

Actionnariat de Gaz de France à l'issue de l'opération

En pourcentage du capital, l'actionnariat de Gaz de France se présente comme suit :

- l'État détient 80,19 % du capital et des droits de vote de la Société ;
- les actionnaires (institutionnels et public) 17,47 % ;
- les salariés 2,34 %.

C. Compléments d'information relatifs aux bilan, compte de résultat et tableau des flux de trésorerie

1. BILAN - ACTIF

Note 1. Écarts d'acquisition et autres immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Écarts d'acquisition [1]	Concessions, brevets, licences et droits similaires	Contrats clientèle	Immobilisations incorporelles en-cours	Autres	Total Immobilisations incorporelles
Valeur brute au 01.01.2004	**1 313**	**186**	**6**	**6**	**47**	**1 558**
Acquisitions		4		1	8	13
Cessions		(1)			(1)	(2)
Variation de périmètre					-	-
Écarts de conversion	41	(4)			1	38
Virements						0
Autres	(5)	46		(1)	(5)	35
Valeur brute au 31.12.2004	**1 349**	**231**	**6**	**6**	**50**	**1 642**
Acquisitions		20	2	54	11	87
Cessions		(10)			(4)	(14)
Variation de périmètre	337	41	113	-	13	504
Écarts de conversion	22	12			1	35
Virements		12		(13)	1	-
Autres	6	(5)	(3)	30	4	32
Valeur brute au 31.12.2005	**1 714**	**301**	**118**	**77**	**76**	**2 285**
Amortissements et pertes de valeur cumulés au 01.01.2004	**107**	**119**	**1**		**21**	**248**
Dotations aux amortissements		20			5	25
Reprises d'amortissement sur cessions et retraits						-
Pertes de valeur -Dotations	52	(1)				51
Pertes de valeur - Reprises		(21)				(21)
Variation de périmètre		-				-
Écarts de conversion		(2)			1	(1)
Autres		18		2	(1)	19
Amortissements et pertes de valeur cumulés au 31.12.2004	**159**	**133**	**1**	**2**	**26**	**321**
Dotations aux amortissements	-	14	6		15	35
Reprises d'amortissement sur cessions et retraits					(2)	(2)
Pertes de valeur -Dotations	2					2
Pertes de valeur - Reprises		(28)				(28)
Variation de périmètre		6	1			7
Écarts de conversion		4		1		5
Autres	9	(2)			2	9
Amortissements et pertes de valeur cumulés au 31.12.2005	**170**	**127**	**8**	**3**	**41**	**349**
Valeur nette comptable au 31.12.2004	1 190	98	5	4	24	1 321
Valeur nette comptable au 31.12.2005	**1 544**	**174**	**110**	**74**	**35**	**1 936**

(1) *dont : Groupe SPP (734 millions d'euros) ; Gasag (203 millions d'euros), Groupe Cofathec (174 millions d'euros) ; Groupe Savelys (251millions d'euros) ; SPE (43 millions d'euros) ; Distrigaz Sud (32 millions d'euros).**

* *information complémentaire apportée pour les besoins du document de référence.*

La variation des contrats clientèle provient essentiellement de l'augmentation de la participation de Gaz de France de 20 % à 59 % dans le capital du groupe Savelys et de l'entrée dans le périmètre du groupe SPE.

Les reprises de perte de valeur ont principalement concerné les filiales mexicaines de distribution.

Les écarts d'acquisition inscrits au bilan au 31 décembre 2004 concernent principalement :

- Groupe SPP : 718 millions d'euros ;
- Gasag : 203 millions d'euros ;
- Groupe Cofathec : 165 millions d'euros.

L'évolution du poste Écarts d'acquisition s'analyse comme suit :

En millions d'euros	
Écarts d'acquisition au 31.12.2004	**1 190**
Variation de périmètre :	
Groupe Savelys	251
SPE	43
Distrigaz Sud	32
Cofathec	11
Perte de valeur	(2)
Écarts de conversion	22
Autres	(3)
Écarts d'acquisition au 31.12.2005	**1 544 (1)**

(1) *dont : Groupe SPP (734 millions d'euros) ; Gasag (203 millions d'euros), Groupe Cofathec (174 millions d'euros) ; Groupe Savelys (251millions d'euros) ; SPE (43 millions d'euros) ; Distrigaz Sud (32 millions d'euros).**
* *information complémentaire apportée pour les besoins du document de référence.*

À l'issue des travaux d'identification et de valorisation des actifs et passifs acquis, l'écart d'acquisition engendré par l'augmentation de la participation dans le groupe Savelys s'établit à 251 millions d'euros.

Les acquisitions au cours de l'exercice 2005 du groupe Distrigaz Sud et de la Société de Production d'Électricité se traduisent respectivement par la constatation d'écarts d'acquisition pour des montants de 32 millions d'euros et de 43 millions d'euros. Le Groupe a la possibilité de finaliser l'identification et l'évaluation des actifs acquis et passifs assumés au cours de l'exercice 2006.

Les écarts de conversion concernent principalement les écarts d'acquisition en peso mexicain et couronne slovaque.

Note 2. Actifs en concession et Immobilisations corporelles

Note 2.a. Actifs en concession

En millions d'euros	Valeur brute au 31.12.2005	Amortissement et dépréciation	Valeur nette au 31.12.2005	Valeur nette au 31.12.2004
Actifs en concession	**15 229**	**4 497**	**10 732**	**10 191**

Note 2.b Actifs du domaine propre

	Valeur brute au 31.12.2005	Amortissement et dépréciation	Valeur nette au 31.12.2005	Valeur nette au 31.12.2004
Actifs du domaine propre	**22 457**	**7 186**	**15 271**	**14 155**

Note 2. c. Variations de l'exercice

Valeur brute	Installations techniques										Total
	Transport	TM [a]	Stockage	Distribution [b]		Autres	Terrains	Constructions	Autres Immobilisations	Immobilisations en cours et avances	Actifs en concession et Immobilisations corporelles
Au 01.01.2004	**6 620**	**407**	**2 744**	**15 003**	**3 523**	**1 180**	**219**	**1 184**	**501**	**1 401**	**32 782**
Acquisitions	4		12	13	67	40		3	79	1 668	1 886
Cessions et retraits	(9)		(12)	(111)	(36)	(18)		(32)	(31)	(89)	(338)
Var. de périmètre											
Écarts de conversion	(5)			27	5	62	(1)	(19)	(8)	7	68
Transfert des immo. en cours											
Autres	131	9	(86)	[c] 1 445	(21)	(39)		41	14	(985)	509
Au 31.12.2004	**6 741**	**416**	**2 658**	**16 377**	**3 538**	**1 225**	**218**	**1 177**	**555**	**2 002**	**34 907**
Acquisitions	9	1	34	14	39	49	1	3	26	1 816	1 991
Cessions et retraits	(5)		(26)	(67)	(20)	(26)	(2)	(20)	(43)	(16)	(225)
Var. de périmètre	2	7	32	344	59	167	9	46	20	36	723
Écarts de conversion	37		5	(4)	7	8	5	2	47	15	123
Transfert des immo. en cours	214	9	163	899	124	415	2	58	27	(1 911)	-
Autres	(10)	(3)	(9)	155	121	(39)	5	(20)	(23)	(10)	167
Au 31.12.2005	**6 988**	**430**	**2 857**	**17 718**	**3 868**	**1 799**	**238**	**1 246**	**609**	**1 932**	**37 686**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS											
Au 01.01.2004	**1 037**	**273**	**993**	**4 543**	**1 342**	**390**	**79**	**540**	**344**	**2**	**9 543**
Dotations amort.	240	14	89	29	331	167	5	64	37		976
Reprises (cess./retr.)	(5)		(6)	(62)	(34)	(17)		(22)	(26)		(172)
Perte de valeur – dot.					21				23	10	54
Perte de valeur – rep.					(47)						(47)
Var. de périmètre						11		(9)			2
Écarts de conversion	3		1	10	(1)						13
Autres	(3)	2	(64)	372	(1)	(81)		(3)	(33)		189
Au 31.12.2004	**1 272**	**289**	**1 013**	**4 892**	**1 611**	**470**	**84**	**570**	**345**	**12**	**10 558**
Dotations amort.	255	13	85	169	370	(2)	5	47	33		975
Reprises (cess./retr.)	8		(5)	(66)	(38)	4	(2)	(23)	(40)		(162)
Perte de valeur – dot.								1	16	8	25
Perte de valeur – rep.					(13)				(9)		(22)
Var. de périmètre	2	7	32	2		(32)		3	14		28
Écarts de conversion	6		1	1	(4)	10		1	11		26
Autres			(4)	276	45	(27)	(1)	(19)	(17)		253
Au 31.12.2005	**1 543**	**309**	**1 122**	**5 275**	**1 971**	**424**	**86**	**580**	**353**	**20**	**11 683**

Valeur brute	Installations techniques									Total	
	Transport	TM [a]	Stockage	Distribution [b]		Autres	Terrains	Constructions	Autres Immobilisations	Immobilisations en cours et avances	Actifs en concession et Immobilisations corporelles
VALEUR NETTE COMPTABLE											
Au 01.01.2004	5 583	134	1 751	10 460	2 181	790	140	644	157	1 399	23 239
Au 31.12.2004	5 469	127	1 645	11 485	1 927	755	134	607	210	1 990	24 346
Au 31.12.2005	**5 445**	**122**	**1 736**	**12 442**	**1 896**	**1 378**	**152**	**666**	**257**	**1 910**	**26 003**

(a) *TM : Terminaux méthaniers.*
(b) *Comprend notamment la valeur relative aux actifs en concession de Gaz de France S.A.*
(c) *Le reclassement de 1 445 millions d'euros des immobilisations de Distribution est composé de :*
575 millions d'euros d'immobilisations en provenance des immobilisations en cours,
674 millions d'euros d'actifs de démantèlement,
196 millions d'euros de mouvements divers.

Les tests de perte de valeur effectués en 2005 ont notamment conduit à constater une dépréciation de la valeur de certaines concessions d'exploration-production en Allemagne (8 millions d'euros), et de la valeur de champs d'exploration en Angleterre (16 millions d'euros), et ont permis la reprise de dépréciations antérieurement enregistrées sur des champs d'exploration en Allemagne (17 millions d'euros).

Les investissements d'équipement (actifs en concession, immobilisations corporelles et incorporelles) s'établissent à 2 016 millions d'euros en 2005, contre 1 628 millions d'euros pour l'année 2004. Ils intègrent 1 240 millions d'euros d'investissements dans le secteur des Infrastructures en France, notamment en Transport-Stockage (447 millions d'euros pour l'ensemble composé de Gaz de France S.A. et GRTgaz) et en Distribution (793 millions d'euros). Les investissements des filiales concernent principalement le secteur de l'Exploration-Production pour 500 millions d'euros (développement de projets) et pour 24 millions d'euros le domaine de la production d'électricité, notamment la fin de la construction de la centrale à cycles combinés de Dunkerque.

Les immobilisations incluent les actifs de démantèlement pour les montants suivants :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31.12.2005	Amortissements	Valeurs nettes au 31.12.2005	Valeurs nettes au 31.12.2004
Actifs de démantèlement	1 016	219	797	726

Un actif de démantèlement a été enregistré en 2004 pour un montant en valeur brute de 674 millions d'euros ; il correspond à la contrepartie de la provision pour reconstitution des sites constatée par Gaz de France relative au démantèlement du réseau de distribution (cf. note 9).

Note 2.d. Contrats de location-financement

En millions d'euros	Valeur brute au 31.12.2005	Amortissement et dépréciation	Valeur nette au 31.12.2005	Valeur nette au 31.12.2004
Installations techniques	782	211	571	585
Constructions	307	124	183	193
Autres	3	1	2	1
TOTAL IMMOBILISATIONS EN LOCATION-FINANCEMENT	**1 092**	**336**	**756**	**779**

Note 3. Participations mises en équivalence, actifs financiers non courants et placements du secteur financier

Note 3.a. Participations mises en équivalence

Les participations du Groupe dans des entreprises associées et les pourcentages de participation sont détaillés en note 31.

Les montants ci-dessous représentent la quote-part du Groupe au titre des éléments d'actif, de passif et de résultat relatifs aux entreprises associées :

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Actifs non courants	1 161	997
Actifs courants	491	445
Passifs non courants	(620)	(602)
Passifs courants	(396)	(361)
Actifs nets	**636**	**478**
Écarts d'acquisition	57	6
Participations mises en équivalence (bilan)	**693**	**484***
Chiffre d'affaires	838	1 096
Résultat	189	125

(*) *Y compris GSO, classé dans les états financiers au 31.12.2004 dans le poste « Actifs destinés à être cédés ». La valeur des titres GSO mis en équivalence s'établissait à 99 millions d'euros.*

La variation du poste « participations mises en équivalence » est essentiellement liée à la consolidation en 2005 des sociétés italiennes Italcogim, Arcalgas Progetti et Arcalgas Énergie, ainsi qu'au changement de méthode de consolidation du groupe Savelys.

La société d'exploration-production EFOG représente environ 25 % des éléments d'actifs, 14 % du chiffre d'affaires et 40 % du poste des participations mises en équivalence. Le résultat net d'EFOG représente 68 % du résultat des sociétés mises en équivalence :

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Valeur de la participation à l'ouverture	**240**	**263**
Quote-part de résultat	128	77
Incidence capitaux propres	-	-
Écarts de conversion	8	(2)
Dividendes	(98)	(98)
Autres	-	-
Valeur de la participation à la clôture	**278**	**240**

Note 3.b. Sociétés en intégration proportionnelle

Les montants ci-dessous représentent la quote-part détenue par le Groupe dans les actifs, passifs, produits et charges avant élimination des opérations réciproques.

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Actifs non courants	2 479	2 060
Actifs courants	3 935	1 345
TOTAL ACTIF	**6 414**	**3 405**
Passifs non courants	1 059	856
Passifs courants	3 645	981
TOTAL PASSIF	**4 704**	**1 837**
Produits	1 593	1 331
Charges	1 317	1 110
Résultat	276	221

Note 3.c. Actifs financiers non courants et placements du secteur financier

En millions d'euros	Participations non consolidées	Autres actifs disponibles à la vente	Prêts	Créances à long terme	Dépôts et cautionnements	Total actifs financiers non courants	Placements du secteur financier
Valeur brute 01.01.2004	**483**	**153**	**170**	**216**	**48**	**1 070**	**227**
Acquisitions	22	26	78	60	30	216	34
Cessions	(4)	(5)	(101)	(5)	(2)	(117)	-
Reclassements et autres	40	10	-	(22)	-	1	(2)
Valeur brute 31.12. 2004	**541**	**184**	**147**	**249**	**76**	**1 197**	**259**
Impact de la première application IAS 32.39	254	(20)	-	8	-	242	1
Valeur brute 01.01.2005	**795**	**164**	**147**	**257**	**76**	**1 439**	**260**
Acquisitions	6	9	108	12	255	390	-
Cessions	(143)	(7)	(31)	(33)	(32)	(246)	(2)
Ajust. de la juste valeur	109	2	-	-	-	111	2
Variation de périmètre	(241)	-	3	(15)	-	(253)	-
Reclassements et autres	(2)	(12)	(11)	9	19	3	(161)
Valeur brute 31.12.2005	**524**	**156**	**216**	**230**	**318**	**1 444**	**99**
Provisions au 01.01.2004	**45**	**6**	**1**	**17**	**-**	**69**	**-**
Dotations	6	1	-	-	-	7	-
Reprises	-	(1)	-	-	-	(1)	-
Reclassements et autres	(2)	-	-	(1)	-	(3)	-
Provisions au 31.12.2004	**49**	**6**	**1**	**16**	**-**	**72**	**-**
Impact de la première application IAS 32.39	-	-	-	-	-	-	-
Provisions au 01.01.2005	**49**	**6**	**1**	**16**	**-**	**72**	**-**

En millions d'euros	Participations non consolidées	Autres actifs disponibles à la vente	Prêts	Créances à long terme	Dépôts et cautionnements	Total actifs financiers non courants	Placements du secteur financier
Dotations	1	-	1	-	-	2	-
Reprises	-	(1)	-	(5)	-	(6)	-
Reclassements et autres	-	(3)	-	-	-	(3)	-
Provisions 31.12.2005	**50**	**2**	**2**	**11**	**-**	**65**	**-**
Valeur nette 31.12.2004	**492**	**178**	**146**	**233**	**76**	**1 125**	**259**
Valeur nette 31.12.2005	**474**	**154**	**214**	**219**	**318**	**1 379**	**99**

Gaz de France a conclu une opération de couverture de la juste valeur de ses titres Technip le 16 décembre 2004. Gaz de France a acheté à un établissement financier des options de vente de titres et lui a vendu concomitamment un nombre identique d'options d'achat. La maturité de ces options est de 6 à 12 mois au 31 décembre 2005. Gaz de France a transféré ses titres à un établissement financier par un contrat de pension livrée mais garde la faculté de les récupérer à tout moment sur simple demande.

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
Groupe TECHNIP	- *	174	55	1 883	2 532	30/06/2005
Petronet	10.00	92	(5)	171	364	31/03/2005
Sté d'invest. en Autriche	20.00	76	66	368	-	31 décembre 2005
ECW	22.00	33	9	129	214	31/12/2004
Autres		99				
TOTAL NET		**474**				

(*) *Gaz de France a transféré ses titres à un établissement financier par un contrat de pension livrée.*

Note 4. Stocks et en-cours

En millions d'euros	Valeur brute au 31.12.2005	Dépréciation	Valeur nette au 31.12.2005	Valeur brute au 31.12.2004	Dépréciation	Valeur nette au 31.12.2004
Stocks de gaz	1 336		1 336	828		828
Autres stocks et en-cours	138	(23)	115	98	(19)	79
Stocks et en-cours	**1 474**	**(23)**	**1 451**	**926**	**(19)**	**907**

Note 5. Autres actifs courants (hors instruments financiers dérivés)

En millions d'euros	Valeur brute au 31.12.2005	Dépréciation	Valeur nette au 31.12.2005	Valeur nette au 31.12.2004
Créances clients et comptes rattachés	**6 726**	**(191)**	**6 535**	**4 989**
Charges constatées d'avance	162	-	162	60
Autres créances	1 333	(28)	1 305	845
TOTAL AUTRES DÉBITEURS	**1 495**	**(28)**	**1 467**	**905**
Actifs du secteur financier	**895**	**-**	**895**	**440**

La croissance du poste Créances clients entre décembre 2004 et décembre 2005 est principalement attribuable à la progression du chiffre d'affaires (+28 %), aux acquisitions de la société Distrigaz Sud et du groupe SPE (soldes clients respectifs de 163 millions d'euros et 65 millions d'euros au 31 décembre 2005), ainsi qu'au changement de méthode de consolidation du groupe Savelys (63 millions d'euros au 31 décembre 2005).

Les actifs des filiales Banque Solfea et Gaselys sont classés sous la rubrique particulière des actifs circulants du secteur financier, leur activité étant spécifique.

Note 6. Disponibilités et équivalents de disponibilités

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004	Variation
Disponibilités – euros	1	1	0
Disponibilités – devises	4	4	0
Comptes bancaires – euros	593	299	294
Comptes bancaires – autres devises	312	168	144
Caisse et dépôts à vue	**910**	**472**	**438**
SICAV et FCP monétaires	1 095	262	833
TCN et Comptes à terme venant à échéance à moins de trois mois	114	103	11
Équivalents de disponibilités	**1 209**	**365**	**844**
Disponibilités et équivalents de disponibilités au bilan	**2 119**	**837**	**1 282**
Découverts bancaires remboursables à vue – euros	(663)	(471)	(192)
Découverts bancaires remboursables à vue – devises	(36)	(35)	(1)
Total découverts bancaires remboursables à vue	**(699)**	**(506)**	**(193)**
Comptes courants à caractère de disponibilité	**28**	**(21)**	**51**
Impact IAS 32-39	**(17)**		**(17)**
Variation de la trésorerie du tableau des flux de trésorerie	**1 431**	**310**	**1 121**

2. Bilan – Passif

Note 7. Capital – Actions en circulation

Note 7.a. Actions en circulation

	31.12.2005	31.12.2004
ACTIONS ORDINAIRES EN CIRCULATION :		
Au 1er janvier	**451 500 000**	**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 7 juillet		
Augmentation de capital – émission d'actions	70 323 469	
Augmentation de capital – émission complémentaire dans le cadre de l'exercice de l'option de surallocation	10 548 519	
Nombre d'actions émises	**80 871 988**	
Au 31 décembre	**983 871 988**	**451 500 000**

L'augmentation de capital est assortie d'une prime d'émission de 1 789 millions d'euros.

Capital social	31.12.2005
Nombre d'actions émises et entièrement libérées de 1 euro chacune	983 871 988
Nombre d'actions émises et non entièrement libérées	-
NOMBRE TOTAL D'ACTIONS COMPOSANT LE CAPITAL SOCIAL	**983 871 988**

Chaque action confère un droit de vote simple.

Les premières négociations ont eu lieu le 8 juillet 2005.

Le titre a intégré le CAC 40 le 1er septembre 2005.

Le résultat par action non dilué est obtenu en divisant le résultat net annuel par le nombre moyen d'actions composant le capital.

Le résultat par action dilué est obtenu en divisant le résultat net annuel par le nombre moyen d'actions composant le capital en tenant compte des éventuels instruments dilutifs. Au 31 12 2005, il n'existe aucun instrument de dilution.

Note 7.b. Offre réservée aux salariés

L'opération d'ouverture du capital de Gaz de France comportait, conformément à la loi du 6 août 1986 sur les privatisations, une offre réservée aux salariés et à certains anciens salariés de Gaz de France et de ses filiales majoritairement détenues, par laquelle l'État octroyait sous certaines conditions, une décote à l'achat sur le prix de l'offre au grand public et l'attribution d'actions gratuites.

23 millions d'actions ont été souscrites dans le cadre de cette offre.

La norme IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions » impose de valoriser dans les comptes du Groupe les avantages accordés et définit le principe d'une valorisation à la juste valeur à la date d'attribution des droits.

L'avantage accordé étant immédiat, une charge de 132 millions d'euros a été reconnue en totalité sur l'exercice en contrepartie des capitaux propres. Le Groupe a valorisé l'avantage accordé aux salariés à la juste valeur à la date d'attribution des droits en prenant en considération la période d'incessibilité attachée aux titres.

Le Groupe a retenu comme date d'octroi la date d'ouverture du capital en cohérence avec l'annonce aux salariés des principales conditions du plan, conformément au communiqué du CNC du 21 décembre 2004 relatif aux Plans Épargne Entreprises.

Note 7.c. Écarts de conversion par devise

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Zone USD	10	(2)
Zone GBP	4	-
Dollar canadien (CAD)	2	(2)
Couronne slovaque (SKK)	127	94
Couronne norvégienne (NOK)	26	10
Peso mexicain (MXN)	23	(6)
Lei roumain (RON)	(7)	-
Florin hongrois (HUF)	7	12
Autres devises	1	(2)
TOTAL	**194**	**104**

Note 8. Passif lié aux concessions

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Droit des concédants dans les actifs	4 788	4 373
Provision pour renouvellement	3 821	3 861
TOTAL PASSIF LIÉ AUX CONCESSIONS	**8 609**	**8 234**

Provision pour renouvellement

Il s'agit essentiellement de la provision pour renouvellement des ouvrages de distribution de gaz en France.

La méthode de calcul de la provision est décrite en Annexe A. Le montant des reprises pour utilisation de la période (256 millions d'euros) contribue à augmenter le poste « Droits des concédants dans les actifs ».

Note 9. Provisions (hors provisions pour avantages au personnel et passif lié aux concessions)[1]

En millions d'euros	Montants au 01/01/2004	Dotations au compte de résultat	Augmentation par contre-partie bilan	Reprises au compte de résultat: Provisions consommées	Reprises au compte de résultat: Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Reclassements	Variation de périmètre	Écarts de conversion	Désactualisation	Montants au 31.12.2004
Provision pour reconstitution des sites	600	52	691	(82)		(17)			210	1 454
Litiges	105	13		(4)	(8)					106
Autres provisions	414	82		(94)	(153)	2				251
TOTAL	**1 119**	**147**	**691**	**(180)**	**(161)**	**(15)**	**-**	**-**	**210**	**1 811**
Dont :										
Relevant des passifs courants	293	51		(83)	(161)	(4)		(1)	(1)	94
Relevant des passifs non courants	826	96	691	(97)		(11)		1	211	1 717
TOTAL	**1 119**	**147**	**691**	**(180)**	**(161)**	**(15)**	**-**	**-**	**210**	**1 811**

En millions d'euros	Montants au 31/12/2004	Dotations au compte de résultat	Augmentation par contre-partie bilan	Reprises au compte de résultat: Provisions consommées	Reprises au compte de résultat: Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Diminution par contre-partie bilan	Reclassements	Variation de péri-mètre	Écarts de conversion	Désactu-alisation	Montants au 31.12.2005
Provision pour reconstitution des sites	1 454	8	115	(21)		(34)	17	11	1	94	1 645
Litiges	106	50		(25)	(11)		12	7	1		140
Autres provisions	251	77		(66)	(5)		(95)	22		1	185
TOTAL	**1 811**	**135**	**115**	**(112)**	**(16)**	**(34)**	**(66)**	**40**	**2**	**95**	**1 970**
Dont :											
Relevant des passifs non courants	1 717	59	115	(34)	(13)	(34)	(112)	11	2	95	1 806
Relevant des passifs courants	94	76		(78)	(3)		46	29			164
TOTAL	**1 811**	**135**	**115**	**(112)**	**(16)**	**(34)**	**(66)**	**40**	**2**	**95**	**1 970**

Le principe de la provision pour reconstitution des sites est exposé en Annexe A. Elle concerne principalement Gaz de France et ses filiales d'Exploration-Production.

Les sites concernés de Gaz de France et GRTgaz sont :

- d'une part les terrains ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé ; la provision, déterminée de manière statistique à partir d'échantillons de sites représentatifs, s'élève à 164 millions d'euros au 31 décembre 2005 (163 millions d'euros au 31 décembre 2004) ;
- d'autre part les canalisations, sites de stockage et terminaux méthaniers en exploitation (1 129 millions d'euros au 31 décembre 2005, 1 018 millions d'euros au 31 décembre 2004).

Pour ceux-ci, comme pour les installations d'exploration-production (320 millions d'euros au 31 décembre 2005, 275 millions d'euros au 31 décembre 2004), la valeur actuelle des coûts prévisionnels de démantèlement est provisionnée en totalité au passif, en contrepartie d'une immobilisation corporelle ; les amortissements correspondants sont présentés dans le résultat opérationnel et les charges de désactualisation en charges financières.

(1) *Les provisions pour avantages au personnel sont détaillées en note 28 et le passif lié aux concessions est détaillé en note 8.*

En 2004, Gaz de France a modifié l'estimation de la provision pour démantèlement des canalisations de distribution, sur la base d'un inventaire des ouvrages fiabilisé et de nouvelles évaluations des coûts futurs de démantèlement compte tenu du contexte réglementaire et environnemental actuel. Les contraintes d'urbanisme ont conduit à une évaluation du risque se traduisant par une dépose complète de 20 % du réseau et par un abandon sécurisé de 80 % des conduites. L'évaluation de la provision, sur la base d'expertises techniques, a été effectuée en retenant un taux de capitalisation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 % sur 60 ans. Cette provision s'élevait à 861 millions d'euros au 31 décembre 2004. Elle a été dotée en contrepartie d'un actif de démantèlement à hauteur de 675 millions d'euros. Cette réestimation a été prise en résultat de façon prospective à compter de 2000, date à laquelle les conditions étaient réunies pour la réaliser. L'impact sur le résultat 2004 de cette opération (184 millions d'euros) incluait donc un rattrapage de dotations de 132 millions d'euros, essentiellement enregistré en résultat financier.

Les reclassements de provision ont principalement été effectués en contrepartie d'immobilisations corporelles (réestimation des coûts de reconstitution des sites) ou de provisions pour dépréciation de certains actifs. Les variations de périmètre concernent principalement Distrigaz Sud, le groupe Savelys et le groupe SPE.

Note 10. Titres participatifs

	31.12.2005	01.01.2005	31.12.2004
Titres participatifs	623	630	485

Gaz de France a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et 1986 sous forme de deux tranches, A et B. Seuls les titres participatifs de la tranche A demeurent en circulation.

Le Groupe a procédé, le 24 février 2005, à l'annulation de 7 000 titres participatifs qu'il avait rachetés en mars 2004, ce qui s'est traduit par une diminution du poste de 6 millions d'euros.

Suite à l'application, depuis le 1er janvier 2005, des normes IAS 32 et 39 sur les instruments financiers, les titres participatifs sont évalués au coût amorti sur la base de 130 % du taux moyen obligataire (cf. § B – Comparabilité des exercices).

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.

La rémunération brute par titre s'établit à 38,26 euros en 2005, 44,67 euros en 2004 et 44,25 euros en 2003.

Note 11. Analyse des dettes financières par nature avant couverture

En millions d'euros	Valeur au bilan au 01.01.2004	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Autres	Valeur au bilan 31.12.2004
Emprunts obligataires	**2 054**	**23**			**10**	**2 087**
Emprunts bancaires	**1 182**	**280**	**(262)**	**(14)**	**19**	**1 205**
Dettes de location-financement et assimilées	**863**	**31**	**(59)**			**835**
Lignes de crédit	**77**	**56**	**(73)**		**(20)**	**40**
Découverts bancaires	539		(36)	1		504
Billets de trésorerie et papier commercial	677	2 461	(3 050)		13	101
Divers	52	13	(12)		(5)	48
Autres dettes financières	**1 268**	**2 474**	**(3 098)**	**1**	**8**	**653**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**5 444**	**2 864**	**(3 492)**	**(13)**	**17**	**4 820**
Part courante	**1 606**	**2 690**	**(3 412)**	**2**	**85**	**971**
Part non courante	**3 838**	**174**	**(80)**	**(15)**	**(68)**	**3 849**

En millions d'euros	Valeur au bilan au 31.12.2004	Impact de la première application des IAS 32/39	Valeur au bilan au 01.01.2005	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Autres	Valeur au bilan au 31.12.2005
Emprunts obligataires	**2 087**	**(20)**	**2 067**	**2**	**(22)**		**23**	**2 070**
Emprunts bancaires	**1 205**	**-**	**1 205**	**43**	**(688)**	**39**	**246***	**845**
Dettes de location-financement et assimilées	**835**	**-**	**835**	**3**	**(66)**		**6**	**778**
Lignes de crédit	40	-	40	11	(17)		(1)	33
Découverts bancaires	504	-	504	178		2	6	690
Billets de trésorerie et papier commercial	101	-	101	1 235	(1 335)			1
Divers	48	-	48	22	(2)	1	3	72
Autres dettes financières	**653**	**-**	**653**	**1 435**	**1 337**	**3**	**9**	**763**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**4 820**	**(20)**	**4 800**	**1 494**	**2 130**	**42**	**283**	**4 489**
Part courante	**971**	**7**	**978**	**1 464**	**(1 902)**	**4**	**621**	**1 165**
Part non courante	**3 849**	**(27)**	**3 822**	**30**	**(228)**	**38**	**(338)**	**3 324**

(*) *Cette variation est principalement imputable aux entrées de périmètre (voir Annexe B).*

Emprunts obligataires

Les placements privés en yen font l'objet de cross currency swaps EUR/JPY contre Euribor 3m plus marge.

Ces emprunts ont été réalisés dans le cadre du programme EMTN mis en place en octobre 2002.

En millions d'euros	Valeur au bilan au 31.12.2005	Valeur nominale	Date d'émission	Date d'échéance	Taux initial	Cotation
Émissions publiques :	**1 237**	1 250 MEUR	02/2003	02/2013	4,75 %	Paris/ Luxembourg
en euro	743	750 MEUR	02/2003	02/2018	5,125 %	Paris/ Luxembourg
Placements privés :	**30**	**30 MEUR**	**11/2003**	**12/2006**	**Euribor 3m JPY Libor 6m + 0,005 %**	**Paris Luxembourg**
en euro	36	5 000 MJPY	11/2003	12/2006		
en yen	22	3 000 MJPY	03/2004	03/2009	0,658 %	Aucune
Autres émissions	**2**					
Total emprunts obligataires	**2 070**					

Emprunts bancaires

Le montant des emprunts bancaires s'établit à 845 millions d'euros au 31 décembre 2005. La diminution de 360 millions d'euros s'explique essentiellement par le remboursement d'une dette bancaire contractée pour financer des opérations en Allemagne (- 378 millions d'euros), les entrées de périmètre (+127 millions d'euros) et le remboursement de l'emprunt correspondant à la « pension livrée » décrite ci-dessous (-110 millions d'euros).

Covenants et garanties :

La maison mère a conclu une opération dite de « pension livrée », par laquelle elle transfère à un établissement financier la propriété juridique des titres Technip en échange d'un emprunt de même montant. La convention prévoit une revue régulière de la notation financière des deux parties.

Certains emprunts contractés par des filiales du Groupe peuvent comporter des garanties, et des clauses imposant le respect des ratios. Au 31 décembre 2005, le Groupe respecte les dispositions desdites clauses.

Dettes de location-financement

Le montant des dettes de location-financement s'établit à 778 millions d'euros au 31 décembre 2005, en diminution de 57 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2004.

Au 31 décembre 2005, les dettes de location-financement proviennent essentiellement :

- des installations de distribution et de stockage d'une filiale allemande pour 345 millions d'euros ;
- d'emprunts liés à l'acquisition de deux méthaniers pour un montant de 145 millions d'euros ;
- de divers crédits-bails immobiliers pour un montant de 153 millions d'euros ;
- d'emprunts contractés pour l'acquisition d'installation techniques.

Lignes de crédit

Le Groupe a signé le 18 février 2005 un crédit syndiqué multidevises de 3 milliards d'euros d'une maturité de sept ans. Ce nouveau crédit, qui remplace le crédit syndiqué de 2 milliards d'euros signé en août 2002, 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 2005.

Les autres lignes de crédit utilisées s'élèvent à 33 millions d'euros au 31 décembre 2005.

Billets de trésorerie et papier commercial

Gaz de France S.A. dispose de programmes de financement à court terme de 1 milliard de dollars américains pour le papier commercial et de 1,25 milliard d'euros pour les billets de trésorerie. Ces programmes de financement sont entièrement disponibles au 31 décembre 2005.

Note 12. Ventilation des dettes financières par échéance avant couverture

En millions d'euros	31.12.2005						01.01.2005
	Emprunts obligataires	Emprunts bancaires	Lignes de crédit utilisées	Dettes de location-financement et assimilées	Autres dettes financières	Total	Total
Maturités à 1 an	66	294	23	68	714	1 165	978
Maturités entre 1 et 2 ans	0	124	2	74	38	238	495
Maturités entre 2 et 3 ans	0	98	8	121	0	227	305
Maturités entre 3 et 4 ans	22	79	0	70	0	171	130
Maturités entre 4 et 5 ans	0	76	0	121	4	201	139
Maturités entre 5 et 6 ans	0	44	0	57	3	104	166
Maturités supérieures à 6 ans	1 982	130	0	267	4	2 383	2 587
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**2 070**	**845**	**33**	**778**	**763**	**4 489**	**4 800**
Part courante	**66**	**294**	**23**	**68**	**714**	**1 165**	**978**
Part non courante	**2 004**	**551**	**10**	**710**	**49**	**3 324**	**3 822**

Note 13. Ventilation des dettes financières par devise

	31.12.2005	
En millions d'euros	Montant	% de la dette en devises
Euro (EUR)	4 009	89 %
Dollar américain (USD)	342	8 %
Yen (JPY)	58	1 %
Livre sterling (GBP)	36	1 %
Autres	44	1 %
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**4 489**	**100 %**

Les dettes libellées en devises étrangères représentent 11 % du total de la dette, et font, pour partie, l'objet de couverture de gestion, non éligibles à la comptabilité de couverture selon les critères de la norme IAS 39. Gaz de France convertit notamment en euros ses deux émissions obligataires privées en yens (JPY), qui représentent 58 millions d'euros au 31 décembre 2005.

Note 14. Ventilation des dettes financières par taux

Emprunts obligataires et emprunts bancaires

En millions d'euros	31.12.2005		01.01.2005	
Avant couverture	**Valeur au bilan**	**En %**	**Valeur au bilan**	**En %**
Taux fixe inférieur à 5 %	1 347	60 %	1 291	59 %
Taux fixe entre 5 et 10 %	888	40 %	881	41 %
Sous-total taux fixe	**2 235**	**77 %**	**2 172**	**66 %**
Taux variable	680	23 %	1 100	34 %
TOTAL	**2 915**	**100 %**	**3 272**	**100 %**

En millions d'euros	31.12.2005		01.01.2005	
Après couverture	**Valeur au bilan**	**En %**	**Valeur au bilan**	**En %**
Taux fixe inférieur à 5 %	1 347	56 %	1 319	56 %
Taux fixe entre 5 et 10 %	1 074	44 %	1 034	44 %
Sous-total taux fixe	**2 421**	**83 %**	**2 353**	**72 %**
Taux variable	494	17 %	919	28 %
TOTAL	**2 915**	**100 %**	**3 272**	**100 %**

Les effets des couvertures de taux sont analysés en note 27.a.

Dettes financières (y compris titres participatifs)

En millions d'euros	31.12.2005		01.01.2005	
Avant effets de couverture de swaps	**Valeur au bilan**	**En %**	**Valeur au bilan**	**En %**
Taux fixe	2 891	57 %	2 877	53 %
Taux variable	2 221	43 %	2 553	47 %
Total dettes financières	**5 112**	**100 %**	**5 430**	**100 %**

En millions d'euros	31.12.2005		01.01.2005	
Après effets de couverture de swaps	**Valeur au bilan**	**En %**	**Valeur au bilan**	**En %**
Taux fixe	3 077	60 %	3 058	56 %
Taux variable	2 035	40 %	2 372	44 %
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**5 112**	**100 %**	**5 430**	**100 %**

Dettes financières long terme

Les dettes financières long terme comprennent les titres participatifs, les emprunts obligataires, les emprunts bancaires et les dettes de location-financement (part courante et non courante).

Elles s'élèvent à 4 316 millions d'euros au 31 décembre 2005 (4 737 millions d'euros au 1er janvier 2005).

Le taux d'intérêt effectif moyen de ces dettes financières long terme est de l'ordre de 4,9 % en 2005.

Note 15. Endettement financier net

En millions d'euros	31.12.2005	01.01.2005
Titres participatif	623	630
Dettes financières	4 489	4 800
TOTAL AVANT COUVERTURE	**5 112**	**5 430**
Solde net des couvertures	15	19
TOTAL APRÈS COUVERTURE	**5 127**	**5 449**
Disponibilités et équivalents de disponibilités	2 119	838
Endettement financier net avant couverture	**2 993**	**4 592**
Endettement financier net après couverture	**3 008**	**4 611**

3. Compte de résultat

Note 16. Chiffre d'affaires

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Ventes d'énergie	19 479	15 497
Prestations de services et autres	2 828	2 199
Produits des activités du secteur financier	87	35
Chiffre d'affaires	**22 394**	**17 731**

Le chiffre d'affaires du Groupe au 31 décembre 2005 est en progression de 28 % par rapport à 2004, et de 23 % à périmètre constant.

Cette évolution résulte principalement de la hausse des prix de vente du gaz naturel en France et en Europe, mais aussi de la progression des volumes vendus, principalement dans le segment Achat-Vente d'Énergie.

Les volumes de gaz vendus aux « particuliers » et aux « clients affaires, grands industriels et commerciaux » se sont respectivement établis à 139 TWh et à 304 TWh. Les ventes hors France se sont élevées à 105 TWh, soit une progression de 34 % par rapport à 2004.

Les volumes d'électricité vendus progressent de 48 % par rapport à 2004 et s'établissent à 14,4 TWh.

Note 17. Consommations externes

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Achats d'énergie	12 756	8 800
Autres achats	3 130	2 567
Consommations externes	**15 886**	**11 367**

La progression des achats d'énergie de + 45 % traduit la hausse des coûts d'approvisionnement ; ainsi pour Gaz de France S.A. le prix moyen d'importation a progressé de 36 % et les volumes importés de 6 %.

Note 18. Frais de recherche et développement

En 2005, les frais de recherche et développement, comptabilisés en charges, sont de 73 millions d'euros. Ils s'élevaient à 90 millions d'euros pour l'exercice 2004.

Note 19. Charges de personnel

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Salaires et traitements	1 541	1 296
Charges sociales	467	285
Coût des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel des régimes à prestations définies	106	277
Participation et intéressement des salariés	8	3
Autres charges	288	182
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**2 410**	**2 043**

La progression des salaires et traitements entre le 31 décembre 2004 et le 31 décembre 2005 a notamment pour origine la consolidation en intégration globale du groupe Savelys préalablement consolidé par mise en équivalence ainsi que l'acquisition de la société Distrigaz Sud.

L'augmentation des charges sociales est notamment liée à la réforme du financement des retraites (voir aussi Annexe E) et à l'intégration du groupe Savelys et de Distrigaz Sud. L'évolution du coût des engagements envers le personnel des régimes à prestations définies est imputable à la réforme du financement des retraites (voir aussi Annexe E).

Les autres charges progressent notamment sous l'effet de l'abondement au titre de l'actionnariat salarié.

Effectifs

Les effectifs du Groupe s'élèvent à 52 958 personnes au 31 décembre 2005, contre 38 088 personnes au 31 décembre 2004. Cette progression résulte de l'intégration au 30 juin 2005 de Distrigaz Sud (10 696 personnes) et de la consolidation au 1er janvier 2005 en intégration globale du groupe Savelys (4 150 personnes).

Note 20. Autres produits et charges opérationnels

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Reprises des provisions sur actifs courants	80	39
Subventions d'exploitation	11	9
Gains sur instruments financiers dérivés	164	-
Résultat de cession des immobilisations corporelles		1
Écarts d'acquisition négatifs	12	31
Autres	267	208
TOTAL AUTRES PRODUITS OPÉRATIONNELS	**534**	**288**

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Dotations aux provisions sur actifs courants	70	59
Impôts et taxes	263	209
Pertes sur instruments financiers dérivés	191	-
Résultat de cession des immobilisations corporelles	3	-
Autres	222	228
TOTAL AUTRES CHARGES OPÉRATIONNELLES	**749**	**496**
Autres produits et charges opérationnels nets	**(215)**	**(208)**

Résultat de cession des immobilisations corporelles et incorporelles

En millions d'euros	Charges	Produits
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	59	56
Résultat de cession des immobilisations corporelles et incorporelles	3	

L'impôt afférent aux produits nets de cession d'immobilisations corporelles et incorporelles s'établit à 1 million d'euros.

Note 21. Dotations nettes aux amortissements et aux provisions

Dépréciations d'actif

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Dotation aux amortissements de caducité	377	360
Autres dotations aux amortissements (nettes de reprises)	972	937
Dotations nettes aux amortissements (I)	**1 349**	**1 297**

Les « autres dotations aux amortissements » comportent :

- 43 millions d'euros de dotations au titre des actifs incorporels (25 millions au 31.12.2004) ;
- 939 millions d'euros de dotations au titre des actifs en concession et des actifs corporels (942 millions au 31.12.2004) ;
- 13 millions d'euros de reprises liées aux fins de contrats de concession (30 millions au 31.12.2004).

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Dépréciation des écarts d'acquisition	2	52
Dépréciation des autres immobilisations incorporelles (nette de reprises)	(28)	(21)
Dépréciation des autres immobilisations corporelles (nette de reprises)	(1)	9
Dotations nettes aux provisions sur actif immobilisé (II)	**(27)**	**40**

Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Dotations aux provisions pour risques et charges	265	549
Reprises de provisions pour risques et charges	(284)	(41)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges (III)	**(19)**	**508**

Les principaux mouvements de la période concernent les dotations et reprises de la provision pour renouvellement. En 2004, les dotations nettes à la provision (538 millions d'euros) prennent en compte un montant de 264 millions d'euros lié à l'accélération du renouvellement des canalisations en fonte grise du réseau de distribution de Gaz de France. En 2005, le montant des dotations nettes de provision (1 million d'euros) résulte principalement d'un réajustement des valeurs de remplacement futures des biens renouvelables.

En millions d'euros		
TOTAL DES DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS ET AUX PROVISIONS (I) + (II) + (III)	**1 303**	**1 845**

Note 22. Résultat financier

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET		
Coût de l'endettement financier brut :	**(228)**	**(182)**
Charges d'intérêt	(232)	(228)
Résultat net de change	4	46
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie :	26	3
Résultat de cession d'équivalents de trésorerie (VMP liquides)	26	3
TOTAL COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	**(202)**	**(179)**
AUTRES ÉLÉMENTS FINANCIERS		
Autres produits financiers :		
Gains de change non liés à la dette	70	76
Gains sur instruments dérivés de change	1	5
Gains sur instruments dérivés sur titres	66	
Dividendes reçus	28	31
Produits d'intérêts	48	18
Rendement attendu des actifs de couverture des engagements envers le personnel	90	81
Produits nets de cession des actifs financiers non courants	81	6
Reprises de provisions pour risques et charges financières	28	121
Autres produits	76	64
Sous-total	**488**	**402**
AUTRES CHARGES FINANCIÈRES :		
Pertes de change non liées à la dette	(108)	(74)
Pertes sur instruments dérivés de change	(10)	(8)
Pertes sur instruments dérivés sur titres	(58)	
Charges d'intérêts (hors emprunts)	(24)	(26)
Désactualisation des provisions pour avantages au personnel	(117)	(720)
Désactualisation des autres provisions	(308)	(409)
Perte sur actifs financiers non courants	-	(8)
Abandons de créances financiers donnés	(2)	(3)
Dotations aux provisions pour risques et charges financières	(25)	(1)
Autres charges	(72)	(67)
Sous-total	**(724)**	**(1 316)**
TOTAL AUTRES ÉLÉMENTS FINANCIERS	**(235)**	**(914)**

Les principales variations des autres éléments financiers sont imputables à la charge de désactualisation des provisions et à la cession de titres Technip (plus-value de 112 millions d'euros). La charge de désactualisation des provisions pour avantages au personnel en 2004 était calculée sur la base d'engagements pré-réforme du financement du régime des retraites (voir également note 28 et Annexe E). La charge de désactualisation des autres provisions incluait au 31 décembre 2004 un rattrapage au titre de la réestimation de la provision pour démantèlement des canalisations de distribution (voir note 9).

Note 23. Impôts sur le résultat

Gaz de France a opté pour le régime de l'intégration fiscale pour une période de 5 ans qui a pris fin au 31 décembre 2002. Celui-ci a été renouvelé pour une nouvelle période de 5 ans, soit jusqu'au 31 décembre 2007.

La charge d'impôts sur les résultats se décompose comme suit :

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Impôts exigibles	867	597
Impôts différés	(73)	(144)
IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	**794**	**453**

Note 23.a. Rapprochement entre la charge d'impôt comptabilisée dans le résultat consolidé et la charge d'impôt théorique

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Résultat avant impôt	2 535	1 644
Écarts d'acquisition négatifs (note 20)	(12)	(31)
Dépréciation des écarts d'acquisition (note 21)	2	52
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	(189)	(125)
Résultat avant impôt et impacts des écarts d'acquisition	**2 336**	**1 540**
Taux légal d'imposition	**34,93 %**	**35,43 %**
Charge d'impôt théorique	816	546
Différences de taux de l'année précédente		(32)
Différences de taux d'imposition	18	18
Utilisation de déficits ou différences temporaires antérieurement non activés	(34)	(39)
Activation de déficits ou différences temporaires antérieurement non activés	(17)	(18)
Déficits de l'exercice non activés		8
Différences permanentes	11	(30)
CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE	**794**	**453**
Taux d'impôt effectif	**33,98 %**	**29,43 %**

Note 23.b. Impôts exigibles et impôts différés

23.b.1. Impôts exigibles

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Impôts exigibles – actif	69	298
Impôts exigibles – passif	(154)	(115)
IMPÔTS EXIGIBLES NETS	**(85)**	**183**

23.b.2. Variation d'impôts différés

En millions d'euros	31/12/2004	FTA	Résultat	Capitaux propres*	Variation de périmètre	Autres	31 décembre 2005
Impôts différés actifs	46	-	23	23	7	(32)	67
Impôts différés passifs	(2 741)	19	50	29	(104)	16	(2 731)
IMPÔT DIFFÉRÉ NET	**(2 695)**	**19**	**73**	**52***	**(97)**	**(16)**	**(2 664)**

* *Les principaux impacts du traitement des impôts différés sur les capitaux propres concernent :*
- *l'application des normes sur les instruments financiers pour 20 millions d'euros ;*
- *le traitement des écarts actuariels liés aux obligations de retraites et autres engagements envers le personnel pour 16 millions d'euros.*

23.b.3. Sources d'impôts différés par catégorie de différence temporelle

En millions d'euros	31 décembre 2005	1er janvier 2005	31 décembre 2004	Impact FTA 1er janvier 2005 IAS 32-39
Immobilisations	157	152	152	
Amortissement fiscal dérogatoire		(1)	(1)	
Autres provisions réglementées	9	2	2	
Provisions et charges à payer	363	318	318	
Marges internes en stock		3	3	
Contribution des tiers sur actifs en concession	6	1	1	
Déficits reportables	180	116	116	
Instruments financiers	47	19		19
Autres	39	33	33	
Impôt différé actif	**801**	**643**	**624**	**19**
Immobilisations	(2 321)	(2 550)	(2 550)	
Amortissement fiscal dérogatoire	(539)	(145)	(145)	
Autres provisions réglementées	(157)	(138)	(138)	
Provisions et charges à payer	(268)	(260)	(260)	
Marges internes en stock	(2)	(2)	(2)	
Contribution des tiers sur actifs en concession	(142)	(150)	(150)	
Déficits reportables				
Instruments financiers				
Autres	(36)	(74)	(74)	
Impôt différé passif	**(3 465)**	**(3 319)**	**(3 319)**	
IMPÔT DIFFÉRÉ NET	**(2 664)**	**(2 676)**	**(2 695)**	**19**

Note 23.c. Justification des impôts différés actifs constatés

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Impôts différés actifs non couverts par des impôts différés passifs mais justifiés par des éléments probants	49	16
TOTAL	**49**	**16**

Note 23.d. Impôts différés actifs non constatés

En millions d'euros Nature des différences temporelles	Total	Moins de cinq ans	Plus de cinq ans	Indéfiniment reportable
Déficits reportables	13	3		10
Autres différences temporelles	19	17	1	1
TOTAL	**32**	**20**	**1**	**11**

4. Tableaux des flux de trésorerie

Note 24. Tableau des flux de trésorerie

Activités opérationnelles

Les cash-flows opérationnels avant impôt et variation du besoin en fonds de roulement s'établissent à 4 229 millions d'euros au 31 décembre 2005, 4 176 millions d'euros au 31 décembre 2004.

La variation du besoin en fonds de roulement (- 501 millions d'euros) traduit essentiellement la forte croissance de l'activité ainsi qu'un accroissement des quantités et valeurs stockées. Elle inclut la variation des comptes d'instruments financiers utilisés depuis le 1er janvier 2005 dans le cadre de l'application des normes IAS 32 et IAS 39.

Au total, les activités opérationnelles génèrent une trésorerie positive au 31 décembre 2005 de 3 166 millions d'euros.

Activités d'Investissement

Les investissements d'équipement représentent un décaissement de 2 016 millions d'euros au 31 décembre 2005. Les principaux investissements sont décrits en Note 2.

Les investissements en titres de participation et assimilés atteignent 674 millions d'euros au 31 décembre 2005. Ces investissements concernent principalement l'acquisition de la société roumaine Distrigaz Sud, le rachat des intérêts minoritaires dans CFM dans le cadre du dénouement des participations croisées avec Total, l'acquisition de 39 % du capital du groupe Savelys ainsi que l'acquisition du groupe SPE (cf. Annexe C).

Globalement, les activités d'investissement s'établissent à 3 061 millions d'euros au 31 décembre 2005, soit un niveau significativement plus important que celui de l'année 2004 (2 133 millions d'euros).

Activités de financement

Les activités de financement présentent une ressource de 408 millions d'euros au 31 décembre 2005 principalement sous l'effet de l'augmentation du capital. L'année 2004 présentait un décaissement de 1 129 millions d'euros.

Les dividendes versés se sont élevés à 420 millions d'euros dont 418 millions au titre du dividende versé à l'État et 2 millions d'euros versés aux actionnaires minoritaires des filiales consolidées.

Les excédents de trésorerie ont permis de poursuivre la réduction de la dette en 2005 pour 827 millions d'euros.

Trésorerie

À l'issue des opérations de l'année, la variation de trésorerie s'établit à 1 121 millions d'euros contre 219 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Opérations d'investissement et de financement sans incidence sur la variation de l'exercice

Opérations d'investissement et de financement sans incidence sur la variation de l'exercice

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Acquisition en location-financement	9	17

5. Instruments financiers

Note 25. Juste valeur des instruments financiers

Les principales méthodes et hypothèses utilisées pour estimer la juste valeur des instruments financiers sont décrites ci-dessous.

En ce qui concerne la trésorerie, les créances clients ainsi que les dettes fournisseurs, Gaz de France considère que leur valeur au bilan est la valeur la plus représentative de leur valeur de marché en raison du fort degré de liquidité de ces postes.

Les valeurs de marché des titres de participation non consolidés de sociétés cotées sont basées sur leur valeur boursière de fin de période.

La valeur de marché des emprunts obligataires convertibles, échangeables et indexés a été déterminée en utilisant la valeur boursière.

En millions d'euros	Valeur au bilan au 31.12.2005	Juste valeur au 31.12.2005	Valeur au bilan au 01.01.2005	Juste valeur au 01.01.2005	Valeur au bilan au 31.12.2004
Instruments valorisés à la juste valeur					
Titres Technip	174	174	231	231	5
Titres Petronet LNG	92	92	40	40	14
Instruments valorisés au coût amorti					
Titres participatifs	623	603	630	608	485
Emprunts obligataires	2 070	2 207	2 067	2 169	2 087

Les valorisations communiquées des titres participatifs et des emprunts obligataires sont exprimées « pied de coupon ».

Les justes valeurs des différents instruments financiers dérivés détenus par le Groupe sont détaillées ci-après (note 26).

Note 26. 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		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
OPÉRATIONS COMMERCIALES						
Dérivés matières	0	1 740	**1 740**	0	1 708	**1 708**
Sous-total		**1 740**	**1 740**		**1 708**	**1 708**
OPÉRATIONS FINANCIÈRES						
Dérivés de taux	0	16	16	15	17	32
Dérivés sur titres	0				61	61
Sous-total		**16**	**16**	**15**	**78**	**93**
TOTAL INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS		**1 756**	**1 756**	**15**	**1 786**	**1 801**
Opérations commerciales	0			0	53	53
Opérations financières	0	0	0	0	0	0
TOTAL COMPOSANTES COUVERTES DES ENGAGEMENTS					**53**	**53**

L'information quantitative sur les instruments financiers dérivés est divisée en deux parties, les opérations à caractère commercial d'une part et les opérations à caractère financier d'autre part.

Note 26.a. Informations quantitatives sur les opérations commerciales

En millions d'euros	Juste valeur		
	Actif	**Passif**	**Notionnel**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE MATIÈRES			
Options et swaptions			
POSITION ACHETEUR :			
Couverture			
Gaz naturel			
Pétrole			
Électricité			
S/T couverture			
Hors couverture			
Gaz naturel	23		150
Pétrole	2		45
Électricité	3		44
S/T hors couverture	28		239
Sous-total position acheteur	**28**		**239**
POSITION VENDEUR :			
Couverture			
Gaz naturel			
Pétrole			
Électricité			
S/T couverture			
Hors couverture			
Gaz naturel		28	287
Pétrole		4	21
Électricité		2	17
S/T hors couverture		34	325
Sous-total position vendeur		**34**	**325**
TOTAL OPTIONS ET SWAPTIONS	**28**	**34**	**564**

En millions d'euros	Juste valeur		
	Actif	**Passif**	**Notionnel**
SWAPS ET CONTRATS À TERME			
POSITION ACHETEUR :			
Couverture			
Gaz naturel	7	3	57
Pétrole	241	24	1 817
Électricité			
S/T couverture	248	27	1 874
Hors couverture			
Pétrole	668	41	2 247
Électricité	319		893
S/T hors couverture	1 413	51	4 704
Sous-total position acheteur	**1 661**	**78**	**6 578**
POSITION VENDEUR :			
Couverture			
Gaz naturel	1	63	136
Pétrole	19	173	1 006
Électricité			
S/T couverture	20	236	1 142
Hors couverture			
Gaz naturel	4	828	1 792
Pétrole	27	186	1 431
Électricité		346	874
S/T hors couverture	31	1 360	4 097
Sous-total position vendeur	**51**	**1 596**	**5 239**
Total swaps et contrats à terme	**1 712**	**1 674**	**11 817**
Total dérivés de matières	**1 740**	**1 708**	**12 381**
TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS RELATIFS AUX OPÉRATIONS COMMERCIALES	**1 740**	**1 708**	**12 381**

Le Groupe développe la fourniture de produits « d'ingénierie de prix » destinés :

- à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque « prix ». Les opérations concernent les swaps visant à fixer au moment de leur mise en œuvre, un cours à l'achat ou à la vente d'une quantité de matière définie pour une date future. Ils visent notamment à sécuriser et garantir la marge liée à une action commerciale, quelle que soit l'évolution du prix de la matière à terme. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds de matière (calls) et éventuellement des prix planchers (puts).

  Par ailleurs, des opérations dites de « créations d'indices » sont initiées afin de rééquilibrer l'indexation du portefeuille d'approvisionnement sur des indices Zeebrugge et NBP pour couvrir des ventes potentielles futures sur ces marchés. Dans le cadre de son activité de trading, le Groupe a également souscrit des achats et vente à terme d'électricité ;

- à valoriser une partie des flexibilités des contrats d'approvisionnement (via la filiale Gaselys). Gaz de France S.A. développe alors une activité visant à valoriser les possibilités « d'arbitrage » contenues dans ses contrats de gaz. Ces opérations d'arbitrage visent à optimiser le coût de la ressource.

Note 26.b. Informations quantitatives sur les opérations financières

En millions d'euros	Juste valeur		
	Actif	**Passif**	**Notionnel**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE			
Change à terme			
Position acheteur :			
Couverture			
Hors couverture			
Sous-total position acheteur			
Position vendeur :			
Couverture	N/S*		12
Hors couverture		N/S*	1
Sous-total position vendeur			**13**
Total change à terme			**13**
Total dérivés de change			**13**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX			
Swaps de taux			
Taux fixe payeur/taux variable receveur			
Couverture		15	606
Hors couverture			
Sous-total taux fixe payeur/taux variable receveur		**15**	**606**
Taux fixe receveur/taux variable payeur			
Couverture			
Hors couverture	16	16	184
Sous-total taux fixe receveur/taux variable payeur	**16**	**16**	**184**
Taux variable vers taux variable			
Couverture			
Hors couverture		1	58
Sous-total Taux variable vers taux variable		**1**	**58**
Total swaps de taux	**16**	**32**	**848**
Total dérivés de taux	**16**	**32**	**848**
Instruments dérivés sur titres		61	110
TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS RELATIFS AUX OPÉRATIONS FINANCIÈRES	**16**	**93**	**971**

(*) *NS : non significatif.*

Les swaps payeur taux fixe/receveur taux variable (- 15 millions d'euros) correspondent à des opérations éligibles à la comptabilité de couverture. Les filiales exposées à un risque de taux se couvrent contre les variations défavorables des taux d'intérêt sur emprunts bancaires.

Les swaps receveur taux fixe/payeur taux variable (16 millions d'euros en juste valeur à l'actif et au passif) ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture.

Gaz de France a conclu une opération de couverture de valeur de ses titres Technip le 16 décembre 2004. Gaz de France a acheté à un établissement financier des options de vente de titres et lui a vendu concomitamment un nombre identique d'options d'achat. La maturité de ces options est de 6 à 12 mois et leur valeur nominale à fin décembre 2005 est de 110 millions d'euros.

Gaz de France a transféré ses titres à la banque par un contrat de pension livrée mais garde la faculté de les récupérer à tout moment sur simple demande.

Note 26.c. Instruments financiers dérivés – Échéances et devises

La ventilation des instruments financiers dérivés par échéance et par devise est la suivante :

En millions d'euros	Montant du notionnel						
	Total	< 1 an	1 – 2 ans	2 – 3 ans	3 – 4 ans	4 – 5 ans	> 5 ans
OPÉRATIONS COMMERCIALES							
Instruments dérivés matières							
Gaz naturel							
Dollar américain	349	346	2	1			
Livres sterling	2 603	1 632	684	220	64	3	
Euro	1 035	678	150	119	88		
Sous-total Gaz naturel	**3 987**	**2 656**	**836**	**340**	**152**	**3**	
Pétrole							
Dollar américain	1 576	1 124	337	105	10		
Livres sterling							
Euro	4 991	3 727	1 035	158	71		
Sous-total Pétrole	**6 567**	**4 851**	**1 372**	**263**	**81**		
Électricité							
Dollar américain							
Livres sterling	572	374	194	4			
Euro	1 255	828	370	57			
Sous-total Électricité	**1 827**	**1 202**	**564**	**61**			
TOTAL DÉRIVÉS MATIÈRES	**12 381**	**8 709**	**2 772**	**664**	**233**	**3**	**-**
TOTAL OPÉRATIONS COMMERCIALES	**12 381**	**8 709**	**2 772**	**664**	**233**	**3**	**-**
OPÉRATIONS FINANCIÈRES							
Instruments dérivés de change							
Change à terme							
Dollar américain	1	1					
Livres sterling	12	12					
Euro							
Sous-total Change à terme	**13**	**13**					
TOTAL DÉRIVÉS DE CHANGE	**13**	**13**					
Instruments dérivés de taux							
Swaps de taux d'intérêts							
Dollar américain	152	26	27	29	29	41	
Livres sterling	32	2	2	2	2	2	22
Euro	606	103	64	44	26	9	360
Autres	**58**	**36**			**22**		
Sous-total Swaps de taux d'intérêts	**848**	**167**	**93**	**75**	**79**	**52**	**382**
TOTAL DÉRIVÉS DE TAUX	**848**	**167**	**93**	**75**	**79**	**52**	**382**
Instruments dérivés sur titres	**110**	**110**					
TOTAL OPÉRATIONS FINANCIÈRES	**971**	**290**	**93**	**75**	**79**	**52**	**382**

Note 27.Informations sur les risques

Note 27.a. Risque de Change et de Taux

Gaz de France a fait le choix d'une gestion centralisée des risques au niveau de la tête de Groupe. Celle-ci doit permettre la mise en œuvre d'une politique assurant *in fine* une identification, une maîtrise globale des risques et leur reporting. Dans ce cadre, la gestion des risques financiers, et en particulier des risques de taux et de change, a été confiée à la direction financière qui pilote les comités transverses mensuels, dédiés aux risques financiers : le comité taux et change et le comité crédit.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, le Groupe utilise des contrats d'achat ou de vente à terme de devises pour couvrir ses achats de gaz, ses investissements corporels et ses activités de financement

Dénouement de la position en dollars américains

Gaz de France a constitué en 2002 une position emprunteuse de 973 millions de dollars américains gérée alternativement, en fonction notamment des conditions de marché et de la position de trésorerie centralisée, par de la dette pure ou de la dette synthétique (recours à des instruments financiers à terme).

La décision a été prise de dénouer cette position, pour plusieurs raisons : évolution à la baisse du sous-jacent couvert, souci de maîtriser le risque de volatilité et niveau du cours de l'EUR/USD. En conséquence, la position a été réduite à 523 millions de dollars américains en 2004, puis intégralement dénouée en 2005.

Risque de Change sur activités de financement

En millions d'euros	31 décembre 2005	Échéancier					
	Valeur au bilan	< 1 an	1 – 2 ans	2 – 3 ans	3 – 4 ans	4 – 5 ans	> 5 ans
DETTES FINANCIÈRES EXPOSÉES							
USD	342	99	54	56	56	44	33
JPY	58	36			22		
GBP	36	3	3	3	3	3	21
Autres	44	25	7	6	6		
Total dettes financières exposées	**480**	**163**	**64**	**65**	**87**	**47**	**54**
ENGAGEMENTS FERMES D'ACHAT ET DE VENTE À TERME DE DEVISES							
Couverture de gestion :							
Position acheteur	(58)	(36)			(22)		
JPY							
Total des positions sur engagements fermes	**(58)**	**(36)**			**(22)**		
POSITION NETTE AU 31.12.2005	**422**	**127**	**64**	**65**	**65**	**47**	**54**

Risque de Taux sur activités de financement

Le tableau ci-après présente la position nette avant et après gestion du risque de taux pour les dettes financières.

En millions d'euros	31 décembre 2005	Échéancier					
	Valeur au bilan (juste valeur)	< 1 an	1 – 2 ans	2 – 3 ans	3 – 4 ans	4 – 5 ans	> 5 ans
Dettes financières exposées :	**4 489**	**1 165**	**238**	**228**	**171**	**201**	**2 486**
Dont dettes financières à taux fixe exposées	2 891						
Dont dettes financières à taux variable exposées	1 598						

	Taux fixe moyen*	31 décembre 2005 Notionnels	Montants notionnels des contrats par date d'échéance < 1 an	1 – 2 ans	2 – 3 ans	3 – 4 ans	4 – 5 ans	> 5 ans
COUVERTURE « DE GESTION » JPY								
Swaps de taux d'intérêt taux variable EUR payé/variable JPY reçu		58	36			22		
COUVERTURES DE TAUX SUR DETTES FINANCIÈRES EXPOSÉES								
Swaps de taux d'intérêt Taux fixe payé/variable reçu	6,8 %	184	28	29	31	31	43	22
Total couvertures de taux		**184**	**28**	**29**	**31**	**31**	**43**	**22**
POSITION NETTE AU 31.12.2005		**4 305**	**1 137**	**209**	**197**	**140**	**158**	**2 464**

(*) *Le taux moyen pour les swaps de taux représente le taux fixe moyen garanti.*

Le Groupe a souscrit des swaps de taux pour convertir des emprunts à moyen et long terme de taux variable à taux fixe. Les emprunts couverts s'élèvent à 184 millions d'euros au 31 décembre 2005.

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 7 millions d'euros au 31 décembre 2005. Le nominal des swaps de taux correspondants, inscrits au bilan, s'établit à 331 millions d'euros : 169 millions d'euros de swaps payeurs taux variable/receveurs taux fixe, et 162 millions d'euros de swaps payeurs taux fixe/receveurs taux variable.

Les filiales du secteur financier couvrent le risque de taux sur leurs actifs (émis à taux fixe) par des swaps de taux qui leur permettent de se refinancer à taux fixe (notionnel de 246 millions d'euros au 31 décembre).

Enfin, les placements privés en yen font l'objet d'un cross currency swap euro/yen contre Euribor 3m qui, s'il n'est pas éligible à la comptabilité de couverture au sens des normes IFRS, constitue néanmoins une couverture de gestion.

Note 27.b. Risques de liquidité

Le Groupe assure sa liquidité quotidienne grâce à un programme de billets de trésorerie d'un montant maximal de 1,25 milliard d'euros et des programmes de papier commercial d'un montant maximal de 1 milliard de dollars américains, inutilisés en fin d'année 2005. Depuis janvier 2005, Gaz de France a accès aux marchés de l'US Commercial Paper et de l'Euro Commercial Paper à travers un programme dit « global », dans la limite de l'encours cumulé maximal de 1 milliard de dollars américains, qui permet une utilisation des fonds non seulement pour les besoins de trésorerie courants mais aussi en relais en cas d'opérations de croissance externe.

Le 18 février 2005, Gaz de France a signé un nouveau crédit syndiqué en remplacement de celui de 2002, d'un montant de 3 milliards d'euros à échéance février 2012, entièrement non tiré au 31 décembre 2005.

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 » automatisé.

Note 27.c. Risque de crédit

Le risque de crédit ou risque de contrepartie du Groupe est piloté par le comité crédit. Il correspond à la perte que le Groupe aurait à supporter en cas de défaillance d'une contrepartie entraînant le non-respect de ses obligations contractuelles vis-à-vis de Gaz de France. La politique du Groupe sur ce point consiste en une diversification systématique de son portefeuille de contreparties d'une part, et en un suivi de la situation financière de ses contreparties les plus importantes d'autre part. Ce suivi permet en effet d'assurer la réactivité suffisante pour gérer, en temps réel, ce risque et minimiser les impacts de la défaillance de contreparties importantes du Groupe en utilisant des outils juridiques appropriés (clause de « netting » de paiement, conditions de facturation, émission de garanties bancaires ou maison mère, autres sûretés...).

Les contreparties bancaires avec lesquelles traite le Groupe doivent disposer d'une notation attribuée par Standard & Poor's ou Moody's a minima égale à respectivement A-/A3 pour le long terme et égale à la meilleure note pour le court terme, sauf cas particulier dûment autorisé par le directeur financier.

Les contreparties clients et fournisseurs font l'objet d'une attention croissante. Le cadre de gouvernance mis en place est fondé sur le suivi régulier (révision annuelle a minima) de la situation financière des grands clients. Il vise d'une part à prévenir (exigences de sûretés ou autres conditions restrictives pour traiter avec la contrepartie) et d'autre part à valoriser ce risque dans le cadre de la tarification proposée aux grands clients.

Les contreparties de « trading » font de plus l'objet d'une analyse spécifique en comité risques Gaselys auquel siègent des représentants Risques des deux maisons mères, Gaz de France et la Société Générale. Le portefeuille de contreparties de Gaselys affiche une notation moyenne très satisfaisante avec plus de 80 % du risque de contrepartie présentant un profil financier assimilable à un « rating » long terme supérieur à A-/A3 chez S&P/Moody's.

6. Autres informations

Note 28. Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

Note 28.1.Engagements de retraite envers le personnel de Gaz de France, GRTgaz et DK6

Le régime de retraites des entreprises des Industries Électriques et Gazières (« IEG ») est un régime spécial de sécurité sociale spécial, légal et obligatoire. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le Statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

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 divers textes d'application, a apporté des modifications importantes quant au fonctionnement et au financement de ce régime de retraites.

1. La réforme du régime des retraites des Industries Électriques et Gazières (IEG)

1.1 La Caisse nationale des industries électriques et gazières (« CNIEG »)

À compter du 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse nationale des industries électriques et gazières (« CNIEG »). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie. Les personnels salariés et retraités des IEG sont, à compter du 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse.

1.2. Les conventions d'adossement financier avec les régimes de droit commun (« RDC »)

Des conventions financières sont mises en place entre la CNIEG et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO) conduisant, dans le cadre d'un principe de neutralité financière pour l'ensemble des assurés sociaux, à un adossement financier de la CNIEG à ces régimes de droit commun. Les conditions et modalités selon lesquelles la CNIEG verse à ces régimes les cotisations de retraites et, en contrepartie, selon lesquelles ces mêmes régimes versent à la CNIEG les prestations de retraites sont calquées sur les conditions et modalités qui seraient applicables si les personnels affiliés à la CNIEG relevaient respectivement du régime général de sécurité sociale ou des régimes de retraites complémentaires concernés.

Conformément au principe de neutralité financière, ces conventions déterminent également les montants et modalités de paiement des contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires destinées à couvrir les charges permanentes ainsi que les charges de trésorerie résultant de l'évaluation à la date de la réforme de la situation démographique, financière et économique respective de ces régimes et du régime des IEG ainsi que du niveau et de la structure des rémunérations respectifs de leurs affiliés.

Le montant de la contribution exceptionnelle due à la CNAV s'élevait à 7 649 millions d'euros pour l'ensemble de la branche. 40 % de cette somme, soit 3 060 millions d'euros, ont été versés au cours du premier semestre 2005 ; la quote-part du groupe Gaz de France, correspondant à 249 millions d'euros, a été financée par prélèvement sur les actifs de couverture (Note 28.4.C). Le solde de cette contribution exceptionnelle, payé sur 20 ans à compter de 2005 sera financé par les contributions tarifaires perçues sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (cf. 1.4).

Le montant de la contribution exceptionnelle due au titre des régimes de retraites complémentaires est destiné à couvrir les réserves et le fonds de gestion de ces régimes. Il s'élève à 798 millions d'euros pour l'ensemble de la branche. 90 % de ce montant, soit 718 millions d'euros correspondant à 123 millions d'euros pour le groupe Gaz de France, ont été versés au cours du premier semestre 2005, par prélèvement sur les actifs de couverture (Note 28.4.C), le solde sera versé en 2006.

Une clause de revoyure unique a été intégrée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires (AGIRC et ARRCO). Elle interviendra en 2010 et portera sur l'évolution de la masse salariale effective des IEG sur la période 2005 – 2010. Elle pourrait conduire soit à une majoration des droits repris par ces régimes de droit commun, soit au versement par la CNIEG d'une contribution plafonnée à 918 millions d'euros. À fin 2005, compte tenu de la clause de revalorisation, ces 918 millions d'euros correspondent à 30 millions d'euros pour Gaz de France.

1.3. Les droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG

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.

La loi du 9 août 2004 précitée et ses décrets d'application répartissent 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 »).

1.4. La contribution tarifaire d'acheminement sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (« CTA »)

La loi du 9 août a institué au profit de la CNIEG une contribution tarifaire sur chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (« CTA »). Chaque CTA finance les droits spécifiques passés régulés qui lui sont propres. Le décret 2005-322 du 5 avril 2005 a fixé les parts afférentes aux activités de transport et de distribution de

Gaz de France à respectivement 2,69 % et 11,18 % des engagements de retraite « droits spécifiques passés » de l'ensemble des entreprises des IEG.

Elle finance également sa part respective de la contribution exceptionnelle définie dans la convention avec la CNAV et, le cas échéant, de la contribution exceptionnelle relative à la clause de revoyure intégrée aux conventions avec les régimes de retraites complémentaires.

Les taux de contribution tarifaire sont périodiquement fixés par les ministres chargés de l'énergie, du budget et de la sécurité sociale après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Ces contributions tarifaires qui seront pour l'essentiel collectées par les fournisseurs de gaz et d'électricité s'accompagnent d'une diminution des tarifs d'acheminement du gaz et de l'électricité, afin d'assurer globalement la neutralité tarifaire TTC pour les clients finals.

1.5. Les droits spécifiques passés non financés par la CTA

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 engagements de retraite indiqués au paragraphe 4 ci-dessous comprennent l'intégralité des droits spécifiques passés non régulés alloués à Gaz de France.

1.6. Les droits spécifiques du régime constitués à compter du 1er janvier 2005

Les droits spécifiques du régime constitués à compter du 1er 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. Le poids relatif du groupe Gaz de France au sein des IEG est de 16,76 % sur la base des masses salariales 2005 estimées de l'ensemble des entreprises des IEG.

Les engagements de retraite indiqués au paragraphe 4 ci-dessous comprennent l'intégralité des droits spécifiques futurs alloués à Gaz de France.

1.7. La garantie de l'État

Concernant les droits spécifiques passés, la CNIEG bénéficie en dernier recours d'une garantie de l'État.

1.8. Les obligations financières de Gaz de France à compter du 1er janvier 2005

En application de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, à compter du 1er janvier 2005, les obligations financières de Gaz de France sont les suivantes :

- verser à la CNIEG sa quote-part des cotisations dues aux régimes de retraites de droit commun, cotisations que la CNIEG reverse à la CNAV, l'AGIRC et l'ARRCO ;
- verser à la CNIEG sa contribution au financement des prestations servies excédant les droits relevant des régimes de droit commun et non financées par la contribution tarifaire ;
- verser à la CNIEG sa quote-part des contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires dues à la CNAV, à l'AGIRC et à l'ARRCO et non financée par la CTA ;
- verser à la CNIEG sa quote-part des dépenses de gestion administrative de cette dernière ainsi que des charges de compensation avec les autres régimes légaux de retraite et des prestations relatives aux risques invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- en tant que fournisseur de gaz et d'électricité (et le cas échéant d'acheminеur de gaz), collecter et reverser à la CNIEG les contributions tarifaires.

2. Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements sont déterminés selon une méthode actuarielle, appliquée à l'ensemble du personnel relevant des Industries Électriques et Gazières.

Cette méthode, dite des unités de crédit projetées, repose sur des lois de projection portant notamment sur :

- les salaires de fin de carrière ; leur évaluation intègre l'ancienneté des agents, leur niveau de salaire et leur progression de carrière ;
- les âges de départ à la retraite, déterminés en fonction de critères caractéristiques des agents des IEG (service actif, nombre d'enfants pour les femmes) ;
- l'évolution des effectifs de retraités, dont l'estimation repose sur la table de survie prospective établie par l'INSEE et sur un taux de rotation résultant de l'observation statistique du comportement des agents des IEG ;
- les reversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- ils sont évalués sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- ils sont déterminés pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG.
- ils comprennent les contributions aux frais de gestion de la CNIEG.

Le taux d'actualisation nominal utilisé au 31 décembre 2005 est un taux de 4,25 % contre 4,5 % au 31 décembre 2004.

3. Synthèse des engagements

Au 31 décembre 2004, est provisionnée l'intégralité des engagements de retraites post-réforme, déclarés en engagements hors bilan en référentiel français, ainsi que la quote-part de Gaz de France dans les frais de gestion de la CNIEG et un ajustement au titre des départs dérogatoires soit un total de 1 784 millions d'euros.

Le tableau 4.B. explique la variation des engagements pré-réforme entre le 1er janvier 2004 (13 064 millions d'euros) et le 31 décembre 2005 (1 562 millions d'euros) ainsi que les effets de la réforme. En application de la loi du 9 août 2004, les effets de la réforme (11 817 millions d'euros) ont été comptabilisés en capitaux propres (tableau 4.D).

L'évolution du montant de l'engagement au cours de l'année 2005 est principalement liée au paiement des contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires à l'ARRCO-AGIRC (123 millions d'euros) et à la CNAV (249 millions d'euros).

L'entreprise a constitué des actifs de couverture dont la juste valeur au 31 décembre 2005 est de 1 702 millions d'euros (tableau 4.C). Il en résulte un actif net inscrit au bilan de 159 millions d'euros au titre de la couverture des engagements de retraite (tableau 4.F).

Historiquement Gaz de France a externalisé la couverture de ses passifs retraites et IFC au moyen de contrats d'assurance, la gestion des fonds ayant été confiée à des sociétés de gestion d'actifs.

Ces fonds diversifiés sont caractérisés par une gestion active en référence à des indices composites, adaptés à l'horizon long terme des passifs, et prenant en compte les obligations gouvernementales de la zone euro ainsi que les actions des plus grandes valeurs de la zone euro et hors zone euro.

Dans la perspective de la réforme des retraites et de ses conséquences, les versements de fin 2002 à fin 2004 ont été réalisés sur des fonds monétaires.

4. Tableaux détaillés

4.A. Principales hypothèses actuarielles

Retraites maison mère, GRTgaz et DK6	31.12.2005	31.12.2004
Taux d'actualisation	4,25 %	4,5 %
Taux de rendement annuel escompté des actifs de couverture	4,7 %	4,7 %

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.

En 2005, il a été tenu compte du paiement des contributions exceptionnelles dans la mesure où celui-ci venait affecter la composition du portefeuille, ce paiement ayant été prélevé sur les fonds monétaires.

4.B. Variation de la valeur actualisée de l'obligation

En millions d'euros	31.12.2005 Post-réforme	31.12.2004 Post-réforme	31.12.2004 Pré-réforme
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	**1 784**		**13 064**
Coût des services rendus de la période	+ 113		+ 202
Charges d'intérêt sur obligation	+ 68		+ 666
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	+ 72		+ 1 521
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	- 103		- 470
Contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires	- 372		
Valeur actualisée de l'engagement Retraite à la clôture	**1 562**		**14 983**
Réforme des retraites			
Adossement CNAV		- 5 738	
Adossement AGIRC/ARRCO		- 3 086	
CTA		- 5 182	
Autres		+ 391	
Contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires dues :			
à la CNAV		+ 249	
à l'AGIRC et à l'ARRCO		+ 137	
Montant plafond au titre de la clause de revoyure (AGIRC et ARRCO)		+ 30	
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture		**1 784**	

4.C. Variation de la juste valeur des actifs du régime

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	**1 827**	**1 588**
Rendement attendu des actifs	+ 86	+ 74
Primes nettes de frais de gestion	+ 112	+ 210
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	+ 84	+ 12
Prestations payées par les actifs de couverture	- 35	- 57
Contributions exceptionnelles CNAV, AGIRC, ARRCO	- 372	
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	**1 702**	**1 827**

Information relative au rendement des actifs

	2005	2004
Rendement réel des actifs de couverture	9,3 %	5,4 %

Pour l'essentiel, la progression constatée sur la juste valeur des actifs est due à un excellent comportement des marchés financiers et du portefeuille d'actifs pour lequel il est observé un rendement de 9,3 % en 2005, largement supérieur au taux de rendement attendu initialement (4,7 %)

4.D. Détermination des montants comptabilisés au bilan et au compte de résultat

En millions d'euros 31.12.2004	Passifs (1)	Actifs (2)	Actifs Passifs nets (1 – 2)
À l'ouverture préréforme	**13 064**	**1 588**	**11 476**
Charges ou produits de la période	868	74	+ 794
Cotisations versées aux fonds pour la part des régimes financés		210	- 210
Prestations versées pour la part des régimes non financés	(470)	(57)	- 413
Écarts actuariels	139	12	+ 127
Effet de la réforme	(11 817)		- 11 817
À la clôture post-réforme	**1 784**	**1 827**	**- 43**

En millions d'euros 31.12.2005	Passifs (1)	Actifs (2)	Actifs Passifs nets (1 – 2)
À l'ouverture	**1 784**	**1 827**	**- 43**
Charges ou produits de la période	+ 181	+ 86	+ 95
Cotisations versées aux fonds pour la part des régimes financés	-	+ 112	- 112
Écarts actuariels	+ 72	+ 84	- 12
Prestations versées pour la part des régimes non financés	- 103	- 35	- 68
Contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires	- 372	- 372	-
À la clôture post-réforme	**1 562**	**1 702**	**- 140**

4.E. Composante de la charge annuelle

En millions d'euros Composante de la charge de la période	31.12.2005 Post-réforme	31.12.2004 Pré-réforme
Coût des services rendus de la période	+ 113	+ 202
Charges d'intérêt sur obligation	+ 68	+ 666
Rendement attendu des actifs de couverture	- 86	- 74
CHARGE TOTALE DE LA PÉRIODE	**+ 95**	**+ 794**

La charge annuelle totale pour l'exercice 2004 est une charge calculée sur la base de l'engagement de l'entreprise avant la mise en place de la réforme du financement du régime de retraites des entreprises des Industries Électriques et Gazières. Les tableaux en partie E – Éléments pro forma de compte de résultat 2004 post-réforme du financement des retraites – fournissent les montants des charges et des produits de l'exercice 2004 pro forma post-réforme.

Le coût des services rendus est une charge opérationnelle incluse dans les charges de personnel. La charge d'intérêt sur obligation (correspondant à la désactualisation de l'engagement), de même que le rendement attendu des actifs de couverture figurent en Autres produits et charges financiers.

4. F. Rapprochement des actifs et passifs comptabilisés

En millions d'euros	31.12.2005 Post-réforme	31.12.2004 Post-réforme
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture totalement ou partiellement financée	1 562	1 724
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture non financée	-	60
Juste valeur des actifs de couverture	(1 702)	(1 827)
TOTAL	**(140)**	**(43)**
Montant de la provision reconnue au passif	19	60
Montant reconnu à l'actif	(159)	(103)

Note 28.2. Autres engagements envers le personnel

2.1. Autres engagements postérieurs à l'emploi et engagements long terme envers le personnel de Gaz de France S.A. et GRTgaz

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,
  - la couverture maladie,
  - 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 complément de solidarité.

Le taux d'actualisation utilisé pour le calcul des engagements diffère selon la maturité des engagements. Les avantages postérieurs à l'emploi, à l'exception des engagements relatifs aux indemnités de fin de carrière et aux congés exceptionnels de fin de carrière ont été évalués sur la base d'un taux d'actualisation nominal de 4,25 %, les autres engagements ont été évalués sur la base d'un taux d'actualisation nominal de 4 %.

2.1.1. 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.

Au 31 décembre 2005, les engagements au titre des rentes accidents du travail et de maladies professionnelles sont évalués à 169 millions d'euros (165 millions d'euros au 31 décembre 2004, y compris frais de gestion).

2.1.2. L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) 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.

À 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.

Au 31 décembre 2005, les engagements au titre de l'avantage énergie sont évalués à 527 millions d'euros (447 millions d'euros au 31 décembre 2004).

2.1.3. Couverture 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 ;
- des prestations complémentaires.

Avant la réforme décrite ci-après, les entreprises de la branche contribuaient au financement de ce régime à parité avec les assurés, tant pour les personnels actifs que pour les retraités.

Des dispositions réglementaires ont été prises en février 2005 pour adapter le financement du régime, conduisant à :

- la création de deux sections comptables (actifs/retraités), équilibrées de manière séparée, avec maintien de la solidarité des salariés actifs envers les retraités, grâce à une cotisation spécifique, acquittée par les seuls salariés et dont le taux est figé ;
- la suppression de toute participation des entreprises au financement de la section des retraités ; les employeurs supportent désormais 65 % des cotisations destinées au financement des charges maladie des agents en activité.

Au 31 décembre 2004, les caractéristiques du régime auraient nécessité un calcul des engagements sur la base des prestations servies. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, cet engagement n'a pu être évalué.

Du fait de la réforme du financement du régime, l'entreprise n'avait plus d'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi à la date d'arrêté des comptes 2004 par le conseil d'administration.

2.1.4. 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 ».

Au 31 décembre 2005, les engagements au titre des indemnités de fin de carrière sont évalués à 123 millions d'euros (105 millions d'euros au 31 décembre 2004) et sont couverts en quasi-totalité par des contrats d'assurance.

2.2. Engagements envers le personnel des filiales

Description des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Les principaux régimes d'avantages postérieurs à l'emploi et autres régimes long terme dans les filiales françaises et étrangères du Groupe sont les suivants :

En France, outre les régimes d'indemnités de fin de carrière décrits dans les différentes conventions collectives applicables par les filiales, il existe pour une filiale un régime de retraite à prestations définies servant une pension basée sur le salaire de fin de carrière et sur l'ancienneté du salarié dans la société.

En Allemagne, les différentes filiales ont mis en place tout ou partie des régimes suivants : régimes de retraite à prestations définies, régimes de pré-retraites, gratifications pour ancienneté, avantages en nature et promesses individuelles de retraite.

Le personnel des filiales du Groupe aux Pays-Bas et en Norvège bénéficie d'un régime de retraite à prestations définies.

En Italie, les salariés ont droit au TFR (Trattamento di Fine Rapporto), lorsque leur contrat de travail prend fin, notamment en cas de départ à la retraite.

En Slovaquie, les filiales ont mis en place à la fois un régime d'indemnité de fin de carrière et un régime de gratifications pour ancienneté dans l'entreprise.

En Roumanie, la filiale a mis en place à la fois un régime d'indemnités de fin de carrière, un régime décès et un régime invalidité.

En Belgique, la filiale a mis en place un régime de pré-retraite, un régime de retraite à prestations définies, un régime de gratifications pour ancienneté dans l'entreprise, une couverture maladie pour les retraités et un plan de réduction tarifaire pour les retraités.

Évaluation des engagements de retraite et autres avantages long terme

Les engagements de passif social relatifs à ces différents régimes ont été évalués par différents cabinets d'actuaires indépendants selon les pays sur la base des méthodes et principes décrits dans la norme IAS 19.

Fonds externalisés

Certaines filiales, notamment aux Pays-Bas et en Norvège couvrent leurs engagements de retraite à prestations définies par des fonds externalisés auprès d'assureurs. Il en est de même pour certains régimes de retraites et d'indemnités de fin de carrière dans les filiales en France.

Ces fonds sont alimentés par des cotisations versées par l'entreprise et, dans certains cas, par les salariés.

2.3. Tableaux détaillés

2.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.

	31.12.2005	31.12.2004
Taux d'actualisation Zone euro	4,25 % ou 4 % suivant les risques	4,5 %
Taux de rendement escompté des actifs de couverture	Entre 4 % et 6 % suivant les pays	Entre 4 % et 6 % suivant les pays

2.B. Variation de la valeur actualisée de l'obligation

	Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages long terme		Total	
En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	**902**	**771**	**250**	**212**	**1 152**	**983**
Coût des services rendus de la période	46	16	21	60	67	76
Charges d'intérêt sur obligation	40	39	9	13	49	52
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	70	111		3	70	114
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(48)	(35)	(23)	(38)	(71)	(73)
Variation de périmètre	24	-	4	-	28	-
Liquidation	(76)				(76)	
Autres	17	-	(4)	-	13	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	**975**	**902**	**257**	**250**	**1 232**	**1 152**

2.C. Variation de la juste valeur des actifs du régime

En millions d'euros **Autres avantages postérieurs à l'emploi**	31.12.2005	31.12.2004
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	**154**	**143**
Rendement attendu des actifs	5	8
Primes nettes de frais de gestion		12
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	10	5
Prestations payées par les actifs de couverture	(5)	(14)
Autres	(2)	-
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	**162**	**154**

Information relative au rendement des actifs

	2005	2004
Rendement réel des actifs de couverture	9,7 %	Entre 4 % et 9 % suivant les pays

2.D. Détermination des montants comptabilisés au bilan et au compte de résultat

En millions d'euros 31.12.2004	Passifs (1)	Actifs (2)	Actifs Passifs nets (1 – 2)
À l'ouverture	**983**	**143**	**840**
Charges ou produits de la période	128	8	120
Cotisations versées aux fonds pour la part des régimes financés		12	(12)
Prestations versées pour la part des régimes non financés	(73)	(14)	(59)
Écarts actuariels	114	5	(109)
À la clôture	**1 152**	**154**	**998**

En millions d'euros 31.12.2005	Passifs (1)	Actifs (2)	Actifs Passifs nets (1 – 2)
À l'ouverture	**1 152**	**154**	**998**
Charges ou produits de la période	40	5	35
Cotisations versées aux fonds pour la part des régimes financés			
Prestations versées pour la part des régimes non financés	(71)	(5)	(66)
Écarts actuariels	70	10	60
Autres	41	(2)	43
À la clôture	**1 232**	**162**	**1 070**

2.E. Composante de la charge de la période

	Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages long terme		Total	
En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004
Coût des services rendus de la période	46	16	21	60	67	76
Charges d'intérêt sur obligation	40	39	9	13	49	52
Liquidation	(76)	-	-	-	(76)	
Rendement attendu des actifs de couverture	(5)	(8)		-	(5)	(8)
COÛT DES RÉGIMES À PRESTATIONS DÉFINIES	**5**	**47**	**30**	**73**	**35**	**120**

2.F. Rapprochement des actifs et passifs comptabilisés

	Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages long terme		Total	
En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture totalement ou partiellement financée	179	159		-	179	159
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture non financée	796	743	257	250	1 053	993
Juste valeur des actifs de couverture	(162)	(154)		-	(162)	(154)
MONTANT DE LA PROVISION	**813**	**748**	**257**	**250**	**1 070**	**998**

Note 28.3. Rapprochement avec les montants de provision au bilan

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
Provision au titre des retraites	19	60
Provision au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi et des avantages long terme	1 070	998
Autres		9
MONTANT DE LA PROVISION	**1 089**	**1 067**

Note 29. Engagements consolidés

Note 29.a. Engagements à caractère financier

Note 29.a.1. Engagements sur titres

Le Groupe a conclu des options croisées d'achat et vente de titres avec les actionnaires actuels de deux sociétés italiennes de distribution (Arcalgas et Italcogim). Elles sont exerçables jusqu'en 2007 pour un montant total de 0,4 milliard d'euros.

Les autres options d'achat de titres représentent 252 millions d'euros et les options de vente de titres 84 millions d'euros.

Le Groupe s'est engagé à souscrire à de futures augmentations de capital à hauteur de 22 millions d'euros.

Note 29.a.2. Autres engagements à caractère financier

Les engagements donnés aux banques, par Gaz de France et par les filiales consolidées par intégration, en garantie d'emprunts contractés par des filiales consolidées par intégration, sont éliminés des engagements consolidés.

En millions d'euros	31.12.2005	Dont part à moins d'un an	Dont part d'un à cinq ans	Dont part à plus de cinq ans	31.12.2004
ENGAGEMENTS DONNÉS :					
Lignes de crédit	3 360	353	1	3 006	2 383
Avals, cautions et garanties données	341	73	230	38	285
Cautions de contre-garantie sur marchés	25		25		21
Nantissements hypothèques et sûretés réelles	9	1	8		
Garantie de bonne fin	307*	49	239	19	62
Autres engagements donnés	9	2	7		
TOTAL	**4 051**	**478**	**510**	**3 063**	**2 751**
ENGAGEMENTS REÇUS :					
Lignes de crédit	3 424	418	0	3 006	2 385
Avals, cautions et garanties reçues	166	44	105	17	319
Cautions de contre-garantie sur marchés					1
Garantie de bonne fin	143	5	131	7	378
Autres engagements reçus	2	1	1		6
TOTAL	**3 735**	**468**	**237**	**3 030**	**3 089**

(*) *Cofathec a enregistré, au 31 décembre 2005, 200 millions d'euros relatifs à des garanties sur travaux accordées aux clients.*

Gaz de France dispose depuis août 2002 d'une ligne de crédit revolving de 2 milliards d'euros. Ce montant a été porté à 3 milliards d'euros à compter de février 2005 et son échéance est 2012.Cofathec a enregistré, au 31 décembre 2005, 200 millions d'euros relatifs à des garanties sur travaux accordées aux clients.

Note 29.b. Engagements relatifs aux matières premières

Engagements relatifs au gaz naturel

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, le Groupe a sécurisé ses approvisionnements par des contrats dont la durée peut atteindre 25 ans. Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement du Groupe d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

Cette compétitivité est assurée par des formules de prix indexées et par des mécanismes de révision de prix. Le Groupe réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats. Au 31 décembre 2005, les engagements du Groupe étaient de 51 milliards de mètres cubes pour 2006, 191 milliards de mètres cubes pour la période allant de 2007 à 2009 et 382 milliards de mètres cubes pour 2010 et au-delà.

À la demande de la Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne et de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), Gaz de France met en œuvre un programme de cession temporaire de gaz (« gas release ») sur le Point d'Échange 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 8 milliards de mètres cubes au 31 décembre 2005, dont 3 milliards de mètres cubes à moins d'un an.

Évolution des engagements

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des engagements relatifs au gaz naturel entre 2004 et 2005 :

	31.12.2005	31.12.2004
Gaz naturel (en milliards de m³)		
Contrats d'achats :		
à 1 an	51	45
de 1 an à 4 ans	191	188
4 ans et au-delà	38	45
« Gas release » (en TWh)	38	45
Secteur Exploration-Production :		
Engagements de mise à disposition	8	7
Dont à moins d'un an	3	2

Note 29.c. Obligations contractuelles à caractère décaissable

En millions d'euros **Obligations contractuelles**	Total	Paiements dus par période À moins d'un an	De un à cinq ans	À plus de cinq ans
Dettes à long terme	3 711	1 102	452	2 157
Obligations en matière de location-financement	778	69	386	323
Contrats de location simple	142	33	97	12
Engagements d'Investissements d'équipement	1 649	627	980	42
Autres investissements	54	39	13	2
TOTAL	**6 334**	**1 870**	**1 928**	**2 536**

Montants non actualisés.

Les engagements d'investissement à moins d'un an représentent 627 millions d'euros (507 millions d'euros au 31 décembre 2004), dont 286 millions d'euros (344 millions d'euros au 31 décembre 2004) concernent le terminal méthanier de Fos Cavaou (dont la mise en service est prévue en 2008). Les autres engagements d'investissement portent essentiellement sur trois méthaniers (pour un montant total d'environ 458 millions d'euros) dont la livraison est prévue en 2006 et 2007, et sur les engagements d'investissement du secteur Exploration-Production pour 359 millions d'euros à échéance 2006 et 2007.

Note 30. Informations relatives aux parties liées

Note 30.1. 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'État.

Les relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières) qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès pour les agents d'EDF, Gaz de France et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la note 28.

En 2005, l'État a cédé des titres à des conditions préférentielles d'acquisition aux personnels et à certains anciens personnels de Gaz de France et de certaines de ses filiales ; la mise en œuvre pratique de l'offre réservée aux salariés a été conduite par Gaz de France (cf. note 7).

Note 30.2. Transactions avec les membres du conseil d'administration et du Comité exécutif

Les membres du conseil d'administration qui sont salariés de Gaz de France ainsi que les membres du comité exécutif reçoivent une rémunération consistant en salaires bruts, primes, intéressement, abondement et avantages en nature. Ils ont bénéficié de l'offre réservée aux salariés dans le cadre de l'ouverture du capital de Gaz de France, dans des conditions au mieux identiques à celles réservées à l'ensemble des salariés.

Les informations relatives à l'exercice 2004 ne sont pas publiées, n'étant pas comparables, Gaz de France ayant été transformé en société anonyme en novembre 2004.

En millions d'euros	2005
Avantages court terme hors charges patronales[1]	3 346
Avantages court terme : charges patronales	1 335
Avantages postérieurs à l'emploi[2]	544
Autres avantages à long terme[2]	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 2005 s'établissent à 105 milliers d'euros.

Note 31. Résultat par action

Note 31.1 Bénéfice de base par action

	2005	2004
Résultat net distribuable aux actionnaires (en millions d'euros)	**1 743**	**1 151**
Nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice	451 500 000	-
Nombre d'actions ordinaires émises au cours de l'exercice	532 371 988	451 500 000
Nombre d'actions ordinaires en circulation en fin d'exercice	983 871 988	451 500 000
Valeur nominale du titre (en euros)	1	2
Bénéfice par action (non dilué) (en euros)	**1,85**	**1,27***

* *Résultat par action pro forma sur la base d'un nominal d'un euro. Le nombre de titres a été doublé au 1er semestre 2005 par division du nominal par deux. Sur la base du nominal effectif, le résultat par action 2004 est de :*

	2005	2004
Résultat net et résultat net dilué par action (en euros)	1,85	2,55

Les actions mises sur le marché participent toutes aux dividendes sur l'année complète 2005, depuis le 1er janvier 2005.

Note 31.2. Bénéfice dilué par action

Il n'existe aucun instrument dilutif. En conséquence, le bénéfice par action dilué est identique au bénéfice par action non dilué.

Note 32. Informations par secteur d'activité

En millions d'euros 31.12.2005 – Groupe Gaz de France	Pôle Fourniture d'énergie et de services	Pôle Infras-tructures	Autres	Non alloué	Éliminations	Total
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires externe	19 549	2 777	25	43	-	22 394
Cessions internes	375	4 558	58	662	(5 653)	0
Chiffre d'affaires	19 924	7 335	83	705	(5 653)	22 394
EBO	1 143	2 967	14	95	-	4 219
Résultat opérationnel	754	2 086	14	(70)	-	2 784
Dont :						
Frais de personnel	837	1 245	15	313	-	2 410
Dépréciation des écarts d'acquisition	2	-	-	-	-	2
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	376	946	17	10	-	1 349
Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	7	(36)	-	-	-	(29)
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	155	34	-	-	-	189
Bilan						
Actifs sectoriels	**6 824**	**23 237**	**318**	**9**	**-**	**30 388**
Écarts d'acquisition	466	1 051	27	-	-	1 544
Autres Immobilisations incorporelles	125	239	19	9	-	392
Immobilisations corporelles et Actifs en concession	4 177	21 569	257	-	-	26 003
Participations mises en équivalence	332	361	-	-	-	693
Instruments financiers dérivés actifs	1 724	17	15	-	-	1 756
Passifs sectoriels	**2 104**	**9 708**	**243**	**-**	**-**	**12 055**
Passif lié aux concessions	66	8 543	-	-	-	8 609
Provisions pour reconstitution des sites	327	1 154	164	-	-	1 645
Instruments financiers dérivés passifs	1 711	11	79	-	-	1 801
Flux de trésorerie						
Investissements d'équipement	607	1 378	19	12	-	2 016
Autres informations						
Effectifs	16 690	33 972	183	2 113	-	52 958

Pôle Fourniture d'énergie et de services

En millions d'euros 31.12.2005 – Pôle Fourniture d'énergie et de services	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Éliminations	Total
Compte de résultat					
Chiffre d'affaires externe	932	16 769	1 848	-	19 549
Cessions internes	207	483	68	(383)	375
Chiffre d'affaires	1 139	17 252	1 916	(383)	19 924
EBO	726	251	166	-	1 143
Résultat opérationnel	457	203	94	-	754
Dont :					
Frais de personnel	88	223	526	-	837
Dépréciation des écarts d'acquisition	-	-	2	-	2
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	267	44	65	-	376
Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	7	-	-	-	7
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	128	24	3	-	155
Bilan					
Actifs sectoriels	**3 246**	**2 326**	**1 252**	**-**	**6 824**
Écarts d'acquisition	38	7	421	-	466
Autres Immobilisations incorporelles	6	57	62	-	125
Immobilisations corporelles et Actifs en concession	2 923	508	746	-	4 177
Participations mises en équivalence	279	30	23	-	332
Instruments financiers dérivés actifs	-	1 724	-	-	1 724
Passifs sectoriels	**324**	**1 742**	**38**	**-**	**2 104**
Passif lié aux concessions	-	31	35	-	66
Provisions pour reconstitution des sites	324	3	-	-	327
Instruments financiers dérivés passifs	-	1 708	3	-	1 711
Flux de trésorerie					
Investissements d'équipement	500	46	61	-	607
Autres informations					
Effectifs	1 205	2 940	12 545	-	16 690

Pôle Infrastructures

En millions d'euros 31.12.2005 – Pôle Infrastructures	Transport-Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International	Éliminations	Total
Compte de résultat					
Chiffre d'affaires externe	221	299	2 257	-	2 777
Cessions internes	1 903	2 652	26	(23)	4 558
Chiffre d'affaires	2 124	2 951	2 283	(23)	7 335
EBO	1 271	1 352	344	-	2 967
Résultat opérationnel	942	895	249	-	2 086
Dont :					
Frais de personnel	283	802	160	-	1 245
Dépréciation des écarts d'acquisition	-	-	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	333	472	141	-	946
Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	-	-	(36)	-	(36)
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	-	-	34	-	34
Bilan					
Actifs sectoriels	**7 243**	**11 661**	**4 333**	**-**	**23 237**
Écarts d'acquisition	-	-	1 051	-	1 051
Autres Immobilisations incorporelles	3	47	189	-	239
Immobilisations corporelles et Actifs en concession	7 240	11 599	2 730	-	21 569
Participations mises en équivalence	-	15	346	-	361
Instruments financiers dérivés actifs	-	-	17	-	17
Passifs sectoriels	**167**	**9 477**	**64**	**-**	**9 708**
Passif lié aux concessions	-	8 518	25	-	8 543
Provisions pour reconstitution des sites	167	959	28	-	1 154
Instruments financiers dérivés passifs	-	-	11	-	11
Flux de trésorerie					
Investissements d'équipement	447	793	138	-	1 378
Autres informations					
Effectifs	4 383	15 110	14 479	-	33 972

En millions d'euros 31.12.2004 – Groupe Gaz de France	Pôle Fourniture d'énergie et de services	Pôle Infrastructures	Autres	Non alloué	Éliminations	Total
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires externe						
Cessions internes						
Chiffre d'affaires	16 157	6 766	71	794	(6 057)	17 731
EBO	996	3 363	52	46	-	4 457
Résultat opérationnel	557	2 038	29	(12)	-	2 612
Dont :						
Frais de personnel	614	1 097	4	328	-	2 043
Dépréciation des écarts d'acquisition	51	1	-	-	-	52
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	386	891	9	11	-	1 297
Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	10	(22)	-	-	-	(12)
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	115	10	-	-	-	125
Bilan						
Actifs sectoriels	**3 917**	**21 441**	**600**	**94**	**-**	**26 052**
Écarts d'acquisition	209	955	26	-	-	1 190
Autres Immobilisations incorporelles	52	68	2	9	-	131
Immobilisations corporelles et Actifs en concession	3 347	20 342	572	85	-	24 346
Participations mises en équivalence	309	76	-	-	-	385
Passifs sectoriels	**299**	**9 224**	**165**			**9 688**
Passif lié aux concessions	29	8 205	-	-	-	8 234
Provisions pour reconstitution des sites	270	1 019	165	-	-	1 454
Flux de trésorerie						
Investissements d'équipement	440	1 103	83	2	-	1 628
Autres informations						
Effectifs	12 149	23 527	77	2 335	-	38 088

Pôle Fourniture d'énergie et de services

En millions d'euros 31.12.2004 – Pôle Fourniture d'énergie et de services	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Éliminations	Total
Compte de résultat					
Chiffre d'affaires externe					
Cessions internes					
Chiffre d'affaires	968	14 060	1 439	(310)	16 157
EBO	625	277	94	-	996
Résultat opérationnel	229	275	53	-	557
Dont :					
Frais de personnel	80	187	347	-	614
Dépréciation des écarts d'acquisition	50	1	-	-	51
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	310	40	36	-	386
Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	10	-	-	-	10
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	77	22	16	-	115
Bilan					
Actifs sectoriels	**2 853**	**485**	**579**	**-**	**3 917**
Écarts d'acquisition	38	6	165	-	209
Autres Immobilisations incorporelles	3	42	7	-	52
Immobilisations corporelles et Actifs en concession	2 572	423	352	-	3 347
Participations mises en équivalence	240	14	55	-	309
Passifs sectoriels	**270**		**29**		**299**
Passif lié aux concessions	-	-	29	-	29
Provisions pour reconstitution des sites	270	-	-	-	270
Flux de trésorerie					
Investissements d'équipement	387	10	43		440
Autres informations					
Effectifs	1 232	2 793	8 124	-	12 149

Pôle Infrastructures

En millions d'euros 31.12.2004 – Pôle Infrastructures	Transport-Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International	Éliminations	Total
Compte de résultat					
Chiffre d'affaires externe					
Cessions internes					
Chiffre d'affaires	2 179	3 143	1 467	(23)	6 766
EBO	1 343	1 620	400	-	3 363
Résultat opérationnel	990	762	286	-	2 038
Dont :					
Frais de personnel	256	759	82	-	1 097
Dépréciation des écarts d'acquisition	-	-	1	-	1
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	358	415	118	-	891
Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	-	-	(22)	-	(22)
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	6	1	3	-	10
Bilan					
Actifs sectoriels	**7 202**	**11 152**	**3 087**	**-**	**21 441**
Écarts d'acquisition	-	-	955	-	955
Autres Immobilisations incorporelles	4	8	56	-	68
Immobilisations corporelles et Actifs en concession	7 198	11 128	2 016	-	20 342
Participations mises en équivalence	-	16	60	-	76
Passifs sectoriels	**157**	**9 041**	**26**		**9 224**
Passif lié aux concessions	-	8 181	24	-	8 205
Provisions pour reconstitution des sites	157	860	2	-	1 019
Flux de trésorerie					
Investissements d'équipement	314	713	76		1 103
Autres informations					
Effectifs	4 413	15 344	3 770	-	23 527

Note 33. Informations par zone géographique d'origine

En millions d'euros 31.12.2005	France	Europe hors France	Reste du monde	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires	17 747	5 739	222	(1 314)	22 394
Résultat opérationnel	2 005	694	85	-	2 784
Actifs sectoriels	22 633	7 164	591	-	30 388
Investissements d'équipement	1 367	611	38	-	2 016

En millions d'euros 31.12.2004	France	Europe hors France	Reste du monde	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires	14 457	3 835	183	(744)	17 731
Résultat opérationnel	2 064	490	58	-	2 612
Actifs sectoriels	19 853	5 732	467	-	26 052
Investissements d'équipement	1 149	445	34	-	1 628

Note 34. Ventilation du chiffre d'affaires par zone géographique de destination

En millions d'euros	31.12.2005	31.12.2004
France	14 245	12 485
Grande-Bretagne	2 516	1 808
Italie	1 108	661
Hongrie	631	520
Allemagne	944	757
Autres pays d'Europe	2 451	1 320
Reste du monde	499	180
	22 394	**17 731**

Note 35. Quotas d'émission de gaz à effet de serre

La publication au *Journal officiel de l'Union Européenne* du 25 octobre 2003 de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté, a conduit le gouvernement français à élaborer une ordonnance portant transposition de la dite directive (Ordonnance n° 2004-330 du 15 avril 2004 portant création d'un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre).

Résumé des effets et des impacts de cette ordonnance pour le groupe Gaz de France au titre des installations en France

Il apparaît que la réduction des émissions de gaz à effet de serre concerne en premier lieu les entreprises industrielles selon le mécanisme initié par la directive et repris dans l'ordonnance. L'État accorde en début d'année un certain nombre de quotas aux entreprises, déterminé en fonction d'un plan national d'allocation, qu'elles sont tenues de restituer au début de l'année suivante. Les quotas sont cessibles.

La création de marchés d'échange de quotas d'émission dès 2005 va également générer une activité de négoce de ces quotas ainsi que des produits dérivés correspondants. Il apparaît que la nature comptable des actifs concernés est fondamentalement différente pour une entreprise industrielle et pour un négociant.

En conséquence, le traitement comptable sera différent pour les entreprises industrielles qui reçoivent à titre gratuit les quotas, peuvent les négocier et sont tenues à l'obligation de restitution et les entreprises de négoce (traders) qui négocient librement ces droits.

En l'absence de norme IFRS ou interprétations relatives à la comptabilisation des quotas d'émission de CO_2, l'IASB ayant retiré son interprétation IFRIC 3 – Émission rights, les dispositions suivantes ont été mises en œuvre. : les quotas attribués à titre gratuit sont comptabilisés pour une valeur nulle. Les opérations réalisées sur le marché sont comptabilisées à leur valeur de transaction. L'écart éventuel entre les quotas disponibles et les obligations de restitution à l'échéance fait l'objet de provisions pour risques et charges pour leur valeur de marché.

En France, en application du Plan National d'Allocation de Quotas, sont principalement concernées les installations de production d'électricité (DK6, groupe Finergaz).

Données 2005 Groupe

Euros par tonne	31.12.2005
Cours du quota moyen sur les différents marchés de références (Powernext, EEX, UK)	21,15

En millions de tonnes	Nombre de quotas
Nombre de quotas attribués gratuitement en 2005	7,0
Solde de quotas au 31.12.2005	6,4
Nombre de tonnes de CO_2 émises au 31.12.2005	4,4

L'écart entre les quotas disponibles et les obligations de restitution à l'échéance pour le Groupe s'établit à 2 millions de tonnes d'excédent qui n'est pas valorisé.

Rapprochement des actifs et passifs comptabilisés, et des produits et charges afférents

En millions de tonnes	Actif	Passif		Compte de résultat
	Immobilisations incorporelles	Quotas d'émission à restituer	Provision R&C	Produits/Charge
01.01.2005				
Mouvements de la période				
Achats/Charges			0,1	(0,1)
Ventes/Produits				0,6
Restitutions				
Autres				
31.12.2005 avant compensation	**-**	**-**	**0,1**	**0,5**
Compensation				
31.12.2005 SOLDES AU BILAN	**-**	**-**	**0,1**	

En millions de tonnes	Actif	Passif		Compte de résultat
	Immobilisations incorporelles	Quotas d'émission à restituer	Provision R&C	Produits/Charge
01.01.2005				
Mouvements de la période				
Achats/Charges			3	(3)
Ventes/Produits				11
Restitutions				
Autres				
31.12.2005 avant compensation	**-**	**-**	**3**	**8**
Compensation				
31.12.2005 SOLDES AU BILAN	**-**	**-**	**3**	

Note 36. Événements postérieurs à la clôture de la période

Projet de fusion entre Gaz de France et Suez

Le conseil d'administration de Gaz de France, réuni les 25 et 26 février 2006, a approuvé le projet de fusion du groupe Gaz de France avec le groupe Suez.

La réalisation de ce projet est soumise à un certain nombre de conditions et autorisations.

Cette fusion sera présentée, après confirmation de la parité par les commissaires aux apports, à l'approbation des assemblées générales extraordinaires des deux sociétés.

L'ensemble de ces travaux devrait aboutir à une finalisation de l'opération au cours du deuxième semestre 2006.

Mise en place d'une couverture du risque de 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 EUR, comprenant 2 périodes successives :

a) jusqu'au 15 octobre 2015, avec un coefficient multiplicateur de 130 % du notionnel mentionné ci-dessus ; et

b) de 100 % ensuite et jusqu'à l'échéance finale.

Gaz de France reçoit un taux variable égal à une moyenne annuelle du taux CMS 10 ans (Constant Maturity Swap) en euros, et paye un taux fixe all-in de 4,3285 %.

Le taux CMS 10 ans choisi fait apparaître une très bonne corrélation avec la référence TMO utilisée pour la détermination du coupon des titres participatifs, tout en apportant une meilleure liquidité de marché et une permanence anticipée sur la durée de la couverture.

Mise en production de gisements en mer du Nord

Gaz de France, à travers sa filiale GDF Production Nederland BV (ProNed), a mis en production cinq gisements en mer du Nord néerlandaise.

Note 37. Périmètre : liste exhaustive des sociétés consolidées

Sociétés	Pays	Méthode 2005	Pourcentage d'intérêt 2005	Pourcentage d'intérêt 2004
GAZ DE FRANCE	**France**	**Société mère**	**Société mère**	**Société mère**
PÔLE FOURNITURE D'ÉNERGIE ET DE SERVICES				
Exploration-Production				
Groupe GDF Britain	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00
Efog	Royaume-Uni	M.E.E.	22,50	22,50
GDF Production Nederland	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Holding Noordze	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
N.G.T.	Pays-Bas	I.P.	38,57	38,57
GDF Exploration Algeria	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Exploration Egypt	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Exploration Germany	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Exploration Lybia	Pays-Bas	I.G.	100,00	-
GDF Exploration Poland	Pays-Bas		Cédée	100,00
GDF Exploration UK	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Participation Nederland	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
Groupe E.E.G.	Allemagne	I.G.	100,00	100,00
Gaz de France Production Exploration Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00	100,00
Gaz de France Norge	Norvège	I.G.	100,00	100,00
Production North Sea Netherlands	États-Unis	I.G.	100,00	100,00
Achat-Vente d'Énergie				
Messigaz	France	I.G.	100,00	100,00
GDF International Trading	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Armateur	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Armateur 2	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Méthane Investissements 2	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Méthane Investissements 3	France	I.G.	100,00	100,00
Gaz Transport et Technigaz	France	M.E.E.	40,00	40,00
Compagnie Française du Méthane (CFM) et CFMH – Négoce	France		Absorbée	55,00
Méthane Transport	France	I.P.	50,00	50,00
NYK Armateur	France	I.P.	40,00	40,00
Gaselys	France	I.P.	51,00	51,00
Gaselys UK	Royaume-Uni	I.P.	51,00	51,00
Groupe GDF Energy Supply & Solutions	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00
Med Ing & Gas	Royaume-Uni	I.P.	50,00	50,00
GDF Supply Trading & Marketing	Pays-Bas	I.G.	100,00	-
Etac	Pays-Bas	M.E.E.	80,00	80,00

Sociétés	Pays	Méthode 2005	Pourcentage d'intérêt 2005	Pourcentage d'intérêt 2004
GAZ DE FRANCE	**France**	**Société mère**	**Société mère**	**Société mère**
Services				
Groupe Cofathec	France	I.G.	100,00	100,00
Groupe Finergaz	France	I.G.	100,00	100,00
GNVert	France	I.G.	100,00	100,00
DK6	France	I.G.	100,00	100,00
Groupe Savelys (ex CGST-Save)	France	I.G..	100,00	100,00
Groupe Thion	France	M.E.E.	34,00	34,00
PÔLE INFRASTRUCTURES				
Transport-Stockage France				
GRTgaz	France	I.G.	100,00	-
Compagnie Française du Méthane (CFM) et CFMH – Transport	France		Absorbée	55,00
Gaz du Sud-Ouest (GSO)	France		Cédée	30,00
Distribution France				
Gaz de Strasbourg	France	M.E.E.	24,90	24,90
Transport-Distribution International				
Sofregaz	France		Cédée	34,00
Groupe Italcogim	Italie	M.E.E.	40,00	-
Arcalgas Énergie	Italie	M.E.E.	42,65	-
Arcalgas Progetti	Italie	M.E.E.	44,17	-
Megal GmbH	Allemagne	I.P.	43,00	43,00
Gaz de France Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00	100,00
Gaz de France Deutschland Transport	Allemagne	I.G.	100,00	-
Groupe Gasag	Allemagne	I.P.	31,57	31,57
Megal Finco	Îles Caïman		Dissoute	43,00
Groupe SPE	Belgique	I.P.	25,50	-
Segeo	Belgique	M.E.E.	25,00	25,00
Portgas	Portugal	M.E.E.	12,67	12,67
Degaz	Hongrie	I.G.	99,77	99,77
Egaz	Hongrie	I.G.	99,42	99,42
Distrigaz Sud	Roumanie	I.G.	51,00	
Pozagas	Slovaquie	I.P.	43,37	43,37
Groupe Slovensky Plynarensky Priemysel (SPP)	Slovaquie	I.P.	24,50	24,50
Groupe GDF Québec	Canada	I.G.	100,00	100,00
Groupe Noverco	Canada	M.E.E.	17,56	17,56

Sociétés	Pays	Méthode 2005	Pourcentage d'intérêt 2005	Pourcentage d'intérêt 2004
GAZ DE FRANCE	**France**	**Société mère**	**Société mère**	**Société mère**
Energia Mayakan	Mexique	I.G.	67,50	67,50
Servicios Mayakan	Mexique	I.G.	67,50	67,50
Compania Gasoductos del Bajio	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Gasoductos del Bajio	Mexique	I.G.	100,00	100,00
MI Comercializadora	Mexique	I.G.	100,00	100,00
MI Consultadores	Mexique	I.G.	100,00	100,00
MI Servicios	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Servicios Industriales de Energia	Mexique		Déconsolidée	50,00
Transnatural	Mexique	I.P.	50,00	50,00
Consorcio Mexigaz	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Natgasmex	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Tamauligas	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Gaseba	Argentine	I.G.	100,00	100,00
Gaseba Uruguay	Uruguay	I.G.	51,00	51,00
AUTRES				
Cogac	France	I.G.	100,00	100,00
GDF International	France	I.G.	100,00	100,00
S.F.I.G.	France	I.G.	100,00	100,00
Société Immobilière Assomption La Fontaine	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Production Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Production Investissements Pays-Bas	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Berliner Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
Mexique Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
Gas del Sur	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Styrie Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
Laurentides Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Investissements 2	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Investissements 24	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Investissements 29	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Investissements 35	France	I.G.	100,00	-
GNL Transport Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
GNL Marine Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
Banque SOLFEA	France	I.P.	54,72	54,72
Verona Investissements	France	I.G.	100,00	-

Sociétés	Pays	Méthode 2005	Pourcentage d'intérêt 2005	Pourcentage d'intérêt 2004
GAZ DE FRANCE	**France**	**Société mère**	**Société mère**	**Société mère**
GDF Milano	Italie	I.G.	100,00	-
Segebel	Belgique	I.P.	50,00	-
GDF Investment Netherlands	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00
Investment Gas Holland	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00
MI del Bajio Marketing	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
Merida Pipeline	Pays-Bas	I.G.	67,50	67,50
Mayakan Pipeline	Pays-Bas	I.G.	67,50	67,50
Slovak Gas Holding	Pays-Bas	I.P.	50,00	50,00
Merida Holding	Barbade	I.G.	67,50	67,50

Précisions concernant la méthode de consolidation des filiales suivantes :

- Gaselys : le partage du contrôle avec la Société Générale justifie l'utilisation de l'intégration proportionnelle ;
- Groupe SPP : le partage du contrôle avec l'État 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.

Détail des 11 sous-groupes :

Groupe Cofathec	Cofathec	France
	ADF Environnement	France
	ADF Maintenance Industrielle	France
	ADF Normandie	France
	ADF S.A.	France
	ADF Tarlin	France
	APS Sinergia	Italie
	Aquatherm	Belgique
	Artault et Cie	France
	Aulnay Énergie Services	France
	Blanc-Mesnil Énergie Services	France
	Busseuil	France
	Cadsud	France
	Calliance	France
	Castagnetti	Italie
	Chaleur	Suisse
	Chelles Chaleur	France
	Climespace	France
	Cofathec ADF	France
	Cofathec Ascensori	Italie
	Cofathec Benelux	Belgique
	Cofathec Énergie Services	France
	Cofathec Energy	Royaume-Uni
	Cofathec Energy Services	Royaume-Uni
	Cofathec Energy Services UK	Royaume-Uni
	Cofathec GMI	Belgique
	Cofathec Heatsave	Royaume-Uni
	Cofathec Oméga	France
	Cofathec Progetti	Italie
	Cofathec Maintenance	France
	Cofathec Projis	France
	Cofathec Rueda	Belgique
	Cofathec Sales	Royaume-Uni
	Cofathec Services	France
	Cofathec Servizi	Italie
	Cofathec UK	Royaume-Uni

Coriance	France
Cottier Équipements	France
Danto Rogeat	France
Drôme Énergie Services	France
Ecotermica Servizi	Italie
Énergie Meaux	France
Gennedith	France
Globalia	France
Korb	Belgique
Korb Service	Belgique
Les Mureaux Énergie Services	France
Minerg Appelsa Services	Suisse
Multiservicios Tecnologicos	Espagne
Neu Montage Maintenance	France
Nuova Sipe	Italie
Omega Concept	France
Omega Concept Italie	Italie
Pictet	France
Prasi	Italie
Preci Mecanic	France
Raichon Fluides et Énergies	France
Rege Plastiques	France
R+M Réalisation et Maintenance	France
Ris Énergie Services	France
Russia Explorer	France
Saccir	Italie
SCI Administration Office	France
SCI Camp Jouven	France
SCI Grand Canal	France
Sedel	France
SEP Les Gresilles	France
SEP Mégajoule	France
SEP Opération Saint-Michel	France
S.E.P.T.	France
Stade Énergie SAS	France
SI Servizi	Italie
SI Servizi Adriatica	Italie

	Sofredith	France
	Sogit	France
	Somoclim	Monaco
	Société Thermique de La Doua	France
	Société Thermique de Salon-de-Provence	France
	Torino Sanita	Italie
	Trigno Energy	Italie
Groupe Savelys (ex CGST Save)	Savelys	France
	Depann'Gaz Services	France
	Elec Gaz Services	France
	Eurl Gaz 42	France
	H. Saint Paul	France
	SCI Châlons	France
	SCI M. Valentin	France
	SCI T. Balma	France
	SCI T. Louis	France
	SCI Tinqueux	France
	SCI Vandorme	France
	Therm'Opale Service	France
Groupe Finergaz	Finergaz	France
	Société de Cogénération de Montoir	France
	Ficobel	France
	Compagnie de Cogénération de Champblain	France
	Société Gardannaise de Cogénération	France
	Société Girondine de Cogénération	France
	Gensel	France
	Compagnie de Cogénération de la Braye	France
	Figenal	France
	Corely	France
	Isergie	France
	FINergaz Énergie Services	France
	SEP Michelin Joué-les-Tours	France
	SEP Michelin Bourges	France
	SEP Michelin Montceau-les-Mînes	France
	SEP Michelin Roanne	France

	SEP Michelin Poitiers	France
	SEP SKW Rousselot	France
	Compagnie de Cogénération de la Dordogne	France
	COBEFI	France
	GIE Étoile Bassens	France
	Compagnie de Cogénération de la Vologne	France
	INCO	France
	EUROFIN	France
	Société de Cogénération de Chalampé	France
	Société de Cogénération du Bourray	France
Groupe Thion	Ne Varietur	France
	Thion	France
	Arizzoli, Bernard et Perre	France
	Bes	France
	Charbonnière de Saône-et-Loire	France
	Curchal	France
	Decoparc	France
	Gie Soccram Dalkia	France
	Jesel & Widemann	France
	Juratrom	France
	Maison Balland Brugneaux	France
	SC2M	France
	Scider	France
	Sicar	France
	Soccram	France
	Socomin	France
	Soparec	France
	Sotrapac	France
	Storapro	France
	Tournaux	France
	Trottier Escribe	France
Groupe GDF Britain	GDF Britain	Royaume-Uni
	Gaz de France Britain E&P Ltd	Royaume-Uni
Groupe GDF Energy Supply & Solutions	GDF Energy Supply & Solutions	Royaume-Uni
	Gaz de France Generation Ltd	Royaume-Uni
	Gaz de France Marketing Ltd	Royaume-Uni

	Gaz de France Sales Ltd	Royaume-Uni
	Gaz de France Services Ltd	Royaume-Uni
	Gaz de France Solutions Ltd	Royaume-Uni
Groupe S.P.P.	Slovensky Plynarensky Priemysel	Slovaquie
	Geoterm Košice	Slovaquie
	Interkvet	Slovaquie
	Groupe Nafta (9 entités)	Slovaquie
	Probugas	Slovaquie
	Prva paroplynova spolocnost	Slovaquie
	Slovgeoterm	Slovaquie
	Slovrurgas	Slovaquie
	SPP Bohemia	République tchèque
Groupe Gasag	GASAG	Allemagne
	BAS	Allemagne
	BEGA.tec	Allemagne
	E.M.B.	Allemagne
	GASAG WärmeService	Allemagne
	HSWBerlinDat	Allemagne
	RWE Westbrandenburgische Beteiligungsgesellschaft GmbH Dortmund	Allemagne
	Netz-Beteiligungs-GmbH Berlin Brandenburg	Allemagne
Groupe E.E.G.	Erdgas Erdöl GmbH	Allemagne
	E.E.G.T.	Allemagne
	Kazgermunai	Kazakhstan
	VEGO OEL	Allemagne
Groupe GDF Québec	GDF Québec Inc	Canada
	BELLC	États-Unis
	Intragaz Holding	Canada
	Intragaz Sec	Canada
	Intragaz Holding Limited Partnership	Canada
	Intragaz Energy Limited Partnership	Canada
	Intragaz US Inc	États-Unis
	MEG International	Canada
	MEG Holding US	États-Unis
	Rabaska Lp	Canada
Groupe Noverco	Noverco Inc	Canada

	Gaz Metropolitain Inc	Canada
	Gaz Metropolitain Sec	Canada
Groupe Italcogim	Italcogim SPA	Italie
	Tecnomontaggi	Italie
	Italcogim Vendite	Italie
	Italcogim Reti	Italie
	ASM Energia	Italie
	Alento Gas	Italie
	Natural Gas	Italie
Groupe SPE	SPE	Belgique
	City Power	Belgique
	ALE Trading	Belgique
	ALG Négoce	Belgique
	Luminus	Belgique
	SPE Power Company	Belgique

Note 38. Principaux cours de conversion

Les principaux taux de change appliqués hors zone euro sont les suivants :

	31.12.2005		31.12.2004		31.12.2003	
	Taux moyen	Taux de clôture	Taux moyen	Taux de clôture	Taux moyen	Taux de clôture
Devises/EURO						
USD Dollar américain	1,24	1,18	1,24	1,36	1,13	1,26
CAD Dollar canadien	1,51	1,37	1,62	1,64	1,58	1,62
HUF Florin hongrois	248,04	252,87	251,66	245,97	253,61	262,50
CHF Franc suisse	1,55	1,56	1,54	1,54	1,52	1,56
SKK Couronne slovaque	38,59	37,88	40,02	38,74	41,49	41,17
GBP Livre anglaise	0,68	0,69	0,68	0,70	0,69	0,70
UYU Peso uruguayen	30,48	28,46	35,59	35,88	31,88	36,64
MXN Peso mexicain	13,57	12,54	14,04	15,18	12,22	14,18
NOK Couronne norvégienne	8,01	7,98	8,37	8,24	8,00	8,41
ARS Peso argentin	3,64	3,58	3,66	4,05	3,34	3,67
RON Lei roumain	3,62	3,68				

D. Impacts de la transition aux IFRS

D.1. Impacts de la transition aux IFRS sur les comptes comparatifs au 31 décembre 2004

Généralités

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, complété par les différents règlements publiés jusqu'au 31 décembre 2005, les comptes consolidés du groupe Gaz de France au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005 sont établis selon les normes comptables internationales IAS/IFRS applicables au 31 décembre 2005 telles qu'approuvées par l'Union Européenne. Les premiers comptes publiés selon les normes IAS/IFRS sont ceux de l'exercice 2005 présentés avec en comparatif ceux de l'exercice 2004 établis selon le même référentiel à l'exception des normes IAS 32 et IAS 39 appliquées à compter du 1er janvier 2005.

Les informations financières 2004 sur l'impact du passage aux IFRS ont été préparées en appliquant aux données 2004 les normes et interprétations IFRS applicables au 31 décembre 2005.

Concernant le traitement comptable des concessions, l'IFRIC a publié en mars 2005 avec appel à commentaires trois projets d'interprétation, D12 « Determining the Accounting Model », D13 « The Financial Asset Model » et D14 « The Intangible Asset Model », et a indiqué, en novembre 2005, dans le cadre d'une publication de l'état des lieux de ses travaux, qu'il ne serait pas en mesure de finaliser les interprétations pour la clôture des comptes de 2005 et a confirmé l'absence d'exemption spécifique aux concessions dans les normes IFRS existantes et l'obligation de se référer à la hiérarchie des textes (IAS 8).

Compte tenu de la situation particulière de Gaz de France au regard du contexte législatif et contractuel, le traitement comptable retenu pour la transition aux normes IFRS tire toutes les conséquences des dispositions des contrats de concessions, et en particulier :

- de l'obligation de remise gratuite des actifs concédés en fin de concession ;
- de l'obligation de maintenir le réseau en état normal de fonctionnement pendant toute la durée du contrat.

Ce traitement comptable s'applique au 1er janvier 2004 pour l'établissement du bilan d'ouverture au titre de la première application des normes IFRS en vigueur au 31 décembre 2005 et pour l'établissement des données comparatives au titre de l'exercice 2004.

Enfin, relativement à la réforme du régime complémentaire maladie décrit dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2004, l'engagement de couverture maladie des inactifs au 1er janvier 2004 et au 31/12/2004 n'a pu être évalué sur la base des prestations servies, en l'absence de séparation comptable entre le régime des actifs et des inactifs. Aussi, conformément à la norme IAS 19, aucune provision n'est donc comptabilisée à ce titre. Du fait de la réforme du financement du régime intervenue en février 2005, Gaz de France a un engagement de contributions définies vis-à-vis des agents en activité et n'a plus aucun engagement vis-à-vis des retraités, ne participant plus au financement de la section des retraités.

Gaz de France a lancé en 2002 son programme de transition vers les normes internationales pour adopter le référentiel IFRS (International Financial Reporting Standards) à compter de l'exercice ouvert le 1er janvier 2005.

Courant 2005, en vue de la publication de ses états financiers comparatifs pour l'exercice 2005 et conformément à la recommandation de l'Autorité des marchés financiers (AMF) relative à la communication financière, Gaz de France a préparé des informations financières 2004 sur la transition aux normes IAS/IFRS présentant à titre d'information préliminaire l'impact chiffré attendu du passage aux IFRS.

Base d'établissement des données comparatives IFRS 2004 – Présentation des normes et interprétations appliquées pour la préparation des informations financières 2004 sur la transition aux normes IAS/IFRS

Les impacts de la conversion des comptes du Groupe établis selon le référentiel CRC 99-02 aux normes IFRS ont été établis à partir du corps de normes et interprétations adopté en Europe par le règlement 1606/2002 du 19 juillet 2002 complété par les différents règlements publiés jusqu'au 31 décembre 2005 et portant adoption des modifications apportées aux 13 normes IAS faisant partie du projet « Amélioration des normes », des normes IFRS 1, 2, 3, 4 et 5, IAS 32 et 39 et de l'interprétation IFRIC 1.

Le Groupe applique la norme IFRS 5 pour l'établissement des données comparatives IFRS 2004.

Le Groupe applique l'amendement d'IAS 19 publié en décembre 2004 sur la comptabilisation en capitaux propres des écarts actuariels, bien que celui-ci ne soit applicable qu'à compter de 2006.

Le Groupe applique la norme IFRS 2 sur les paiements fondés sur des actions.

Le Groupe applique les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers à compter du 1er janvier 2005, ce qui induit des ajustements supplémentaires comptabilisés en contrepartie des capitaux propres au 1er janvier 2005 au titre de cette première application. Les données comparatives IFRS 2004 ne sont donc pas retraitées de l'impact de ces deux normes.

Communication financière

Le Groupe suit les recommandations de l'Autorité des marchés financiers (AMF) et du Committee of European Securities Regulators (CESR) relatives à la présentation des impacts induits par le changement de référentiel.

La présentation des données comparatives IFRS 2004 prend la forme d'états de rapprochement établis conformément à IFRS 1, sur le compte de résultat, le bilan et le tableau de variation des capitaux propres ainsi que d'une présentation des principes comptables IFRS et de notes annexes explicitant les impacts les plus significatifs.

Les éléments de rapprochement comptable ne comportent aucune correction d'erreur.

Le détail des modifications apportées aux informations de transition antérieurement publiées dans le cadre de l'information préliminaire au 31 décembre 2004, incluse dans le document de base enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 1er avril 2005 sous le numéro I. 05- 037, est décrit en annexe D 2 « Modifications apportées aux informations de transition antérieurement publiées ».

La comptabilisation des modifications apportées se traduit par une minoration des capitaux propres d'ouverture nette d'impôt différé de 42 millions d'euros, et une amélioration du résultat net de l'exercice 2004 de 33 millions d'euros.

Principes généraux retenus pour la préparation de l'information financière IFRS 2004

Sauf pour les exceptions décrites ci-après, le Groupe a appliqué la règle générale prévue par IFRS 1 – Première adoption des normes IFRS qui requiert que les normes IFRS en vigueur à la date de clôture des premiers comptes consolidés IFRS, soient appliquées de manière rétrospective, c'est-à-dire comme si elles avaient toujours été appliquées.

Cette application rétrospective des IFRS dans le bilan d'ouverture à la date de transition, soit le 1er janvier 2004, a requis :

- la comptabilisation de tous les actifs et passifs tels que définis par les normes ;
- la non comptabilisation des actifs et passifs ne répondant pas aux critères définis par les IFRS ;
- le reclassement des actifs et passifs conformément aux IFRS ;
- leur évaluation selon les principes retenus par le Groupe en conformité avec les IFRS.

Description des options comptables liées à la première adoption des IFRS et retenues pour la préparation du bilan d'ouverture au 1er janvier 2004

Conformément aux dispositions prévues par IFRS 1, le Groupe a choisi de retenir, pour l'établissement du bilan d'ouverture, les exemptions au principe général d'application rétrospective des IFRS suivantes :

Regroupements d'entreprises

Le Groupe a choisi de ne pas retraiter de manière rétrospective les regroupements d'entreprises intervenus avant la date de transition aux IFRS.

Engagements de retraite et avantages assimilés

Conformément à cette option, le cumul des écarts actuariels existant à la date de transition et non constatés en application de la règle du corridor est intégralement comptabilisé au passif du bilan en contrepartie des capitaux propres.

Écarts de change liés à une activité à l'étranger

Le Groupe a opté pour la remise à zéro, au 1er janvier 2004, des écarts de conversion cumulés relatifs à la conversion des états financiers des activités à l'étranger. Les écarts de conversion constatés antérieurement à cette date, selon les normes comptables françaises et après prise en compte des retraitements IFRS, ont été reclassés en réserves consolidées dans le bilan de transition. Ce reclassement est sans impact sur le montant total des capitaux propres. En cas de cession ultérieure de ces filiales, le résultat de cession n'incorporera pas la reprise des

écarts de conversion antérieurs au 1er janvier 2004 mais comprendra en revanche les écarts de conversion constatés postérieurement à cette date.

Format des états financiers

Bilan

Conformément à la norme IAS 1, le Groupe distingue au bilan les éléments courants des éléments non courants, lesquels sont déterminés en fonction du cycle d'exploitation du Groupe.

Les actifs courants regroupent ainsi :

- les actifs destinés à être cédés ou consommés au cours du cycle d'exploitation du Groupe ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie.

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 (y compris les découverts bancaires).

Les autres dettes constituent des passifs non courants.

En référentiel IFRS, la notion d'Autres fonds propres n'existant pas, les titres participatifs sont reclassés en dettes non courantes.

Les actifs et passifs liés aux concessions pour lesquelles le traitement suivant les principes comptables français a été maintenu à ce stade sont identifiés comme tels au bilan : les droits des concédants et la provision pour renouvellement des biens en concession sont notamment regroupés sous une rubrique « Passif lié aux concessions ».

Compte de résultat

Conformément à l'option laissée par la norme IAS 1, le Groupe a décidé de présenter un compte de résultat par nature.

Les notions de résultat d'exploitation et de résultat exceptionnel ne sont pas reprises par les normes IFRS.

Le compte de résultat IFRS ne fait plus apparaître l'agrégat Valeur Ajoutée.

En revanche, le Groupe a choisi de présenter les agrégats suivants :

Excédent Brut Opérationnel (EBO) :

Il regroupe l'ensemble des charges hors amortissements et provisions et produits directement liés aux activités du Groupe, que ces éléments soient des éléments récurrents du cycle d'exploitation ou qu'ils résultent d'événements ou de décisions ponctuelles ou inhabituelles, y compris d'événements extraordinaires, sur lesquels le Groupe n'a aucune maîtrise.

Résultat Opérationnel (RO) :

Il correspond à l'excédent brut opérationnel après déduction des amortissements et provisions.

Résultat net consolidé du Groupe (RESNET) :

Il correspond au Résultat Opérationnel sous déduction des charges et des produits financiers et après prise en compte des impôts (courants et différés) et de la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence (déduction faite des éventuelles pertes de valeur y afférentes).

Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie IFRS du Groupe est établi selon la méthode indirecte, à partir du résultat opérationnel : l'excédent de trésorerie opérationnel est déterminé à partir du résultat opérationnel, ajusté des charges ou produits calculés et n'entraînant pas de flux de trésorerie.

En référentiel IFRS, les flux liés au paiement de l'impôt sont isolés.

De plus, des flux relatifs au paiement des charges financières afférentes à l'endettement et ceux relatifs aux encaissements de produits financiers sont, en IFRS, présentés respectivement en activités de financement et d'investissement.

Le passage aux normes IFRS n'induit pas d'autres ajustements majeurs.

Synthèse des impacts des normes IFRS sur les capitaux propres du Groupe au 01.01.2004 et sur le résultat 2004 (situation post-réforme des retraites)

En millions d'euros		Norme	Capitaux Propres Part du Groupe	Intérêts Minoritaires	Capitaux Propres 31.12.03	Résultat	Mouvement Réserves 2004 *	Réserves de conversion 2004 *	Capitaux propres * 31.12.04
En normes françaises			9 587	269	9 856	1 105	(430)	62	10 593
Retraitements nets d'impôts différés									
Écarts d'acquisition	I.1	IAS 21 et 38	14		14	69		40	123
Immobilisations :									
Modification durées amortissement et approche par composant	II.1 et II.2	IAS 16	814		814	206			1 020
Tests de dépréciation	II.3	IAS 36	(178)		(178)	(53)			(231)
Sous-total Immobilisations			**636**		**636**	**153**			**789**
Provisions pour avantages au personnel	III.3 et IV.2	IAS 19	(7 648)		(7 648) *	(113)	7 477		(284)
Autres provisions	III.1 et III.2 et III.4	IAS 37	547		547	(125)			422
Subventions	VI.	IAS 20	(77)		(77)	(4)			(81)
Désactualisation des impôts différés	IV.3	IAS 12	(481)		(481)	119			(362)
Variation de pourcentage d'intérêt	V.	SIC 33	28		28	5			33
Divers	VII.		(14)	(15)	(29)	(18)	22	2	(23)
TOTAL RETRAITEMENTS			**(6 995)**	**(15)**	**(7 010)**	**86**	**7 499**	**42**	**617**
en normes IFRS			**2 592**	**254**	**2 846**	**1 191**	**7 069**	**104**	**11 210**

(*) *Y compris part des minoritaires.*

Synthèse des impacts sur les principaux agrégats financiers

Les capitaux propres d'ouverture au 1er janvier 2004, établis en application du référentiel IFRS, s'élèvent à 2 846 millions d'euros, en très forte baisse par rapport aux 9 856 millions d'euros publiés selon les normes comptables françaises.

La réforme du financement du régime de retraite est libératoire au 31 décembre 2004, à hauteur de l'adossement aux régimes de droit commun, au financement des droits passés spécifiques des activités régulées par la contribution tarifaire d'acheminement (CTA).

La réforme étant postérieure au 1er janvier 2004, la réconciliation des capitaux propres à cette date fait apparaître un écart représentatif de la totalité des engagements avant réforme, sous déduction des fonds externalisés, des provisions existantes, et d'un impôt différé actif.

Le compte de résultat comparatif IFRS 2004 comprend la charge de personnel au titre des retraites telle qu'évaluée « avant réforme » (794 millions d'euros avant impôt et dont notamment une charge de désactualisation de 666 millions d'euros présentée en résultat financier). Le résultat en normes françaises contenait les prestations payées et les externalisations pour 623 millions d'euros avant impôt (voir l'annexe C note 28 et l'annexe E tableau 2 – rapprochement du compte de résultat). Les effets de la réforme du financement du régime ont été imputés directement sur les capitaux propres au 31 décembre 2004 (voir tableau ci-dessus, colonne « mouvement réserves 2004 » et ligne « provisions pour avantages au personnel »). Le détail des effets de la réforme est présenté au niveau de l'annexe D – passage des capitaux propres au 1er janvier 2004 en normes françaises jusqu'à la situation des capitaux propres IFRS au 31 décembre 2004, post-réforme.

Au 1er janvier 2005, les capitaux propres ont fait l'objet d'ajustements complémentaires en raison de l'application à compter de cette date, des normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers (cf. annexe B.2 – Options de transition).

Le résultat 2004 IFRS du Groupe (+ 1 302 millions d'euros) s'établit en hausse de 197 millions d'euros par rapport au résultat en référentiel français (+ 1 105 millions d'euros) par suite de l'effet conjugué de l'application des normes IAS 16 (modification des durées d'amortissements des immobilisations : + 206 millions d'euros nets

d'impôts différés), IAS 19 (provisions pour avantages au personnel : - 113 millions d'euros nets d'impôts différés), IAS 12 (effet de l'annulation de la charge de désactualisation des impôts différés : + 119 millions d'euros).

Le chiffre d'affaires passe de 18 129 millions d'euros en normes françaises à 17 731 millions d'euros en normes IFRS. La diminution enregistrée s'explique d'une part, par la contraction des ventes et rachats de gaz à une filiale pour 312 millions d'euros et d'autre part, par le changement de méthode de consolidation d'une autre filiale pour 72 millions d'euros.

L'endettement financier net (hors dettes du secteur financier) passe de 4 411 millions d'euros en normes françaises à 4 487 millions d'euros en normes IFRS. L'augmentation constatée résulte du reclassement pour 38 millions d'euros des valeurs mobilières de placement non monétaires en part non courante, de la consolidation pour 26 millions d'euros d'un fonds commun de créances et du changement de méthode de consolidation d'une filiale pour 7 millions d'euros.

Description des changements de principes comptables et des ajustements IFRS

I. Écarts d'acquisition

I.1 Conversion des comptes des entreprises étrangères (IAS 21)

En application de la norme IAS 21 sur la conversion des comptes des entreprises étrangères, les écarts d'acquisition, maintenus dans les comptes du Groupe en devise de la « mère » (euros) sont retraités dans le bilan d'ouverture, avec effet rétrospectif, pour être considérés comme des actifs de la « fille » libellés en devise locale.

L'évaluation des écarts d'acquisition en devise au cours de change à la date de transition génère un écart de conversion de 14 millions d'euros. Cet écart est directement comptabilisé en réserves dans le bilan d'ouverture en raison de l'option retenue par le Groupe relatif au traitement des écarts de conversion antérieurs.

En revanche, les différences de change constatées postérieurement à la date de transition sont comptabilisées en écarts de conversion au 31 décembre 2004 (40 millions d'euros).

I.2 Annulation des amortissements sur écarts d'acquisition

Les écarts d'acquisition ne sont plus amortis mais font l'objet d'un test de valeur annuel systématique ou plus fréquemment en cas d'indices de perte de valeur identifiés.

Sur l'exercice 2004, le retraitement en IFRS des amortissements des écarts d'acquisition comptabilisés en principes français conduit à une amélioration du résultat de 69 millions d'euros.

II. Immobilisations corporelles hors concession

II.1 Mise en place de l'approche par composants (IAS 16)

En IFRS, les éléments constitutifs d'un actif exploités de façon distincte sont comptabilisés comme des actifs séparés si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont des durées d'utilité propres ou des rythmes différents de consommation des avantages en résultant. Chaque élément comptabilisé fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Cette identification concerne également les dépenses de gros entretien récurrent et les grandes révisions qui sont comptabilisées comme un composant amorti sur la durée courant entre deux grosses réparations.

Concernant la maison mère qui dispose d'une structure déjà détaillée de l'inventaire, la mise en œuvre de la méthode des composants a principalement concerné les installations techniques des stockages souterrains, des terminaux méthaniers et les installations de compression.

Pour ce qui concerne les filiales, les principaux secteurs d'activité concernés par cette méthode ont été :

- le métier Services au titre des installations de cogénération ;
- le métier Négoce concernant les méthaniers et pour lequel le Groupe a suivi les travaux du Syndicat des Armateurs de France.

Une telle approche se traduit dans le bilan d'ouverture par la comptabilisation de 12 millions d'euros d'amortissements complémentaires et par la reconnaissance d'un composant gros entretien de 3 millions d'euros – soit un impact global sur les capitaux propres de - 9 millions d'euros, et un impact net d'impôt différé de – 7 millions d'euros (voir § IV.1)

Le résultat 2004 IFRS diminue de 6 millions d'euros par rapport au résultat établi selon les principes français, en raison de l'augmentation de la dotation aux amortissements de l'exercice.

II.2 Modification des durées d'amortissements (IAS 16)

Gaz de France retenait pour l'établissement de ses comptes consolidés des durées d'amortissement de ses immobilisations déterminées par référence à des durées d'usage fondées sur des contraintes fiscales.

Dans le cadre de la transition au référentiel international, les durées d'amortissement des ouvrages techniques ont été revues pour les aligner sur les durées estimées d'utilisation.

Lorsque les durées d'amortissement comptables du Groupe en référentiel français étaient différentes des durées estimées d'utilisation, le retraitement des amortissements dans le bilan d'ouverture IFRS a été appliqué de façon rétrospective.

La révision par les différentes entités du Groupe des durées d'utilité de leurs actifs a conduit certaines d'entre elles à augmenter les durées d'amortissement de leurs actifs. En ce qui concerne les filiales acquises avant le 1er janvier 2004, les amortissements ont été retraités à partir de la date d'acquisition de la filiale sur la base du coût présumé des actifs reconnus à cette même date.

La modification des durées d'amortissements se traduit par une majoration des capitaux propres d'ouverture de 1 272 millions d'euros, soit un impact net d'impôt différé de 814 millions d'euros (voir § IV.1).

Le retraitement de la dotation aux amortissements 2004 IFRS par rapport à celle passée selon les principes du Groupe en normes françaises conduit à une amélioration du résultat de l'exercice de 315 millions d'euros, soit 206 millions d'euros nets d'impôt différé.

II.3 Dépréciation des actifs (IAS 36)

Les tests de dépréciation ont pour objectif de s'assurer de la recouvrabilité de la valeur comptable des actifs détenus. Ils sont menés en IFRS sur les actifs ou groupes d'actifs lorsque des indices internes ou externes de perte de valeur ont été identifiés. La valeur recouvrable est estimée à partir de la somme des flux de trésorerie futurs actualisés ou le cas échéant, la juste valeur nette des coûts de sortie si elle est supérieure, une perte de valeur étant constatée lorsque la valeur comptable de l'actif est supérieure à sa valeur recouvrable.

Le Groupe a réexaminé la définition des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) et revu le découpage existant. De façon générale, les UGT coïncident avec les 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 économiques 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 sectorielle.

Les principes appliqués jusqu'alors par le Groupe pour la réalisation des tests de dépréciation étaient proches de ceux de la norme IAS 36. Certaines différences de méthode ont été, cependant, identifiées dans le secteur Exploration-Production dans la mesure où le Groupe utilisait un modèle fondé sur une analyse des flux de trésorerie non actualisés.

Du fait de cette différence de principes, une perte de valeur des actifs du métier Exploration-Production a été comptabilisée dans le bilan d'ouverture pour 192 millions d'euros, soit un impact net d'impôt différé de 92 millions d'euros (voir § IV.1). En outre, un approfondissement de la définition des UGT dans le secteur Services, induisant un re-calcul du BFR à financer, a conduit à enregistrer une perte de valeur de 86 millions d'euros de l'écart d'acquisition au 1er janvier 2004.

En 2004, ces provisions ont été ajustées de 23 millions d'euros (dont 68 millions d'euros de dotations et 45 millions d'euros de reprises), pour un impact net d'impôt différé de 53 millions d'euros.

III. Provisions

III.1 Annulation des provisions ne répondant plus à la définition de la norme IAS 37

En IFRS, les provisions pour grosses réparations ne répondent pas à la définition d'un passif alors que dans certaines conditions, elles peuvent être reconnues au passif sur la base d'un programme pluriannuel en principes français (dépenses qui ont pour seul but de vérifier le bon état de fonctionnement des installations et d'y apporter un entretien). En IFRS, les dépenses de réparation passent directement en charges de la période ou sont à inclure au montant de l'actif immobilisé en tant que composant distinct amorti sur la durée courant entre deux grosses réparations. La reprise en capitaux propres de ces provisions dans le bilan d'ouverture IFRS s'établit à 40 millions d'euros.

L'impact de l'extourne en capitaux propres des autres provisions ne répondant pas non plus aux critères de comptabilisation des provisions définis par IAS 37 est de 26 millions d'euros.

Au total, la reprise sur les capitaux propres, nette d'impôt différé, s'élève à 43 millions d'euros.

Le retraitement des dotations aux provisions non conformes à IAS 37 a un impact sur le résultat de - 16 millions d'euros dont - 14 millions d'euros au titre de la provision pour grosses réparations.

III.2 Actualisation des provisions long terme (IAS 37)

En IFRS, les provisions long terme sont actualisées, si l'impact de cette actualisation est significatif.

En règlement français, le Groupe inscrivait déjà certaines provisions long terme pour leur valeur actuelle lorsque l'effet de l'actualisation était significatif ; c'était le cas des provisions pour démantèlement et remise en état de ses sites en cours d'exploitation.

L'application du principe d'actualisation des provisions long terme se traduit par une majoration des capitaux propres au 1er janvier 2004 de 769 millions d'euros dont 45 millions d'euros au titre de la provision pour reconstitution des sites d'anciennes usines à gaz et 714 millions d'euros au titre de la provision pour renouvellement.

L'effet net d'impôt différé sur les capitaux propres s'élève à 504 millions d'euros (voir § IV.2).

De même en 2004, les dotations aux provisions pour reconstitution des sites d'anciennes usines à gaz s'effectuent sur une base actualisée. L'effet conjugué de la désactualisation de la provision d'ouverture et de la constatation des dotations de l'exercice se traduit par une majoration du résultat de 24 millions d'euros, soit 16 millions d'euros après impôt différé.

En 2004, l'effet de l'actualisation de la provision pour renouvellement se traduit par une diminution du résultat de 169 millions d'euros, soit 111 millions d'euros après impôt différé.

III.3 Comptabilisation des provisions pour avantages au personnel (IAS 19)

IAS 19 impose de provisionner les avantages accordés au personnel et qui lui sont versés à une date future, si ces avantages sont gérés dans le cadre de régimes à prestations définies alors que ces engagements peuvent ne faire l'objet que d'une information en annexe selon les principes français (information portant sur leur évaluation et sur les hypothèses actuarielles retenues).

Impacts sur les capitaux propres au 1er janvier 2004 : 11 847 millions d'euros

- Maison mère

Au 1er janvier 2004, l'intégralité des engagements pour retraites et autres avantages assimilés déclarés (y compris les écarts actuariels qui auraient été identifiés si le Groupe avait appliqué IAS 19 depuis l'origine), conformément à l'option prévue par les textes français, en engagements hors bilan, ont été provisionnés dans le bilan d'ouverture IFRS. Ces engagements ne comprennent pas l'engagement lié à la

couverture maladie qui n'a pu faire l'objet d'un calcul. Enfin, le montant constaté au passif est net du montant des fonds externalisés constitués en couverture de ces engagements et dédiés au remboursement des prestations futures.

Une provision complémentaire correspondant à la valorisation de la quote-part de Gaz de France dans les frais de gestion de la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG) (122 millions d'euros) ainsi qu'un ajustement de 45 millions d'euros lié principalement aux départs dérogatoires et à l'Avantage en Nature Énergie sont enregistrés au 1er janvier 2004 en IFRS.

L'impact global sur les capitaux propres au titre des avantages dont bénéficient les salariés de la maison mère est de - 11 833 millions d'euros.

Par rapport à la note 21 aux comptes consolidés publiés, cet impact s'analyse de la manière suivante :

En millions d'euros **Note 21 :**	
Engagements totaux 31.12.2003	13 805
Moins engagement de couverture maladie	(115)
Moins Provisions constituées	(339)
Moins Fonds externalisés	(1 685)
Corrections IFRS :	
Frais de gestion CNIEG	122
Autres	45
IMPACT CAPITAUX PROPRES IFRS AU 1ER JANVIER 2004	**11 833**

• Filiales

L'analyse préalable à la mise en place des normes IFRS avait permis d'identifier parmi les filiales les plus significatives des écarts de méthodes. Les provisions ont été ajustées dans le bilan d'ouverture en contrepartie d'une minoration des capitaux propres de 14 millions d'euros.

Au total, l'impact sur les capitaux propres est une minoration de 7 648 millions d'euros nets d'impôts différés.

Impact sur le résultat 2004 : 172 millions d'euros, soit 113 millions d'euros après impôt différé.

Il correspond à la charge de l'exercice 2004 au titre de l'ensemble des avantages postérieurs et long terme accordés au personnel du Groupe : coût des services rendus de la période, charge d'intérêt sur obligation, déduction faite, le cas échéant, du rendement attendu des actifs de couverture.

Par ailleurs, le coût des prestations versées et des externalisations de l'exercice comptabilisées en charges en 2004 selon les principes du Groupe a été retraité en IFRS.

Impact sur les réserves au 31 décembre 2004 : 11 601 millions d'euros dont 11 690 millions d'euros au titre des retraites.

L'effet de la refondation du régime des retraites s'établit à 13 199 millions d'euros (obligation pré-réforme : 14 983 millions d'euros – obligation post-réforme : 1 784 millions d'euros) ; l'essentiel du solde correspond aux écarts actuariels sur l'obligation de retraite et sur les actifs de couverture y afférents qui sont passés en capitaux propres, conformément aux principes retenus par le Groupe (1 509 millions d'euros).

Au total, l'impact net sur les capitaux propres est une majoration de 7 477 millions d'euros, compte tenu d'un impôt différé de 4 124 millions d'euros (voir IV.2).

III.4 Écarts d'acquisition négatifs/Reprises

En IFRS, les écarts d'acquisition négatifs sont comptabilisés immédiatement en résultat alors qu'ils sont présentés au passif et rapportés en résultat en fonction des objectifs fixés lors de l'acquisition en normes françaises.

Au 1er janvier 2004, les écarts d'acquisition négatifs présentés au passif pour un montant de 15 millions d'euros ont été reclassés en capitaux propres dans le bilan d'ouverture.

L'étalement, comptabilisé en 2004 en principes français, des écarts d'acquisition négatifs de 2003 et la comptabilisation des nouveaux écarts constatés sur des acquisitions 2004 ont été retraités. L'impact est une amélioration nette du résultat IFRS de 27 millions d'euros.

IV. Impôts différés

IV.1 Impôts différés sur immobilisations

Au 1er janvier 2004, les retraitements sur les immobilisations (cf. II) induisent la constatation de 420 millions d'euros d'impôt différé passif (impact de la modification des durées d'amortissements) et de 72 millions d'euros d'impôt différé actif (impact des autres retraitements), en contrepartie d'une minoration globale des capitaux propres de 348 millions d'euros.

Par rapport aux normes françaises, les retraitements de l'exercice 2004 sur les immobilisations génèrent un passif d'impôt différé complémentaire de 136 millions d'euros essentiellement lié aux retraitements des durées d'amortissement (110 millions d'euros) et un actif d'impôt différé de 7 millions d'euros.

IV.2 Impôts différés sur provisions

Les retraitements sur les provisions (cf. III) engendrent un impôt différé actif net de 4 157 millions d'euros, provenant essentiellement des provisions sur avantages au personnel (4 199 millions d'euros d'impôt différé actif au titre des provisions pour avantages au personnel et 42 millions d'euros d'impôt différé passif au titre des autres provisions). Cet impôt différé actif sera en grande partie repris par les capitaux propres dans le cadre de la réforme du refinancement du régime des retraites.

Dans le résultat 2004, par rapport aux normes françaises, le produit net d'impôt différé complémentaire sur les provisions s'établit à 111 millions d'euros dont 59 millions d'euros de produit d'impôt différé

actif au titre des avantages au personnel et 58 millions d'euros au titre de l'actualisation de la provision pour renouvellement.

L'ajustement des impôts différés sur les avantages au personnel, suite à la refondation du régime des retraites ainsi que les écarts actuariels engendrent une minoration des capitaux propres de la période de 4 124 millions d'euros.

IV.3 Désactualisation des impôts différés

Les impôts différés ne sont pas actualisés en normes IFRS contrairement au principe retenu par le Groupe en normes françaises. L'effet de la désactualisation dans le bilan d'ouverture conduit à minorer les capitaux propres de - 481 millions d'euros, la principale source de désactualisation concernant l'impôt différé reconnu en 2002 sur la plus-value réalisée lors du rachat des réseaux de transport.

Au 31.12.2004, le retraitement en IFRS de l'effet de l'actualisation constatée en normes françaises améliore le résultat de 119 millions d'euros.

V. Variation du pourcentage d'intérêt et de périmètre

En normes IFRS, la prise en compte des instruments de capitaux propres ou d'accords contractuels particuliers pour le calcul des pourcentages d'intérêts des sociétés mises en équivalence conduit à augmenter le poste « Titres mis en équivalence » et les capitaux propres d'ouverture de 28 millions d'euros.

Concernant le résultat 2004 IFRS, l'augmentation du pourcentage de consolidation par mise en équivalence de deux entités se traduit par une augmentation du résultat de 5 millions d'euros.

VI. Droits de raccordement

Les facturations aux clients au titre de leur raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz font l'objet d'un étalement sur la durée des contrats, à l'exception des sociétés Gaz de France et GRTgaz. En effet, pour ces dernières, les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz selon une formule « cost plus » visant à couvrir d'une part les charges d'exploitation relatives au transport et à la distribution du gaz et d'autre part les charges de capital (amortissement, rémunération), prévoient que les montants ainsi perçus soient déduits de la base de rémunération de Gaz de France ou GRTgaz l'année de leur facturation, tandis que le coût de revient du branchement est inclus dans la base d'actifs régulés qui fait l'objet d'une rémunération sur la durée d'utilité des actifs. Ces principes de tarification ont pour effet un étalement des produits sur la durée d'utilité des actifs.

Une analyse de ce traitement pour toutes les filiales du Groupe, a conduit à constater sur certaines filiales des produits différés qui ont conduit à minorer les capitaux propres à l'ouverture.

Au 1er janvier 2004, l'effet de l'application d'IAS 20 avant impôt différé conduit à minorer les capitaux propres de - 102 millions d'euros, soit un impact net d'impôt différé de - 77 millions d'euros.

Au 31 décembre 2004, le retraitement en IFRS des droits de raccordement dégrade le résultat de - 6 millions d'euros, soit un impact net d'impôt différé de - 4 millions d'euros.

VII. Divers

La notion de contrôle étant plus stricte en IFRS, cette dernière se traduit par l'extension du périmètre de consolidation à un Fonds commun de créances.

Gaz de France dispose de parts dans un Fonds commun de créances (FCC APIGAZ) dans le cadre d'une opération de cession de créances réalisée en 1995 et portant sur des prêts immobiliers consentis au personnel. À travers les parts du FCC ainsi conservées, l'entreprise reprend les risques et avantages associés. La consolidation du FCC en IFRS se traduit par l'inscription des créances pour leur valeur résiduelle en contrepartie des parts émises par le FCC et encore en circulation.

L'effet de cette consolidation sur les capitaux propres d'ouverture est de - 12 millions d'euros et l'impact sur le résultat 2004 de - 1 million d'euros.

Tableau de rapprochement du bilan au 31 décembre 2004 – Actif : normes françaises CRC – normes IFRS

	CRC	IFRS								
Bilan – Actif Référentiel CRC 99-02	Soldes 31.12.2004	Reclas-sements	IAS 16 Immobi-lisations incorporelles	IAS 38 Immobi-lisations incorporelles	IAS 36 Dépré-ciations d'actifs	Divers	IAS 12 Impôt	Total Retraite-ment	Soldes 31.12.2004	Données comparatives Bilan IFRS – Actif
Actif immobilisé										Actifs non courants
Écarts d'acquisition	997	340		68	(137)	54		324	1 321	Écarts d'acquisition et autres immobilisations incorporelles
Autres immobilisations incorporelles	372	(372)						(372)		
Immobilisations corporelles hors concession	11 507	1 522	1 300		(163)	(10)		2 648	14 155	Immobilisations corporelles hors concession
Immobilisations corporelles en concession	8 071	306	1 814					2 120	10 191	Actifs en concession
Immobilisations en cours	1 985	(1 984)				(1)		(1 985)		
Titres mis en équivalence	442	(93)		2		41	(7)	(57)	385	Participations mises en équivalence
		435	(460)		71			46	46	Actifs d'impôts différés non courants
Autres immobilisations financières	1 090	2				33		35	1 125	Actifs financiers non courants
Autres actifs non courants		249						249	249	Autres actifs non courants
Placement du secteur financier	257	2						2	259	Placement du secteur financier
Total Actif immobilisé	**24 721**	**407**	**2 654**	**70**	**(230)**	**117**	**(7)**	**3 010**	**27 731**	**Total Actifs non courants**
Stocks et en-cours	1 022	(115)						(115)	907	Stocks et en-cours
Créances										Créances
Créances clients et comptes rattachés	5 155	(144)				(22)		(166)	4 989	Créances clients et comptes rattachés
Autres	1 302	(165)				100	(34)	(99)	1 203	Autres débiteurs
Actifs circulants du secteur financier	440								440	Actifs circulants du secteur financier
Valeurs mobilières de placement	285	589				(37)		552	837	Disponibilités et équivalents de disponibilités
Disponibilités	582	(582)						(582)		
Actifs destinés à être cédés		402						402	402	Actifs détenus en vue de la vente
Total Actif circulant	**8 786**	**(15)**				**41**	**(34)**	**(8)**	**8 778**	**Total Actifs courants**
TOTAL ACTIF	**33 507**	**392**	**2 654**	**70**	**(230)**	**158**	**(41)**	**3 002**	**36 509**	**TOTAL ACTIF**

Tableau de rapprochement du bilan au 31 décembre 2004 – Passif : normes françaises CRC – Normes IFRS

	CRC	IFRS										
Bilan – Passif Référentiel CRC 99-02	Soldes 31.12.2004	Reclas-sements	IAS 16 Immo-bilisations incorporelles	IFRS 3 Regroupement d'entreprises	IAS 37 Provisions	IAS 19 Avantages au personnel	IAS 20 Subventions	Divers	IAS 12 Impôt	Total Retraite-ments	Soldes 31.12.2004	Données comparatives Bilan IFRS – Passif
Capitaux propres – part du Groupe												Capitaux propres – part du Groupe
Capital	903										903	Capital
Réserves et résultats consolidés	9 553	(129)						7 639		7 510	17 063	Réserves et résultats consolidés
								(7 072)		(7 072)	(7 072)	Réserves de première application
												Réserves d'écart de juste valeur
Autres	(79)	129						54		183	104	Écarts de conversion et autres
Total capitaux propres – part du Groupe	**10 377**							**621**		**621**	**10 998**	**Total capitaux propres – part du Groupe**
Intérêts minoritaires	**216**							**(4)**		**(4)**	**212**	**Intérêts minoritaires**
Total fonds propres	**10 593**							**617**		**617**	**11 210**	**Total capitaux propres**
Autres fonds propres :												Passifs non courants :
Contrevaleur des biens mis dans la concession – Droits en nature des concédants	3 810	3 453	1 515		(544)					4 424	8 234	Passifs liés aux concessions
Titres participatifs	485	(485)								(485)		
Total autres fonds propres	**4 295**											
Provisions pour risques et charges	**7 698**	**(7698)**								**(7 698)**		
		541				526				1 067	1 067	Provisions pour avantages liés au personnel
		1 864		(41)	(105)					1 717	1 717	Provisions (part non courante)
		2 198	106		226	(179)	(27)	417		2 741	2 741	Passifs d'impôts différés

Bilan – Passif Référentiel CRC 99-02	CRC Soldes 31.12.2004	IFRS Reclas-sements	IAS 16 Immo-bilisations incorporelles	IFRS 3 Regroupement d'entreprises	IAS 37 Provisions	IAS 19 Avantages au personnel	IAS 20 Subventions	Divers	IAS 12 Impôt	Total Retraite-ments	Soldes 31.12.2004	Données comparatives Bilan IFRS – Passif
Dettes												
		485								485	485	Titres participatifs
Dettes financières	4 793	(966)						22		(944)	3 849	Dettes financières (part non courante)
		274								274	274	Dette du secteur financier (part non courante)
		29					108			137	137	Autres passifs non courant
		(306)	**1 621**	**(41,1)**	**(423)**	**347**	**81**	**439**		**1 718**	**18 504**	**Total Passifs non courants**
												Passifs courants
		94								94	94	Provisions (part courante)
		380						(3)		377	377	Dette au personnel (part courante)
		964						7		971	971	Dette financière (part courante)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	1 889	(39)						(2)		(41)	1 848	Dettes fournisseurs et comptes rattachés
Dettes fiscales et sociales	1 472	(408)						(1)		(409)	1 063	Dette d'impôt
Autres dettes	1 931	(48)						(30)		(78)	1 853	Autres dettes
Dettes du secteur financier	836	(286)								(286)	550	Dettes du secteur financier (part courante)
		39								39	39	Passifs liés aux actifs destinés à être cédés
Total dettes	**10 921**	**696**						**(29)**		**667**	**6 795**	**Total Passifs courants**
TOTAL PASSIF	**33 507**	**391**	**1 621**	**(41)**	**(423)**	**347**	**81**	**1 027**		**3 002**	**36 509**	**TOTAL PASSIF**

Tableau de rapprochement du compte de résultat consolidé de l'exercice 2004 : normes françaises CRC – Normes IFRS

Compte de résultat Référentiel CRC 99-02	Soldes 31.12.2004	Recl.	IAS 16 Immobilisations corporelles	IAS 38 Immobilisations incorporelles	IAS 36 Dépréciations d'actifs	IFRS 3 Regroupement d'entreprises	IAS 37 Provisions	IAS 19 Avantages au personnel	SIC 33 Variations de % d'intérêts	IAS 12 Impôt	IAS 20 Subventions	Divers	Total Retraitements	Soldes 31.12.2004	Données comparatives Comptes de résultat IFRS
Chiffre d'affaires	18 129	(18 129)											(18 129)		
		15 497											15 497	15 497	Ventes de biens
		2 281									(10)	(72)	2 199	2 199	Ventes de services
Production stockée															
		35											35	35	Produits des activités du secteur financier
Production	18 129	(317)									(10)	(72)	(398)	17 731	Produits des activités ordinaires
Production immobilisée	345	(1)											(1)	344	Production stockée et immobilisée
Consommations externes	11 916	533										16	549	(11 367)	Consommations externes
Valeur ajoutée	6 558														
Charges de personnel	(2 220)	338						(172)				11	177	(2 043)	Charges de personnel
Impôts, taxes et versements assimilés	(245)	245											245		
Excédent brut d'exploitation	4 093														
Autres produits		252				32					4		288	288	Autres produits
Autres charges		(498)										2	(496)	(496)	Autres charges
		552				32		(172)			(6)	(43)	364	4 457	Excédent brut opérationnel
Dotations aux amortissements et aux provisions (nettes des reprises et transferts de charges)	(2 448)	270	318		(23)		38					1	603	(1 845)	Amortissements et provisions
Autres charges et produits d'exploitation	(47)	47											47		
Résultat d'exploitation	**1 598**	**869**	**318**		**(23)**	**32**	**38**	**(172)**			**(6)**	**(42)**	**1 014**	**2 612**	**Résultat opérationnel**
Résultat financier	**(34)**	**34**											**34**		
		3											3	3	Pdts de trésorerie et équivalents de trésorerie
		(181)										(1)	(182)	(182)	Coût de l'endettement financier brut

Compte de résultat Référentiel CRC 99-02	Soldes 31.12.2004	Recl.	IAS 16 Immobilisations corporelles	IAS 38 Immobilisations incorporelles	IAS 36 Dépréciations d'actifs	IFRS 3 Regroupement d'entreprises	IAS 37 Provisions	IAS 19 Avantages au personnel	SIC 33 Variations de % d'intérêts	IAS 12 Impôt	IAS 20 Subventions	Divers	Total Retraitements	Soldes 31.12.2004	Données comparatives Comptes de résultat IFRS
														(179)	Coût de l'endettement financier net
		402											402	402	Autres produits financiers
		(1 111)					(198)		(7)				(1 316)	(1 316)	Autres charges financières
Résultat courant des entreprises intégrées	**1 564**														
		95							17			14	125	125	Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence
Produits et charges exceptionnels	17	(17)											(17)		
Impôts sur les résultats	(509)	(4)	(106)		(30)		52	59		74	2	9	56	(453)	Impôts sur les résultats
Résultat net des entreprises intégrées	**1 072**														
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence	92	(92)											(92)		
Dotations aux amortissements des écarts d'acquisition	(59)			59									59		
Résultat consolidé du Groupe	**1 105**	**(3)**	**211**	**59**	**(52)**	**32**	**(109)**	**(113)**	**9**	**74**	**(4)**	**(20)**	**86**	**1 191**	**Résultat net consolidé du Groupe**
RÉSULTAT CONSOLIDÉ – PART DU GROUPE	**1 046**														
Résultat consolidé – Part des minoritaires	59	2										(21)	(19)	40	Intérêts minoritaires
														1 151	**RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ – PART DU GROUPE**

Principaux retraitements du tableau des flux de trésorerie 2004

Excédent de trésorerie opérationnel

- Résultat opérationnel : le tableau des flux de trésorerie IFRS Groupe est établi selon la méthode indirecte, à partir du résultat opérationnel ; dans le précédent référentiel, le tableau était établi à partir du résultat net. Les ajustements ultérieurs des charges et produits n'entraînant pas de flux de trésorerie dans le tableau IFRS incluent ainsi l'impôt payé (- 705 millions d'euros) et excluent l'annulation des résultats des sociétés mises en équivalence présentés en référentiel CRC.

- Amortissements, dépréciations des actifs long terme et provisions : cet agrégat, commun aux deux référentiels, est inférieur de 685 millions d'euros dans le tableau IFRS, principalement sous l'effet des retraitements des amortissements consécutifs aux changements de durée d'utilité des immobilisations (- 315 millions d'euros) et de l'annulation en comptes IFRS des dotations aux amortissements des écarts d'acquisition et des reprises d'écarts d'acquisition négatifs enregistrés en référentiel CRC (- 64 millions d'euros). À ces écarts, il convient d'ajouter également les ajustements nécessaires en référentiel CRC (méthode indirecte à partir du résultat net), mais absents en référentiel IFRS (méthode indirecte à partir du résultat opérationnel) comme notamment la désactualisation des provisions long terme (- 211 millions d'euros) et les reprises de provisions financières (+ 120 millions d'euros).

- Autres ajustements : ce poste comprend les dividendes reçus de sociétés mises en équivalence (135 millions d'euros). Ce poste est inférieur de 318 millions d'euros dans le tableau IFRS : les principales divergences avec l'agrégat « autres mouvements » du précédent référentiel concernent essentiellement les charges liées aux retraites n'entraînant pas de flux de trésorerie (+ 222 millions d'euros, dont 172 millions d'euros d'ajustement du résultat 2004 entre les deux référentiels) classées dans l'agrégat « amortissements et provisions » en référentiel CRC, le retraitement des impôts différés (non nécessaire en référentiel IFRS) pour + 96 millions d'euros, compensées par les flux non monétaires liés à la désactualisation des avantages au personnel et au rendement attendu des actifs de couverture (effet net de - 626 millions d'euros).

- Variation du besoin en fonds de roulement : la principale différence entre les deux référentiels est liée au reclassement dans le tableau IFRS de l'impôt payé sur une ligne à part (+ 114 millions d'euros).

Investissements nets et assimilés

- Réduction des immobilisations financières : la variation observée entre les deux référentiels (+ 37 millions d'euros) est imputable au reclassement en actifs non courants de valeurs mobilières auparavant maintenues en actifs circulants.

- Intérêts reçus : ce poste correspond aux intérêts perçus au titre des investissements suivis ; la méthode indirecte à partir du résultat opérationnel impose d'ajuster le tableau des flux monétaires liés à ces intérêts.

- Dividendes reçus : ce poste comprend les dividendes reçus des participations non consolidées.

Financement

- Dividendes versés : la divergence avec les dividendes versés dans le précédent référentiel est liée au changement de méthode de consolidation de la société GTT.

- Intérêts payés de nature financière : ce poste regroupe les intérêts en lien avec la dette. Le tableau des flux de trésorerie IFRS étant construit à partir du résultat opérationnel, soit un solde excluant l'effet du coût de l'endettement financier, un retraitement au titre des intérêts payés est nécessaire ici.

Tableau de rapprochement des capitaux propres au 1er janvier 2004 : normes françaises CRC – normes IFRS

		Capitaux propres – part du Groupe						
	Norme	Capital	Écarts de conversion	Réserves	Résultat	Total – part du Groupe	Intérêts minoritaires (CRC)	Capitaux propres
Capitaux propres au 1er janvier 2004 CRC		**903**	**(129)**	**7 903**	**910**	**9 587**	**269**	**9 856**
RETRAITEMENTS								
Écarts d'acquisition								
Conversion des écarts d'acquisition en devises	IAS 21			14		14		14
Annulation des amortissements des écarts d'acquisition	IAS 38							
Immobilisations								
Approche par composants	IAS 16			(9)		(9)		(9)
Modification des durées d'amortissement	IAS 16			1 272		1 272		1 272
Résultat des tests de dépréciation	IAS 36			(278)		(278)		(278)
Divers				(6)		(6)		(6)
Provisions pour avantages au personnel	IAS 19			(11 847)		(11 847)		(11 847)
Autres provisions								
Annulation des provisions ne répondant pas à la norme IAS 37	IAS 37			66		66		66
Actualisation des provisions long terme	IAS 37			769		769		769
Annulation écarts d'acquisition négatifs/ reprises	IAS 22			15		15		15
Autres								
Subventions	IAS 20			(102)		(102)		(102)
Impôts différés								
Sur immobilisations				(348)		(348)		(348)
Sur provisions (y compris pour avantages au personnel)				3 911		3 911		3 911
Désactualisation des impôts différés	IAS 12			(481)		(481)		(481)
Autres impôts différés	IAS 12			15		15		15
Variation de pourcentage d'intérêt	SIC 33			28		28		28
Divers				**(14)**		**(14)**	**(15)**	**(29)**
Total retraitements				**(6 995)**		**(6 995)**	**(15)**	**(7 010)**
Neutralisation des écarts de conversion			**129**	**(129)**				
Capitaux propres au 1er janvier 2004 IFRS		**903**		**779**	**910**	**2 592**	**254**	**2 846**

Tableau de rapprochement des capitaux propres au 31 décembre 2004 : normes françaises CRC – normes IFRS

		Capitaux propres – part du Groupe						
	Norme	Capital	Ecarts de conversion	Réserves	Résultat	Total – part du Groupe	Intérêts minoritaires (CRC)	Capitaux propres
Capitaux propres au 1er janvier 2004 CRC		**903**	**(67)**	**8 495**	**1 046**	**10 377**	**216**	**10 593**
RETRAITEMENTS								
Écarts d'acquisition								
Conversion des écarts d'acquisition en devises	IAS 21		40	14		54		54
Annulation des amortissements des écarts d'acquisition	IAS 38				69	69		69
Immobilisations								
Approche par composants	IAS 16			(9)	(9)	(18)		(18)
Modification des durées d'amortissement	IAS 16			1 272	315	1 587		1 587
Résultat des tests de dépréciation	IAS 36			(278)	(23)	(301)		(301)
Divers				(6)	8	2		2
Provisions pour avantages au personnel	**IAS 19**			**(249)**	**(172)**	**(421)**		**(421)**
Autres provisions								
Annulation des provisions ne répondant pas à la norme IAS 37	IAS 37			66	(13)	53		53
Actualisation des provisions long terme	IAS 37			769	(145)	624		624
Annulation écarts d'acquisition négatifs/ reprises	IAS 22			15	31	46		46
Autres								
Subventions	IAS 20			(102)	(6)	(108)		(108)
Impôts différés								
Sur immobilisations				(348)	(136)	(484)		(484)
Sur provisions (y compris pour avantages au personnel)				(213)	111	(102)		(102)
Désactualisation des impôts différés	IAS 12			(481)	117	(364)		(364)
Autres impôts différés	IAS 12			15	(43)	(28)		(28)
Variation de pourcentage d'intérêt	**SIC 33**			**28**	**5**	**33**		**33**
Divers				**(18)**	**(3)**	**(21)**	**(4)**	**(25)**
Total retraitements			**40**	**476**	**105**	**621**	**(4)**	**617**
Neutralisation des écarts de conversion			**129**	**(129)**				
Capitaux propres au 1er janvier 2004 IFRS		**903**	**102**	**8 842**	**1 151**	**10 998**	**212**	**11 210**

D.2. Modifications apportées aux informations de transition antérieurement publiées

BILAN CONSOLIDÉ – ACTIF

En millions d'euros		31.12.2004 IFRS définitif Net	31.12.2004 Information préliminaire Net	Variations	Détail des variations IAS 16 Immobilisations corporelles	IAS 36 Dépréciations d'actifs	Recl.
ACTIFS NON COURANTS							
Écarts d'acquisitions et autres immobilisations incorporelles		1 321	1 403	(82)		(86)	4
Actifs en concession		10 191	8 071	2 120	1 814		306
Immobilisations corporelles hors concession		14 155	12 556	1 599		(68)	1 667
Immobilisations en cours			1 977	(1 977)			(1 977)
Participations mises en équivalence		385	385	0			
Actifs financiers non courants		1 125	1 144	(19)			(19)
Instruments financiers dérivés non courants							
Actifs d'impôts différés non courants		46	19	27			27
Autres actifs non courants		249	0	249			249
Placements du secteur financier		259	259				
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	**I**	**27 731**	**25 814**	**1 917**	**1 814**	**(154)**	**257**
ACTIFS COURANTS							
Stocks et en-cours		907	907	0			
Créances							
Créances clients et comptes rattachés		4 989	5 136	(147)			(147)
Autres débiteurs		905	1 314	(409)			(409)
Créances d'impôts		298	0	298			298
Actifs d'impôts différés courants							
Instruments financiers dérivés courants							
Disponibilités et équivalents de disponibilités		837	819	18			18
Actifs du secteur financier		440	440	0			
Actifs détenus en vue de la vente							
TOTAL ACTIFS COURANTS	**I**	**8 376**	**8 616**	**(240)**			**(240)**
ACTIFS DESTINÉS À ÊTRE CÉDÉS	**I**	**402**	**402**				
TOTAL ACTIF	**IA**	**36 509**	**34 832**	**1 677**	**1 814**	**(154)**	**17**

BILAN CONSOLIDÉ – PASSIF

En millions d'euros		31.12.2004 IFRS définitif	31.12.2004 Information préliminaire	Variations	Détail des variations IAS 20 Subventions	IAS 16 Immo-bilisations corporelles	IAS 36 Dépréciations d'actifs	IAS 37 Provision	Recl.
CAPITAUX PROPRES – PART DU GROUPE									
Capital		903	903	0					
Réserves et résultats consolidés		17 063	17 063	0					
Réserve de première application		(7 072)	(7 420)	348	(81)	193	(121)	357	
Réserves d'écart de juste valeur									
Écarts de conversion et autres		104	104	0					
Total capitaux propres – Part du Groupe	**I**	**10 998**	**10 650**	**348**	**(81)**	**193**	**(121)**	**357**	
Intérêts minoritaires	**II**	**212**	**212**	**0**					
Total capitaux propres	**I**	**11 210**	**10 862**	**348**	**(81)**	**193**	**(121)**	**357**	
PASSIFS NON COURANTS									
Passif lié aux concessions		8 234	7 263	971		1 515		(544)	
Provision pour avantages au personnel		1 067	1 067						
Provisions		1 717	1 717						
Passifs d'impôts différés non courants		2 741	2 307	434	(27)	106	(33)	187	201
Titres participatifs		485	485						
Dettes financières		3 849	3 849						
Instruments financiers dérivés non courants									
Dettes du secteur financier		274	275	(1)					(1)
Autres passifs non courants		137	0	137	108				29
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	**III**	**18 504**	**16 963**	**1 541**	**81**	**1 621**	**(33)**	**(357)**	**229**
PASSIFS COURANTS									
Provisions		94	276	(182)					(182)
Dettes au personnel		377	377	0					
Dettes financières		971	971	0					
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		1 848	1 848	0					
Impôt exigible		115	0	115					115
Autres dettes fiscales		948	1 063	(115)					(115)
Autres dettes		1 853	1 883	(30)					(30)
Dettes du secteur financier		550	550	0					
TOTAL PASSIFS COURANTS	**IV**	**6 756**	**6 968**	**(212)**					**(212)**
PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DESTINÉS À ÊTRE CÉDÉS	**V**	**39**	**39**	**0**					
TOTAL PASSIF	**I À V**	**36 509**	**34 832**	**1 677**		**1 814**	**(154)**		**17**

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

En millions d'euros	31.12.2004 IFRS définitif	31.12.2004 Information préliminaire	Variations	Détail des variations IAS 20 Subventions	IAS 16 Immobilisations corporelles	IAS 37 Provision	Recl.
Ventes d'énergie	15 497	15 497					
Ventes de services	2 199	2 209	(10)	(10)			
Produits des activités du secteur financier	35	35					
Chiffre d'affaires	**17 731**	**17 741**	**(10)**				
Production immobilisée	344	344					
Consommations externes	(11 367)	(11 367)					
Charges de personnel	(2 043)	(1 998)	(45)				(45)
Autres produits opérationnels	288	357	69	4			(73)
Autres charges opérationnelles	(496)	(579)	(83)				83
Excédent brut opérationnel	**4 457**	**4 498**	**(41)**	**(6)**			**(35)**
Amortissements et provisions	1 845	1 980	135		58	29	48
Résultat opérationnel	**2 612**	**2 518**	**94**	**(6)**	**58**	**29**	**13**
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	3	3					
Coût de l'endettement financier brut	(182)	(154)	(28)				
Coût de l'endettement financier net	**(179)**	**(151)**	**(28)**				
Autres produits financiers	402	402					
Autres charges financières	(1 316)	(1 133)	(183)			(198)	15
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	125	125					
Résultat avant impôt	**1 644**	**1 761**	**(117)**	**(6)**	**58**	**(169)**	
Impôts sur les résultats	(453)	(492)	39	2	(21)	58	
Résultat net consolidé du Groupe	**1 191**	**1 269**	**(78)**	**(4)**	**37**	**(111)**	
Intérêts minoritaires	**40**	**40**					
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ – PART DU GROUPE	**1 151**	**1 229**	**(78)**	**(4)**	**37**	**(111)**	

D.2.1. Modifications apportées : reclassements

Reclassements bilan consolidé

Les immobilisations en cours ont été classées dans les postes d'immobilisations corporelles et incorporelles correspondants. Le montant des immobilisations en cours est au 31 décembre 2004 de 1 977 millions d'euros.

Des créances non courantes du métier Services ont été reclassées du poste Autres débiteurs courants au poste Autres actifs non courants pour un montant s'élevant au 31 décembre 2004 à 147 millions d'euros. De même concernant les actifs de couverture des engagements envers le personnel pour un montant au 31 décembre 2004 de 100 millions d'euros.

Des valeurs mobilières au 31 décembre 2004 ont été reclassées du poste Actifs financiers non courants en Disponibilités et équivalents de disponibilités pour 19 millions d'euros.

Les passifs d'impôts différés courants ont été reclassés en passifs d'impôts différés non courants pour 182 millions d'euros.

Les actifs d'impôts différés courants ont été reclassés en actif d'impôts différés non courants pour 10 millions d'euros.

Des autres débiteurs ont été reclassés en créance d'impôts courants pour 298 millions d'euros. De même des autres dettes fiscales ont été reclassées en impôts exigibles pour 115 millions d'euros

Reclassements compte de résultat consolidé

Des charges de personnel du compte de résultat publié pour 58 millions d'euros ont été reclassées en contrepartie des reprises de provision pour risques et charges, et 13 millions d'euros ont été reclassés en charges de désactualisation dans le résultat financier.

10 millions d'euros d'autres charges et produits opérationnels ont été reclassés en dotation aux provisions pour risques et charges.

28 millions d'euros d'autres charges financières ont été reclassés dans le coût de l'endettement financier brut.

73 millions d'euros de charges de cession d'immobilisations corporelles et incorporelles ont été compensés avec les produits de cession.

D.2.2. Modifications apportées : retraitements

IAS 20. Droits de raccordement

Les facturations aux clients au titre de leur raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz font l'objet d'un étalement sur la durée des contrats, à l'exception des sociétés Gaz de France et GRTgaz. En effet, pour ces dernières, les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz selon une formule « cost plus » visant à couvrir d'une part les charges d'exploitation relatives au transport et à la distribution du gaz et d'autre part les charges de capital (amortissement, rémunération), prévoient que les montants ainsi perçus soient déduits de la base de rémunération de Gaz de France ou GRTgaz l'année de leur facturation, tandis que le coût de revient du branchement est inclus dans la base d'actifs régulés qui fait l'objet d'une rémunération sur la durée d'utilité des actifs. Ces principes de tarification ont pour effet un étalement des produits sur la durée d'utilité des actifs.

Une analyse de ce traitement pour toutes les filiales du Groupe, a conduit à constater sur certaines filiales des produits différés minorant les capitaux propres dans le bilan d'ouverture.

Au 1er janvier 2004, l'effet de l'application d'IAS 20 avant impôt différé conduit à minorer les capitaux propres de - 102 millions d'euros, soit un impact net d'impôt différé de - 77 millions d'euros.

Au 31 décembre 2004, le retraitement en IFRS des droits de raccordement dégrade le résultat de - 6 millions d'euros, soit un impact net d'impôt différé de - 4 millions d'euros.

IAS 16. Modification des durées d'amortissements

Gaz de France retenait pour l'établissement de ses comptes consolidés des durées d'utilisation de ses immobilisations déterminées par référence à des durées d'usage utilisées dans les comptes sociaux.

Dans le cadre de la transition au référentiel international, les durées d'amortissement des ouvrages techniques ont été revues pour les aligner sur les durées estimées d'utilisation. Les ouvrages de la Distribution (actifs en concession) ont aussi donné lieu à une révision de leur durée d'utilité.

La modification des durées d'amortissements des ouvrages de la Distribution se traduit par une majoration des capitaux propres d'ouverture nette d'impôt différé de 155 millions d'euros.

Le retraitement de la dotation aux amortissements 2004 IFRS par rapport à celle passée selon les principes du Groupe conduit à une amélioration du résultat de l'exercice de 58 millions d'euros, soit 37 millions d'euros nets d'impôt différé.

IAS 36. Dépréciation d'actifs

Les principes appliqués par le Groupe pour la réalisation des tests de dépréciation étaient proches de ceux de la norme IAS 36. Certaines différences de méthode ont été, cependant, identifiées dans le secteur Exploration-Production dans la mesure où le Groupe utilisait un modèle fondé sur une analyse des flux de trésorerie non actualisés.

Du fait de cette différence de principes, une perte de valeur des actifs du métier Exploration-Production a été comptabilisée dans le bilan d'ouverture pour 68 millions d'euros, soit un impact net d'impôt différé de 35 millions d'euros. En outre, un approfondissement de la définition des UGT dans le secteur Services, induisant un nouveau calcul du Besoin en Fonds de Roulement à financer, a conduit à enregistrer une perte de valeur de 86 millions d'euros de l'écart d'acquisition au 1er janvier 2004.

IAS 37. Actualisation des provisions long terme

La provision pour renouvellement a 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 % (retenu compte tenu d'une duration moyenne de l'ordre de 13 ans).

Ce retraitement se traduit par une majoration des capitaux propres d'ouverture nette d'impôt différé de 468 millions d'euros, et par une diminution du résultat de l'exercice 2004 de 169 millions d'euros, soit 111 millions d'euros nets d'impôt différé.

E. Éléments pro forma de compte de résultat 2004 Post-réforme du financement des retraites

(Données non auditées)

1. Principes retenus

Afin de pouvoir comparer les comptes de résultat des exercices 2004 et 2005, il est nécessaire de détailler les impacts de la réforme du financement des retraites sur les différentes rubriques du compte de résultat.

L'exercice d'établissement d'un compte de résultat pro forma nécessite de prendre un certain nombre d'hypothèses de manière à simuler les impacts qu'aurait eu la réforme du financement du régime des retraites si celle-ci était intervenue à effet du 1er janvier 2004.

Les hypothèses retenues sont les suivantes :

- la clé de répartition à utiliser entre les entreprises est la clé « masse salariale » établie au 31 décembre 2003, l'impact de l'évolution de cette clé entre le début et la fin de l'exercice est compris dans les écarts actuariels ;
- le taux d'actualisation retenu pour déterminer la charge de désactualisation au titre de l'exercice 2004 est celui utilisé au 31 décembre 2003 pour calculer les engagements de retraite à cette date, soit un taux nominal de 5 % ;
- le montant de la contribution tarifaire pris en compte est déterminé sur la base d'un calcul global de CTA venant en déduction du chiffre d'affaires de Gaz de France ;
- le produit correspondant au rendement attendu des fonds externalisés tient compte des anticipations de rendement de ces actifs au 1er janvier 2004 compte tenu de leur composition observée à cette même date ;
- la détermination du coût des services rendus correspond à l'augmentation sur 2004 de l'engagement au titre des droits spécifiques futurs ;
- il est tenu compte dans les charges de l'exercice 2004 de la prime de 4,5 % accordée par l'entreprise en 2005 pour compenser les hausses de cotisations sociales des salariés induites par la réforme.

2. Impact chiffré – présentation schématique

2.1. Charges et produits réels 2004 pré-réforme – normes françaises CRC

Dans les comptes de résultat consolidés publiés en 2004 étaient inclus les montants suivants :

En millions d'euros		31.12.2004	
↗ Frais de personnel	Charge correspondant au TMG (Part Retraite)	(470)	
↘ Frais de personnel	Retour des fonds externalisés	+ 57	Remboursements reçus
↗ Consommations externes	Fonds externalisés (versements)	(210)	Versements effectués
↘ Impôt	Impôt exigible correspondant	+ 221	
RÉSULTAT NET		**(402)**	**DIMINUTION DU RÉSULTAT**

2.2 Charges et produits 2004 pré-réforme – normes IFRS

Dans les comptes de résultat 2004 retraités aux normes IFRS sont inclus les montants suivants :

En millions d'euros		31.12.2004	
↗ Frais de personnel	Coût des services rendus	(202)	
↗ Autres charges financières	Charge de désactualisation nette du rendement attendu des fonds	(592)	Désactualisation au taux de 5 % – taux de rendement attendu des fonds : 4,7 %
↘ Impôt	Produit d'impôt différé	+ 281	
TOTAL		**(513)**	**DIMINUTION DU RÉSULTAT**

2.3. Charges et produits 2004 pro forma post-réforme

En millions d'euros **Rubrique Compte Résultat**	**Nature de l'impact**	**31.12.2004**	**Commentaires**
↘ Chiffre d'affaires[1]	1- Contribution Tarifaire (CTA)	(205)	
↗ Frais de personnel[1]	2- Augment. Charges sociales	(141)	Cotisations Régimes de droit commun
↗ Frais de personnel[1]	3- Prime et cotisations y afférentes	(40)	Prime de 4,5 % accordée aux actifs (charges comprises)
↗ Autres charges financières	4- Charge de désactualisation	(70)	Au taux de 5 %
↗ Frais de personnel[1]	5- Coût des Services Rendus	(100)	Droits spécifiques futurs
↗ Autres produits financiers	6- Rendement attendu des actifs	+ 74	Au taux de 4,7 %
	Impact Global avant Impôt	(482)	
↘ Impôt	Impôt exigible	+ 137	(1 + 2 + 3) * tx IS
↘ Impôt	Impôt différé	+ 34	(4 + 5 + 6) * tx IS
	Impact Global après Impôt	(311)	Diminution du résultat

(1) *Affecte le résultat opérationnel.*

3. Synthèse

À référentiel comptable IFRS identique, la réforme du financement des retraites se traduit par une amélioration du résultat net après impôt 2004 de 202 millions d'euros (311 millions d'euros de charges nettes d'impôt post-réforme à comparer à 513 millions d'euros pré-réforme – § 2.2), et par une amélioration de 91 millions d'euros par rapport au résultat de 2004 publié en normes françaises (311 millions d'euros à comparer à 402 millions d'euros de charges nettes d'impôt au titre des retraites en normes françaises – § 2.1).

L'impact du passage aux normes IFRS sur la présentation du compte de résultat des charges liées aux retraites est le suivant :

- en normes françaises, les charges et produits au titre des retraites étaient des éléments de l'Excédent Brut d'Exploitation ;
- en normes IFRS, la CTA, les charges sociales, les primes et cotisations et le coût des services rendus sont des éléments de l'Excédent Brut Opérationnel, tandis que la charge de désactualisation ainsi que le rendement attendu des actifs sont des éléments des Autres produits et charges financiers.

Globalement, les impacts conjugués de la réforme du financement des retraites et du passage aux normes IFRS sur la présentation du compte de résultat peuvent se résumer de la façon suivante :

En millions d'euros **31.12.2004**			
Impact sur :	**Normes françaises**	**Normes IFRS**	**Normes IFRS**
	Pré-réforme	Pré-réforme	Post-réforme
EBE/EBO	(623)	(202)	(486)
Autres produits financiers		+ 74	+ 74
Autres charges financières		(666)	(70)
Impôt	+ 221	+ 281	+ 171
IMPACT GLOBAL APRÈS IMPÔT	**(402)**	**(513)**	**(311)**

Si la réforme du financement des retraites était entrée en vigueur au 1er janvier 2004, le compte de résultat 2004 se serait présenté ainsi :

En millions d'euros	2004 Post-réforme	2004 Pré-réforme
Chiffre d'affaires	**17 526**	**17 731**
Production immobilisée	344	344
Consommations externes	(11 367)	(11 367)
Charges de personnel	(2 122)	(2 043)
Autres produits et charges opérationnels	(208)	(208)
Excédent brut opérationnel	4 173	4 457
Amortissements et provisions	(1 845)	(1 845)
Résultat opérationnel	**2 328**	**2 612**
Coût de l'endettement financier net	(179)	(179)
Autres produits financiers	402	402
Autres charges financières	(720)	(1 316)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	125	125
Résultat avant impôt	**1 956**	**1 644**
Impôts sur les résultats	(563)	(453)
Résultat net consolidé du Groupe	**1 393**	**1 191**
Intérêts minoritaires	40	40
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ – PART DU GROUPE	**1 353**	**1 151**

4. Analyse sectorielle

Si la réforme du financement des retraites était entrée en vigueur au 1er janvier 2004, l'analyse sectorielle du 31 décembre 2004 présentée en Note 28 aurait été la suivante :

Groupe Gaz de France	31.12.2004					
	Pôle Fourniture d'énergie et de services	Pôle Infrastructures	Autres	Non alloué	Éliminations	Total
COMPTE DE RÉSULTAT						
Chiffre d'affaires externe						
Cessions internes						
Chiffre d'affaires	15 952	6 561	71	794	(5 852)	17 526
EBO	984	3 090	53	46	-	4 173
Résultat opérationnel	545	1 765	29	(12)	-	2 327
Dont :						
Frais de personnel	626	1 165	4	328	-	2 123
Dépréciation des écarts d'acquisition	51	1	-	-	-	52
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	383	891	12	11	-	1 297
Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	10	(22)	-	-	-	(12)
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	115	10	-	-	-	125
Bilan						
Actifs sectoriels						**26 052**
Écarts d'acquisition	209	955	26	-	-	1 190
Autres Immobilisations incorporelles	52	68	2	9	-	131
Immobilisations corporelles et Actifs en concession	3 347	20 342	572	85		24 346
Participations mises en équivalence	309	76	-	-	-	385
Passifs sectoriels	**299**	**9 224**	**165**	**-**	**-**	**9 688**
Passif lié aux concessions	29	8 205	-	-	-	8 234
Provisions pour reconstitution des sites						1 454
Flux de trésorerie						
Investissements d'équipement	440	1 103	83	2	-	1 628
Autres informations						
Effectifs	12 149	23 527	77	2 335	-	38 088

Pôle Fourniture d'énergie et de services

Pôle Fourniture d'énergie et de services	31.12.2004				
	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Éliminations	Total
COMPTE DE RÉSULTAT					
Chiffre d'affaires externe					
Cessions internes					
Chiffre d'affaires	968	13 855	1 439	(310)	15 952
EBO	625	265	94	-	984
Résultat opérationnel	229	263	53	-	545
Dont :					
Frais de personnel	80	199	347	-	626
Dépréciation des écarts d'acquisition	50	1	-	-	51
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	310	37	36	-	383
Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	10	-	-	-	10
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	77	22	16	-	115
Bilan					
Actifs sectoriels	**2 853**	**485**	**579**	**-**	**3 917**
Écarts d'acquisition	38	6	165	-	209
Autres Immobilisations incorporelles	3	42	7	-	52
Immobilisations corporelles et Actifs en concession	2 572	423	352	-	3 347
Participations mises en équivalence	240	14	55	-	309
Passifs sectoriels	**270**	**-**	**29**	**-**	**299**
Passif lié aux concessions	-	-	29	-	29
Provisions pour reconstitution des sites	270	-	-	-	270
Flux de trésorerie					
Investissements d'équipement	387	10	43	-	440
Autres informations					
Effectifs	1 232	2 793	8 124	-	12 149

Pôle Infrastructures

Pôle Infrastructures	31.12.2004				
	Transport-Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International	Éliminations	Total
COMPTE DE RÉSULTAT					
Chiffre d'affaires externe					
Cessions internes					
Chiffre d'affaires	2 145	2 972	1 467	(23)	6 561
EBO	1 291	1 399	400	-	3 090
Résultat opérationnel	938	541	286	-	1 765
Dont :					
Frais de personnel	272	811	82	-	1 165
Dépréciation des écarts d'acquisition	-	-	1	-	1
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	358	415	118	-	891
Pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	-	-	(22)	-	(22)
Quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence	6	1	3	-	10
Bilan					
Actifs sectoriels	**7 202**	**11 152**	**3 087**		**21 441**
Écarts d'acquisition	-	-	955	-	955
Autres Immobilisations incorporelles	4	8	56	-	68
Immobilisations corporelles et Actifs en concession	7 198	11 128	2 016	-	20 342
Participations mises en équivalence	-	16	60	-	76
Passifs sectoriels	**157**	**9 041**	**26**	**-**	**9 224**
Passif lié aux concessions	-	8 181	24	-	8 205
Provisions pour reconstitution des sites					1 019
Flux de trésorerie					
Investissements d'équipement	314	713	76	-	1 103
Autres informations					
Effectifs	4 413	15 344	3 770	-	23 527

F. Rappel : comptes consolidés au 31 Décembre 2004 - normes CRC 99-02

BILAN CONSOLIDÉ – ACTIF

En millions d'euros	Note	2004 Net	2003 Net	2002 Net
ACTIF IMMOBILISÉ				
Écarts d'acquisition		997	1 060	1 046
Autres immobilisations incorporelles		372	334	364
Immobilisations corporelles hors concession		11 507	11 540	10 328
Immobilisations corporelles en concession		8 071	7 793	7 272
Immobilisations en cours		1 985	1 390	1 094
Titres mis en équivalence		442	452	462
Autres immobilisations financières		1 090	970	743
Placements du secteur financier		257	227	253
	I	**24 721**	**23 766**	**21 562**
ACTIF CIRCULANT				
Stocks et en-cours		1 022	1 082	1 141
Créances				
Créances clients et comptes rattachés		5 155	4 216	3 711
Autres		1 302	1 602	1 334
Valeurs mobilières de placement		285	158	143
Disponibilités		582	572	450
Actifs circulants du secteur financier		440	161	195
	II	**8 786**	**7 791**	**6 974**
TOTAL GÉNÉRAL	**I À II**	**33 507**	**31 557**	**28 536**

BILAN CONSOLIDÉ – PASSIF

En millions d'euros	Note	2004	2003	2002
FONDS PROPRES				
Capitaux propres – Part du Groupe				
Capital		903	903	903
Réserves et résultat consolidés		9 553	8 813	8 373
Autres		(79)	(129)	(17)
	I	**10 377**	**9 587**	**9 259**
Intérêts minoritaires	**II**	**216**	**269**	**246**
AUTRES FONDS PROPRES				
Contre-valeur des biens mis dans la concession				
Droits en nature des concédants		3 810	3 553	3 209
Titres participatifs		485	485	485
	III	**4 295**	**4 038**	**3 694**
Provisions pour risques et charges	**IV**	**7 698**	**6 665**	**5 442**
DETTES				
Dettes financières		4 793	5 409	4 467
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		1 889	1 769	1 851
Dettes fiscales et sociales		1 472	1 358	1 518
Autres dettes		1 931	2 060	1 617
Dettes du secteur financier		836	402	442
	V	**10 921**	**10 998**	**9 895**
TOTAL GÉNÉRAL	**I À V**	**33 507**	**31 557**	**28 536**

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

En millions d'euros	Note	2004	2003	2002
Chiffre d'affaires		**18 129**	**16 647**	**14 546**
Production stockée		-	(6)	-
Production immobilisée		345	292	341
Production		**18 474**	**16 933**	**14 887**
Consommations externes		(11 916)	(10 535)	(9 427)
Valeur ajoutée		**6 558**	**6 398**	**5 460**
Charges de personnel		(2 220)	(2 055)	(1 984)
Impôts, taxes et versements assimilés		(245)	(209)	(184)
Excédent brut d'exploitation		**4 093**	**4 134**	**3 292**
Dotations aux amortissements et aux provisions (nettes des reprises et transferts de charges)		(2 448)	(2 158)	(1 628)
Autres charges et produits d'exploitation		(47)	(97)	(113)
Résultat d'exploitation		**1 598**	**1 879**	**1 551**
Résultat financier		**(34)**	**(139)**	**(22)**
Résultat courant des entreprises intégrées		**1 564**	**1 740**	**1 529**
Produits et charges exceptionnels		**17**	**(5)**	**(45)**
Impôts sur les résultats		(509)	(752)	(605)
Impact (net d'impôt) du rachat des réseaux de transport		-	-	2 774
Résultat net des entreprises intégrées		**1 072**	**983**	**3 653**
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence		92	73	42
Dotations aux amortissements des écarts d'acquisition		(59)	(76)	(40)
Résultat consolidé du Groupe		**1 105**	**980**	**3 655**
Résultat consolide – part du Groupe		**1 046**	**910**	**3 612**
Résultat consolidé – Part des minoritaires		59	70	43
Résultat par action (en euros)		2,32	-	-

N.B. : *le calcul du résultat par action n'était pas applicable à Gaz de France en 2003 et 2002, son capital n'étant pas divisé en actions (Annexe B - Capital).*

TABLEAU DES FLUX FINANCIERS CONSOLIDÉS

En millions d'euros	Note	2004	2003	2002
I – EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION				
Résultat part du Groupe	a	1 046	910	3 612
Résultat part des intérêts minoritaires	b	59	70	43
Résultat des sociétés mises en équivalence	c	(93)	(73)	(42)
Amortissements et provisions	d	2 498	2 533	1 438
Autres mouvements	e	(203)	(289)	(2 663)
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	f	111	33	21
1. Capacité d'autofinancement de l'exercice (a + b + c + d + e + f)	1	**3 418**	**3 184**	**2 409**
2. Variation du besoin en fonds de roulement (Note 18)	2	**346**	**474**	**(472)**
Excédent de trésorerie d'exploitation	(1 - 2) I	**3 072**	**2 710**	**2 881**
II - INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS				
1. Investissements (Note 17)				
Investissements d'équipement		1 609	1 681	1 623
Investissements de croissance externe		154	1 189	1 923
Rachat du réseau de transport			-	109
	1	**1 763**	**2 870**	**3 655**
2. Autres emplois	2	**352**	**306**	**223**
3. Ressources				
Subventions		5	2	13
Produits nets des cessions d'éléments d'actif		74	95	265
Réduction des immobilisations financières		141	314	101
	3	**220**	**411**	**379**
Investissements nets et assimilés	(1 + 2 - 3) II	**1 895**	**2 765**	**3 499**
III - DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I – II) III	**1 177**	**(55)**	**(618)**
IV – FINANCEMENT				
1. Augmentation de capital et des primes	1	**-**	**5**	**1**
2. Dividendes	2	**(357)**	**(498)**	**(379)**
3. Appel au marché financier	3	**2 723**	**8 276**	**2 775**
4. Remboursements d'emprunts	4	**3 367**	**7 576**	**1 887**
Financement	(1 + 2 + 3 – 4) IV	**(1 001)**	**207**	**510**
V - VARIATION DE CHANGE	V	**6**	**12**	**2**
VI - VARIATION DE LA TRÉSORERIE (NOTE 19)	(III + IV + V) VI	**182**	**164**	**(106)**

20.1.1.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2005 en normes IFRS

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 2005, 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. Ces comptes ont été préparés pour la première fois conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union Européenne. Ils comprennent à titre comparatif les données relatives à l'exercice 2004 retraitées selon les mêmes règles, à l'exception des normes IAS 32 et IAS 39 qui, conformément à l'option offerte par la norme IFRS 1, ne sont appliquées par la société qu'à compter du 1er janvier 2005.

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.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'introduction de la Note A de l'annexe et les Notes A.2.10 et A.2.21 qui décrivent le 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. Le paragraphe 4.3 « Perspectives » de l'introduction de la Note A de l'annexe mentionne notamment 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 ».

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 l'introduction de la Note A de l'annexe et les Notes A.2.3, A.2.10 et A.2.21 donnent une information appropriée sur le traitement comptable retenu par votre société 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 concessions, aux acquisitions d'intérêts minoritaires, aux engagements de rachat d'intérêts minoritaires et aux droits d'émission de gaz à effet de serre.
- Comme décrit dans les Notes A.2.12, C.1 et C.2 de l'annexe, votre société a procédé à des tests systématiques de dépréciation des écarts d'acquisition et des immobilisations incorporelles à durée d'utilité indéfinie et à des tests de dépréciation des actifs corporels et incorporels à durée d'utilité définie lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné la méthodologie appliquée par l'entreprise ainsi que les paramètres utilisés pour ces estimations comptables et nous sommes assurés du caractère raisonnable des valeurs retenues dans les comptes.
- Comme indiqué dans les Notes A.2.21, A.2.23, C.8 et C.9 de l'annexe, votre société, 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 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 sommes assurés du caractère raisonnable des provisions qui en résultent.
- La Note C.28 de l'annexe relative aux engagements de retraite et autres engagements envers le personnel décrit la réforme du financement du régime de retraite des entreprises des Industries Électriques et Gazières et le mode d'évaluation et de comptabilisation des engagements résiduels consécutifs à la réforme. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné les bases et modalités du calcul actuariel des engagements ainsi que l'information donnée par l'entreprise et nous sommes assurés du caractère raisonnable des estimations effectuées.

- Comme indiqué dans les Notes A.2.20 et C.7b de l'annexe, votre société, dans le cadre de son opération d'ouverture du capital, a procédé à une offre réservée à ses salariés et inscrit une charge, reconnue pour la totalité de l'avantage accordé, en contrepartie des capitaux propres. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné les hypothèses et modalités de valorisation de l'avantage accordé ainsi que l'information donnée par l'entreprise et nous sommes assurés du caractère raisonnable des estimations effectuées.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

III. Vérification spécifique

Par ailleurs, nous avons également procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, à la vérification des informations données dans le rapport sur la gestion du Groupe. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris et Paris-La Défense, le 19 avril 2006

Les commissaires aux comptes

Mazars & Guerard		Ernst & Young Audit	
Michel Barbet-Massin	Xavier Charton	Patrick Gounelle	Philippe Hontarrède

20.1.2. Informations financières au 31 décembre 2004

20.1.2.1. Comptes consolidés au 31 décembre 2004 en normes françaises

Les comptes consolidés du Groupe, établis selon les normes comptables françaises pour l'exercice clos le 31 décembre 2004, figurent aux pages 217 à 263 du document de base de la Société enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 1er avril 2005 sous le numéro I. 05-037. Ils sont incorporés par référence dans le présent document de référence.

20.1.2.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2004 en normes françaises

Le rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du Groupe établis selon les normes comptables françaises pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 figure aux pages 263 à 265 du document de base de la Société enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 1er avril 2005 sous le numéro I. 05-037. Il est incorporé par référence dans le présent document de référence.

20.1.3. Informations financières au 31 décembre 2003

20.1.3.1. Comptes consolidés au 31 décembre 2003 en normes françaises

BILAN CONSOLIDÉ - ACTIF

En millions d'euros	Note	2003 Net	2002 Net	2001 Net
ACTIF IMMOBILISÉ				
Écarts d'acquisition	1	1 060	1 046	403
Autres immobilisations incorporelles	1	334	364	468
Immobilisations corporelles hors concession	1	11 540	10 328	3 965
Immobilisations corporelles en concession	1	7 793	7 272	8 282
Immobilisations en cours	1	1 390	1 094	1 249
Titres mis en équivalence	2a	452	462	400
Autres immobilisations financières	2b	970	743	682
Placements du secteur financier	2b	227	253	272
	I	**23 766**	**21 562**	**15 721**
ACTIF CIRCULANT				
Stocks et en-cours	3	1 082	1 141	1 130
Créances	4			
Créances clients et comptes rattachés		4 216	3 711	4 081
Autres		1 602	1 334	1 403
Valeurs mobilières de placement	5	158	143	433
Disponibilités		572	450	277
Actifs circulants du secteur financier	**4**	**161**	**195**	**79**
	II	**7 791**	**6 974**	**7 403**
TOTAL GÉNÉRAL	**I À II**	**31 557**	**28 536**	**23 124**

BILAN CONSOLIDÉ - PASSIF

En millions d'euros		Note	2003	2002	2001
FONDS PROPRES					
CAPITAUX PROPRES – part du Groupe					
Capital			903	903	903
Réserves et résultat consolidés			8 813	8 373	5 017
Autres			(129)	(17)	42
	I	**6**	**9 587**	**9 259**	**5 962**
INTÉRÊTS MINORITAIRES	**II**	**6**	**269**	**246**	**300**
AUTRES FONDS PROPRES					
Contrevaleur des biens mis dans la concession					
Droits en nature des concédants			3 553	3 209	3 122
Titres participatifs			485	485	485
	III		**4 038**	**3 694**	**3 607**
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	**IV**	**7a**	**6 665**	**5 442**	**4 663**
DETTES					
Dettes financières			5 409	4 467	3 604
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			1 769	1 851	1 787
Dettes fiscales et sociales			1 358	1 518	1 467
Autres dettes			2 060	1 617	1 394
Dettes du secteur financier			402	442	340
	V	**8**	**10 998**	**9 895**	**8 592**
TOTAL GÉNÉRAL	**I À V**		**31 557**	**28 536**	**23 124**

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

En millions d'euros	Note	2003	2002	2001
Chiffre d'affaires	**10**	**16 647**	**14 546**	**14 357**
Production stockée		(6)	-	(8)
Production immobilisée		292	341	312
Production		**16 933**	**14 887**	**14 661**
Consommations externes		(10 535)	(9 427)	(9 719)
Valeur ajoutée	**11**	**6 398**	**5 460**	**4 942**
Charges de personnel		(2 055)	(1 984)	(1 900)
Impôts, taxes et versements assimilés		(209)	(184)	(191)
Excédent brut d'exploitation		**4 134**	**3 292**	**2 851**
Dotations aux amortissements et aux provisions (nettes des reprises et transferts de charges)	13	(2 158)	(1 628)	(1 084)
Autres charges et produits d'exploitation		**(97)**	**(113)**	**(130)**
Résultat d'exploitation		**1 879**	**1 551**	**1 637**
Résultat financier	**14**	**(139)**	**(22)**	**(120)**
Résultat courant des entreprises intégrées		**1 740**	**1 529**	**1 517**
Produits et charges exceptionnels	**15**	**(5)**	**(45)**	**(24)**
Impôts sur les résultats	16	(752)	(605)	(551)
Impact (net d'impôt) du rachat des réseaux de transport		-	2 774	-
Résultat net des entreprises intégrées		**983**	**3 653**	**942**
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence		73	42	33
Dotations aux amortissements des écarts d'acquisition		(76)	(40)	(21)
Résultat consolidé du Groupe		**980**	**3 655**	**954**
Résultat consolidé – part du Groupe		**910**	**3 612**	**891**
Résultat consolidé – Part des minoritaires		70	43	63

N.B. : *le calcul du résultat par action n'est pas applicable à Gaz de France, son capital n'étant pas divisé en actions (Annexe B - Capital).*

TABLEAU DES FLUX FINANCIERS CONSOLIDÉS

En millions d'euros		2003	2002	2001
I – EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION				
Résultat part du Groupe	a	910	3 612	891
Résultat part des Intérêts minoritaires	b	70	43	63
Résultat des sociétés mises en équivalence	c	(73)	(42)	(33)
Amortissements et provisions	d	2 533	1 438	805
Autres mouvements	e	(289)	(2 663)	485
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	f	33	21	13
1. Capacité d'autofinancement de l'exercice (a + b + c + d + e + f)	1	**3 184**	**2 409**	**2 224**
2. Variation du besoin en fonds de roulement (Note 18)	2	**+ 474**	**- 472**	**+ 190**
Excédent de trésorerie d'exploitation	(1 - 2) I	**2 710**	**2 881**	**2 034**
II - INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS				
1. Investissements (Note 17)				
Investissements d'équipement		1 681	1 623	1 331
Investissements de croissance		1 189	1 923	377
Rachat du réseau de transport (Annexe C)		-	109	-
	1	**2 870**	**3 655**	**1 708**
2. Autres emplois	2	**306**	**223**	**202**
3. Ressources				
Subventions		2	13	1
Produits nets des cessions d'éléments d'actif		95	265	30
Réduction des immobilisations financières		314	101	242
	3	**411**	**379**	**273**
Investissements nets et assimilés	(1 + 2 - 3) II	**2 765**	**3 499**	**1 637**
III - DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I – II) III	**(55)**	**(618)**	**397**
IV – FINANCEMENT				
1. Augmentation de capital et des primes	1	**5**	**1**	**2**
2. Dividendes	2	**(498)**	**(379)**	**(31)**
3. Appel au marché financier	3	**8 276**	**2 775**	**229**
4. Remboursements d'emprunts	4	**7 576**	**1 887**	**450**
Financement	(1 + 2 + 3 – 4) IV	**+ 207**	**+ 510**	**- 250**
V -VARIATION DE CHANGE	V	**+ 12**	**+ 2**	**+ 42**
VI - VARIATION DE LA TRÉSORERIE (NOTE 19)	(III + IV + V) VI	**+ 164**	**- 106**	**+ 189**

ANNEXE

A. Périmètre et méthodes de consolidation

Les comptes consolidés regroupent les états financiers de Gaz de France et ceux des filiales significatives dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif, un contrôle conjoint ou une influence notable.

Le périmètre comprend 265 entités. Gaz de France consolide directement 76 entités et 11 sous-groupes. Sur les 76 entités consolidées directement, 50 sont en « intégration globale » (I.G.), 16 sont en « intégration proportionnelle » (I.P.) et 10 sont « mises en équivalence » (M.E.E.).

			Pourcentage d'intérêt		
Principales sociétés	Pays	Méthode 2003	2003	2002	2001
GAZ DE FRANCE	**France**	**Société mère**	**Société mère**	**Société mère**	**Société mère**
PÔLE FOURNITURE D'ÉNERGIE ET DE SERVICES					
Exploration-Production					
Groupe GDF Britain	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00	100,00
Efog	Royaume-Uni	M.E.E.	22,50	22,50	22,50
GDF Production Nederland	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00	100,00
N.G.T.	Pays-Bas	I.P.	38,57	38,57	38,57
Groupe E.E.G.	Allemagne	I.G.	100,00	100,00	75,00
Gaz de France Produktion Exploration Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00	-	-
Gaz de France Norge	Norvège	I.G.	100,00	100,00	100,00
Achat-Vente d'Énergie					
Messigaz	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
CFM et CFMH - Négoce	France	I.G.	55,00	55,00	55,00
Gaselys	France	I.P.	51,00	51,00	51,00
Méthane Transport	France	I.P.	50,00	50,00	50,00
Groupe GDF Energy Supply & Solutions	Royaume-Uni	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 CGST Save	France	M.E.E.	20,00	20,00	20,00
PÔLE INFRASTRUCTURES					
Transport Stockage France					
CFM et CFMH - Transport	France	I.G.	55,00	55,00	55,00
G.S.O.	France	M.E.E.	30,00	30,00	30,00
Distribution France					
Gaz de Strasbourg	France	M.E.E.	24,90	24,90	24,90

Principales sociétés	Pays	Méthode 2003	Pourcentage d'intérêt 2003	2002	2001
GAZ DE FRANCE	**France**	**Société mère**	**Société mère**	**Société mère**	**Société mère**
Transport et distribution international					
Sofregaz	France	M.E.E.	34,00	34,00	34,00
Groupe Gasag	Allemagne	I.P.	31,57	31,57	31,57
Megal GmbH	Allemagne	I.P.	43,00	43,00	43,00
Megal Finco	Iles Caïman	I.P.	43,00	43,00	43,00
Degaz	Hongrie	I.G.	72,59	72,59	72,59
Egaz	Hongrie	I.G.	63,96	63,96	63,96
Groupe Slovensky Plynarensky Priemysel	Slovaquie	I.P.	24,50	24,50	-
Groupe GDF Québec	Canada	I.G.	100,00	100,00	100,00
Groupe Noverco	Canada	M.E.E.	17,56	17,56	17,56
Consorcio Mexigas	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Natgasmex	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Tamauligas	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Energia Mayakan	Mexique	I.G.	67,50	67,50	67,50
Gasoductos del Bajio	Mexique	I.G.	100,00	100,00	100,00
Servicios Industriales de Energia	Mexique	I.P.	50,00	50,00	50,00
Transnatural	Mexique	I.P.	50,00	50,00	50,00
Gaseba	Argentine	I.G.	100,00	100,00	96,91
Gaseba Uruguay	Uruguay	I.G.	51,00	51,00	49,42
AUTRES					
Cogac	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
GDF International	France	I.G.	100,00	100,00	100,00
Pétrofigaz	France	I.P.	54,72	54,72	54,72

La liste exhaustive des sociétés du périmètre est en Annexe D Note 26.

B. Principes comptables et méthodes d'évaluation

Généralités

Référentiel comptable

Les comptes consolidés du Groupe sont établis en conformité avec les principes comptables généralement admis en France, et notamment avec l'arrêté du 22 juin 1999 homologuant le règlement 99-02 du comité de la réglementation comptable (CRC).

Les comptes sociaux des filiales sont retraités si nécessaire afin d'harmoniser les méthodes d'évaluation au sein du Groupe.

En application de l'article 4 de la loi n° 46.628 du 8 avril 1946, Gaz de France suit pour sa gestion comptable et financière les règles en usage dans les sociétés industrielles et commerciales : la comptabilité de Gaz de France est tenue selon les normes du Plan Comptable Général.

Conformément au décret du 22 octobre 1947 et à l'article 9 du décret du 29 août 1949, le plan comptable particulier de Gaz de France a été approuvé par arrêté du ministre de l'Économie, des Finances et du Budget le 7 août 1985, sur avis de conformité du Conseil national de la comptabilité du 19 décembre 1984.

Monnaie de présentation

Les états financiers consolidés sont établis en euros.

Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers consolidés conduit le Groupe Gaz de France à effectuer des estimations et à formuler des hypothèses qui affectent les montants inscrits dans les états financiers ou Notes annexes, notamment pour les provisions pour risques, la reconnaissance des impôts différés actifs, la détermination des écarts d'acquisition, la valorisation des participations, et les provisions pour avantages liés au personnel.

Les états financiers reflètent les meilleures estimations, sur la base des informations disponibles à la date d'arrêté des comptes.

Principes de consolidation

Périmètre de consolidation

Sont consolidées les filiales et sous-filiales significatives sur lesquelles le Groupe exerce au moins une influence notable.

Les filiales non significatives ne sont pas consolidées. Le caractère significatif d'une société est apprécié par rapport aux comptes du sous-groupe auquel elle appartient, le poids relatif des sous-filiales étant pris en compte. Les filiales non significatives représentent globalement moins de 5 % des chiffres clés du Groupe (total bilan, capitaux propres, chiffre d'affaires et effectifs).

Méthodes de consolidation

Les filiales et sous-filiales dont Gaz de France détient directement ou indirectement, en droit ou en fait, le contrôle exclusif sont consolidées par intégration globale.

Les filiales et sous-filiales contrôlées conjointement sont intégrées proportionnellement.

Les autres filiales et sous-filiales sont mises en équivalence.

Les comptes réciproques entre sociétés intégrées sont éliminés quand il s'agit d'opérations significatives. Cette élimination est faite au prorata du pourcentage d'intégration pour les sociétés intégrées proportionnellement.

Filiales du secteur financier

Les comptes des filiales du secteur financier sont élaborés selon le plan comptable des établissements financiers.

Ils sont reclassés de la façon suivante dans les comptes du Groupe :

- les crédits à la clientèle relèvent des postes Placements ou Actifs circulants du secteur financier ;
- le refinancement des crédits à la clientèle est inscrit en Dettes du secteur financier.

Date de clôture

L'exercice, d'une durée de 12 mois, couvre la période du 1er janvier au 31 décembre. Pour les sociétés ne clôturant pas leurs comptes annuels au 31 décembre, il n'est pas établi de situation intermédiaire en raison du faible impact de ces sociétés et leur date de clôture n'étant pas antérieure de plus de 3 mois au 31 décembre.

Écarts d'acquisition

Lors de la première consolidation du Groupe, une « différence de consolidation initiale » a été déterminée pour chaque entreprise du périmètre. Elle est égale à la différence entre la valeur des titres immobilisés au 31 décembre 1991 et la part des capitaux propres détenus à cette même date. Cette différence est maintenue au bilan du Groupe en réserve de consolidation jusqu'à la cession des titres.

Pour toutes les nouvelles sociétés consolidées, l'écart de valeur constaté entre le prix d'acquisition des titres et la part de situation nette évaluée à la juste valeur à la date de la prise de participation constitue l'écart d'acquisition.

Les écarts d'acquisition sont amortis linéairement sur une durée maximale de 20 ans ; la durée retenue dépend de la nature de l'activité de la filiale concernée.

Les fonds de commerce sont évalués à leur valeur de marché, et font l'objet de provisions si nécessaire.

Les écarts négatifs sont inscrits en provisions pour risques. Ils font l'objet d'un plan de reprise sur une durée qui dépend de la nature de l'activité de la filiale concernée.

Méthodes de conversion des états financiers

Selon la méthode du cours de clôture, les postes de bilan sont exprimés en euros sur la base du cours officiel de change au 31 décembre et le compte de résultat est converti sur la base du cours moyen officiel de change. Les écarts de conversion constatés tant sur les éléments patrimoniaux que sur ceux du compte de résultat sont portés dans les capitaux propres au poste « Écart de conversion » dans la rubrique « Autres ».

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.

Imposition différée

Les impôts différés sont déterminés, selon une approche dite bilantielle, sur la base des différences temporaires résultant de la différence entre la valeur comptable des actifs ou passifs et leur valeur fiscale.

Le calcul de l'impôt différé est effectué par entité fiscale et selon la méthode du « report variable », tous les décalages temporaires étant retenus.

Des situations nettes actives d'impôts différés sont constatées dès lors que ces créances d'impôts sont récupérables avec suffisamment de certitude.

Dans la majorité des cas, les impôts différés sont actualisés au taux de 5 % sur la base de l'échéancier de retournement des différences temporaires correspondantes.

Capitaux propres

Capital

Le capital de Gaz de France est la somme de deux termes : le capital initial, qui représente le solde net des droits, biens et obligations transférés à l'entreprise lors de la nationalisation en 1946, et les augmentations de capital sous forme de dotations effectuées par l'État jusqu'en 1982.

Le calcul du résultat par action n'est pas applicable à Gaz de France, son capital n'étant pas divisé en actions.

Autres fonds propres

Contrevaleur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants

En application des dispositions du Plan Comptable Général relatives aux opérations faites dans le cadre d'une concession de service public et des articles 521-1 et 523-1 du règlement 99-03 du CRC, la valeur des droits des concédants exigibles en nature, au titre des biens en concession inscrits à l'actif, est portée au passif du bilan.

Elle comprend :

- la contrepartie des biens non financés par l'Entreprise ;
- la contrepartie des biens renouvelés par utilisation de la provision pour renouvellement ;
- le fonds de caducité ;
- l'amortissement de dépréciation des biens non financés par l'Entreprise et des biens non renouvelables, qui vient en déduction.

Titres participatifs

Gaz de France a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et 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. Ils figurent au passif pour leur coût d'émission. Leur rémunération relève des charges financières.

Immobilisations incorporelles

Les écarts d'acquisition sont inscrits sous une rubrique spécifique de l'actif.

Les autres immobilisations incorporelles comprennent :

- les droits de bail ;
- les fonds de commerce ;
- les dépenses engagées pour l'obtention du droit d'exploitation de brevets, licences ;
- les logiciels.

Les frais d'augmentation de capital, les frais d'émission d'emprunt, les frais de recherche et de développement sont traités comme des charges de l'exercice.

Les immobilisations incorporelles du Groupe sont comptabilisées à leur coût d'achat ou de production.

En cas d'événements défavorables, un test de dépréciation est effectué et une provision est constatée si la valeur actuelle de l'actif est inférieure à sa valeur nette comptable.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles du Groupe sont comptabilisées à leur coût d'achat ou de production.

Les principales durées d'amortissement appliquées aux immobilisations corporelles construites par le Groupe sont les suivantes :

- 30 ans pour les conduites de distribution ;
- 25 ans pour les canalisations de transport et les stockages souterrains.

Ces durées varient pour les immobilisations corporelles rachetées par le Groupe en fonction des situations locales et de la durée de vie résiduelle des ouvrages à la date d'acquisition. En aucun cas elles n'excèdent les durées applicables aux immobilisations de même nature construites par le Groupe.

En cas de perspectives défavorables, un test de dépréciation est effectué et une provision est constatée si la valeur actuelle de l'actif est inférieure à sa valeur nette comptable.

Biens hors concession

Ce sont les immobilisations qui appartiennent en propre au Groupe ou qui sont financées par contrat de location-financement. Elles font l'objet d'un amortissement industriel sur la durée probable d'utilisation.

Biens en concession

Ces biens concernent les immobilisations :

- financées par l'Entreprise : il s'agit des biens de premier établissement ou remplaçants mis en concession par Gaz de France .
- et celles remises gratuitement par les tiers et les concédants.

En conformité avec les articles 393-1 et 442-22 du règlement 99-03 du CRC, tous les biens de Gaz de France exploités sous le régime de la concession sont inscrits sous une rubrique spéciale de l'actif.

Biens de premier établissement financés par l'Entreprise :
Les immobilisations en concession de premier établissement financées par l'Entreprise donnent lieu à un amortissement financier dit de caducité, étalé sur la durée des contrats. Le renouvellement anticipé d'une concession entraîne la constitution immédiate de l'amortissement de caducité qui aurait été constaté jusqu'au terme normal du contrat. Cette charge fait l'objet d'un transfert dans un compte spécifique d'immobilisations en concession. Ces immobilisations sont amorties sur la durée restant à courir du contrat d'origine. Les dotations aux amortissements de caducité et les transferts de charges figurent en « Dotations aux amortissements et aux provisions » dans le résultat d'exploitation.

Biens remis gratuitement :
La valeur des ouvrages en concession remis gratuitement est inscrite en immobilisations avec une contrepartie au compte « Contrevaleur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants ». Un amortissement de dépréciation calculé linéairement sur la durée de vie de chaque ouvrage constate la perte de valeur du bien et la diminution corrélative du droit du concédant. Cet amortissement n'affecte pas le compte de résultat.

Biens en concession renouvelables :
Les biens en concession renouvelables sont les biens dont le renouvellement est probable avant l'échéance du contrat de concession qui les régit.

Les immobilisations en concession renouvelables financées par l'Entreprise donnent lieu à un amortissement industriel.

En outre, elles font l'objet d'une provision pour renouvellement calculée pour chaque ouvrage sur la différence entre le coût de remplacement des biens, déterminé sur la base d'indices spécifiques de ces biens, et leur coût d'origine, c'est-à-dire l'assiette de l'amortissement industriel. Cette provision, constituée de manière progressive depuis la mise en service des ouvrages en concession jusqu'à leur renouvellement effectif, est incluse dans les « Provisions pour risques et charges » (article 441-15 du règlement 99-03 du CRC).

Les immobilisations en concession renouvelables remises gratuitement au début ou en cours du contrat font uniquement l'objet d'une provision pour renouvellement qui couvre donc le coût total de remplacement des biens.

Les dotations aux amortissements industriels et les dotations aux provisions pour renouvellement figurent en « Dotations aux amortissements et aux provisions » dans le résultat d'exploitation.

Lors du renouvellement d'un bien, le bien remplaçant est inscrit à l'actif et corrélativement, la provision pour renouvellement constituée est virée au crédit du poste « Droits en nature du concédant – Provision utilisée ».

Biens en concession non renouvelables :
Les biens en concession non renouvelables sont les biens dont le renouvellement n'est pas probable avant l'échéance du contrat de concession qui les régit.

Les immobilisations en concession non renouvelables donnent lieu à la constatation d'un amortissement de dépréciation calculé linéairement sur la durée de vie de chaque ouvrage, permettant de constater la perte de valeur du bien et la diminution corrélative du poste « Contrevaleur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants ». Cet amortissement n'affecte pas le compte de résultat.

Le poste « Contrevaleur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants » est alimenté par l'amortissement de caducité et/ou par le prélèvement effectué sur la provision pour renouvellement antérieurement constituée.

Contrats de location-financement

Les contrats de location à long terme pour lesquels le Groupe supporte la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des actifs loués sont comptabilisés comme des contrats de location-financement. Il s'agit principalement de contrats de crédit-bail et de location pour lesquels les loyers permettent de couvrir l'essentiel de la juste valeur des biens loués.

Les immobilisations financées par contrat de location-financement figurent dans les immobilisations corporelles en contrepartie d'un emprunt. Selon les caractéristiques des contrats de location-financement, les biens sont amortis, soit sur la durée de vie des immobilisations de même nature, soit sur la durée du contrat. L'emprunt est amorti sur la durée du contrat. La part des redevances qui excède le remboursement du capital historique est considérée comme une charge d'intérêt.

Sociétés d'exploration-production

Les comptes des filiales intégrées ou mises en équivalence, exerçant une activité d'exploration-production, ont été élaborés en application des règles comptables propres à ce secteur d'activité, telles que définies par le Financial Accounting Standard Board (F.A.S.B. norme 19). Ces règles sont compatibles avec les principes comptables français.

Le Groupe utilise la méthode des « successful efforts ».

Les dépenses de géologie et de géophysique sont enregistrées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont exposées.

Les droits miniers correspondant à des gisements non prouvés sont immobilisés et sont dépréciés si aucune découverte de réserves commercialisables n'est réalisée.

Les forages en cours sont immobilisés. Le coût des forages d'exploration n'ayant pas abouti à la découverte de réserves commercialisables est viré en charges.

Les coûts de remise en état des sites sont pris en charge selon la méthode à l'unité de production, sur la base des réserves prouvées développées.

Les immobilisations liées à la production de gaz (droits miniers « prouvés », forages d'exploration productifs, dépenses de développement et de mise en production des champs) sont amorties selon la méthode à l'unité de production, sur la base des réserves prouvées développées.

Immobilisations financières

Titres mis en équivalence

Cette rubrique correspond à la valeur de la quote-part des capitaux propres détenue dans les sociétés mises en équivalence.

Les autres immobilisations financières sont constituées de :

Titres de participations (non consolidées)

La valeur brute des titres de participations non consolidées correspond à leur valeur d'acquisition. Lorsque la valeur d'utilité des titres, déterminée à partir de la situation nette comptable de la participation corrigée des informations connues depuis la clôture de l'exercice, est inférieure à la valeur d'inventaire, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts accordés à des entreprises dans lesquelles le Groupe détient une participation et qui ne sont pas consolidées par intégration. Les créances font l'objet d'une provision pour dépréciation lorsque la situation nette de la filiale devient négative.

Autres immobilisations financières

Figurent essentiellement dans ce compte les titres, autres que les participations, que le Groupe a l'intention de conserver durablement.

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 indispensables à leur fonctionnement.

Gaz coussin

Valorisé au coût moyen d'achat toutes origines confondues majoré des coûts de regazéification, de transport et d'injection, le gaz « coussin » est enregistré en immobilisations. Il lui est appliqué un amortissement de dépréciation linéaire sur 25 ans comme les installations de surface des réservoirs souterrains.

Gaz utile

Le gaz « utile » est porté en stocks. 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, est inférieure au coût moyen pondéré.

Valorisation des stocks

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût moyen pondéré. Les comptes des filiales qui appliquent une autre méthode de valorisation ne sont pas retraités lorsque le coût de mise en œuvre du retraitement est jugé disproportionné par rapport à son incidence sur les comptes consolidés.

Créances d'exploitation

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 fonction du risque de non-recouvrement, basé sur des analyses individuelles et statistiques intégrant l'historique des pertes définitives sur créances, une provision pour dépréciation est constituée.

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non.

Engagements de retraite et avantages similaires

Gaz de France mentionne en annexe les engagements estimés au titre des retraites, des autres avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme dont bénéficie le personnel.

Des contrats ont été souscrits auprès de compagnies d'assurances pour couvrir les obligations au titre des retraites (couverture partielle) et des indemnités de fin de carrière (couverture intégrale).

Les pensions d'invalidité et les rentes pour accident du travail, maladie professionnelle et incapacité de travail en cours de service à la clôture font l'objet d'une provision intégrale.

Il en est de même pour les médailles du travail et les congés exceptionnels de fin de carrière.

Les provisions pour retraite et avantages similaires sont comptabilisées dans les filiales.

Le régime particulier de Gaz de France et les engagements correspondants sont présentés dans la Note 21.

Autres provisions pour risques et charges

- Les provisions pour reconstitution des sites sont destinées à couvrir la valeur actuelle des coûts de remise en état des sites qui supportent, ou ont supporté, des ouvrages. Le montant des provisions reflète la meilleure estimation des coûts futurs totaux actualisés, en fonction des exigences réglementaires actuelles, de l'état des connaissances techniques, ainsi que de l'expérience acquise.

  Les provisions sont constituées initialement en contrepartie d'un actif corporel qui est amorti sur la durée résiduelle d'exploitation prévisible du site concerné. L'effet des révisions d'estimations est comptabilisé au compte de résultat selon une méthode prospective. Les dotations et reprises de provision, y compris la charge de désactualisation, relèvent du résultat d'exploitation.

- Les sociétés de prestations du secteur des services constituent des provisions relatives aux contrats assurant la garantie totale des matériels installés.

Conversion des transactions exprimées en devises

Les transactions en devises sont converties en euros 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 en produits ou en charges.

Les actifs et passifs non monétaires libellés en devises étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction, à l'exception des actifs et passifs non monétaires réévalués, libellés en devises, qui sont convertis au cours de change en vigueur à la date de leur réévaluation.

Instruments financiers et d'exploitation

Les instruments financiers et d'exploitation utilisés par le Groupe pour couvrir et gérer ses risques de change, taux et « matières premières » font l'objet d'inscriptions en comptes d'engagements hors-bilan, pour les capitaux et les intérêts futurs à échanger évalués aux cours du 31 décembre.

Opérations de couverture

La variation de valeur de marché des contrats d'achat ou de vente à terme de devises est constatée au compte de résultat, de façon symétrique au résultat sur l'élément couvert.

Les instruments dérivés de matières premières sont évalués en valeur de marché et traités de façon symétrique aux éléments couverts. En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes et gains sont reconnus en résultat.

Autres opérations

Les moins-values potentielles sont constatées au compte de résultat. Les plus-values potentielles résultant d'opérations sur les marchés de gré à gré ne sont constatées que si ces marchés présentent une profondeur et une liquidité suffisantes. Au dénouement des contrats, les pertes et gains sont reconnus en résultat.

Frais de recherche et développement

Les frais de recherche et développement sont pris en charges durant la période au cours de laquelle ils sont exposés.

Opérations partiellement exécutées à la clôture

Les prestations de services dont l'exécution dépasse le cadre d'un exercice sont comptabilisées selon la méthode à l'avancement.

Présentation au compte de résultat des activités de trading (filiale gaselys)

Seule la marge brute comptable dégagée par ces activités est inscrite en chiffre d'affaires.

Résultat exceptionnel

Les produits et charges relevant du résultat exceptionnel consolidé incluent les éléments extraordinaires, ainsi que les éléments qualifiés d'exceptionnels dans leur nature par le droit comptable, principalement les résultats sur cession d'immobilisations.

Tableau des flux financiers

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

Les dépréciations d'actifs circulants étant assimilées à des pertes définitives, la variation de l'actif circulant est présentée nette de dépréciation. La trésorerie du tableau des flux financiers comprend les disponibilités ainsi que les équivalents de disponibilités sous déduction des découverts bancaires.

Les mouvements qui affectent le bilan mais qui ne sont pas considérés comme des flux – notamment les acquisitions d'immobilisations en location-financement – sont présentés en annexe pour les plus significatifs.

C. Comparabilité des exercices

1. Transactions majeures

1.1. Transactions majeures de l'année 2003

a) Acquisition de la société allemande Preussag Energie

En mai 2003, Gaz de France a acquis les activités d'exploration et production d'hydrocarbures du groupe TUI en Allemagne. La société Gaz de France Produktion Exploration Deutschland – ex Preussag Energie – réalise un chiffre d'affaires annuel de l'ordre de 280 millions d'euros et emploie 630 personnes.

Le prix d'acquisition net de la trésorerie reprise représente un investissement de 859 millions d'euros et a donné lieu à la constatation d'un écart d'acquisition de 96 millions d'euros. Le bilan d'acquisition à la juste valeur se présente comme suit :

En millions d'euros			
Actif		**Passif**	
Actif immobilisé	1 493	Fonds propres	981
Actif circulant	312	Provisions pour risques et charges	729
		Dettes d'exploitation	95
TOTAL DE L'ACTIF	**1 805**	**TOTAL DU PASSIF**	**1 805**

Les principales incidences de l'acquisition de Gaz de France Produktion Exploration Deutschland sur les comptes consolidés au 31 décembre 2003 sont les suivantes :

- chiffre d'affaires : + 163 millions d'euros ;
- résultat d'exploitation : + 32 millions d'euros ;
- résultat - part du Groupe : + 33 millions d'euros ;
- total bilan : + 1 375 millions d'euros ;
- endettement net : - 34 millions d'euros.

b) Autres changements de périmètre de consolidation par création, acquisition et cession

Les autres principaux mouvements de périmètre de l'exercice 2003 sont les suivants :

- Dans le métier Services, acquisition via Cofathec des 50 % restants de la société Cofathec Jacorossi Progetti, de 100 % de Raichon Fluides et Energies et de 100 % de Nuova Sipe.

Les principales incidences de ces autres mouvements de périmètre sur les comptes consolidés au 31 décembre 2003 sont les suivantes :

- chiffre d'affaires : + 47 millions d'euros ;
- résultat d'exploitation : - 14 millions d'euros ;
- résultat - part du Groupe : - 30 millions d'euros ;
- total bilan : + 11 millions d'euros ;
- endettement net : + 1 million d'euros.

1.2. Rappel des transactions majeures de l'année 2002

a) Acquisition du groupe gazier slovaque Slovensky Plynarensky Priemysel (S.P.P.)

En juillet 2002, Gaz de France et Ruhrgas ont, en partenariat, acquis 49 % du groupe gazier S.P.P. Au 31 décembre 2002, Gaz de France et Ruhrgas détenaient chacun 24,5 % de S.P.P., Gazprom bénéficiant d'une option d'achat (Annexe D – Note 20).

Le contrôle de S.P.P. étant assuré conjointement par l'État slovaque, Ruhrgas et Gaz de France, S.P.P. est consolidé par intégration proportionnelle à 24,5 %.

Le prix d'acquisition par Gaz de France (1 427 millions d'euros) a donné lieu à la constatation d'un écart d'acquisition de 685 millions d'euros. Le bilan d'acquisition à la juste valeur se présente comme suit :

En millions d'euros			
Actif		**Passif**	
Actif immobilisé	822	Fonds propres	742
Actif circulant	113	Provisions pour risques et charges	84
		Dettes financières	69
		Dettes d'exploitation	40
TOTAL DE L'ACTIF	**935**	**TOTAL DU PASSIF**	**935**

Le chiffre d'affaires annuel de S.P.P. (proportionnalisé à 24,5 %) est de l'ordre de 380 millions d'euros. Les comptes consolidés de l'exercice 2002 incluent l'activité du groupe S.P.P. du deuxième semestre 2002.

b) Autres changements de périmètre de consolidation par création, acquisition et cession

Les autres principaux mouvements de périmètre de l'année 2002 étaient les suivants :

- dans le métier Exploration-Production, acquisition de 100 % de la société anglaise CalEnergy Gas (devenue Gaz de France Britain E & P Limited) et de 25 % de parts supplémentaires dans le groupe EEG (qui consolide désormais Kazgermunai au Kazakhstan en intégration proportionnelle et non plus en mise en équivalence) ;
- dans le métier Négoce, création de la société G.D.F. Armateur, et acquisition via GDF Energy Supply & Solutions de 100 % de la société anglaise RWE Trading Direct (devenue Gaz de France Marketing Limited) ;
- dans le métier Distribution, acquisition de 35 % de parts supplémentaires dans EMB, puis cession de la totalité des parts EMB détenues par le Groupe (80 %) à Gasag ; cession de 41 % des parts dans Gas Nea (il en a résulté un profit de cession non significatif) ;
- dans le métier Services, acquisition via Cofathec de 100 % de Zanzi (absorbée depuis par Cofathec Servizi), 100 % de Tarlin et de 50 % de Climespace ;
- création de la société DK6, portant les engagements de construction d'une centrale à cycles combinés à Dunkerque.

Les principales incidences de ces autres mouvements de périmètre sur les comptes consolidés au 31 décembre 2002 étaient les suivantes :

- chiffre d'affaires : + 158 millions d'euros ;
- résultat d'exploitation : + 68 millions d'euros ;
- résultat – part du Groupe : + 67 millions d'euros ;
- total bilan : + 337 millions d'euros ;
- endettement net : + 47 millions d'euros.

c) Rachat du réseau de transport en France

En application de l'article 81 de la loi de finances rectificative pour 2001, les contrats de concession existants ont été résiliés et corrélativement la propriété des réseaux de transport du gaz a été transférée à Gaz de France en date du 10 juillet 2002. Les valeurs arrêtées par la Commission spéciale d'évaluation, transmises à Gaz de France par le ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, sont les suivantes :

- 4 933 millions d'euros d'indemnité due au titre de la résiliation anticipée des concessions dont Gaz de France est titulaire ;
- 5 042 millions d'euros de prix de cession du réseau de transport à Gaz de France.

L'impact net de cette opération sur la trésorerie du Groupe (- 109 millions d'euros) a été classé sur une ligne spécifique de la rubrique « Investissements » dans le tableau des flux financiers.

L'impact de cette opération sur le résultat 2002 et les capitaux propres au 31 décembre 2002 a été un profit exceptionnel (net d'impôts) de 2 774 millions d'euros pour le groupe Gaz de France.

2. Changements de méthode comptable

2.1 Changement de méthode comptable de l'année 2003

Première application du règlement n° 00-06 du CRC relatif aux passifs, à certaines provisions pour reconstitution des sites

Jusqu'au 31 décembre 2002, les coûts de remise en état des terrains d'exploitation des installations techniques étaient provisionnés de manière progressive. À compter du 1er janvier 2003, ces coûts sont provisionnés en totalité au passif en contrepartie d'une immobilisation corporelle, pour la valeur actuelle des coûts futurs de remise en état. L'application rétroactive de ce changement de méthode conduit à minorer les réserves d'un million d'euros au 31 décembre 2003 (Note 6).

2.2 Rappel des changements de méthode comptable de l'année 2002

a) Première application du règlement n° 00-06 du CRC relatif aux passifs

En application de ce nouveau règlement, le Groupe a repris une partie des provisions pour grosses réparations se rapportant à des travaux de mise en conformité des ouvrages. Ces travaux sont désormais enregistrés au compte de résultat au fur et à mesure de leur engagement, étant observé que les dépenses qui ont pour objet d'améliorer les installations ou de prolonger leur durée de vie sont portées à l'actif immobilisé.

La première application de ce règlement s'analyse comme un changement de méthode comptable. En conséquence, les provisions pour grosses réparations qui ne répondaient plus à la nouvelle définition ont été reprises pour leur montant net d'impôt par les réserves, soit 30 millions d'euros au 31 décembre 2002 (Note 6).

b) Renouvellement anticipé des contrats de concession

À compter du 1er janvier 2002, les amortissements de caducité constatés en cas de renouvellement anticipé d'un contrat de concession, et dont la prise en charge est étalée sur la durée restant à courir du contrat d'origine, sont classés à l'actif dans un compte spécifique d'immobilisations corporelles en concession (Annexe B- Biens en concession). Jusqu'au 31 décembre 2001, ils étaient classés en charges à répartir (234 millions d'euros au 31 décembre 2001).

c) Élimination des réévaluations légales de 1959 et de 1976

À compter du 1er janvier 2002, les réévaluations légales de 1959 et de 1976 sont éliminées dans les comptes consolidés conformément au règlement 99-02 du CRC. Ce changement de méthode s'est traduit par une diminution des immobilisations nettes et des réserves de 26 millions d'euros (Note 6) au 31 décembre 2002.

3. Découpage sectoriel

Les activités du Groupe sont dorénavant déclinées en six segments regroupés en deux pôles, Fournitures d'énergie et de services et Infrastructures. La segmentation retenue permet de fournir une information sur le niveau d'activité et les marges des secteurs de négoce d'énergie d'une part, et de gestion des infrastructures de transport et de distribution d'autre part. Cette information repose notamment sur les tarifs d'Accès des Tiers au réseau de Transport et le projet de tarifs d'Accès des Tiers au réseau de Distribution préparés par la Commission de Régulation de l'Énergie.

Les données relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2002 ont été retraitées conformément à cette nouvelle segmentation.

D. Compléments d'information relatifs aux bilan, compte de résultat et tableau des flux financiers

Note 1. Immobilisations corporelles et incorporelles

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31.12.2003	Amortissements & dépréciations	Valeurs nettes au 31.12.2003	Valeurs nettes au 31.12.2002	Valeurs nettes au 31.12.2001
INCORPORELLES					
Écarts d'acquisition positifs	1 362	302	1 060	1 046	403
Autres immobilisations incorporelles	512	178	334	364	468
	1 874	**480**	**1 394**	**1 410**	**871**
CORPORELLES					
Domaine privé	18 002	6 462	11 540	10 328	3 965
Domaine concédé	13 402	5 609	7 793	7 272	8 282
	31 404	**12 071**	**19 333**	**17 600**	**12 247**
En cours, avances et acomptes	**1 392**	**2**	**1 390**	**1 094**	**1 249**
	34 670	**12 553**	**22 117**	**20 104**	**14 367**

Le montant cumulé des amortissements et dépréciations s'établissait à 10 438 millions d'euros au 31 décembre 2002.

Le détail, par nature, des dotations aux amortissements et aux provisions de l'année 2003 est présenté en Note 13.

Les fonds de commerce des filiales de Services ont fait l'objet de tests de valeur systématiques au 31 décembre 2003. La méthode mise en place est basée sur les flux nets de trésorerie attendus par sous-groupe.

Cette démarche a conduit à déprécier les fonds de commerce des filiales italiennes de 21 millions d'euros.

Les provisions constatées au 31 décembre 2002 sur les immobilisations des filiales mexicaines de Distribution (93 millions d'euros) sont inchangées au 31 décembre 2003, les conditions d'exploitation de l'année 2003 ne montrant pas d'indice de perte de valeur supplémentaire par rapport au 31 décembre 2002.

Les écarts d'acquisition positifs (en valeur brute) ont évolué comme suit :

En millions d'euros	
Écarts d'acquisition au 31.12.2002 (valeur brute)	**1 250**
Gaz de France Produktion Exploration Deutschland	96
Écarts de conversion et autres	16
ÉCARTS D'ACQUISITION AU 31.12.2003 (VALEUR BRUTE)	**1 362**

Les amortissements de caducité constatés en cas de renouvellement anticipé d'un contrat de concession, et dont la prise en charge est étalée sur la durée restant à courir du contrat d'origine, sont inclus dans les immobilisations corporelles en concession :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31.12.2003	Amortissements	Valeurs nettes au 31.12.2003	Valeurs nettes au 31.12.2002	Valeurs nettes au 31.12.2001
	454	47	407	253	-

Au 31 décembre 2001, les amortissements de caducité étaient inscrits en charges à répartir (Annexe C 2.2b).

Les immobilisations corporelles du domaine privé présentées ci-dessus incluent les immobilisations en location-financement pour les montants suivants :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31.12.2003	Amortissements & dépréciations	Valeurs nettes au 31.12.2003	Valeurs nettes au 31.12.2002	Valeurs nettes au 31.12.2001
Immobilisations en location-financement	1 030	253	777	498	496

Note 2. Immobilisations financières

Note 2.a. Titres mis en équivalence

	Quote-part actif net		
En millions d'euros	au 31.12.2003	au 31.12.2002	au 31.12.2001
Filiales françaises	137	137	79
Filiales étrangères			
- EFOG	263	244	241
- Autres	52	81	80
	452	**462**	**400**

Les principaux éléments des états financiers d'EFOG au 31 décembre 2003 sont les suivants :

En millions d'euros			
Actif		**Passif**	
Actif immobilisé	1 399	Capitaux propres	1 167
Actif circulant	822	Provisions et impôts différés à long terme	355
		Dettes financières à long terme	544
		Dettes d'exploitation	155
TOTAL DE L'ACTIF	**2 221**	**TOTAL DU PASSIF**	**2 221**

Note 2.b. Autres immobilisations financières et placements du secteur financier

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31.12.2003	Dont à plus d'un an	Provisions	Valeurs nettes au 31.12.2003	Valeurs nettes au 31.12.2002	Valeurs nettes au 31.12.2001
AUTRES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES						
Participations non consolidées	486	-	45	441	190	202
Créances rattachées à des participations	216	130	17	199	222	179
Prêts	118	98	1	117	107	79
Autres immobilisations financières	215	194	2	213	224	222
	1 035	**422**	**65**	**970**	**743**	**682**
Placements du secteur financier	**227**	**120**	**-**	**227**	**253**	**272**
	1 262	**542**	**65**	**1 197**	**996**	**954**

Gaz de France a procédé à la cession auprès d'un fonds commun de créances de ses prêts au personnel pour 265 millions d'euros (91 millions d'euros en 2003 et 174 millions d'euros en 2001). Gaz de France est mandaté pour poursuivre la gestion de ces créances.

Les placements des filiales Pétrofigaz et Gaselys sont classés sous une rubrique particulière du secteur financier, leur activité étant spécifique.

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
Italcogim	40,00	186	22	153	276	- (1)
Sté d'invest. en Autriche	20,00	81	7	395	-	31/12/03
GDF Milano - Arcalgas	100,00	56	1	56	-	31/12/02
EC Wybrzeze	14,05	20	7	108	112	30/04/03
Groupe Technip	7,15	5	(20)	1 958	4 711	31/12/03
Autres		93				
TOTAL		**441**				

(1) *Données estimées au 31.12.2003.*

La valeur de marché des titres TECHNIP s'élève à 146 millions d'euros au 31 décembre 2003.

Les participations dans les sociétés de distribution de gaz italiennes Arcalgas et Italcogim ne sont pas consolidées en raison de restrictions au contrôle résultant des réglementations en vigueur actuellement dans ce pays.

Note 3. Stocks et en-cours

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31.12.2003	Dépréciation	Valeurs nettes au 31.12.2003	Valeurs nettes au 31.12.2002	Valeurs nettes au 31.12.2001
Stocks de gaz	998	-	998	1 061	1 041
Autres stocks et en-cours	99	15	84	80	89
STOCKS ET EN-COURS	**1 097**	**15**	**1 082**	**1 141**	**1 130**

Note 4. Créances – Actif circulant

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31.12.2003	Dont à plus d'un an	Dépréciation	Valeurs nettes au 31.12.2003	Valeurs nettes au 31.12.2002	Valeurs nettes au 31.12.2001
Créances clients	**4 365**	**121**	**149**	**4 216**	**3 711**	**4 081**
État – Impôts différés	27	9	-	27	111	95
Charges constatées d'avance	46	-	-	46	46	32
Charges à répartir (Annexe C – Note 2.2b)	-	-	-	-	2	235
Comptes courants d'associés	287	74	1	286	44	88
Autres créances	1 281	97	38	1 243	1 131	953
	1 641	**180**	**39**	**1 602**	**1 334**	**1 403**
Actifs circulants du secteur financier	**161**	**-**	**-**	**161**	**195**	**79**
	6 167	**301**	**188**	**5 979**	**5 240**	**5 563**

Note 5. Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 décembre 2003	Dépréciation	Valeurs nettes au 31 décembre 2003	Valeurs nettes au 31 décembre 2002	Valeurs nettes au 31 décembre 2001
Valeurs mobilières de placement	167	9	158	143	433

La valeur de marché des valeurs mobilières de placement est de 172 millions d'euros au 31 décembre 2003.

Note 6. Capitaux propres et Intérêts minoritaires

En millions d'euros	Contribution Groupe	Intérêts Minoritaires
Capitaux propres au 31.12.2000	**5 050**	**204**
Dividendes distribués	-	(27)
Écarts de conversion	21	3
Variations de pourcentage d'intérêts et de périmètre	-	56
Divers	-	1
Résultat	891	63
Capitaux propres au 31.12.2001	**5 962**	**300**
Dividendes distribués	(312)	(53)
Écarts de conversion	(7)	(2)
Variations de pourcentage d'intérêts et de périmètre	-	(41)
Élimination des réévaluations légales de 1959 et 1976 (Annexe C - Note 2.2c)	(26)	-
Première application du règlement 00-06 du CRC sur les passifs (Annexe C - Note 2.2a)	30	-
Divers	-	(1)
Résultat	3 612	43
Capitaux propres au 31.12.2002	**9 259**	**246**
Dividendes distribués	(456)	(42)
Écarts de conversion	(109)	(12)
Variations de pourcentage d'intérêts et de périmètre	-	2
Impacts des changements de méthode et divers	(17)	5
Résultat	910	70
Capitaux propres au 31.12.2003	**9 587**	**269**

Le poste « Écarts de conversion » résulte :

- de la différence dégagée entre la valeur des capitaux propres convertis au taux de clôture et la valeur des capitaux propres convertis aux cours historiques des filiales étrangères après retraitements éventuels aux normes comptables du Groupe ;
- de la différence, pour les filiales étrangères, entre le résultat converti au taux de clôture et le résultat converti au taux moyen ;
- des résultats de change relatifs aux emprunts en devises des sociétés françaises, affectés au financement des filiales étrangères.

L'écart de conversion, désormais figé, constaté au 31 décembre 1998 sur les filiales de la zone Euro, s'élève à - 2,3 millions d'euros pour la part revenant au Groupe et à - 0,3 million d'euros pour la part revenant aux Intérêts minoritaires.

L'écart de conversion cumulé au 31 décembre 2003 inclus dans les capitaux propres - part du Groupe - s'élève à - 130 millions d'euros (- 17 millions d'euros au 31 décembre 2002 et - 7 millions d'euros au 31 décembre 2001).

Intérêts minoritaires : la rubrique représente la part revenant aux actionnaires minoritaires dans la situation globale consolidée des sociétés du Groupe.

Note 7. Provisions

Note 7.a. Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Montants au 31.12.2002	Dotations	Reprises sans objet	Utilisations	Reclassements	Variations de périmètre	Écarts de conversion	Montants au 31.12.2003
Provision pour renouvellem. des biens en concession	2 901	513	(101)	(210)	-	-	-	3 103
Provision pour reconstitution des sites	504	14	-	(20)	66	86	(2)	648
Provisions relatives au personnel	190	195	-	(5)	-	84	-	464
Provision pour impôts	26	5	-	(3)	-	-	-	28
Provision pour grosses réparations et garantie totale	120	25	(4)	(36)	(9)	-	-	96
Provision pour impôts différés	1 434	129	-	(188)	(74)	558	(2)	1 857
Écarts d'acquisition négatifs nets des reprises de provision	22	(7)	-	-	-	-	-	15
Autres provisions pour risques et charges	243	265	(11)	(76)	16	2	(1)	438
Provisions pour risques et charges du secteur financier	2	3	-	(2)	13	-	-	16
Provisions pour risques et charges	**5 442**	**1 142**	**(116)**	**(540)**	**12**	**730**	**(5)**	**6 665**

Les variations de périmètre concernent essentiellement l'acquisition de Gaz de France Produktion Exploration Deutschland (Annexe C 1.1a).

7.a.1. Provision pour renouvellement des biens en concession

Il s'agit de la provision pour renouvellement des ouvrages de distribution de gaz en France.

La méthode de calcul de la provision est décrite en Annexe B. Le montant des reprises pour utilisation de la période (210 millions d'euros) contribue à augmenter le poste « Contrevaleur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants ».

Les échéances moyennes d'utilisation de la provision pour renouvellement des ouvrages de distribution sont pour 31 % de son montant échelonnées de 2004 à 2008 et pour 69 % de son montant postérieures à 2008.

7.a.2. Provision pour reconstitution des sites

Le principe de cette provision est exposé en Annexe B. Elle concerne principalement Gaz de France et ses filiales d'exploration-production.

Les sites concernés de Gaz de France sont :

- d'une part les terrains ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé ; la provision est déterminée de manière statistique à partir d'échantillons de sites représentatifs ;
- d'autre part les canalisations, sites de stockages et terminaux méthaniers en exploitation.

Pour ceux-ci, comme pour les installations d'exploration-production, la valeur actuelle des coûts prévisionnels de démantèlement est provisionnée en totalité au passif, en contrepartie d'une immobilisation corporelle ; les amortissements correspondants et les charges de désactualisation sont imputés au résultat d'exploitation (Annexe C 2.1).

7.a.3. Provisions relatives au personnel

Concernant Gaz de France, les engagements de retraite sont partiellement couverts par des fonds assurantiels et une provision de 137 millions d'euros. Les médailles du travail sont provisionnées (24 millions d'euros).

Gaz de France a provisionné pour la première fois en 2003 les pensions d'invalidité et rentes pour accidents du travail, maladies professionnelles et incapacité de travail (151 millions d'euros), ainsi que les congés exceptionnels de fin de carrière (27 millions d'euros).

Note 7.b. Provisions pour dépréciation

En millions d'euros	Montants au 31.12.2002	Dotations	Reprise prov. sans objet	Utilisations	Reclassements	Variations de périmètre	Écarts de conversion	Montants au 31.12.2003
Immobilisations incorporelles	33	1	(1)	-	36	-	(7)	62
Immobilisations corporelles	54	-	-	-	(7)	-	(16)	31
Immobilisations financières	70	20	(7)	-	(28)	15	-	70

Note 8. Dettes

Note 8.a. Échéancier des dettes

En millions d'euros	Montants au 31.12.2003	Degré d'exigibilité À un an au plus	D'un à cinq ans	De six à dix ans	À plus de dix ans	Montants au 31.12.2002	Montants au 31.12.2001
DETTES FINANCIÈRES							
Location-financement	862	56	230	297	279	607	563
Emprunts obligataires	2 053	-	67	1 244	742		
Autres emprunts	1 716	899	621	159	37	3 078	2 244
Soldes créditeurs de banque et concours bancaires courants	546	546	-	-	-	625	678
Divers	232	203	16	6	7	157	119
	5 409	**1 704**	**934**	**1 706**	**1 065**	**4 467**	**3 604**
Dettes fournisseurs	**1 769**	**1 767**	**2**	**-**	**-**	**1 851**	**1 787**
Dettes fiscales et sociales et autres dettes	**3 418**	**3 356**	**28**	**34**	**-**	**3 135**	**2 861**
Dettes du secteur financier	**402**	**402**	**-**	**-**	**-**	**442**	**340**
TOTAL DETTES	**10 998**	**7 229**	**964**	**1 740**	**1 065**	**9 895**	**8 592**

Gaz de France avait procédé en 1999 à une opération de cession de créances commerciales en garantie d'un emprunt de 198 millions d'euros. Ce programme de 4 ans a pris fin en 2003 ; la cession de créances étant sans recours, cette opération avait pour conséquence de réduire les créances clients et d'alléger la dette financière de 198 millions d'euros de 1998 à 2002 inclus.

Note 8.b. Caractéristiques des emprunts obligataires

	Montants au 31.12.2003	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
ÉMISSIONS PUBLIQUES					
en euro	1 250 MEUR	02/2003	02/2013	4,75 %	Paris/Luxembourg
	750 MEUR	02/2003	02/2018	5,125 %	Paris/Luxembourg
PLACEMENTS PRIVÉS					
en euro	30 MEUR	12/2003	12/2006	Euribor 3m	Paris
en yen	5 000 MJPY	12/2003	12/2006	JPY Libor 6m +0,005 %	Luxembourg

Les placements privés en yen font l'objet d'un cross currency swap EUR/JPY contre Euribor 3m.

Ces différentes opérations ont été réalisées dans le cadre du programme EMTN mis en place en octobre 2002.

Note 8.c. Détail des emprunts obligataires et autres emprunts

	Montants au 31.12.2003	Degré d'exigibilité			
		À un an au plus	D'un à cinq ans	De six à dix ans	À plus de dix ans
En euro	3 211	650	526	1 280	755
En dollar US	472	233	123	105	11
En livre sterling	45	14	-	18	13
Autres monnaies	41	2	39	-	-
TOTAL	**3 769**	**899**	**688**	**1 403**	**779**

Les couvertures associées sont détaillées en Note 20 a.

Moins de 30 % de dettes comportent des covenants financiers ; ceux-ci concernent exclusivement les filiales. Le groupe Gaz de France agit dans le respect de ces covenants.

Note 8.d. Autres dettes financières

Les autres dettes financières (location – financement, soldes créditeurs de banque et concours bancaires, divers) sont principalement libellées en euro.

Note 9. Analyse de la dette par taux et par devise après prise en compte des instruments financiers de couverture

Note 9.a. Analyse par taux

Le montant des dettes de location-financement, des emprunts obligataires et autres emprunts, libellés à taux fixe ou bien convertis à taux fixe par des swaps de taux, s'élève à 3 008 millions d'euros au 31 décembre 2003.

Les financements à taux fixe à moins de 3 mois à l'origine ne sont pas inclus dans ce montant.

Note 9.b. Analyse par devise

La répartition des emprunts obligataires et autres emprunts par devise, après prise en compte des instruments financiers de couverture du risque de change, est la suivante :

En millions d'euros	31.12.2003	%
Euro	2 651	70,34
Livres sterling	45	1,19
Dollars US	1 069	28,36
Autres	4	0,11
TOTAL	**3 769**	**100**

Note 10. Chiffre d'affaires

En millions d'euros	2003	2002	2001
VENTES DE GAZ			
- en France	11 371	10 481	11 015
- à l'étranger	2 516	1 830	1 493
Prestations de services et divers	2 760	2 235	1 849
CHIFFRE D'AFFAIRES	**16 647**	**14 546**	**14 357**

Note 11. Valeur ajoutée

En millions d'euros	2003	2002	2001
Part du Groupe	5 956	5 214	4 686
Part des minoritaires	442	246	256
VALEUR AJOUTÉE	**6 398**	**5 460**	**4 942**

Les titres participatifs sont rémunérés en fonction du Taux Moyen Obligataire (T.M.O.) et de l'évolution de la valeur ajoutée de Gaz de France ou du Groupe (part Groupe uniquement), si cette dernière est plus favorable.

Note 12. Frais de Recherche et Développement

En 2003, les charges de recherche et développement sont de 89 millions d'euros. Elles s'élevaient à 118 millions d'euros pour l'exercice 2002.

Note 13. Dotations aux amortissements et aux provisions (nettes des reprises et transferts de charges)

Note 13.a. Dotations nettes aux amortissements

En millions d'euros	2003	2002	2001
Amortissement de caducité	494	331	374
Autres dotations aux amortissements (nettes de reprises)	1 150	950	629
DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS	**1 644**	**1 281**	**1 003**

L'augmentation de l'amortissement de caducité résulte des fins anticipées de contrats de concession. Ces amortissements complémentaires sont portés à l'actif en contrepartie de transferts de charges (Note 1).

L'augmentation des autres dotations aux amortissements provient principalement du complément de dotations constaté sur les ouvrages de transport rachetés en juillet 2002 (151 millions d'euros au titre de 2002 et 291 millions d'euros au titre de 2003).

Note 13.b. Dotations nettes aux provisions

En millions d'euros	2003	2002	2001
Provision pour renouvellement des biens en concession	412	408	315
Provision pour reconstitution des sites	(6)	5	44
Provisions relatives au personnel (Note 7.a.)	190	(3)	-
Provision pour grosses réparations et garantie totale	(15)	55	35
Provisions pour dépréciation	28	(4)	(27)
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	78	(45)	(172)
DOTATIONS NETTES AUX PROVISIONS	**687**	**416**	**195**

L'évolution des provisions relatives au personnel résulte essentiellement de la constitution, en 2003, de provisions au titre des congés exceptionnels de fin de carrière et des pensions et rentes en cours de service à la clôture (invalidité, accidents du travail, maladies professionnelles, incapacité de travail).

Note 13.c. Transferts de charges sur immobilisations

En millions d'euros	2003	2002	2001
Transferts de charges sur immobilisations	(173)	(69)	(114)

Ces transferts de charges sont relatifs aux amortissements de caducité portés à l'actif (Note 1).

Note 14. Résultat financier

En millions d'euros	2003	2003	2003	2002	2001
	Charges	Produits	Net	Net	Net
Intérêts, charges et produits assimilés	340	122	(218)	(120)	(176)
Revenus des participations non consolidées	-	39	39	35	39
Résultat de change	195	357	162	44	21
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	136	14	(122)	19	(4)
TOTAL	**671**	**532**	**(139)**	**(22)**	**(120)**

Note 15. Produits et charges exceptionnels

En millions d'euros	Charges	Produits
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	62	74
Cessions d'immobilisations financières	13	23
Autres	49	22
	124	**119**
Produits et charges exceptionnels	**5**	**-**

L'impôt afférent aux produits et charges exceptionnels est un produit de 3 millions d'euros.

Note 16. Impôts – Imposition différée

Gaz de France est la Société mère d'un groupe intégré fiscalement au sens de l'article 223A du CGI, qui compte 84 sociétés au titre de l'exercice 2003.

La charge d'impôts sur les résultats se décompose comme suit :

En millions d'euros	2003	2002	2001
Impôts courants	720	573	483
Impôts différés	32	32	68
IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	**752**	**605**	**551**

Les conséquences du contrôle fiscal portant sur les exercices 1995 à 1997 dont Gaz de France a fait l'objet ont été traduites dans les comptes de l'exercice 2001.

Note 16.a. Rapprochement entre la charge d'impôt totale comptabilisée dans le résultat consolidé et la charge d'impôt théorique

En millions d'euros	2003	2002	2001
Résultat consolidé avant impôt	1 735	1 484	1 493
Charge d'impôt théorique (Taux d'impôt applicable en France)	615	526	544
Impact de l'actualisation des impôts différés	45	16	14
Impact des différences de taux d'imposition	(16)	(2)	(7)
Impact de l'utilisation et de l'activation de déficits antérieurs	(30)	(10)	(13)
Impact des déficits non utilisés	43	63	55
Autres différences permanentes	95	12	(42)
Charge d'impôt effective	**752**	**605**	**551**

Note 16. b. Impôts différés

En millions d'euros	Au 31.12.2002	Résultat	Autres	Au 31.12.2003
		Variations de l'exercice		
Impositions différées – passif	(1 434)	59	(482)	(1 857)
Impositions différées – actif	111	(17)	(67)	27
IMPOSITION DIFFÉRÉE NETTE	**(1 323)**	**42**	**(549)**	**(1 830)**

Note 16.c. Ventilation des impôts différés (actif, passif) en fonction de la nature des différences temporaires

En millions d'euros	2003	2002	2001
Immobilisations	(1 583)	(1 091)	(172)
Provisions et charges à payer	10	50	48
Marges internes en stock	11	9	9
Déficits reportables	66	65	64
Imposition différée des contributions de tiers sur biens en concession	(132)	(126)	(137)
Amortissement fiscal dérogatoire	(98)	(85)	(135)
Autres provisions réglementées	(117)	(114)	(103)
Autres	13	(31)	27
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(1 830)**	**(1 323)**	**(399)**

Note 16.d. Impôts différés actif non constatés

En millions d'euros	Impôts différés actif non constatés			
Nature des différences temporaires	**Total**	**Moins de cinq ans**	**Plus de cinq ans**	**Indéfiniment reportable**
Déficits reportables	52	29	7	16
Autres différences temporaires	34	13	20	1
TOTAL	**86**	**42**	**27**	**17**

Note 17. Investissements

Les investissements d'équipement comprennent les acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles.

Les investissements de croissance comprennent les acquisitions d'immobilisations financières et l'incidence sur la trésorerie des variations de périmètre correspondantes.

Opérations d'investissement et de financement sans incidence sur la variation de trésorerie :

En millions d'euros	2003	2002	2001
Acquisitions en location-financement	45	7	24

Note 18. Variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	2003	2002	2001
Variation des stocks	- 67	- 8	- 91
Variation des créances d'exploitation *	+ 436	- 276	+ 748
Variation des dettes fournisseurs *	- 10	- 32	- 14
Variation des autres postes	+ 115	- 156	- 453
Variation du besoin en fonds de roulement	**+ 474**	**- 472**	**+ 190**

* *nettes des acomptes*

Le dénouement de l'opération de cession de créances commerciales décrite en Note 8 induit une augmentation de 152 millions d'euros des créances d'exploitation en 2003.

Note 19. Trésorerie

La trésorerie comprend les disponibilités, les découverts bancaires momentanés, les équivalents de disponibilités (SICAV, FCP) très liquides, facilement convertibles et dont la valeur est stable, ainsi que les comptes courants à caractère de disponibilités.

En millions d'euros	2003	2002	2001
Disponibilités	512	450	277
Valeurs mobilières de placement	158	143	433
Soldes créditeurs de banque et concours bancaires courants	(546)	(625)	(663)
Comptes courants assimilés à des disponibilités	(24)	(1)	8
Trésorerie du secteur financier	60	29	47
Trésorerie	**160**	**(4)**	**102**

Note 20. Engagements consolidés et risques

Note 20.a. Engagements à caractère financier

La définition de la politique et la gestion des risques financiers (taux et change) s'effectuent au niveau de la tête de Groupe afin de permettre 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 instances de décision transverses : le comité taux de change et le comité crédit.

Couverture du risque de change

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

Contrats à terme	Engagements part fixe au 31.12.2003 par échéance			Valorisation au 31.12.2003	Différentiel de change au 31.12.2003	Engagements part fixe au 31.12.2002
	2004	2005	2006 et au delà			
POSITION VENDEUR						
Devise GBP	418	106	-	523	1	155
Devise USD	791	36	1	818	10	136
Autres devises	4	-	-	4	-	-
POSITION ACHETEUR						
- Devise GBP	165	14	1	163	(17)	43
- Devise USD	437	81	16	572	38	241
- Autres devises	5	-	38	42	(1)	-

Le différentiel de change sur ces engagements était de - 27 millions d'euros au 31 décembre 2002.

Le Groupe a contracté une option de change d'un nominal de 11 millions d'euros.

L'exposition au risque de change par devise est la suivante au 31 décembre 2003 :

En millions d'euros Devise	Dollar américain	Livre sterling
Emprunts obligataires et autres emprunts	472	4
Autres dettes (créances)	41	(254)
Position bilantielle nette	**513**	**(209)**
Achats à terme de devises	(534)	(180)
Ventes à terme de devises	828	524
EXPOSITION NETTE (TRANSACTIONS FUTURES COUVERTES)	**807**	**135**

Couverture du risque de taux

En millions d'euros	Notionnel au 31.12.2003					Notionnel au 31.12.2002
Échéance finale des swaps	**À un an au plus**	**D'un à cinq ans**	**De six à dix ans**	**Plus de dix ans**	**Total**	
Swaps payeur taux fixe/receveur taux variable	551	184	-	201	936	925
Swaps payeur taux variable/receveur taux fixe	118	270	159	235	782	432
Swaps taux variable vers taux variable	-	39	-	-	39	-

Gaz de France a souscrit des swaps de taux à court terme pour convertir principalement des billets de trésorerie à taux fixe en taux variable. Le montant couvert est de 551 millions d'euros au 31 décembre 2003 (925 millions d'euros au 31 décembre 2002).

Suite aux 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. Cette différence ressort à 5 millions d'euros au 31 décembre 2003. Le nominal des swaps de taux correspondant est de 200 millions d'euros.

Par ailleurs, le Groupe a souscrit des swaps de taux pour convertir des emprunts à moyen et long terme à taux variable en taux fixe. Les emprunts couverts s'élèvent à 220 millions d'euros au 31 décembre 2003 (226 millions d'euros au 31 décembre 2002).

Les filiales du secteur financier couvrent le risque de taux sur leurs actifs (émis à taux fixe) par des swaps de taux qui leur permettent de se refinancer à taux fixe (notionnel de 215 millions d'euros au 31 décembre 2003 et de 206 millions d'euros au 31 décembre 2002). L'échéance de ces instruments se situe principalement en 2004.

Enfin, les placements privés en yen font l'objet d'un cross currency swap EUR/JPY contre Euribor 3m. Ces différentes opérations ont été réalisées dans le cadre du programme EMTN mis en place en octobre 2002 (Note 8a).

Engagements sur titres de participation

Gazprom dispose d'une option d'achat de 0,5 milliard d'euros portant sur une fraction des titres de la société gazière slovaque Slovenksy Plynarensky Priemysel (S.P.P.). Cette option est exerçable jusqu'en juillet 2004 (Annexe C 1.2a).

Par ailleurs, le Groupe a conclu des options croisées d'achat et vente de titres avec les actionnaires actuels de deux sociétés italiennes de distribution (Arcalgas et Italcogim). Elles sont exerçables de manière échelonnée entre 2004 et 2007 pour un montant total de 380 millions d'euros.

Autres engagements donnés et reçus à caractère financier

En millions d'euros	31.12.2003		31.12.2002	
	Engagements donnés	**Engagements reçus**	**Engagements donnés**	**Engagements reçus**
Lignes de crédit en devises [1]	2 258	2 258	1 832	1 832
Garanties, cautions et avals	374	158	363	130
Garanties de bonne fin	74	6	80	4
Autres	6	4	34	11
TOTAL	**2 712**	**2 426**	**2 309**	**1 977**

(1) *Gaz de France dispose depuis août 2002 d'une ligne de crédit revolving de 2 milliards d'euros à échéance 2007. Les banques disposent d'une possibilité de sortie individuelle en cas de changement du contrôle majoritaire de l'entreprise.*

Note 20.b. Engagements relatifs aux matières premières

Engagements relatifs au gaz naturel

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, le Groupe a sécurisé ses approvisionnements par des contrats dont la durée peut atteindre 25 ans.

Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement du Groupe d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

Cette compétitivité est assurée par des formules de prix indexées et par des mécanismes de révision de prix. Le Groupe réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2003, les engagements du Groupe sont de 45 milliards de m^3 pour 2004, 194 milliards de m^3 pour la période allant de 2005 à 2008 et 466 milliards de m^3 pour 2009 et au-delà.

De plus, le Groupe a souscrit des achats et ventes à terme de gaz naturel dans le cadre de son activité de Négoce (achats et ventes de gaz sur les marchés de court terme et offres avec ingénierie de prix aux clients industriels) et dans le cadre de son activité de trading (campagnes de « cash and carry » ou trading de spread chez Gaselys).

Au 31 décembre 2003, les engagements du Groupe sont de 5 milliards de m^3 d'achats à terme à moins d'un an et de 6 milliards de m^3 de ventes à terme à moins d'un an.

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.

Par ailleurs, les filiales du secteur Exploration-Production se sont engagées à mettre à disposition de leurs clients des quantités minimales de gaz naturel. L'engagement correspondant s'élève à 5 milliards de m^3 au 31 décembre 2003, dont 1 milliard de m^3 à moins d'un an.

Engagements relatifs au pétrole et à l'électricité

Dans le cadre de son activité de trading, le Groupe a souscrit des achats et ventes à terme de pétrole et d'électricité. Au 31 décembre 2003, les engagements sont les suivants :

En TWh	Pétrole	Électricité
Achats à terme	12	4
Ventes à terme	10	4

De plus, le Groupe dispose de capacités de production d'électricité à partir du gaz à hauteur de 16 TWh par an pendant 22 ans.

Produits dérivés

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des matières premières.

Swaps et options, généralement adossés à des opérations physiques portant sur le gaz naturel, sont utilisés à des fins de couverture. Les swaps consistent à fixer au moment de leur mise en œuvre, un cours à l'achat ou à la vente d'une quantité de gaz définie pour une date future.

Ils visent notamment à sécuriser et garantir la marge liée à une action commerciale, quelle que soit l'évolution du prix du gaz à terme.

Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds de gaz (calls) et éventuellement des prix planchers (puts).

	Notionnel au 31 décembre 2003				Différentiel au 31 décembre 2003	Notionnel au 31 décembre 2002
	en GWh par échéance			*En millions d'euros*	*En millions d'euros*	*En millions d'euros*
	2004	2005	2006 et au-delà			
OPTIONS (ACHETEUR)						
Gaz naturel	2 129	-	-	22	-	62
Pétrole	1 824	88	-	14	(1)	39
Électricité	-	112	-	3	-	8
OPTIONS (VENDEUR)						
Gaz naturel	1606	-	-	15	(1)	63
Pétrole	335	-	-	4	-	23
Électricité	-	112	-	3	-	9
SWAPS						
Gaz naturel	30 629	5 096	377	482	29	118
Pétrole	133 829	27 512	3 121	1 505	25	799

Le différentiel sur les produits dérivés était de + 14 millions d'euros au 31 décembre 2002.

Les engagements consolidés incluent 51 % des engagements de Gaselys envers les tiers ainsi que 49 % des engagements de Gaz de France envers Gaselys.

Note 20.c. Risque de contrepartie

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

Ainsi, tous les instruments financiers utilisés pour gérer ses risques de taux d'intérêt et de change sont-ils contractés avec des contreparties disposant d'une notation (Long terme/Court terme) attribuée par Standard & Poors ou Moody's, au moins supérieure à, respectivement, A -/A 3.

Quant aux contreparties énergie de la filiale de trading, elles sont évaluées et notées après une analyse financière s'appuyant, lorsqu'il est disponible, sur le « rating » S&P ou Moody's de la contrepartie. En fonction du résultat de cette évaluation financière et de ses relations avec la contrepartie, Gaz de France a éventuellement 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) ou de garantie (lettre de confort, garantie de la maison mère, garantie bancaire...).

Enfin, le risque client lié à la fourniture de gaz est principalement localisé, compte tenu de l'organisation du Groupe en métiers, à la direction Négoce, dont tous les clients seront éligibles à l'ouverture du marché dès juillet 2004. Ainsi le risque client fait-il désormais l'objet d'un suivi régulier par le comité crédit réunissant tous les mois des représentants des directions financière et Négoce. Outre l'étude des principales contreparties énergie pour leur habilitation, ce comité est chargé d'élaborer un cadre de gouvernance pour la gestion et le suivi du risque crédit de Négoce, à la veille de l'ouverture des marchés.

Note 20.d. Autres engagements

En millions d'euros	31 décembre 2003		31 décembre 2002	
	Engagements donnés	Engagements reçus	Engagements donnés	Engagements reçus
Engagements d'investissement	1 004	1 004	1 049	1 049
Engagements de location et assimilés	97	97	167	167
Engagements relatifs aux filiales non consolidées	165	165	201	201
Autres	3	5	42	-
TOTAL	**1 269**	**1 271**	**1 459**	**1 417**

Les engagements relatifs aux filiales non consolidées sont principalement des swaps. Le Groupe a souscrit deux instruments financiers dont le sous-jacent est une société opérant dans le secteur des services. Ces swaps, d'un nominal de 165 millions d'euros, permettent au Groupe de bénéficier du revenu des titres ainsi que de toute variation de leur valeur, tout en supportant le coût de leur financement, soit environ 5 millions d'euros par an.

Les engagements donnés aux banques, par Gaz de France et par les filiales consolidées par intégration, en garantie d'emprunts contractés par des filiales consolidées par intégration, sont éliminés des engagements consolidés.

Note 20.e. Couverture des risques assurables

Sur la base de l'identification des risques assurables (notamment ceux concernant les biens de l'entreprise ainsi que les dommages occasionnés aux tiers y compris environnementaux) initiée ces dernières années, Gaz de France a mis en place une politique de transfert systématique des risques significatifs. Ainsi, les polices d'assurance contractées présentent des niveaux de couverture élevés afin de limiter l'impact financier sur les comptes du Groupe en cas de sinistre.

Par ailleurs, pour garantir l'homogénéité des couvertures mises en place, la gestion des assurances est centralisée au niveau du Groupe. Ceci a notamment permis d'intégrer les nouveaux projets des filiales dans les contrats existants et de pleinement jouer le rôle de prescripteur pour les filiales contrôlées majoritairement.

Note 20.f. Autres points

Gaz de France et ses filiales intégrées fiscalement font l'objet d'un contrôle fiscal portant sur les exercices 2001 et 2002. Les conclusions des travaux de vérification actuellement en cours seront connues vraisemblablement d'ici la fin de l'année 2004.

En 2003, Gaz de France a initié un contrôle général de l'inventaire physique des actifs de Distribution en France. L'opération consiste à rapprocher la situation comptable au 01/01/2004, avec les fichiers techniques, représentatifs de la réalité physique à cette même date. Elle porte également sur la fiabilisation des flux affectant le patrimoine de l'Entreprise (mise en service, hors service, transferts).

Les travaux préalables de préparation des données de référence, de conception et de validation des méthodologies se sont achevés en décembre 2003.

L'incidence des écarts d'inventaire sur les comptes 2004 ne peut être évaluée à ce jour.

Note 21. Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

Note 21.a. Engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi

1. Les spécificités du régime de retraite des entreprises des Industries Électriques et Gazières

Le régime de retraite des agents statutaires de ces entreprises est un régime de sécurité sociale spécial, légal et obligatoire. Les conditions de détermination des droits à la retraite et le mode de financement du régime, fixés par le Statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des Pouvoirs Publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en adapter ou d'en modifier les termes.

Ce régime n'est pas un régime d'entreprise, mais une composante de la législation sur les régimes obligatoires d'assurance vieillesse au sens de l'article L 711-1 du Code de la Sécurité Sociale. Il n'est pas limité au seul secteur nationalisé, mais concerne l'ensemble des entreprises relevant des industries électriques et gazières, quel que soit leur régime juridique.

Gaz de France est par ailleurs un établissement public à caractère industriel et commercial de l'État, avec les obligations mais aussi les droits et garanties attachés à ce statut.

2. Les obligations financières actuelles de Gaz de France

La loi française de transposition de la Directive Européenne de l'Électricité du 10 février 2000, qui pose le principe d'extension du statut du personnel des Industries Électriques et Gazières, conduit notamment à l'élargissement du régime spécial de retraite aux nouveaux opérateurs entrant sur le marché de l'électricité et du gaz. Elle instaure, dans son article 46, des dispositions qui conduisent à une évolution de la présentation des comptes du régime des Industries Électriques et Gazières, désormais tenus dans la comptabilité d'EDF.

Pour sa part, Gaz de France inscrit chaque année dans ses comptes sa contribution au financement de ce régime. Cette contribution, qui comprend les charges de compensation avec les autres régimes légaux de retraite, est déterminée par l'application d'un taux de charges dénommé Taux Moyen Général (T.M.G.) à une assiette composée de la masse salariale hors primes. En 2003, la contribution de Gaz de France représente 437 millions d'euros (422 millions d'euros pour l'exercice 2002). Le T.M.G. s'établit à 61,8 % en 2003 (60 % en 2002).

3. Les engagements au titre des retraites et des autres avantages postérieurs à l'emploi

Conformément à la recommandation du CNC du 1er avril 2003 (2003-R.01), les engagements de Gaz de France 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 un paramètre significatif de leur progression de carrière. Elle ne prend pas en compte l'inflation, l'évolution du salaire de base étant réputée lui être corrélée ;
- 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) ;
- les effectifs de retraités, dont l'estimation repose sur la table de survie prospective établie par l'INSEE et sur un taux de rotation résultant de l'observation statistique du comportement des agents des IEG ;
- les reversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- ils sont évalués sur la base des droits validés à la date du calcul ;
- ils sont affichés avant déduction de la part financée par les cotisations salariales ; à titre indicatif, au 31 décembre 2003, les cotisations salariales s'élèvent à 56 millions d'euros, la contribution patronale de Gaz de France au financement du régime étant de 437 millions d'euros à cette même date ;
- ils sont déterminés pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG. L'affectation des quotes-parts relatives à chaque entreprise des IEG est effectuée au prorata des masses salariales respectives, hors primes.

Dans ces conditions, en retenant un taux d'actualisation net d'inflation de 3 % , les engagements de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi sont évalués à 13,62 milliards d'euros avant impôt, dont 12,91 milliards d'euros au titre des retraites (12,51 milliards au 31 décembre 2002) et 0,71 milliard d'euros au titre des avantages suivants : couverture maladie, avantage en nature énergie, complément de solidarité, indemnité de secours immédiat en cas de décès, indemnité compensatrice de frais d'études, congés exceptionnels et indemnité de fin de carrière.

L'engagement au titre de ces avantages (hors retraites) était évalué à 1,14 milliard d'euros au 31 décembre 2002. Sa réduction (0,43 milliard) résulte essentiellement d'un changement d'estimation des obligations liées à l'avantage en nature énergie (substitution de l'évaluation de la sortie effective de ressources sans contrepartie à la valorisation de la fourniture d'énergie au prix de vente).

Ces engagements de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi seraient porteurs d'un impôt différé actif significatif.

Gaz de France a souscrit auprès de diverses compagnies d'assurances des contrats de couverture des retraites et des indemnités de fin de carrière. Au 31 décembre 2003 la valeur de ces contrats s'élève à 1,68 milliard d'euros.

Au titre des retraites, des versements ont été effectués en 2003 sur ces fonds assurantiels pour un montant de 0,37 milliard d'euros (montant identique à celui des versements intervenus en 2002).

Par ailleurs, Gaz de France a constitué une provision pour charges de retraites d'un montant de 137 millions d'euros au 31 décembre 2003 (montant inchangé par rapport au 31 décembre 2002). Pour la première fois en 2003, Gaz de France a constitué une provision de 27 millions d'euros au titre des congés exceptionnels de fin de carrière.

4. La refondation du financement des retraites

À la demande des Pouvoirs Publics, Gaz de France et les autres entreprises relevant des Industries Électriques et Gazières ont engagé des pourparlers avec quatre organisations syndicales représentatives afin de proposer à l'État un relevé de conclusions en vue de refonder le financement du régime spécial des IEG. Cette démarche a abouti à la signature d'un accord intitulé « Refonder le financement du régime spécial de retraite des IEG », entre les représentants des employeurs et trois organisations syndicales. Ce document a été remis au ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie le 10 janvier 2003.

Les pouvoirs publics ont engagé le processus de concertation entre les différentes parties impliquées dans la réforme et ont présenté les principes de cette refondation à la Commission européenne. Celle-ci en a validé la compatibilité avec les règles communautaires (décision du 16/12/2003). La mise en vigueur de la réforme devrait intervenir en 2005, après la réalisation des adaptations législatives nécessaires.

Au-delà du maintien du régime spécial des IEG, cette réforme consiste, sur le plan organique, à créer une caisse de retraites gérant l'ensemble des droits et obligations de ce régime ; à mettre en place des conventions financières avec les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) pour la part des prestations correspondant à leurs propres prestations ; à financer par une contribution tarifaire les engagements induits par les activités de transport et de distribution et correspondant à la partie des droits qui excéderont, à la date de la réforme, les droits relevant du régime de droit commun.

À l'issue de la réforme, les engagements bruts au titre des retraites seront limités à la part des droits acquis excédant les droits relevant du régime de droit commun et non financée par la contribution tarifaire.

Note 21 b. Engagements au titre des avantages à long terme consentis au personnel de Gaz de France

Ces engagements représentent 183 millions d'euros, au taux d'actualisation net d'inflation de 3 % (173 millions d'euros en 2002). Ils portent sur :

- les pensions d'invalidité, les rentes d'accident du travail, de maladie professionnelle et d'incapacité de travail, en cours de service à la date de clôture (151 millions d'euros) ;
- les pensions d'invalidité susceptibles d'être versées à la suite d'une incapacité temporaire de travail (8 millions d'euros) ;
- les médailles du travail (24 millions d'euros).

Gaz de France a constitué une provision pour les médailles du travail (en France), d'un montant de 24 millions d'euros (25 millions d'euros au 31 décembre 2002).

Par ailleurs et pour la première fois en 2003, Gaz de France a enregistré une provision d'un montant de 151 millions d'euros au titre des pensions et rentes en cours de service à la date de clôture (invalidité, accident du travail, maladie professionnelle et incapacité de travail).

Note 22. Effectifs

Les effectifs du Groupe s'élèvent à 38 101 personnes au 31 décembre 2003, contre 37 853 personnes au 31 décembre 2002. Ils se décomposent ainsi : 36 072 pour les sociétés consolidées par intégration globale et 2 029 pour la quote-part des sociétés intégrées proportionnellement.

Les effectifs moyens de la période sont de 38 293 personnes : 36 118 pour les sociétés consolidées par intégration globale et 2 175 pour la quote-part des sociétés intégrées proportionnellement.

Les charges de personnel correspondantes sont de 2 055 millions d'euros en 2003, contre 1 984 millions d'euros en 2002.

Note 23. Informations par secteur d'activité

Le pôle **Fourniture d'énergie et de services** regroupe les segments d'activité suivants :

Exploration-Production
Le groupe Gaz de France dispose via ses filiales et participations d'un portefeuille d'actifs pétroliers et gaziers, principalement des actifs productifs en mer du Nord et en Allemagne, et des champs en exploration et en développement en Algérie et en Égypte. L'activité E & P vend une part importante de ses productions à l'activité Achat-Vente d'Énergie.

Achat-Vente d'Énergie
Ce segment regroupe les activités de négoce et de trading. Les ventes concernent l'ensemble des clients : résidentiels, tertiaires et autres sociétés énergétiques. Elles sont réalisées principalement par Gaz de France et CFM Négoce en France mais aussi par Gaz de France et GDF ESS dans d'autres pays européens hors France. L'activité de trading est portée par Gaselys.

Services
L'activité de Services consiste en l'offre de services complémentaires à la fourniture d'énergie, principalement :

- conduite et maintenance d'installations de production de chaleur ou de froid, maintenance industrielle, installations en environnement contrôlé, gestion d'unités industrielles (groupe Cofathec) ;
- production d'électricité (groupe Finergaz) ;
- Gaz Naturel Véhicules (GNVert).

Le pôle **Infrastructures** regroupe l'ensemble des activités en matière de transport et de distribution, réparties entre les segments :

Transport, Stockage, Terminaux Méthaniers en France
Gaz de France exploite, en pleine propriété, le réseau de transport du gaz destiné à ses clients et, en application des directives européennes, pour le compte de tiers. Ce segment comprend également la gestion des terminaux méthaniers et des installations de stockage ainsi que l'activité de transport de la Compagnie Française du Méthane.

Distribution France
Ce segment regroupe la gestion des réseaux de distribution en France – investissement, renouvellement, maintenance – assurée par Gaz de France principalement.

Les réseaux de distribution sont exploités sous un régime de concessions accordées par les collectivités locales.

Transport-Distribution International
Le Groupe dispose de participations dans plusieurs sociétés de transport et de distribution de gaz, principalement en Europe (Allemagne, Hongrie, Slovaquie, Portugal) et au Mexique. En général, elles assurent également la commercialisation du gaz.

Les prestations internes sont facturées entre les segments au prix de marché. Il s'agit principalement des prestations suivantes :

- entre Achat-Vente d'Énergie et Transport France :
  - réservation et utilisation des 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'Énergie,
  - réservation et utilisation des capacités de stockage nécessaires à l'activité de commercialisation,
- entre Achat-Vente d'Énergie et Distrib3ution 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 projet de tarifs d'Accès des Tiers au Réseau de Distribution préparé par la Commission de Régulation de l'Énergie.

De plus, les charges indirectes sont refacturées entre les segments.

La réconciliation des indicateurs sectoriels avec les données des états financiers implique de prendre en compte l'élimination des prestations internes dans le processus de consolidation.

31 décembre 2003

En millions d'euros **Groupe Gaz de France**	Pôle Fourniture d'énergie et de services	Pôle Infrastructures	Autres	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires	15 161	6 525 [(a)]	60	(5 099)	16 647
EBE	950	3 169	15	-	4 134
Résultat d'exploitation	465	1 446	(32)	-	1 879
Immob. corporelles et incorporelles nettes	3 766	17 809	542	-	22 117

En millions d'euros **Pôle Fourniture d'énergie et de services**	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires	703	13 338	1 340	(220)	15 161
EBE	397	499	54	-	950
Résultat d'exploitation	145	316	4	-	465
Immob. corporelles et incorporelles nettes	2 824	333	609	-	3 766

En millions d'euros **Pôle Infrastructures**	Transport Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires	1 937	3 305	1 304	(21)	6 525
EBE	1 228	1 557	384	-	3 169
Résultat d'exploitation	609	598	239	-	1 446
Immob. corporelles et incorporelles nettes	6 350	8 603	2 856	-	17 809

(a) *Dont 1 647 de chiffre d'affaires externe.*

Les principales incidences des mouvements de périmètre sur la contribution du pôle Fourniture d'énergie et de services au 31 décembre 2003 sont les suivantes :

- chiffre d'affaires : 210 millions d'euros ;
- excédent brut d'exploitation : 80 millions d'euros ;
- résultat d'exploitation : 18 millions d'euros ;
- immobilisations corporelles et incorporelles nettes. : 1 534 millions d'euros.

Les principales incidences des mouvements de périmètre sur la contribution du pôle Infrastructures au 31 décembre 2003 sont les suivantes :

- chiffre d'affaires : 427 millions d'euros ;
- excédent brut d'exploitation : 169 millions d'euros ;
- résultat d'exploitation : 119 millions d'euros ;
- immobilisations corporelles et incorporelles nettes: 1 431 millions d'euros.

31 décembre 2002

En millions d'euros **Groupe Gaz de France**	Pôle Fourniture d'Énergie et de services	Pôle Infrastructures	Autres	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires	13 381	6 024 [(a)]	38	(4 897)	14 546
Excédent brut d'exploitation	500	2 768	24	-	3 292
Résultat d'exploitation	238	1 321	(8)	-	1 551
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	2 063	17 757	284	-	20 104

En millions d'euros **Pôle Fourniture d'Énergie et de Services**	Exploration-Production	Achat-Vente d'Énergie	Services	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires	413	11 826	1 244	(102)	13 381
Excédent brut d'exploitation	235	250	15	-	500
Résultat d'exploitation	46	207	(15)	-	238
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	1 309	195	559	-	2 063

En millions d'euros **Pôle Infrastructures**	Transport-Stockage France	Distribution France	Transport-Distribution International	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires	1 833	3 106	1 061	(26)	6 024
Excédent brut d'exploitation	1 166	1 368	234	-	2 768
Résultat d'exploitation	720	539	62	-	1 321
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	6 723	7 994	3 040	-	17 757

(a) *Dont 1 166 de chiffre d'affaires externe.*

Note 24. Informations par zone géographique

31 décembre 2003

En millions d'euros	France	Europe hors France	Zone ALENA	Reste du monde	Éliminations	Consolidé
Chiffre d'affaires	14 096	2 897	142	11	(499)	16 647
Excédent brut d'exploitation	3 366	725	39	4	-	4 134
Résultat d'exploitation	1 531	327	18	3	-	1 879
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	16 193	5 487	427	10	-	22 117

31 décembre 2002

En millions d'euros	France	Europe hors France	Zone ALENA	Reste du monde	Éliminations	Consolidé
Chiffre d'affaires	12 549	2 215	136	14	(368)	14 546
Excédent brut d'exploitation	2 849	438	11	(6)	-	3 292
Résultat d'exploitation	1 470	157	(85)	9	-	1 551
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	15 630	3 954	509	11	-	20 104

Le chiffre d'affaires est ventilé par origine, en fonction de la zone géographique d'émission des ventes.

Le chiffre d'affaires ventilé par destination est indiqué en Note 10.

Les actifs immobilisés du Groupe sont ventilés par localisation.

Note 25. Événements postérieurs à la clôture

Dénouement des participations croisées entre TOTAL et Gaz de France

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).

Selon les termes de ce protocole d'intention, équilibré, Gaz de France deviendrait actionnaire unique de CFM, et TOTAL actionnaire unique de GSO. Par ailleurs, TOTAL reprendrait une partie des activités de négoce de CFM ainsi qu'une participation dans le terminal méthanier en projet à Fos-sur-Mer.

La concrétisation de ce protocole ne devrait pas avoir d'impact négatif sur les capitaux propres du groupe Gaz de France.

Commission des communautés européennes

Fin février 2004, Gaz de France a fait l'objet d'une ouverture de procédures et d'une communication de griefs portant sur des contrats de transit.

Les éléments actuellement portés à notre connaissance nous conduisent à considérer que ces procédures n'auraient pas d'impact significatif sur les Comptes.

Augmentation des participations de Gaz de France dans les sociétés EGAZ et DEGAZ

Gaz de France a augmenté sa participation dans les deux sociétés de distribution hongroises EGAZ et DEGAZ dont il détient désormais la quasi-totalité du capital, en rachetant à la société hongroise MOL ses participations pour un montant total de 44,3 millions d'euros. La transaction doit encore être approuvée par l'Office hongrois de l'énergie.

Les sociétés EGAZ et DEGAZ sont déjà consolidées par intégration globale.

Note 26. Périmètre : liste exhaustive des sociétés consolidées

			Pourcentage d'intérêt	
Sociétés	Pays	Méthode 2003	2003	2002
GAZ DE FRANCE	**France**	**Société mère**	**Société mère**	**Société mère**
PÔLE FOURNITURE D'ÉNERGIE ET DE SERVICES				
Exploration-Production				
Groupe GDF Britain	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00
EFOG	Royaume-Uni	M.E.E.	22,50	22,50
GDF Production Nederland	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Holding Noordzee	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
N.G.T.	Pays-Bas	I.P.	38,57	38,57
GDF Exploration Algeria	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Exploration Egypt	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00

Sociétés	Pays	Méthode 2003	Pourcentage d'intérêt 2003	Pourcentage d'intérêt 2002
GAZ DE FRANCE	**France**	**Société mère**	**Société mère**	**Société mère**
GDF Exploration Germany	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Exploration Poland	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Exploration UK	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
GDF Participation Nederland	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
Groupe EEG	Allemagne	I.G.	100,00	100,00
Gaz de France Produktion Exploration Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00	-
Gaz de France Norge	Norvège	I.G.	100,00	100,00
Production North Sea Netherlands	Etats-Unis	I.G.	100,00	100,00
Achat-Vente d'Énergie				
Messigaz	France	I.G.	100,00	100,00
GDF International Trading	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Armateur	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Armateur 2	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Méthane Investissements 2	France	I.G.	100,00	-
GazTransport et Technigaz	France	I.G.	40,00	40,00
Compagnie Française du Méthane (CFM) et CFMH - Négoce	France	I.G.	55,00	55,00
Méthane Transport	France	I.P.	50,00	50,00
Gaselys	France	I.P.	51,00	51,00
Gaselys UK	Royaume-Uni	I.P.	51,00	51,00
Groupe GDF Energy Supply & Solutions	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00
Gaz de France Deutschland	Allemagne	I.G.	100,00	100,00
Etac	Pays-Bas	M.E.E.	25,00	25,00
Services				
Groupe Cofathec	France	I.G.	100,00	100,00
Groupe Finergaz	France	I.G.	100,00	100,00
GNVert	France	I.G.	100,00	100,00
Groupe CGST Save - Savelys	France	M.E.E.	20,00	20,00
Groupe Thion	France	M.E.E.	34,00	34,00

Sociétés	Pays	Méthode 2003	Pourcentage d'intérêt 2003	Pourcentage d'intérêt 2002
GAZ DE FRANCE	**France**	**Société mère**	**Société mère**	**Société mère**
PÔLE INFRASTRUCTURES				
Transport Stockage France				
Compagnie Française du Méthane (CFM) et CFMH - Transport	France	I.G.	55,00	55,00
Gaz du Sud-Ouest (GSO)	France	M.E.E.	30,00	30,00
Distribution France				
Gaz de Strasbourg	France	M.E.E.	24,90	24,90
Transport-Distribution International				
Sofregaz	France	M.E.E.	34,00	34,00
MEGAL GmbH	Allemagne	I.P.	43,00	43,00
MEGAL Finco	Iles Caïman	I.P.	43,00	43,00
Groupe Gasag	Allemagne	I.P.	31,57	31,57
E.V.O.	Allemagne	M.E.E.	24,50	24,50
Segeo	Belgique	M.E.E.	25,00	25,00
Portgas	Portugal	M.E.E.	12,67	12,67
Degaz	Hongrie	I.G.	72,59	72,59
Egaz	Hongrie	I.G.	63,96	63,96
Pozagas	Slovaquie	I.P.	43,37	43,37
Groupe Slovensky Plynarensky Priemysel (SPP)	Slovaquie	I.P.	24,50	24,50
Groupe GDF Québec	Canada	I.G.	100,00	100,00
Groupe Noverco	Canada	M.E.E.	17,56	17,56
Energia Mayakan	Mexique	I.G.	67,50	67,50
Servicios Mayakan	Mexique	I.G.	67,50	67,50
Compania Gasoductos del Bajio	Mexique	I.G.	100,00	-
Gasoductos del Bajio	Mexique	I.G.	100,00	100,00
MI Comercializadora	Mexique	I.G.	100,00	100,00
MI Consultadores	Mexique	I.G.	100,00	100,00
MI Servicios	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Servicios Industriales de Energia	Mexique	I.P.	50,00	50,00
Transnatural	Mexique	I.P.	50,00	50,00
Consorcio Mexigas	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Natgasmex	Mexique	I.G.	100,00	100,00

Sociétés	Pays	Méthode 2003	Pourcentage d'intérêt 2003	Pourcentage d'intérêt 2002
GAZ DE FRANCE	**France**	**Société mère**	**Société mère**	**Société mère**
Tamauligas	Mexique	I.G.	100,00	100,00
Gaseba	Argentine	I.G.	100,00	100,00
Gaseba Uruguay	Uruguay	I.G.	51,00	51,00
AUTRES				
Cogac	France	I.G.	100,00	100,00
GDF International	France	I.G.	100,00	100,00
S.F.I.G.	France	I.G.	100,00	100,00
Société Immobilière Assomption La Fontaine	France	I.G.	100,00	100,00
DK6	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Production Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Production Investissements Pays-Bas	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Berliner Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
Mexique Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
Gas del Sur	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Styrie Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
Laurentides Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Investissements 2	France	I.G.	100,00	100,00
GDF Investissements 24	France	I.G.	100,00	100,00
GNL Transport Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
GNL Marine Investissements	France	I.G.	100,00	100,00
Pétrofigaz	France	I.P.	54,72	54,72
SDIG Mc Cann Corporate	France	-	Déconsolidé	34,00
GDF Investment Netherlands	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00
Investment Gas Holland	Royaume-Uni	I.G.	100,00	100,00
MI del Bajio Marketing	Pays-Bas	I.G.	100,00	100,00
Merida Pipeline	Pays-Bas	I.G.	67,50	67,50
Mayakan Pipeline	Pays-Bas	I.G.	67,50	67,50
Slovak Gas Holding	Pays-Bas	I.P.	49,00	-
Merida Holding	Barbade	I.G.	67,50	67,50

Groupe Cofathec	Compagnie Française des Activités Thermiques et Climatiques	France
	Groupe ADF (14 entités)	France
	APS Sinergia	Italie
	Aquatherm	Belgique
	Artault et Cie	France
	Aulnay Énergie Services	France
	Blanc Mesnil Énergie Services	France
	Busseuil	France
	Calliance	France
	Castagnetti	Italie
	Chaleur	Suisse
	Chelles Chaleur	France
	Climespace	France
	Cofathec Benelux	Belgique
	Cofathec Énergie Services	France
	Cofathec Energy	Royaume-Uni
	Cofathec Entreprise	France
	Cofathec GMI	Belgique
	Cofathec Heatsave	Royaume-Uni
	Cofathec International	France
	Cofathec Italia	Italie
	Cofathec Jacorossi Progetti	Italie
	Cofathec Maintenance	France
	Cofathec Projis	France
	Cofathec Rueda	Belgique
	Cofathec Sales	Royaume-Uni
	Cofathec Service Industria	Italie
	Cofathec Services	France
	Cofathec Servizi	Italie
	Cofathec UK	Royaume-Uni
	Coriance	France
	Cottier Équipements	France
	Danto Rogeat	France
	Énergie Meaux	France
	Gennedith	France
	Globalia	France
	Korb	Belgique

	Korb Service	Belgique
	Les Mureaux Énergie Services	France
	Minerg Appelsa Services	Suisse
	Neu Montage Maintenance	France
	Nuova Sipe	Italie
	Omega Concept	France
	Omega Concept Italie	Italie
	Pictet	France
	Prasi	Italie
	Raichon Fluides et Énergies	France
	R+M Réalisation et Maintenance	France
	Ris Énergie Services	France
	Saccir	Italie
	SEP Les Gresilles	France
	SEP Opération Saint Michel	France
	S.E.P.T.	France
	Stade Énergie SAS	France
	Servizi Lombardia	Italie
	SI Servizi	Italie
	SI Servizi Adriatica	Italie
	SI Servizi Umbria	Italie
	Sofredith	France
	Sogit	France
	Somoclim	Monaco
	Société Thermique de La Doua	France
	Société Thermique de Salon-de-Provence	France
Groupe CGST Save	CGST SAVE	France
	H. Saint-Paul	France
	Groupe PROMODO (16 entités)	France
	Depann'Gaz Services	France
Groupe Finergaz	Finergaz	France
	Société de Cogénération de Montoir	France
	Ficobel	France
	Compagnie de Cogénération de Champblain	France
	Société Gardannaise de Cogénération	France
	Société Girondine de Cogénération	France

	Gensel	France
	Compagnie de Cogénération de la Braye	France
	Figenal	France
	Corely	France
	Isergie	France
	FINergaz Énergie Services	France
	SEP Michelin Joué-les-Tours	France
	SEP Michelin Bourges	France
	SEP Michelin Montceau-les-Mînes	France
	SEP Michelin Roanne	France
	SEP Michelin Poitiers	France
	SEP SKW Rousselot	France
	Compagnie de Cogénération de la Dordogne	France
	COBEFI	France
	GIE Étoile Bassens	France
	Compagnie de Cogénération de la Vologne	France
	INCO	France
	EUROFIN	France
	Société de Cogénération de Chalampé	France
Groupe Thion	Ne Varietur	France
	Thion & Cie	France
	Arizzoli, Bernard et Perre	France
	Bes	France
	Charbonnière de Saône-et-Loire	France
	Curchal	France
	Decoparc	France
	Gie Dalkia Soccram	France
	Gie Soccram Dalkia	France
	Jesel & Widemann	France
	Juratrom	France
	Maison Balland Brugneaux	France
	SC2M	France
	Scider	France
	Sicar	France
	Soccram	France
	Socomin	France
	Soparec	France

	Sotrapac	France
	Storapro	France
	Tournaux	France
	Trottier Escribe	France
Groupe GDF Britain	GDF Britain	Royaume-Uni
	Gaz de France Britain E&P Ltd (ex CalEnergy Gaz UK)	Royaume-Uni
Groupe GDF Energy Supply & Solutions	GDF Energy Supply & Solutions	Royaume-Uni
	Gaz de France Marketing Ltd	Royaume-Uni
	Gaz de France Sales Ltd	Royaume-Uni
	Gaz de France Services Ltd	Royaume-Uni
	Gaz de France Solutions Ltd	Royaume-Uni
Groupe S.P.P.	Slovensky Plynarensky Priemysel	Slovaquie
	Geoterm Kosice	Slovaquie
	Interkvet	Slovaquie
	Groupe Nafta (9 entités)	Slovaquie
	Probugas	Slovaquie
	Prva paroplynova spolocnost	Slovaquie
	Slovgeoterm	Slovaquie
	Slovrurgas	Slovaquie
	SPP Bohemia	République tchèque
Groupe Gasag	GASAG	Allemagne
	BAS	Allemagne
	BEGA.tec	Allemagne
	HSW	Allemagne
	E.M.B.	Allemagne
	GASAG WärmeService	Allemagne
Groupe E.E.G.	Erdgas Erdöl GmbH	Allemagne
	E.E.G.T.	Allemagne
	Kazgermunai	Kazakhstan
	VEGO OEL	Allemagne

Groupe GDF Québec	GDF Québec Inc	Canada
	BELLC	États-Unis
	Intragaz Holding	Canada
	Intragaz Sec	Canada
	Intragaz Holding Limited Partnership	Canada
	Intragaz Energy Limited Partnership	Canada
	Intragaz US Inc	États-Unis
	MEG International	Canada
	MEG Holding US	États-Unis
Groupe Noverco	Noverco Inc	Canada
	Gaz Metropolitain Inc	Canada
	Gaz Metropolitain Sec	Canada

20.1.3.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2003 en normes françaises

En exécution de la mission qui nous a été confiée par arrêté ministériel, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés de Gaz de France relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2003, 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.

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 sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les entreprises comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la Note C2-1 de l'annexe qui expose les conditions de première application à certaines provisions pour reconstitution des sites du règlement n° 00-06 du CRC relatif aux passifs.

Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, qui s'appliquent pour la première fois à cet exercice, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

- Comme indiqué dans la Note B de l'annexe, Gaz de France met en œuvre, pour les activités d'exploration-production, les principes comptables définis par les normes américaines. Il en a été notamment ainsi pour l'acquisition de la société Preussag Energie (Note C 1.1.a). Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné les conditions d'application de ces principes et notamment les modalités d'affectation des prix d'acquisition. Nous avons procédé à l'appréciation du caractère raisonnable de ces estimations.
- Comme décrit en Note D 1 de l'annexe, Gaz de France a procédé à des tests de dépréciation des actifs corporels et incorporels à long terme pour lesquels il existait des indices de perte de valeur durable. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné la méthodologie appliquée par l'entreprise ainsi que les paramètres utilisés pour ces estimations comptables et nous sommes assurés du caractère raisonnable des valeurs retenues dans les comptes.

- Comme indiqué dans les Notes B, D 7.a et D 13.b de l'annexe, Gaz de France, 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. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous nous sommes assurés que les hypothèses et modalités de calcul des provisions reflètent la meilleure estimation de l'entreprise de ses obligations en fonction des exigences réglementaires actuelles.
- La Note D 21 de l'annexe relative aux engagements de retraite et autres engagements postérieurs à l'emploi décrit les spécificités du régime de retraite des entreprises des Industries Électriques et Gazières et mentionne le montant des engagements résultant pour Gaz de France de ce régime ainsi que la valeur des contrats d'assurance souscrits pour y faire face. Elle fait également mention du processus de refondation en cours du financement du régime spécial des IEG. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné les bases et modalités du calcul actuariel des engagements ainsi que l'information donnée par l'entreprise, étant rappelé que ces engagements ne font pas l'objet de provision, en application de l'option ouverte par les principes comptables applicables en France. Nous avons procédé à l'appréciation du caractère raisonnable des estimations effectuées.

Les appréciations que nous avons portées sur ces éléments s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit qui porte sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble et ont donc contribué à la formation de l'opinion sans réserve exprimée dans la première partie de ce rapport.

Vérification spécifique

Par ailleurs, nous avons également procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, à la vérification des informations relatives au Groupe, données dans le rapport de gestion. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Le 17 mars 2004

Les commissaires aux comptes

Mazars & Guérard

Michel Barbet-Massin, Xavier Charton

Ernst & Young Audit

Patrick Gounelle , Philippe Hontarrède

20.2. Politique de distribution des dividendes

Le dividende versé par la Société au titre des trois exercices précédents a été de :

	2004 (1)	2003	2002
Dividende global (en millions d'euros)	418	318	456
Nombre d'actions (en millions)	903	-	-
Dividende unitaire (en euro)	0,46	-	-

(1) *Le nombre d'actions et le dividende unitaire sont 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 mai 2005.*

Le conseil d'administration propose de soumettre à l'approbation de l'assemblée générale ordinaire la distribution à chacune des actions de la Société d'un dividende net de 0,68 euro par action au titre de l'exercice 2005, en hausse de 48 % par rapport à celui de 2004. Le dividende total versé au titre de l'exercice 2005 progresse de 60 %, soit au-delà de l'objectif annoncé par le Groupe lors de l'ouverture du capital, de 40 %.

Le Groupe envisage de poursuivre une politique dynamique de distribution du dividende. La progression du dividende sera amplifiée par rapport aux objectifs présentés à l'occasion de l'ouverture du capital. Le dividende serait porté à 1 euro par action dès 2006. 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. À ce jour, ni Gaz de France, ni aucune de ses filiales ne sont ou n'ont été parties, au cours des douze derniers mois, à une procédure judiciaire ou arbitrale susceptible d'avoir dans le futur, ou ayant eu dans un passé récent, une incidence significative sur la situation financière de Gaz de France, son activité, ses résultats, son patrimoine ou sa rentabilité. Gaz de France n'a pas connaissance qu'une telle procédure soit envisagée à son encontre par des tiers.

La totalité des demandes formées à l'encontre de Gaz de France et de ses filiales dans le cadre des procédures judiciaires ou arbitrales en cours est inférieure à 100 millions d'euros.

Il existe un contentieux sur le terminal méthanier en construction, Fos Cavaou, décrit au paragraphe 6.1.3.2.1.2.2 – « Grandes infrastructures ». Le préfet des Bouches du Rhône a autorisé Gaz de France, par arrêté du 15 décembre 2003, à exploiter un terminal méthanier à Fos Cavaou dans le cadre des ICPE. Le permis de construire de l'installation a été délivré par un autre arrêté préfectoral pris le même jour. Ces deux arrêtés font l'objet de recours contentieux. Le permis de construire a ainsi 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. L'arrêté d'exploitation, délivré au titre des ICPE, a fait l'objet de deux recours en annulation devant le Tribunal administratif de Marseille, l'un déposé par l'Association de Défense et de Protection du Littoral du Golfe de Fos-sur-Mer (« ADPLGF »), l'autre intervenu à l'initiative d'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.

Fin 2003, Gaz de France a été mis en examen des chefs d'« homicide et blessures involontaires », dans le cadre de l'instruction pénale ouverte suite à l'explosion survenue le 4 décembre 1999 à Dijon et ayant causé la mort de 11 personnes. Par ordonnance en date du 22 décembre 2005, Gaz de France a été renvoyé devant le Tribunal correctionnel. Le procès s'est déroulée du 20 au 24 février 2006. Par jugement en date du 23 février 2006, le Tribunal correctionnel de Dijon a condamné Gaz de France à une amende de 200 000 euros pour homicide involontaire et à 4 500 euros pour blessures involontaires. Gaz de France a fait appel de cette condamnation le 3 avril 2006.

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. À cette peine principale pourrait s'ajouter une peine pour blessures involontaires dont le montant varierait selon le taux d'ITT (Incapacité Temporaire de Travail) des personnes blessées.

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 1er janvier 2006.

21 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

21.1. RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT LE CAPITAL P. 351
21.1.1. CAPITAL SOCIAL P. 351
21.1.2. TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL P. 352
21.1.3. ACQUISITION PAR LA SOCIÉTÉ DE SES PROPRES ACTIONS P. 354
21.1.4. AUTRES TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL P. 355
21.1.5. CAPITAL SOCIAL SOUSCRIT, MAIS NON LIBÉRÉ – AUGMENTATIONS DE CAPITAL P. 355
21.1.6. CAPITAL SOCIAL SOUS OPTION P. 356
21.1.7. ÉVOLUTION DU CAPITAL SOCIAL AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES P. 356
21.2. ACTE CONSTITUTIF ET STATUTS P. 359
21.2.1. OBJET SOCIAL P. 359
21.2.2. STIPULATIONS STATUTAIRES RELATIVES AUX ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION RÈGLEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION P. 359
21.2.3. DROITS, PRIVILÈGES ET RESTRICTIONS ATTACHÉS AUX ACTIONS P. 359
21.2.4. MODIFICATION DES DROITS ATTACHÉS AUX ACTIONS P. 360
21.2.5. ASSEMBLÉES GÉNÉRALES P. 360
21.2.6. CLAUSES RESTREIGNANT LE CHANGEMENT DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ P. 361
21.2.7. FRANCHISSEMENT DE SEUILS STATUTAIRES P. 361
21.2.8. MODIFICATIONS DU CAPITAL SOCIAL P. 361

21.1. Renseignements de caractère général concernant le capital

21.1.1. Capital social

À 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 d'un euro chacune, toutes entièrement souscrites et intégralement libérées.

Au 1er janvier 2005, le capital social de la Société s'élevait à 903 000 000 euros et était composé de 451 500 000 actions d'une valeur nominale de deux euros chacune, toutes entièrement souscrites et intégralement libérées.

L'assemblée générale mixte des actionnaires du 28 avril 2005 a décidé de diviser par deux la valeur nominale des actions de la Société et délégué au conseil d'administration sa compétence pour procéder à des augmentations de capital. Le conseil d'administration, faisant usage de cette délégation lors de sa réunion du 22 juin 2005, a décidé, dans le cadre de l'ouverture du capital de la Société et de l'admission de ses actions aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris :

- d'augmenter le capital social par voie d'appel public à l'épargne d'un montant de 70 323 469 euros par émission de 70 323 469 actions nouvelles d'une valeur nominale d'un euro chacune, et
- sous la condition suspensive et dans la limite de la souscription de l'option de surallocation, d'augmenter le capital d'un montant maximal supplémentaire de 10 548 519 euros par émission de 10 548 519 actions nouvelles supplémentaires d'une valeur nominale d'un euro chacune. La condition suspensive ci-dessus visée ayant été réalisée, cette augmentation de capital a été intégralement réalisée.

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 2005, 629 887 titres participatifs de la tranche A étaient en circulation, soit un en-cours nominal de 480 131 365,75 euros. Leur valeur de marché, sur la base du cours de clôture du 30 décembre 2005 (soit 965 euros) s'élevait à 607 840 955 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.

Rémunération unitaire des titres participatifs servie sur les trois derniers exercices

(En euros)	2003	2004	2005
Rémunération fixe	21,44651	21,64820	18,54120
Rémunération variable	28,49367	32,53893	34,79366
Rémunération totale théorique	49,94018	54,18713	53,33486
Rémunération minimale	28,93577	29,20790	25,01590
Rémunération maximale	44,25471	44,67090	38,25961
Rémunération brute par titre	44,25471	44,67090	38,25961

Gaz de France est soumis aux dispositions des articles 242-1 et suivants du décret n° 67-236 du 23 mars 1967 applicables aux émetteurs de titres participatifs. Il doit, en application de l'article 222 de ce décret, insérer l'avis de convocation d'une assemblée générale des porteurs de titres participatifs au BALO, sauf dans le cas où les titres émis sont tous nominatifs.

Évolution des cours extrêmes et du volume des transactions des titres participatifs de Gaz de France

	Volume en titres	Cours *(en euros)*	
		Plus haut	Plus bas
2003			
septembre	1 924	935	920
octobre	346	931	886
novembre	325	899	890
décembre	113	910	895
2004			
janvier	326	918	900
février	473	920	905
mars	360	940	910
avril	2 202	959	940
mai	733	955	948
juin	504	959	951
juillet	448	965	955
août	203	968	960
septembre	1 473	977	966
octobre	703	978	939
novembre	578	963	954
décembre	932	963	955
2005			
janvier	1 263	970	961
février	304	977	966
mars	648	975	970
avril	304	979	970
mai	226	980	975
juin	442	989	975
juillet	170	981	977
août	163	987	977
septembre	139	992	980
octobre	470	990	955
novembre	238	969	955
décembre	266	965	953
2006			
janvier	245	965	951
février	878	959	946

Données boursières : Reuters.

Par ailleurs, Gaz de France a mis en place en octobre 2002 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'Euro Medium Term Notes (« **EMTN** »). Dans le cadre de ce programme, Gaz de France a notamment émis, le 19 février 2003, deux emprunts obligataires (Séries 1 et 2) portant intérêt à taux fixe dont les montants nominaux s'élèvent respectivement à 1,25 milliard d'euros et 750 millions d'euros.

Ce programme a été mis à jour en décembre 2004 pour atteindre un montant de 4 milliards d'euros (enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 7 décembre 2004 sous le numéro P.04-209).

L'encours de la dette obligataire de Gaz de France s'élevait à 2 070 000 000 d'euros au 31 décembre 2005.

Principales caractéristiques des emprunts obligataires émis par Gaz de France

Émission	Devise	Taux Coupon	Échéance	Montant émis (en devises) *(en millions)*	Place de cotation	Code ISIN
EMTN	Euros	4,75 %	19 février 2013	1 250	Euronext Paris Bourse de Luxembourg	FR0000472326
EMTN	Euros	5,125 %	19 février 2018	750	Euronext Paris Bourse de Luxembourg	FR0000472334
Placements Privés	Euros	Euribor 3 m	22 décembre 2006	30	Euronext Paris	FR0010036665
Placements Privés	Yen japonais	Yen Japonais Libor 6 m + 0,05 %	19 décembre 2006	5 000	Bourse de Luxembourg	FR0010036632
Placements Privés	Yen japonais	0,658 %	26 mars 2009	3 000	Aucune	FR0010069534

Pour davantage d'informations sur les emprunts obligataires émis par Gaz de France, voir paragraphe 20.1.1.1. « Comptes consolidés au 31 décembre 2005 en normes IFRS / Annexe / note 11 ».

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

À la date d'enregistrement du présent document de référence, aucune des actions de la Société n'est détenue par la Société elle-même ou en son nom ou par ses filiales.

Autorisation accordée par l'assemblée générale du 28 avril 2005

L'assemblée générale des actionnaires du 28 avril 2005 a adopté une résolution autorisant le conseil d'administration à acheter des actions de la Société en vue de :

- la mise en œuvre de tout plan d'épargne d'entreprise dans les conditions prévues par la loi, notamment les articles L. 443-1 et suivants du Code du travail ; ou
- la remise d'actions (à titre d'échange, de paiement ou autre) dans le cadre d'opérations de croissance externe ; ou

- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière ; ou
- l'annulation de tout ou partie des titres ainsi rachetés, sous réserve de l'adoption par l'assemblée générale d'une résolution délégant au conseil d'administration le pouvoir de réduire le capital social par annulation des actions autodétenues (résolution adoptée par l'assemblée générale le même jour) ; ou
- leur mise à disposition dans le cadre d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de service d'investissement.

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 28 avril 2005 ; 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 et le prix de vente minimal doivent être égaux respectivement à 200 % et 50 % du prix des actions offertes au public dans le cadre de l'admission aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris, hors frais d'acquisition.

Le montant global affecté au programme de rachat d'actions ainsi autorisé ne peut pas être supérieur à 1,5 milliard d'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, n'a pas été utilisée à la date d'enregistrement du présent document de référence.

21.1.4. Autres titres donnant accès au capital

À 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

À la date d'enregistrement du présent document de référence, il n'existe pas de capital souscrit non libéré, ni aucun droit d'acquisition ni d'obligation attachés au capital souscrit, ni d'engagement d'augmentation du capital.

Les actionnaires de la Société ont consenti au conseil d'administration, lors de l'assemblée générale mixte qui s'est tenue le 28 avril 2005, les autorisations décrites ci-dessous :

Titres concernés	Durée de l'autorisation et expiration	*En millions d'euros* Montant nominal maximal d'augmentation de capital
Émissions avec droit préférentiel	26 mois	200[2]
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	28 juin 2007	(ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 200 millions d'euros)
Émissions sans droit préférentiel	26 mois	200[2]
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues[1]	28 juin 2007	(ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 200 millions d'euros)
Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	26 mois 28 juin 2007	200 (ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 200 millions d'euros)
Émissions réservées au personnel	26 mois	30
Adhérents de plans d'épargne	28 juin 2007	(ce montant maximal global s'imputant sur le montant nominal maximal global de 200 millions d'euros)
Programme de rachat d'actions[3]	18 mois octobre 2006	1 500 ou 5 % du capital social

(1) *Autorisation d'augmentation de capital utilisée lors de l'introduction en Bourse de la Société à hauteur de 80 871 988 euros.*
(2) *L'autorisation adoptée par l'assemblée générale mixte du 28 avril 2005 a délégué au conseil d'administration compétence à l'effet d'augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription au même prix que celui retenu pour l'émission initiale, dans les délais et limites prévus par la réglementation applicable.*
(3) *L'assemblée générale mixte du 28 avril 2005 a autorisé, pendant une période de 26 mois, le conseil d'administration à réduire le capital social de la Société par annulation de toute quantité d'actions autodétenues (le nombre maximal d'actions pouvant être annulées par la Société en vertu de cette autorisation, pendant une période de 24 mois, serait de 10 % des actions composant le capital).*

21.1.6. Capital social sous option

À la date d'enregistrement du présent document de référence, il n'existe aucune option ni aucun accord portant sur le capital de la Société.

Les options portant sur le capital de certaines sociétés membres du Groupe ou accords en vue de placer le capital de certaines sociétés membres du Groupe sous option sont décrits aux paragraphes 6.1.3.1.2.2.1.1.5 – « Marchés de court terme : Gaselys » et 6.1.3.2.3.2.2.1 – « Europe ».

21.1.7. Évolution du capital social au cours des trois derniers exercices

Date	Événement	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'État 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'État 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 ci-dessus - « Droits de vote » 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 seront cédées par l'État à leurs bénéficiaires et ne donneront 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 États parties à l'accord sur l'Espace économique européen (« EEE ») qui ont 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 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 est calculé dans la limite d'un achat initial d'une contre-valeur ne dépassant pas 4 575 euros ; 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 États parties à l'accord sur l'EEE qui ont 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 État partie à l'accord sur l'EEE qui ont 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 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 ;
- 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 préretraités des sociétés adhérentes du Plan d'Épargne Groupe (« PEG ») (hors succursales étrangères) à condition qu'ils soient éligibles au PEG et aux salariés des succursales et filiales étrangères adhérentes du Plan d'Épargne Groupe International (« PEGI ») à condition qu'ils soient éligibles au PEGI) : une action gratuite pour une action acquise et conservée de manière continue pendant trois ans, jusqu'à une valeur totale d'actions gratuites de 700 euros et, au-delà, une action gratuite pour quatre actions acquises dans la limite d'une valeur totale d'actions gratuites de 1 258 euros toutes formules confondues ;
- Formule « Gaz Tansfert » (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.

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 1 action acquise jusqu'à 700 euros d'actions gratuites	1 action gratuite pour 4 actions acquises jusqu'à 700 euros d'actions gratuites
		1 action gratuite pour 4 actions acquises au-delà	1 action gratuite pour 4 actions acquises au-delà	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

Aux termes de l'article 9.2 des statuts, en vue de l'identification des titres au porteur, la Société peut demander dans les conditions légales et réglementaires et sous les sanctions prévues par le Code de commerce, à tout organisme ou intermédiaire les renseignements permettant l'identification des détenteurs de titres de la Société conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses assemblées d'actionnaires et notamment la quantité de titres détenue par chacun d'eux.

La Société a fait réaliser en novembre 2005 une étude sur les titres au porteur identifiables (« TPI ») permettant d'identifier 1 242 454 actionnaires détenant au moins 10 actions, dont 1 230 111 actionnaires individuels et 12 343 institutionnels.

D'après cette étude, au 30 novembre 2005, le capital de la Société se répartit comme suit :

Actionnaires	Pourcentage du capital
État	**80,2 %**
Public, dont :	**17,5 %**
- institutionnels	11,4 %
- individuels	6,1 %
Salariés	**2,3 %**

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'État 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 propriétaire 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.

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, quel que soit le nombre d'actions qu'il possède, a le droit d'assister aux assemblées générales et de participer aux délibérations, à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles et sous réserve :

- pour les titulaires d'actions nominatives, de leur inscription en compte sur les registres de la Société ; et
- pour les propriétaires de titres au porteur, du dépôt, aux lieux indiqués dans l'avis de convocation, d'un certificat de l'intermédiaire financier habilité constatant l'indisponibilité des actions inscrites en compte de la date du dépôt jusqu'à la date de l'assemblée.

Ces formalités doivent être accomplies cinq jours au moins avant la réunion de l'assemblée. Le conseil d'administration peut abréger ce délai au profit de l'ensemble des actionnaires.

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. À 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.

21.2.6. Clauses restreignant le changement de contrôle de la Société

Conformément à la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et au décret n° 2005-125 du 15 février 2005, et ainsi que le rappelle l'article 6 des statuts de la Société, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital de la Société. Voir cependant chapitre 12 - « Tendances susceptibles d'influer sur les perspectives de la Société ».

21.2.7. Franchissement de seuils statutaires

L'article 9.3 des statuts de la Société prévoit que toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à détenir, directement ou indirectement, une fraction – du capital ou des droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital de la Société – égale ou supérieure à 0,5 %, a l'obligation d'en informer la Société par lettre recommandée avec accusé de réception dans un délai de cinq jours de Bourse à compter du franchissement dudit seuil de 0,5 %. Cette information doit préciser l'identité de la personne concernée ainsi que celle des personnes agissant de concert avec elle et indiquer le nombre total d'actions, de droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital que cette personne possède seule directement ou indirectement ou encore de concert. Cette obligation d'information porte également sur la détention de chaque fraction additionnelle de 0,5 % du capital ou des droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital de la Société. Cette même obligation d'information s'applique selon les mêmes délais en cas de franchissement à la baisse du seuil de 0,5 % ou d'un multiple de celui-ci.

L'intermédiaire inscrit comme détenteur d'actions conformément au troisième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce est tenu, sans préjudice des obligations des propriétaires des actions, d'effectuer les déclarations ci-dessus pour l'ensemble des actions au titre desquelles il est inscrit.

Aux termes des dispositions de l'article L. 233-14 du Code de commerce, à défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions statutaires identifiées ci-dessus, lorsqu'elles sont admises aux négociations sur un marché réglementé d'instruments financiers, sont privées du droit de vote pour toute assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification. Cette suspension doit avoir fait l'objet d'une demande d'un ou de plusieurs actionnaires détenant une fraction au moins égale à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société et être consignée dans le procès-verbal de l'assemblée générale.

À la date d'enregistrement du document de référence, la Société a reçu une déclaration de franchissement à la hausse 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

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.

Convention relative à l'activité de distribution d'EDF Gaz de France distribution

Gaz de France et EDF ont signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations relatives aux activités de distribution d'EDF Gaz de France Distribution, telles que décrites au paragraphe 6.1.3.2.2.2.3– « Organisation du distributeur ».

Contrat de Service Public 2005-2007 entre Gaz de France et l'État

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003. Leur mise en œuvre passe, s'agissant de Gaz de France, par un contrat de Service Public, en application de l'article 1er de la loi du 9 août 2004.

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'État 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.

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.

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 420 MW chacune qu'ils envisageaient de réaliser séparément dans la zone de Fos-sur-Mer :

- sur le site de Sollac Méditerranée pour Gaz de France (mise en service prévue en 2008) ;
- sur un terrain loué au Port Autonome de Marseille pour Electrabel (mise en service prévue en 2009).

Aux termes de cet accord, Electrabel et Gaz de France prévoient de rechercher activement les synergies qu'ils pourraient mettre en œuvre entre ces deux projets, en particulier dans les domaines de l'ingénierie, de l'exploitation et de la maintenance. Ils souhaitent également bénéficier de l'effet de taille d'un périmètre d'équilibre élargi.

En outre, ce protocole d'accord envisage des participations croisées au capital des sociétés propriétaires des actifs respectifs et des contrats réciproques de mise à disposition de capacités.

Protocole sur le développement de la coopération entre Gazprom et Gaz de France

À l'occasion du 30e anniversaire de la signature des premiers contrats d'achats de gaz russe par Gaz de France, Gaz de France et Gazprom ont signé le 19 septembre 2005 un protocole détaillant les actions à conduire et les axes de travail prioritaires pour renforcer et développer cette coopération. En particulier, alors que Gazprom commence à construire un gazoduc nord-européen passant sous la mer Baltique, il a été convenu par les deux groupes de poursuivre les travaux menés en commun en vue de développer les fournitures de gaz russe à Gaz de France et de renforcer la sécurité d'approvisionnement du marché européen.

Acquisition de Distrigaz Sud

Gaz de France a conclu le 18 octobre 2004 un accord avec le ministère du Commerce et de l'Économie roumain pour acquérir 51 % du capital du distributeur gazier roumain Distrigaz Sud S.A., l'État roumain conservant 49 % du capital.

Distrigaz Sud est administrée par un conseil d'administration dont cinq des sept membres sont désignés sur proposition de Gaz de France par l'assemblée générale ordinaire statuant à la majorité simple. Le directeur général de Distrigaz Sud est désigné par le conseil d'administration statuant à la majorité simple.

Gaz de France a finalisé cette acquisition le 31 mai 2005 qui représente un montant de 310 millions d'euros environ.

Gaz de France a conclu le 24 juin 2005 un accord avec la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD) et la Société Financière Internationale (SFI) en vue de leur céder respectivement une participation indirecte de 5 % dans le capital

de Distrigaz Sud S.A. L'entrée effective de la SFI et de la BERD aux côtés de Gaz de France dans Distrigaz Sud a été réalisée le 2 février 2006 pour environ 60 millions d'euros. Chacune de la SFI et de la BERD dispose du droit de désigner un observateur sans droit de vote au conseil d'administration de Distrigaz Sud.

Acquisition de SPE

Gaz de France et Centrica ont conclu le 23 juin 2005 un accord en vue de détenir 51 % du capital de la société belge SPE, grâce à l'apport à cette société de leurs participations respectives dans ALG Négoce et Luminus et à l'acquisition d'une partie du capital de SPE. Le solde du capital (49 %) est détenu par l'Association Liégeoise du Gaz et Publilum qui détenaient ALG Négoce et Luminus aux côtés de Gaz de France et Centrica, et par les actionnaires historiques de SPE.

Gaz de France et Centrica disposent d'options d'achat et les actionnaires minoritaires de SPE disposent d'options de vente croisées, ces options pouvant être exercées si certaines modifications interviennent dans le capital des holdings portant les titres de SPE.

Gaz de France et Centrica désignent la majorité des administrateurs composant le conseil d'administration de SPE, l'accord de la majorité des administrateurs désignés sur présentation des actionnaires minoritaires étant toutefois nécessaire pour l'adoption de certaines décisions stratégiques limitées.

Cette acquisition et ces apports ont été finalisés le 28 septembre 2005, l'acquisition ainsi réalisée par Gaz de France s'étant élevée à 250 millions d'euros environ.

23 INFORMATIONS PROVENANT DE TIERS, DÉCLARATIONS D'EXPERTS ET DÉCLARATIONS D'INTÉRÊT

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.

25 INFORMATIONS SUR LES PARTICIPATIONS

Pour les informations concernant les entreprises dans lesquelles Gaz de France détient une fraction du capital susceptible d'avoir une incidence sur l'appréciation de son patrimoine, voir paragraphe 6.1.3 – « Description des activités ». Voir aussi chapitre 9 – « Examen de la situation financière et du résultat ».

ANNEXE A

Tableau des unités de mesure de gaz et des autres produits énergétiques

Unités de conversion

1 kWh = 0,09 m^3 de gaz naturel (soit 1 m^3 de gaz = 11 kWh)

1 GWh = 91 000 m^3 de gaz naturel

1 TWh = 1 milliard de kWh = 91 millions de m^3

1 milliard de m^3 de gaz = 6,2 millions de barils équivalent pétrole (Mbep)

B ANNEXE B

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 (clients 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 turbogénérateur.

Centrale à production combinée

Centrale thermique dans laquelle la vapeur produite dans des chaudières passe dans des turbogénérateurs 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. 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.

Offshore

Installation de forage pétrolier ou gazier sous-marin, sur plate-forme.

Ouvrages de raccordement

Ensemble des ouvrages assurant le raccordement d'un site de consommation ou d'un réseau de distribution au réseau de transport. Les ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou plusieurs branchements et d'un ou plusieurs postes de livraison.

Point d'échange de gaz (PEG)

Point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

Producteur

Personne physique ou morale qui produit du gaz naturel et/ou de l'électricité. Le producteur est un fournisseur.

Production (d'un champ gazier ou pétrolier)

Phase d'exploitation commerciale d'un gisement d'hydrocarbures.

Raccordement

Action qui permet de relier physiquement un utilisateur au réseau

Réseau de distribution

Réseau destiné à la distribution du gaz naturel (à moyenne ou basse pression) à l'intérieur d'une région délimitée ou d'une entreprise.

Réseau de transport

Réseau servant à acheminer l'énergie à haute pression (> à 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 relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. À 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 relient 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. Équivalent à réserves techniques.

Sécurité d'approvisionnement

Garantie de disposer à tout instant d'énergie en quantité et en qualité voulues, dans des conditions économiques données.

Site de stockage

Ensemble d'ouvrages, d'installations et de systèmes, constitué notamment de structures souterraines telles que des cavités en couches salines ou des roches poreuses en nappe aquifère, de puits, de canalisations, d'installations de compression, de traitement, de mesure, de détente, de systèmes de transmission, de systèmes informatiques, etc.

Stockage souterrain

Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Take-or-pay

Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.

Tarifs réglementés

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.

ANNEXE C

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 (année 2005)

Préambule :

En application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce résultant de l'article 117 de la loi de sécurité financière du 1er août 2003, le président du conseil d'administration rend compte dans le présent rapport des conditions de préparation et d'organisation des travaux du conseil d'administration ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place par Gaz de France.

Ce rapport, préparé par la direction de l'audit et des risques, a été réalisé en collaboration avec la direction des financements et de la compatibilité, la direction du contrôle de gestion, la communication financière, la direction du développement durable, la direction juridique, le cabinet de la présidence et les directeurs généraux délégués.

Ce rapport a été présenté au comité d'audit et des comptes pour information.

Chapitre 1
L'environnement de contrôle

1.1. Les principes d'organisation

a) Le contrôle interne, outil d'aide à l'atteinte des objectifs

Chaque dirigeant ou responsable d'entité organise et pilote le contrôle à l'intérieur de son périmètre de délégations afin d'avoir l'assurance raisonnable que les objectifs qui lui ont été fixés seront atteints. Ces activités de contrôle, réalisées à tous les niveaux hiérarchiques et fonctionnels de l'entité concernée, englobent la mise en œuvre des délégations de pouvoirs, la mise en place de dispositifs de contrôle et d'autocontrôle, l'appréciation des performances opérationnelles, la sécurité du patrimoine et la séparation des fonctions.

Cette approche est en cohérence avec la définition habituellement reconnue du contrôle interne : processus mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et le personnel de l'entreprise, destiné à fournir une assurance raisonnable quant à la réalisation d'objectifs entrant dans les catégories suivantes :

- la réalisation et l'optimisation des opérations ;
- la fiabilité des informations financières ;
- la conformité aux lois et aux réglementations en vigueur.

L'un des objectifs du système de contrôle interne est donc de prévenir et maîtriser les risques liés aux activités de l'entreprise, en particulier dans les domaines comptable et financier. Comme tout système de contrôle, il ne peut cependant fournir une garantie absolue que ces risques sont totalement traités.

b) L'audit interne, fonction d'appui au management

Du fait de sa mission de contrôle du dispositif du contrôle interne, l'audit interne s'intègre dans le cycle d'amélioration continue des performances construit autour des quatre phases suivantes : planifier, déployer, contrôler, améliorer. 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 un pilotage fonctionnel assuré par la direction de l'audit et des risques.

c) La régulation managériale des champs Qualité, Sécurité, Environnement

Le Groupe a mis en place une politique « Qualité, Sécurité et Environnement ». Un comité de pilotage composé des responsables des délégations Qualité, Environnement, Maîtrise des Risques, de la Mission Prévention Sécurité et de la direction contrôle de gestion, prépare, sur ce champ, la contractualisation avec les acteurs concernés et apporte son appui à la tenue des revues de performance et de gestion avec chaque entité.

1.2. Les acteurs du contrôle

a) 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 n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, porte transformation des statuts de Gaz de France EPIC (établissement public à caractère industriel et commercial) en société anonyme.

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'État 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 2005 de 84,5 %.

Le mandat du président du conseil d'administration a été renouvelé par décret du 13 octobre 2005.

Les pouvoirs de la direction générale

Les limitations de pouvoirs de la direction générale imposent à celle-ci de faire valider par le conseil d'administration les décisions relatives :

- au plan stratégique pluriannuel du Groupe ;
- aux projets d'investissements industriels du Groupe ou de marchés de travaux (dont le montant est supérieur à 50 millions d'euros hors taxes par opération) ;
- aux projets d'emprunts sous forme d'émissions de titres ou de conventions de crédit concernant la Société et ses filiales (dont le montant par opération excède 100 millions d'euros hors taxes et ne s'inscrit pas dans l'enveloppe préalablement autorisée par le conseil d'administration) ;
- aux projets de marchés de fournitures de biens et de services (dont le montant est supérieur à 30 millions d'euros hors taxes) ;
- aux projets d'acquisition, de vente ou d'échange d'immeubles ou de droits immobiliers (pour un montant de plus de 25 millions d'euros hors taxes par opération).

La gouvernance de la Société

Les directeurs généraux délégués assistent le Président-directeur général dans le cadrage stratégique et le pilotage opérationnel du Groupe.

Les missions du conseil d'administration

Les missions du conseil d'administration sont de deux ordres :

- celles imposées par la législation et la réglementation en vigueur qui concernent l'arrêté des comptes et du rapport de gestion, la convocation des assemblées générales, l'adoption des projets de résolutions, la désignation du Président-directeur général et des directeurs généraux délégués, la fixation des pouvoirs de la direction générale ;
- celles définies par le Règlement Intérieur et découlant des limitations de pouvoirs de la direction générale, comme indiqué supra.

Au cours de l'année 2005, le conseil d'administration a notamment examiné les dossiers concernant :

- la stratégie ;
- le budget ;
- l'arrêté des comptes et la proposition d'affectation du résultat ;
- la répartition des jetons de présence ;
- les états financiers semestriels ;
- l'application des normes IFRS ;
- les cautions, avals et garanties ;
- l'augmentation du capital social dans le cadre de l'opération d'ouverture du capital et d'introduction en Bourse ;
- la politique d'approvisionnement du Groupe en matière énergétique ;
- ainsi qu'un certain nombre d'opérations liées à des investissements ou des engagements importants du Groupe dans le cadre de son développement.

Les comités du conseil d'administration

Le conseil d'administration comporte deux comités : le comité d'audit et des comptes d'une part, le comité de la stratégie et des investissements, d'autre part.

Le conseil d'administration, sur proposition de son président et après concertation, désigne les membres des comités et leurs présidents.

La durée du mandat des membres des comités est de deux exercices financiers annuels. Leurs missions consistent à préparer les travaux et décisions du Conseil.

Ils accomplissent leurs missions sous la responsabilité du conseil d'administration.

Le comité d'audit et des comptes

Composé de cinq membres, il tient au moins quatre réunions par an (neuf en 2005) dont deux pour examiner les comptes semestriels et annuels avant leur examen en conseil d'administration et une réunion pour examiner le budget.

Ses principaux interlocuteurs sont la direction générale, la direction des financements et de la comptabilité, la direction du contrôle de gestion, la direction de l'audit et des risques et les commissaires aux comptes de la Société. Pour l'accomplissement de ses travaux, le comité peut entendre les membres de la direction de la Société et du Groupe ou également recourir à des experts extérieurs en cas de besoin.

Ses missions comportent deux volets essentiels :

- les comptes, la prévision budgétaire et les missions des commissaires aux comptes ;
- les risques, le contrôle et l'audit interne.

Le comité de la stratégie et des investissements

Composé de sept membres, il tient au moins quatre réunions par an (cinq en 2005). 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.

b) Les organes de pilotage

La coordination, le partage et le pilotage collectif nécessitent que soient mis en place des lieux formels de transversalité et de travail en commun sur des questions dont l'importance stratégique justifie validation ou orientation de la direction générale. Ces organes sont les suivants :

Le comité exécutif

Présidé par le Président-directeur général, le comité exécutif examine et approuve les questions et décisions relatives à la stratégie du Groupe et à son pilotage d'ensemble telles que les programmes d'investissement et le budget du Groupe.

Le comité exécutif se réunit à fréquence hebdomadaire. L'ordre du jour est établi sur proposition de ses membres (directeur général délégué responsable de la branche « Infrastructures », directeur général délégué responsable de la branche « Approvisionnements et Production », directeur de la stratégie - conseiller du président, directeur de la branche « International », directeur des investissements et des acquisitions, directeur financier, directeur de la branche « Clientèles », directrice de la communication et directeur des ressources humaines).

Le comité des engagements

Ce comité assure le cadrage stratégique amont de tous les dossiers de croissance externe et en effectue une sélection progressive, au travers d'étapes normées de présentation des dossiers. Il évalue les décisions d'investissements, de désinvestissements et les décisions d'engagements financiers du Groupe à l'exception des investissements et engagements du pôle Infrastructures France.

Dans la limite de ses pouvoirs, le Président du comité prend les décisions correspondantes ; au-delà, les décisions sont prises par le président-directeur général après avis du Comité Exécutif et, le cas échéant, vote du conseil d'administration.

Les décisions concernant les filiales du Groupe sont mises en œuvre dans le cadre des processus de décision qui leur sont propres.

Le comité suit le déroulement des projets de croissance externe, ainsi que les programmes d'investissements ou d'engagements induits par des acquisitions ou engagements précédents.

Le comité amont-aval

Ce comité propose les objectifs de volume de ventes et de marge du Groupe par zone géographique, en surveille la réalisation, étudie les arbitrages de court terme utiles à la tenue des objectifs fixés et gère les prix de transfert internes. Il examine les synergies possibles entre les ventes d'énergie et celles de services et propose les intégrations susceptibles de créer de la valeur pour le Groupe.

Le comité des infrastructures

Ce comité a pour missions :

- de veiller à la cohérence de la conduite et du développement des infrastructures nationales, européennes et internationales sur le plan technique, en matière d'équipements et de normes de sécurité et ce dans le respect de l'autonomie des entités intervenant dans le domaine régulé ;
- de s'assurer du maintien des compétences techniques nécessaires au Groupe pour maîtriser son outil industriel dans de bonnes conditions de performances ;
- de proposer les évolutions des programmes de recherche en cours d'exécution du Contrat Triennal de Recherche ;
- d'organiser la validation transverse des positions du Groupe vis-à-vis de la Commission de Régulation de l'Énergie et en organiser un portage cohérent ;
- de proposer les politiques du Groupe en matière de moyens (informatique, immobilier, achats...) en en garantissant la performance ;
- d'exercer une coordination de l'appui aux activités opérationnelles (suivi des coûts, organisation des activités et responsabilités...) ;
- de manière spécifique pour le système d'information, d'examiner les projets informatiques, en autoriser le lancement après vérification de leur cohérence avec les orientations du Groupe, l'urbanisme du système d'information et le référentiel informatique, d'en suivre la conduite et d'autoriser, en fin de développement, le déploiement de ces projets.

Le comité des cadres dirigeants

Ce comité a vocation à préparer les décisions relatives aux nominations aux postes clés et au suivi de la gestion de carrière des cadres dirigeants du Groupe. À ce titre, il prépare également certaines nominations d'administrateurs des filiales du Groupe.

Le comité des ressources humaines Groupe

Ce comité constitue un lieu d'animation de la filière Ressources Humaines : il permet aux directions opérationnelles d'exprimer leurs attentes et de les faire converger. Il est à ce titre l'instance d'examen des politiques ressources humaines du Groupe, avant décision de la direction générale.

Le comité de pilotage de l'image du Groupe

Ce comité examine les questions relatives à l'évolution des attentes de l'opinion publique, examine les stratégies de communication institutionnelles, en définit les plans annuels.

Il valide avant diffusion les campagnes de communication de toutes natures et les supports de communication.

Il coordonne la gestion des ressources humaines du domaine de la communication, optimise les choix budgétaires et assure la meilleure efficacité des affectations de ressources.

Le comité du développement durable et de l'éthique

Ce comité a pour mission de proposer les politiques du Groupe en matière de développement durable, de protection de l'environnement et de qualité et de s'assurer de leur prise en charge par les branches et entités centrales. Il propose également les règles de déontologie et d'éthique applicables au Groupe et en contrôle la bonne application.

c) Les autres acteurs du contrôle interne de Gaz de France

L'organisation est structurée autour de quatre Branches regroupant les activités opérationnelles, trois pôles de fonctions centrales en appui aux Branches et quatre fonctions de pilotage du Groupe.

Les quatre Branches regroupant les activités opérationnelles

La Branche *« Approvisionnements et Production »* placée sous la responsabilité d'un directeur général délégué, regroupe la direction

Exploration-Production, la direction Négoce, la direction Électricité et la délégation chargée des activités Gaz Naturel Liquéfié (GNL).

La Branche *« Infrastructures »* placée sous la responsabilité d'un directeur général délégué comprend la direction des Grandes Infrastructures, la filiale GRTgaz, la direction Gaz de France Réseau Distribution, la direction EDF Gaz de France Distribution (direction commune à Gaz de France et EDF), la délégation à la régulation et l'économie, la Mission Permanente de Sécurité de laquelle dépend la délégation Santé Sécurité, et la direction de la recherche.

La Branche *« Clientèles »* regroupe la direction commerciale, les activités de Services et la délégation au Marketing. Son responsable rend compte au Président-directeur général.

La Branche *« International »* est composée d'une direction Europe Centrale, d'une Mission Développement et d'une délégation Intégration et Performance. Le directeur général délégué en charge de la conduite des activités de la Branche « Approvisionnements et Production » supervise la Branche *« International »*.

Les trois pôles de fonctions centrales

Le pôle *financier et juridique*, placé sous la responsabilité du Président-directeur général, est composé des entités suivantes :

- La *direction du contrôle de gestion* pilote le processus budgétaire et prépare les arbitrages budgétaires. Elle élabore et produit les tableaux de bord Groupe, effectue un suivi des résultats mensuels en les comparant aux prévisions budgétaires (revues de branches) et procède aux réestimations périodiques des résultats annuels (revues de performances). Elle identifie les actions correctives nécessaires et anime la filière « contrôle de gestion » au sein des branches opérationnelles.
- La *direction des financements et de la comptabilité* produit les états financiers, définit les orientations et l'organisation du financement des activités du Groupe et gère ses équilibres financiers. Elle élabore la comptabilité, gère la fiscalité du Groupe, fournit les données nécessaires à l'élaboration de la communication financière et assure la relation du Groupe avec l'Agence des Participations de l'État. Elle définit la politique d'assurance du Groupe et la met en œuvre.

Ces deux directions précédentes sont rattachées au directeur financier.

- La *direction des investissements et acquisitions* conduit les opérations de croissance externe et de cessions en France ainsi que les projets d'entreprise majeurs du Groupe. Elle assure le support des branches pour les opérations de croissance dont elles ont la charge à l'étranger.
- La *direction juridique* définit les politiques juridiques du Groupe, les règles de recours à des conseils, apporte son appui à la gouvernance du Groupe et suit directement les affaires et contentieux importants.

Le pôle *ressources humaines*, placé sous la responsabilité d'un directeur qui rend compte au directeur général délégué en charge des Infrastructures, regroupe la direction des ressources humaines Groupe avec deux entités communes à Gaz de France et EDF (le Centre National d'Expertises Relations Professionnelles et le Service de la Formation Professionnelle).

Le pôle *fonctions d'appui*, placé sous la responsabilité d'un directeur de pôle qui rend compte au directeur général délégué en charge des Infrastructures, regroupe :

- les fonctions d'appui à la gouvernance du Groupe ;
  - la direction du développement durable qui, notamment, propose les politiques du Groupe en matière de développement durable, de qualité et d'éthique,
  - la délégation Organisation et Maîtrise des coûts qui, notamment, conduit ou accompagne les études d'organisation de Groupe, optimise l'organisation et propose les modifications opportunes ;
- les fonctions d'appui logistique :
  - la direction des achats Groupe qui, notamment, définit et met en place la politique d'achats du Groupe via le suivi des critères de performance des achats,
  - la direction des systèmes d'information Groupe qui, notamment, définit la politique informatique du Groupe, l'architecture globale du système d'information et les politiques techniques,
  - la délégation aux solutions logistiques qui, notamment, propose et porte les politiques des domaines de la logistique identifiée comme étant du ressort de Gaz de France S.A. et pilote le service aux immeubles,
  - l'Unité Opérationnelles Ressources Humaines qui, notamment, décline les politiques et projets Ressources Humaines et accompagne les projets professionnels individuels dont les réorientations de personnes au sein des fonctions centrales du siège,
  - la délégation immobilière qui notamment propose et met en œuvre la politique immobilière du Groupe et la politique de réhabilitation des sites d'anciennes usines à gaz.

Chacun des pôles assure l'animation de sa filière au sein du Groupe.

Les Fonctions de pilotage

Ces directions et délégations sont placées sous l'autorité du Président-directeur général.

La *direction de la stratégie* assure la préparation et la formalisation de la stratégie du Groupe et l'assistance aux Branches et Entités Opérationnelles en matière de stratégie : veille stratégique et concurrentielle, études économiques et stratégiques. Elle anime la filière « stratégie du Groupe » au sein des branches opérationnelles.

La *direction de la communication* propose et met en œuvre la politique d'image institutionnelle externe, pilote la communication interne, assure la cohérence d'ensemble des messages émis et la synergie des acteurs de la communication. Elle anime la filière des acteurs de la communication.

La *direction de l'audit et des risques*

- La *délégation audit* vérifie l'efficacité et la cohérence des différentes structures de contrôle, réalise à la demande de la direction générale des missions d'audit Groupe et assure le suivi des décisions qui ont été prises dans les comités de tête de Groupe et à la suite des audits. En logique avec ses missions, elle s'assure du degré d'indépendance des fonctions d'audit interne décentralisées de façon à leur garantir un large domaine d'investigation, la liberté de leur opinion et la prise en compte de leurs recommandations. Elle est responsable de la professionnalisation des ressources d'audit du Groupe ; à ce titre le fonctionnement, l'animation et la régulation de la filière audit sont fondés sur un référentiel d'appréciation du professionnalisme des entités d'audit et sur un référentiel d'audit des dispositifs de contrôle en ligne avec le référentiel habituellement reconnu (COSO : Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission).

- La *délégation maîtrise des risques* formalise la politique de risques, veille à sa mise en œuvre par les entités concernées dans le cadre méthodologique (processus et outils) validé par Gaz de France et consolide l'évaluation des risques du Groupe à destination de la direction générale. Elle anime également la filière Maîtrise des Risques.

Au cours de l'année 2005, la direction de l'audit et des risques a présenté au comité d'audit et des comptes :

- le bilan des audits réalisés en 2004 ,
- l'évolution du niveau d'observation des risques de niveau Groupe à fin 2004,
- le projet de programme d'audits Groupe 2005-2006,
- un état des lieux des démarches d'audit interne et d'audit externe à Gaz de France.

La *délégation aux cadres dirigeants* gère les carrières des cadres dirigeants du Groupe. Le Département Personnel de direction, commun à Gaz de France et à EDF, lui rapporte au titre de ses activités.

Le pilotage des filiales

Chaque filiale ou participation du Groupe fait l'objet d'une affectation par la direction générale à une entité qui est responsable vis-à-vis de la direction générale de l'atteinte des objectifs fixés à la filiale, de ses résultats financiers et du respect des politiques que le Groupe détermine.

Sur proposition de cette entité, un administrateur chef de file est nommé par le Président-directeur général pour les filiales les plus importantes, par le directeur général délégué ou par le responsable de la Branche « Clientèles » pour les autres filiales. En fonction de la législation locale et des droits détenus par Gaz de France, d'autres administrateurs peuvent être désignés.

1.3. Les référentiels de comportement

a) La charte de l'administrateur

Le conseil d'administration du 17 décembre 2004 a adopté son Règlement Intérieur et la charte de l'administrateur qui constitue un code de déontologie décrivant les règles de bonne conduite que les administrateurs doivent respecter et mettre en œuvre.

b) Les engagements éthiques

Dans le prolongement de la Déclaration des Droits de l'Homme des Nations Unies, de la charte des Droits Fondamentaux de l'Union européenne et des Conventions de l'Organisation Internationale du Travail, les engagements éthiques de Gaz de France ont été publiés en 2002 (cf. site internet www.gazdefrance.com) et s'appliquent aux relations que l'entreprise entretient en France avec ses salariés et ses partenaires (représentants du personnel, clients, actionnaires, fournisseurs, sociétés industrielles ou financières, pouvoirs publics). Cette action a été élargie en 2005 par une démarche éthique concernant l'ensemble du Groupe. Elle vise à définir les valeurs partagées, les principes de comportement vis-à-vis des parties prenantes internes et externes et les règles déontologiques applicables à l'ensemble des sociétés où Gaz de France est majoritaire.

c) Le développement durable

Le développement durable est une composante à part entière de la transformation de Gaz de France et de son ambition d'être un des cinq premiers opérateurs de l'énergie en Europe. Les enjeux économiques, sociaux et environnementaux se posent à Gaz de France dans toutes ses activités, de l'exploration-production à la fourniture de produits et services énergétiques, et dans tous les pays où le Groupe est présent. C'est pourquoi Gaz de France a choisi d'être un acteur engagé du développement durable et d'intégrer cette dimension dans son projet industriel.

La politique de développement durable du Groupe a fixé quatre orientations :

- exercer pleinement la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe envers les différentes parties prenantes ;
- répondre aux enjeux énergétiques par la dynamisation de l'offre produits-services ;
- construire un socle Ressources Humaines et social du Groupe pour relever les enjeux industriels ;
- prendre une part active au développement des territoires.

d) Les engagements concernant le développement durable

L'engagement de Gaz de France en faveur du développement durable se traduit par des objectifs concrets, quantifiés et suivis dans le temps. Chaque année le Groupe rend compte publiquement de leur avancée dans son rapport de développement durable et sur son site Internet www.developpementdurable.gazdefrance.com, dans la logique du reporting de Global Reporting Initiative. L'ensemble des engagements chiffrés y est consultable.

Pour ce qui concerne la dimension environnementale du développement durable, Gaz de France a défini les engagements à respecter - par toutes les entités et sociétés du Groupe, quelle que soit l'activité exercée – pour la sauvegarde et l'amélioration de l'environnement.

e) La charte de la diversité dans l'entreprise

Cette charte, signée le 20 novembre 2005, affirme 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.

f) La charte de l'audit interne

Cette charte, validée par le comité d'audit en juin 2004, constitue le référentiel professionnel des auditeurs internes du groupe Gaz de France.

Chapitre 2
La démarche d'évaluation et de maîtrise des risques

La démarche d'évaluation et de maîtrise des risques s'organise dans un souci de cohérence forte avec les projets d'évolution de l'entreprise et d'ouverture des marchés.

2.1. Développer un système global de maîtrise des risques dans un souci d'amélioration continue

En 2004, Gaz de France s'est doté d'une méthodologie commune à l'ensemble du Groupe pour identifier, évaluer et hiérarchiser les risques.

En 2005, le Groupe a formalisé et diffusé sa politique de risques : cette politique définit les objectifs poursuivis, établit les grands principes de la gestion des risques, les rôles et responsabilités des acteurs et les modalités de contrôle du dispositif.

2.2. Un dispositif décentralisé fondé sur la responsabilité du management

Pivot du dispositif du Groupe, le management est responsable de la maîtrise de ses risques.

Chaque entité du Groupe est chargée de l'identification de ses risques, de la mesure de son exposition, ainsi que de l'élaboration et la mise en œuvre des plans d'actions pour les maîtriser. Elle reporte annuellement ces éléments dans une cartographie des risques majeurs vers un des directeurs généraux délégués ou le Président-directeur général.

Rattachée à la direction de l'audit et des risques, la délégation Maîtrise des Risques est chargée de définir le cadre de cohérence, d'élaborer la politique et de diffuser la culture risques au sein du Groupe par l'animation d'une filière de correspondants.

2.3. La cartographie des risques majeurs du Groupe : un outil d'aide à la décision.

Les risques identifiés par les entités sont agrégés et analysés pour constituer les risques Groupe. Ceux-ci sont évalués et cartographiés pour être présentés annuellement au comité exécutif puis au comité d'audit et des comptes du conseil d'administration.

Le comité exécutif organise le suivi des risques majeurs pour lesquels il désigne des (co)propriétaires chargés de leur gestion qui doivent lui rendre compte une fois par an. Ainsi, en début d'année 2005, le comité exécutif a examiné la cartographie des risques Groupe et a désigné les dix risques Groupe majeurs dont il souhaitait organiser le suivi. Cette cartographie a été présentée au comité d'audit et des comptes du conseil d'administration.

Les principaux risques du Groupe, par ailleurs présentés dans le document de base déposé auprès de l'AMF (numéro I. 05-037), ont ainsi été évalués, comparés entre eux et hiérarchisés.

2.4. L'élaboration des programmes d'audit interne

En se fondant notamment sur la cartographie des risques, la direction de l'audit et des risques définit et hiérarchise les sujets d'audit de façon à augmenter préférentiellement la maîtrise des risques résiduels les plus élevés du Groupe. À cette fin, l'exposition aux risques observés par les audits Groupe déjà réalisés est appréciée chaque année par la direction de l'audit et des risques. Le programme d'audits est validé par la présidence direction générale et présenté au comité d'audit et des comptes.

2.5. La maîtrise des risques opérationnels et financiers

En vue d'atteindre les objectifs opérationnels et financiers qu'il s'est fixé, le Groupe a mis en place certaines procédures de contrôle visant à optimiser les opérations liées à son activité.

De même après avoir identifié et mesuré les risques à assurer pour le Groupe, Gaz de France a défini et mis en œuvre une politique de transfert systématique au marché de l'assurance de tous les risques 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 mise en œuvre 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.

Chapitre 3
Le dispositif de contrôle interne comptable et financier

La fonction financière du groupe Gaz de France repose sur le principe d'une organisation décentralisée.

Le pôle financier et juridique est notamment responsable de la définition, de la mise en œuvre et du contrôle d'application des politiques du Groupe dans les domaines de la finance, du contrôle de gestion, de la gestion des risques financiers, de la fiscalité, de la comptabilité et de la communication financière.

Il est responsable de l'élaboration des comptes sociaux, des comptes des activités dissociées et des comptes consolidés vis-à-vis de la présidence, de l'Agence des Participations de l'État et des instances de contrôle externes. Il veille au respect des principes de gouvernance financière et en particulier doit garantir la qualité et la sincérité de l'information du comité d'audit et des comptes sur les comptes, la politique de communication financière et le contrôle interne comptable et financier.

Il doit garantir la cohérence des informations financières communiquées en interne et à l'externe, en France comme à l'étranger.

Un des principaux faits marquants de l'année 2005 a été l'ouverture du capital de Gaz de France.

Gaz de France a rédigé un document de base enregistré auprès de l'Autorité des Marchés Financiers sous le numéro I.05.037 qui fait l'objet d'une mise à jour annuelle sous la forme d'un document de référence.

Les centres de résultats et les filiales sont responsables de leur dispositif de contrôle interne comptable et financier. Les centres de résultats produisent annuellement une attestation de fin d'exercice précisant les conditions qualitatives de production de la comptabilité et de réalisation du plan de contrôle interne comptable et financier ; les directeurs généraux des principales filiales signent une lettre d'affirmation.

3.1. L'organisation du contrôle comptable et financier

a) Les directions des financements et de la comptabilité et du contrôle de gestion

La délégation Comptabilité définit la politique d'audit comptable et financier du Groupe. Cette mission implique l'identification et l'appréciation des risques et de leur maîtrise en fonction du niveau de qualité des processus comptables du Groupe, notamment par comparaison avec le référentiel de sécurité financière établi par la délégation Comptabilité.

Un Manuel de Reporting définit les principes comptables de Groupe et décrit l'organisation des processus de gestion. Ce document permet aux acteurs de s'approprier les principes et les procédures et d'intervenir dans les processus de consolidation des comptes et de reporting de gestion du Groupe. Il constitue un référentiel également utilisé par les auditeurs externes et les administrateurs des Filiales.

Associé à un outil de reporting transverse (HFM – édité par la société HYPERION), il permet d'assurer la qualité de traitement des informations financières et la mise en œuvre de procédures destinées à favoriser des flux d'informations pertinentes et fiables transmises en temps utile.

En 2006, une montée de version de l'application et la révision du système d'exploitation sont prévues afin d'améliorer les performances de l'outil et de mettre à disposition des utilisateurs de nouvelles fonctionnalités.

L'information financière transmise par les filiales à la tête du Groupe transite selon des procédures d'échange contrôlées, chacune des étapes étant tracée.

Les utilisateurs, selon leur profil, accèdent à l'application et au Manuel de Reporting après un contrôle d'habilitation géré par une cellule d'administration centralisée.

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002, les états financiers consolidés du Groupe sont établis en conformité avec les normes comptables internationales IAS/IFRS telles qu'adoptées par l'Union européenne à la date de préparation des états financiers.

b) Le rôle des centres de résultats

Les quatre Branches du groupe Gaz de France regroupent huit centres de résultats en charge du pilotage des entités opérationnelles (directions de Gaz de France et filiales) qui leur sont rattachées.

Les responsabilités financières des centres de résultats recouvrent les domaines suivants :

- le pilotage des filiales ;
- les prévisions de trésorerie ;
- l'identification des risques financiers et le suivi des risques de couverture ;
- le contrôle de cohérence des données de gestion des filiales ;
- la doctrine comptable spécifique aux centres de résultats ;
- l'expertise financière et patrimoniale appliquée à la gestion des actifs régulés ;
- la supervision des retraitements comptables de consolidation effectués par les filiales ;
- le contrôle interne comptable et financier.

L'organisation du contrôle interne comptable et financier

Les responsabilités respectives de la direction des financements et de la comptabilité, de la direction du contrôle de gestion, d'une part et des centres de résultats, d'autre part, sont formalisées dans des conventions revues en tant que de besoin.

Dans ces conventions les centres de résultats s'engagent à développer un dispositif efficient de contrôle interne comptable et financier.

Exploration-Production

Cette activité est entièrement filialisée ; son pilotage est assuré par la direction Exploration-Production (DEP).

Les contrôleurs de gestion de la DEP animent une filière financière permettant de veiller à l'application des procédures du Groupe, d'identifier et de partager de bonnes pratiques, et ainsi d'assurer une cohérence d'ensemble. Le contrôle interne est exercé par les contrôleurs de gestion qui vérifient l'information financière prévisionnelle et réelle remontée périodiquement au Groupe.

Direction des Grandes Infrastructures (DGI)

Cette direction assure les activités de stockage et terminaux méthaniers.

Rattaché au directeur adjoint de la DGI, le Centre de Services Tertiaires assure des prestations de services dans les domaines Comptabilité, Gestion, Ressources Humaines, Achats, Logistique.

Les relations entre la direction des financements et de la comptabilité et le Centre de Services Tertiaires sont régies par un protocole qui définit les travaux relevant de leurs responsabilités respectives et dont le fonctionnement est suivi par une fiche d'engagements assortis d'indicateurs de qualité.

Le département comptabilité assure la déclinaison des instructions du Groupe, notamment en matière de contrôle interne comptable et financier, selon les principes suivants :

- une procédure définissant la répartition des responsabilités ;
- un plan de contrôle interne comptable et financier des Unités élaboré sous la responsabilité des directeurs d'Unité ;
- un bilan annuel de contribution de l'Unité, signé par son directeur ;
- un contrôle de la qualité formelle de la comptabilité réalisé par le département comptabilité du Centre de Services Tertiaires.

L'information financière produite par la DGI est soumise aux contrôles de la direction des financements et de la comptabilité.

Filiale GRTgaz

Le contrôle interne comptable et financier de la filiale en charge des activités de transport du gaz est assuré par la direction financière de la filiale.

Négoce

La direction Négoce dispose d'un responsable audit interne et d'une équipe en charge de la qualité.

Une note méthodologique du contrôle interne comptable et financier est en place au sein de cette direction dont les activités d'achats et de ventes de gaz et d'électricité - qui font l'objet de couvertures par des instruments financiers – sont en cours de mise sous assurance qualité.

La direction financière de négoce décline les instructions de la direction des financements et de la comptabilité qui effectue des contrôles annuels sur la qualité de la production de l'information comptable et financière.

Distribution

En France, cette activité est assurée par la direction Gaz de France Réseau Distribution et par la direction EDF Gaz de France Distribution, service commun à Gaz de France et à EDF.

Chacune de ces deux entités a des fonctions définies et met en œuvre des politiques de contrôle interne comptable et financier.

La direction EDF Gaz de France Distribution, responsable de la tenue de la comptabilité du Distributeur, a défini un référentiel de qualité comptable et fiscale et effectue des actions de révision comptable et financière.

Commercialisation

Ce centre de résultats est piloté par la direction commerciale de Gaz de France ; sa comptabilité est tenue par la délégation aux solutions logistiques.

Le contrôle interne comptable et financier est assuré par le service comptable de la délégation aux solutions logistiques. Le contrôle interne spécifique au cœur de métier est réalisé par la direction commerciale qui établit un plan de contrôle interne et réalise différentes actions de contrôle, notamment sur la gestion des portefeuilles clients (gestion des dossiers et le suivi comptable afférent).

Activités de Services

Les activités de ce centre de résultats sont filialisées et les différentes sociétés qui composent les activités de Services sont réunies dans un sous-groupe, également palier de consolidation.

Le contrôle financier des filiales est réalisé par le contrôle de gestion des activités de Services en cohérence avec les principes du Groupe.

L'approfondissement et le déploiement d'un dispositif de contrôle interne comptable et financier du sous-groupe est prévu en 2006.

Branche « International »

La Branche « International » regroupe l'ensemble des activités du Groupe dans les domaines du transport, de la distribution et de la commercialisation exercées par les filiales de Gaz de France à l'étranger.

Le contrôle interne comptable et financier est mis en œuvre par les représentants de Gaz de France qui occupent des fonctions de gouvernance dans les principales filiales ; il est complété par les contrôles et le suivi de gestion réalisés par les contrôleurs de gestion de la Branche « International ».

Fonctions Communes

Ces fonctions ne sont pas regroupées dans une Unité.

La comptabilité des directions assurant les missions d'appui ou de pilotage est tenue par le service comptable de la délégation aux solutions logistiques qui effectue le contrôle qualité des comptes dont il assure la production.

Cette délégation a mis en place au cours de l'année 2005 une fonction audit dont l'objectif est de renforcer le contrôle interne des fonctions communes.

L'attestation de fin d'exercice normalisée

L'attestation, signée par le directeur de la direction concernée, officialise la remise des comptes à la direction des financements et de la comptabilité. Dans ce document sont évaluées, par domaine, les conditions dans lesquelles les comptes ont été produits (exactitude, « exhaustivité » des faits économiques, autorisation et délais), le niveau de justification des comptes ainsi que les contrôles réalisés qui ont permis de procéder à ces évaluations.

Une lettre d'appréciation générale présentant une synthèse du niveau de qualité de la comptabilité et évaluant le contrôle interne comptable et financier est jointe à l'attestation.

Ces deux documents permettent au Président-directeur général, au directeur des financements et de la comptabilité et au directeur de la délégation Comptabilité de signer une lettre d'affirmation destinée aux commissaires aux comptes.

Le rôle des filiales

Les filiales sont responsables de la gestion des risques auxquels elles sont exposées. Au sein de chaque centre de résultats, une fonction audit, en relation avec la direction de l'audit et des risques et la Mission Audit et Qualité Comptable du Groupe, vérifie l'efficacité du contrôle exercé par les filiales qui lui sont rattachées.

Les filiales appliquent les procédures du Manuel de Reporting pour le reporting comptable et de gestion.

Sur le plan financier, dans la plupart des sociétés, notamment celles qui ont une activité opérationnelle, un responsable du contrôle interne rattaché à la direction générale ou à la direction financière met en œuvre des procédures formalisées de contrôle.

Dans les sociétés qui n'ont pas de fonction de contrôle interne, les contrôles sont exercés par les contrôleurs de gestion.

Pour les holdings et les sociétés récemment constituées les actions de contrôle sont conduites par la direction du contrôle de gestion.

Les deux filiales du Groupe appartenant au secteur financier fonctionnent dans un cadre réglementé obéissant aux règles et aux normes du secteur bancaire. Elles font notamment l'objet des contrôles de la commission bancaire.

Les contrôles internes opérés par les filiales sont revus par les correspondants « audit comptable et financier » présents dans les branches. La mission Audit et Qualité Comptable du Groupe assiste à certaines réunions de synthèse et dispose d'une information sur les principaux événements relatifs à l'information financière des filiales susceptibles de modifier la cartographie des risques financiers du Groupe et devant faire l'objet d'une vigilance particulière.

Les principales filiales établissent une lettre d'affirmation ; ce principe sera progressivement généralisé à l'ensemble des filiales. Dans ce document le président, le directeur général et/ou le directeur financier des filiales affirment leur responsabilité sur la sincérité et la régularité des comptes et s'engagent sur la communication aux commissaires aux comptes de toutes les informations susceptibles d'affecter les comptes (engagements, risques, défaillance du contrôle interne...).

c) Le contrôle de l'information financière

Les messages comportant des informations financières, économiques ou sensibles, doivent - après examen préalable par les responsables financiers des centres de résultats - être systématiquement validés par la direction Contrôle de Gestion Groupe et le directeur de la communication financière avant toute communication.

d) Les procédures d'établissement et de contrôle des comptes dissociés

Conformément à la loi du 3 janvier 2003, toute entreprise exerçant dans le secteur du gaz naturel une ou plusieurs des activités concernées doit tenir dans sa comptabilité interne des comptes séparés au titre du transport, de la distribution et du stockage de gaz naturel ainsi qu'au titre de l'exploitation des installations de GNL et de l'ensemble des autres activités en dehors du gaz naturel.

Selon la loi du 9 août 2004, toute entreprise exerçant une activité dans le secteur du gaz naturel établit des comptes séparés pour ses activités de fourniture de gaz aux clients éligibles et non éligibles.

Gaz de France fait approuver par la Commission de Régulation de l'Énergie les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes de dissociation comptable qui sont paramétrés dans son système d'information.

Les comptes dissociés ne sont pas publiés.

3.2. Les missions des commissaires aux comptes

Les cabinets ERNST & YOUNG et MAZARS & GUERARD assurent le commissariat aux comptes du groupe Gaz de France. Leur mandat a été renouvelé en 2002 pour une durée de 6 exercices.

Dans le cadre de leur mission de certification des comptes, ils examinent l'organisation et le fonctionnement des systèmes comptables et de contrôle interne à incidence comptable et financière, afin de porter une appréciation sur le niveau de qualité de la production de l'information financière. À cette occasion, ils font part de leurs recommandations sur les procédures et les systèmes de contrôle interne qui pourraient avoir une incidence sur la qualité des informations produites.

En 2005, outre l'audit des processus sensibles, les travaux des commissaires aux comptes ont porté essentiellement sur l'application

des normes IFRS, notamment dans le domaine des immobilisations et des instruments financiers.

Au moins un des commissaires aux comptes de la quasi-totalité des principales filiales appartient aux réseaux des commissaires aux comptes du Groupe.

3.3. La démarche qualité des directions des financements et de la comptabilité et du contrôle de gestion

Les engagements de la direction des financements et de la comptabilité et de la direction du contrôle de gestion vis-à-vis de la direction générale de Gaz de France sont de trois natures :

- optimiser la performance financière ;
- accélérer la mise à disposition d'éléments de pilotage pertinents et fiables ;
- promouvoir l'image financière du Groupe dans un contexte d'ouverture de capital par le renforcement de l'image de rigueur, sincérité et transparence des comptes.

En application de la politique du Groupe de maîtrise des risques pour les processus clés, les directions des financements et de la comptabilité et du contrôle de gestion ont décidé la mise en place d'un système de management qualité du processus « Produire et communiquer l'information financière du Groupe » qui fait partie des trente processus clés identifiés par la direction générale.

Cette réflexion entamée en 2005 se poursuivra en 2006.

La mission Audit et Qualité Comptable du Groupe anime le pilotage du processus de clôture des comptes. Cela consiste à définir l'organisation des diligences à réaliser pour l'audit des comptes annuels et consolidés de Gaz de France, à identifier les différents acteurs du processus de clôture, à répertorier toutes les tâches critiques du processus en y associant un niveau de risques.

L'ensemble des dates clés est regroupé dans un calendrier de clôture qui est communiqué à tous les acteurs du processus. Il fait l'objet d'un suivi quotidien permettant d'établir à la fin de la période de clôture des comptes un retour d'expérience assorti d'un plan d'actions d'amélioration. Ce plan est présenté en comité de direction de la direction des financements et de la comptabilité et de la direction du contrôle de gestion.

ANNEXE D

Rapport des commissaires aux comptes établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du conseil d'administration de la société Gaz de France pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Exercice clos le 31 décembre 2005

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 2005.

Il appartient au Président de rendre compte, dans son rapport, notamment des conditions de préparation et d'organisation des travaux du conseil d'administration et des procédures de contrôle interne mises en place au sein de la société.

Il nous appartient de vous communiquer les observations qu'appellent de, notre part les informations données dans le rapport du Président concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Nous avons effectué nos travaux selon la doctrine professionnelle applicable en France. Celle-ci requiert la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations données dans le rapport du Président concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des objectifs et de l'organisation générale du contrôle interne, ainsi que des procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, présentés dans le rapport du Président ;

- prendre connaissance des travaux sous-tendant les informations ainsi données dans le rapport.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations données concernant les procédures de contrôle interne de la Société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, contenues dans le rapport du président du conseil d'administration, établi en application des dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Fait à La Défense, le 19 avril 2006

Les commissaires aux comptes

ERNST & YOUNG AUDIT **MAZARS & GUERARD**

Patrick Gounelle Philippe Hontarrède Michel Barbet-Massin Xavier Charton

E ANNEXE E

Tableau d'honoraires des commissaires aux comptes

	2004			2005		
	Mazars & Guérard	Ernst & Young Audit	Total	Mazars & Guérard	Ernst & Young Audit	Total
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés	2 067	2 123	4 190	2 044	2 229	4 273
Missions accessoires	493	479	972	1 595	1 949	3 554
Autres prestations, dont :	9	835	844	16	409	425
• juridique et fiscal		691	691	1	388	389
• technologie de l'information						
• audit interne						
• autres	9	144	153	15	21	36
TOTAL	**2 569**	**3 437**	**6 006**	**3 655**	**4 587**	**8 242**

* *Le périmètre retenu pour la déclaration des honoraires est Gaz de France et l'ensemble des filiales intégrées globalement.*
** *Les missions accessoires comprennent principalement les travaux menés pour la conversion des comptes du Groupe aux normes IFRS et les travaux pour l'ouverture du capital.*

Labrador 01 53 06 30 80

GAZ DE FRANCE

23, rue Philibert Delorme
75840 Paris Cedex 17 - France

tel. : +33 (0)1 47 54 20 20
fax : +33 (0)1 47 54 38 58

www.gazdefrance.com

Gaz de France S.A. au capital de 983 871 988 € - 542 107 651 RCS Paris - Siège social : 23, rue Philibert Delorme 75840 Paris Cedex 17