

# Le transport de gaz<sup>1</sup>

## 1. Le transport de gaz et les politiques environnementales

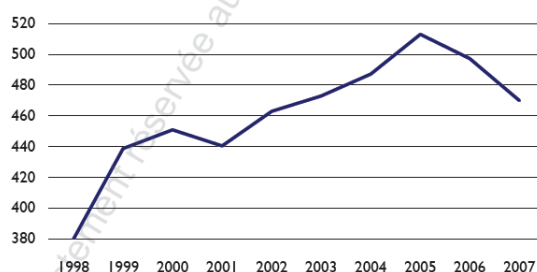
Le marché du gaz naturel en France est organisé autour de 6 pôles : la production, le transport, les terminaux méthaniers, le stockage, la distribution et la commercialisation. Ce marché s'est ouvert progressivement à la concurrence depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004 pour les clients professionnels et totalement depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007.

### La technologie et la sécurité d'approvisionnement

La production de gaz naturel en France se concentre sur une exploitation située à Lacq dans les Pyrénées Atlantiques. Ce gisement exploité depuis 1970 est actuellement en phase terminale d'exploitation. Le volume de production nationale de gaz naturel étant faible (10,5 TWh en 2008) et en constante diminution (-11.4% en 2008), la France, pour répondre à la demande de gaz naturel (515 TWh en 2008) doit recourir aux importations. En 2008, les importations enregistraient une progression de 5.8% par rapport à 2007, s'établissant à 518.2 TWh. L'origine des importations provient de Norvège (27.7%), de l'Égypte, du Nigéria et du Qatar (10%), des Pays-Bas (15.7%), de l'Algérie (14.2%) et de Russie (12.7%)<sup>2</sup>.

### Modes d'approvisionnement, de stockage et de distribution

Évolution des importations nettes de gaz naturel en France (en TWh) (1)



(1) Importations moins exportations.  
Sources : Eurostat, DGE/MP, Eurostat

<sup>1</sup> Auteurs : Fabrice Creste (Secafi), Jacky Fayolle et Sabine Vincent (CEP)

<sup>2</sup> Source : Bilan énergétique de la France 2008

Le gaz naturel importé arrive en France par deux voies : les gazoducs en provenance du nord de l'Europe et de la Russie ; les méthaniers qui livrent le gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance d'Afrique et du Moyen-Orient.

Les gazoducs transportent le gaz à l'état gazeux sous une forte pression, les stations de compression se succédant tous les 100 km environ. Cette pression permet au gaz de progresser en moyenne à trente km/h. Le passage des stations de compression fonctionnant au gaz aux électro-compresseurs est un enjeu d'actualité. La France dispose de deux points d'entrée principaux: Taisnières et Dunkerque, qui enregistraient en 2007 60% des importations totales. L'origine du gaz de Dunkerque provient de Norvège, tandis que celui de Taisnières provient de Norvège, de Zeebrugge (Belgique) et de Groningen (Pays-Bas).

Les méthaniers transportent le gaz à l'état liquide (GNL). Un quart des importations de gaz naturel en France transite par deux terminaux de regazéification, l'un à Montoir de Bretagne et l'autre à Fos Tonkin. Le terminal méthanier de Montoir de Bretagne accueille du GNL provenant du Nigéria et d'Algérie, celui de Fos Tonkin reçoit du GNL provenant d'Algérie. Le GNL est le meilleur moyen pour transporter du gaz naturel sur de longues distances par voie maritime. Afin de rendre le gaz liquide, on abaisse sa température, ce qui réduit son volume. Le méthanier arrive au terminal méthanier, installation portuaire accueillant les navires méthaniers. Ce terminal comporte une station de regazéification qui permet de redonner au gaz son état gazeux et de l'expédier sur le réseau de transport du gaz. En 2007, le GNL a représenté 25% environ des importations totales (soit 143 TWh). Les terminaux méthaniers ont donc trois fonctions : réceptionner les navires, stocker le GNL et enfin injecter le gaz sur le réseau.

L'activité de stockage de gaz s'est développée afin de faire face à la saisonnalité de la demande (remplissage en été et soutirage en hiver), assurer l'approvisionnement et permettre une gestion équilibrée du réseau de transport. La saisonnalité de la demande de gaz naturel est forte en hiver principalement pour le chauffage (soit directement chez les particuliers, soit par le biais de la production d'électricité). En France, deux types de stockage existent : en nappe aquifère et en cavité saline.

La distribution de gaz naturel s'effectue par les réseaux de distribution qui acheminent le gaz naturel à basse pression jusqu'aux consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels. La gestion du réseau est une activité qui relève du service public local, par des contrats de concession conclus avec les collectivités locales ou bien par des règlements de service pour les régies qui assurent une gestion communale directe de ces réseaux.

Les terminaux méthaniers, le transport et la distribution de gaz sont régulés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) qui veille à l'accès, à la transparence et à la non discrimination dans l'usage de ces infrastructures.

Enfin la commercialisation de gaz naturel consiste à vendre en gros du gaz aux consommateurs finals, soit dans le cadre d'un approvisionnement de long terme (d'une durée de 10 à 15 ans), soit dans le cadre d'une transaction de court terme. Cette activité est ouverte à la concurrence.

## A la recherche de capacités de stockage adaptées

Un enjeu stratégique du transport de gaz concerne le développement de nouvelles capacités de regazéification en France, ce qui améliorerait la sécurité des approvisionnements et le renforcement de la concurrence. La flexibilité de la chaîne d'approvisionnement constitue un élément primordial dans un contexte d'incertitude grandissante autant au niveau politique qu'économique. Le renforcement de la concurrence dans la chaîne gazière passe par l'offre de stratégies d'approvisionnement alternatives de la part des nouveaux entrants sur ce marché.

Le GNL constitue un élément fondamental de la sécurité d'approvisionnement en gaz, par l'accès à de nouveaux gisements gaziers et par la diversification des sources d'approvisionnement. Le transport par navire permet de créer de nouvelles routes d'acheminement et par conséquent limite les risques techniques et politiques. L'augmentation des capacités de regazéification entraîne celle des capacités de stockage et permet de faire face à d'éventuelles tensions. De plus, cela optimise les coûts d'approvisionnement lorsque le prix du GNL est compétitif face aux autres sources d'approvisionnement.

**Les actionnaires des terminaux de regazéification en service et en projet en France**

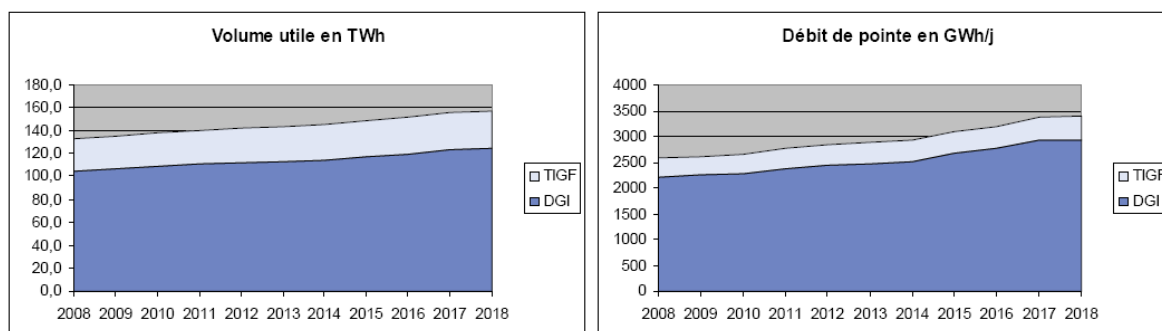
Terminal	Actionnaires	Capacité annuelle (Gm <sup>3</sup> )	Date de mise en service	Date de fin d'exploitation
<b>Les terminaux en exploitation</b>				
Fos Tonkin	Gaz de France	5,5	1972	2014
Montoir de Bretagne	Gaz de France	10,0	1980	2021
<b>Le terminal en construction</b>				
Fos Cavaou	Gaz de France (70 %) Total (30 %)	8,25	2009	2047
<b>Les terminaux en projet</b>				
Antifer	Poweo (34,0 %) E.ON (24,5 %) Verbund (24,5 %) CIM (17,0 %)	9,0	2011	~ 2050
Dunkerque	EDF	6,0-12,0	2012	
Le Verdon	4Gas	6,0-9,0	2012	
Fos Faster	Shell	8,0	2015	

Sources : CRE, DGEMP, groupes, Eurostaf

Les capacités de stockage doivent couvrir les besoins de modulation saisonnière et la pointe de consommation des clients alimentés au gaz. Il peut en découler des extensions de sites existants et des nouveaux projets. Mais les fortes incertitudes affectant les perspectives de la demande de gaz donnent peu de visibilité aux besoins de développement des capacités. Le développement des besoins de stockage sera principalement fonction de la dynamique des projets de Centrales à Cycle Combiné Gaz et de l'évolution de la consommation de gaz dans le cadre des mesures

promues par le Grenelle de l'environnement. Les perspectives sur les dix prochaines années sont aujourd'hui celles d'une augmentation significative des capacités de stockage en volume et en débit. Mais la plupart des développements envisagés n'ont pas encore fait l'objet de décisions d'investissement.

### **Perspectives de développement des capacités de stockage en volume et débit**

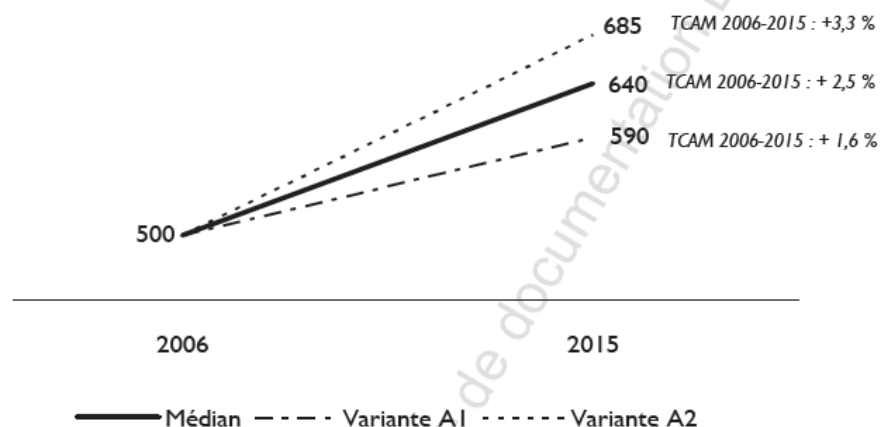


Source : Storengy, TIGF, calculs DGEC

**Légende :** Storengy est la filiale de GDF-Suez, créée le 31 décembre 2008, dédiée aux activités de stockage souterrain de gaz naturel ; la DGI est la Direction des Grandes Infrastructures de GDF, qui a en charge le développement et l'exploitation industrielle et commerciale des sites de stockage souterrains et des terminaux méthaniers du groupe à compter du 1er janvier 2005. TIGF est filiale de Total. Ces graphiques ne prennent pas en compte le projet de Pécorade

La DGEMP a réalisé plusieurs scénarios d'évolution de la consommation de gaz naturel en France, dans le cadre du Plan Indicatif Pluriannuel pour la période 2006-2015. Dans le scénario médian, une croissance annuelle de la consommation de 2.5% est envisagée jusqu'à 2015. Mais l'incertitude sur croissance future est forte puisque, entre les deux variantes extrêmes, le taux de croissance envisagée varie du simple au double<sup>3</sup>.

### **Scénarios d'évolution de la consommation de gaz naturel selon la DGEMP (en TWh) (1)**



(1) Plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz (période 2006-2015).

<sup>3</sup> Scénario médian : prolongement du cadre réglementaire et maintien de la compétitivité entre les énergies primaires. Variante A1 : prix des hydrocarbures élevés et renforcement de la politique de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Variante A2 : baisse du coût des produits pétroliers et politiques MDE mesurées.

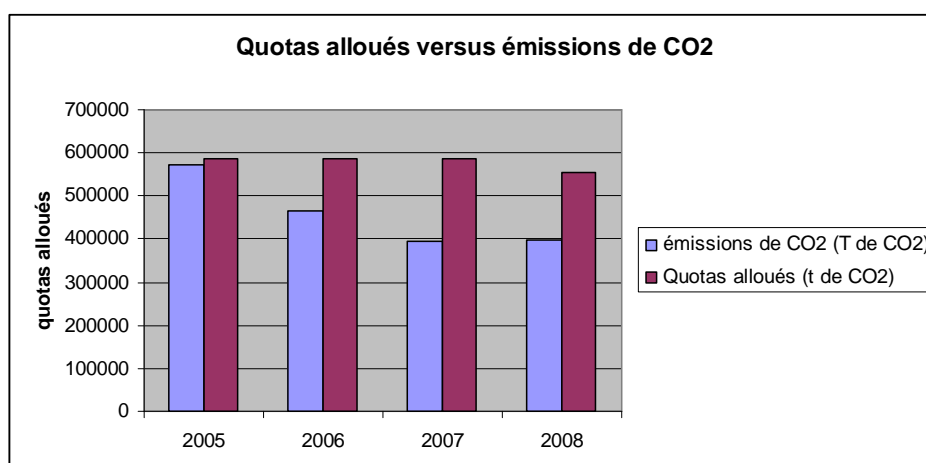
## Les émissions de CO<sub>2</sub> : le cas de GRTgaz

La principale source d'émission de CO<sub>2</sub> dans le domaine du transport de gaz provient des stations de compression. La France compte actuellement 32 stations de compression en ligne, dont 25 au sein de GRTgaz, filiale de GDF. Un programme de rénovation est en cours, et de nombreuses stations au gaz sont remplacées par des stations fonctionnant à l'énergie électrique (électro-compresseurs). Ces remplacements permettent de réaliser des réductions d'émissions de CO<sub>2</sub>. Ce programme de remplacement va se poursuivre dans les prochaines années.

La majorité des quotas (60% du total des quotas pour le secteur du transport de gaz) a été attribuée à GRTgaz, qui sera pris comme référent du secteur afin d'avoir une estimation de l'évolution des émissions en fonction des quotas attribués.

GRTgaz	2005	2006	2007	2008
Emissions vérifiées <sup>4</sup>	571 387	464 866	395 589	399 484
Quotas attribués (Mt)	586 163	586 163	586 163	554 244

Source : Seringas



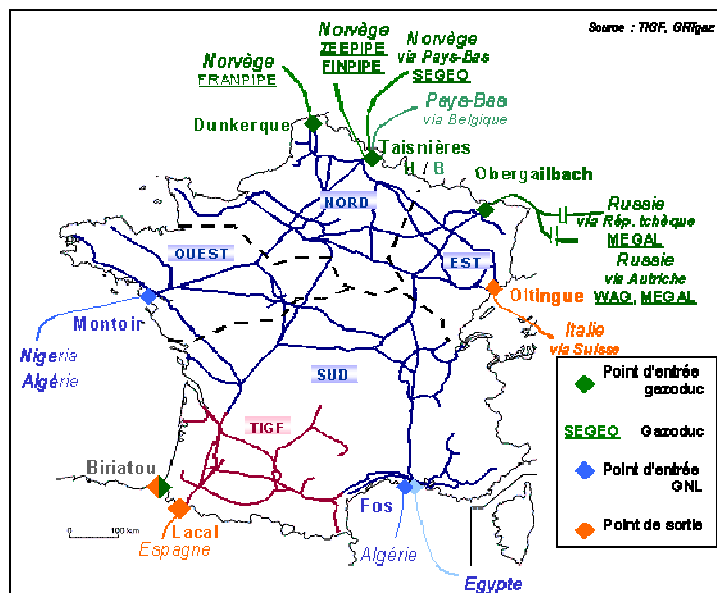
## 2. La structure concurrentielle : un « duopole naturel » ... pour combien de temps ?

Le secteur de transport de gaz, qui répond aux caractéristiques du monopole naturel, est régulé par un régime d'autorisation qui donne à son titulaire le droit d'occuper le domaine public. A partir de 2002, les sociétés Total et GDF sont devenues les propriétaires des réseaux cédés par l'Etat. En application de la seconde directive de libéralisation, les deux opérateurs intégrés ont créé des filiales indépendantes de transport. Le 1er janvier 2005, Total crée une filiale transport au nom de TIGF (Total Infrastructure Gaz France, filiale à 100% de Total)

<sup>4</sup> Emissions vérifiées = restitution de quotas (EUA : European Allowances) + restitution de crédits (CER : Unité de Réduction Certifiée des Emissions et/ou ERU : Unité de Réduction d'Emission)

qui opère sur 13% du linéaire et Gaz de France Réseau Transport est devenue GRTgaz (Gaz Réseau Transport, filiale à 100% de GDF), qui opère pour les 87% restants.

### Carte du réseau de transport, zones d'équilibrage



Source : DGEMP, DIDEME

### Caractéristiques du réseau de transport français en 2008

		GRTgaz	TIGF
Réseau principal	7 200 km	6 600 km	600 km
Réseau régional	28 800 km	24 500 km	4 300 km
Interconnexions			
En 2008	7 + 2 terminaux méthaniers	5 + 2 terminaux	2
En 2009	7 + 3 terminaux méthaniers	5 + 3 terminaux	2
Zones d'équilibrage			
En 2008	5	4	1
En 2009	3	2	1

Source : PIP gaz 2009-2020

Une perspective essentielle d'évolution du secteur repose sur la poursuite de l'intégration des marchés gaziers au niveau européen afin d'encourager la concurrence. Cette concurrence sera amenée à se développer pour le transit international de gaz (arbitrages entre différents itinéraires) ou au niveau des bourses du gaz (les pays dotés de plaques d'échange majeures ont un transit gazier plus important). En 2008, GRTgaz a pris une participation de 5,08% dans Powernext, avec qui il a contribué au lancement d'une bourse du gaz. Une future directive relative au marché intérieur du gaz naturel prévoit l'instauration de nombreux codes techniques pour gérer les infrastructures de manière harmonisée au sein de l'UE. Le futur règlement européen sur le transport de gaz verra son périmètre élargi aux autres infrastructures gazières (terminaux et sites de stockage), ce qui devrait renforcer l'intégration du marché européen.

Le développement du transport de gaz se fera essentiellement par l'augmentation des capacités d'importation, c'est-à-dire des « investissements de fluidité ». Cela se matérialise par la construction d'un troisième terminal à Fos-Cavaou, par le développement des interconnexions entre la France et l'Espagne et par la croissance des capacités à Obergailbach, point d'entrée par gazoduc. Les deux terminaux méthaniers actuels de Fos Tonkin et Montoir de Bretagne appartiennent à Elengy, filiale créée début 2009 par GDF-Suez et dédiée aux terminaux méthaniers. Le terminal de Fos-Cavaou (appartenant à 69,7% à GDF-Suez et 30,3% à Total) accueillera les cargaisons de GNL égyptien. Une voie complémentaire envisagée repose sur l'extension des sites existants de regazéification, en vue d'augmenter leur capacité et de prolonger la durée de vie des terminaux associés à ces sites.

### Capacités de regazéification en France

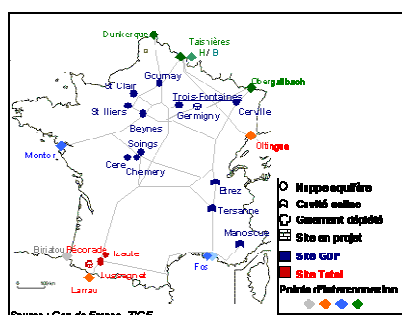
	Capacité d'accueil annuelle	Date de mise en service	Date de fin de vie (ou remise à niveau éventuelle)	Origine habituelle du GNL	Types de navires reçus
Fos Tonkin	5,5 Gm <sup>3</sup> /an (7Gm <sup>3</sup> /an jusqu'en 2009)	1972	fin 2014	Algérie Egypte	navires de 75.000 m <sup>3</sup> maximum
Montoir de Bretagne	10 Gm <sup>3</sup> /an	1980	fin 2035	Algérie Nigeria	navires de 75.000 m <sup>3</sup> à 200.000 m <sup>3</sup>

Source : PIP Gaz, 2009-2020

Les deux transporteurs ont ainsi investi 710 M€ (545 M€ pour GRT gaz et 169 M€ pour TIGF) pour développer de nouvelles capacités aux points d'entrée. Afin de renforcer la concurrence et offrir plus de souplesse aux expéditeurs, GRTgaz a investi 342 M€ dans la réduction du nombre de zones de rééquilibrage, passant de cinq à trois. Dans les plans d'investissement sur 10 ans, GRT gaz investira plus de 3 300 M€ dans la zone qu'il gère (800 M€ dans les interconnexions, 1 700 M€ pour le renforcement du cœur du réseau du nord, 800 M€ pour le sud) et TIGF programme un investissement de 1 100 M€ dans le développement de la zone franco-espagnole.

Le stockage du gaz naturel français est soumis à l'autorisation du ministre chargé de l'énergie. La France est dotée de deux types de stockage : en nappe aquifère et en cavité saline. GRTgaz et TIGF, propriétaires de leurs réseaux, sont aussi propriétaires des stations de compression attenantes. GRTgaz gère 12 stations de stockage, 9 nappes aquifères et 3 cavités salines, soit un volume de 106 TWh (79% des capacités françaises). TIGF exploite deux sites en nappe aquifère dans le sud-ouest, soit un volume de 27 TWh (21% des capacités françaises).

### Carte des sites de stockage souterrain de gaz naturel



Source : DGEMP, DIDEME

### 3. Une dynamique résistante à la crise

#### *L'impact immédiat de la crise*

Les effets de la crise dans le secteur du transport et stockage du gaz se font essentiellement sentir sur la demande de gaz naturel. En effet, les investissements dans ce domaine, de l'ordre du long terme, n'ont pas, jusqu'à présent, été influencés par la crise économique.

Ainsi, l'année 2008 se décompose en deux périodes : d'une part les trois premiers trimestres où la consommation de gaz naturel enregistre une hausse de 2.7% sur l'année précédente, d'autre part le dernier trimestre qui enregistre une baisse de 3.5% par rapport au quatrième trimestre 2007 du fait de l'impact de la crise sur la consommation de gaz par les industriels (bien que la principale source de consommation en France provienne du secteur résidentiel et tertiaire).

#### *Stratégie d'adaptation et d'investissement de GRTgaz*

Pour GRTgaz, l'année 2007 avait été caractérisée par la confirmation des excellentes performances économiques et l'amélioration d'une situation financière déjà robuste. Les résultats s'améliorent encore légèrement en 2008, année au cours de laquelle les facturations de raccordements de centrales à cycle combiné au gaz ont constitué le principal facteur de croissance du chiffre d'affaires. Cette activité, apparue en 2007 (13M€), est montée en puissance en 2008 (47 M€). GRTgaz a dégagé en 2008 115 M€ de liquidités (disponible après financement interne des investissements) qui sont à la disposition du Groupe GDF-Suez. Cette situation est particulièrement appréciable pour le Groupe dans un contexte de resserrement de la contrainte financière. GRTgaz a dégagé un surplus économique au-delà de ses obligations tarifaires sur la période 2007-2008.

L'effort d'investissement, passé de 372 à 600 M€ entre 2007 et 2008, aurait dû se maintenir en 2009 au niveau atteint en 2008, mais 60 M€ d'investissements déjà prévus ont été anticipés dans le cadre du plan de relance du gouvernement. Le premier poste de croissance des investissements est la fluidification (interconnexion, augmentation des capacités à Obergailbach). Cet effort d'investissement pousse la dette à la hausse et fait envisager le recours, au-delà d'un tirage sur la trésorerie du groupe, à des apports externes, en provenance éventuelle de la Banque Européenne d'Investissement (BEI), dans le cadre du plan de relance européen pour favoriser le développement des infrastructures.

Mais les exercices 2008 et 2009 sont marqués par une série d'enjeux et d'interrogations, concernant notamment :

- La conclusion en 2008 de la négociation avec la Commission de Régulation de l'Energie se traduit par un nouveau tarif d'acheminement ATRT4 applicable pour la période 2009-2012. Ce changement de tarif devrait prendre le relais des raccordements de centrales électriques à cycle combiné au gaz, en fort recul, pour assurer la progression du chiffre d'affaires et des résultats en 2009. La baisse de la demande d'électricité et des prix de l'énergie depuis



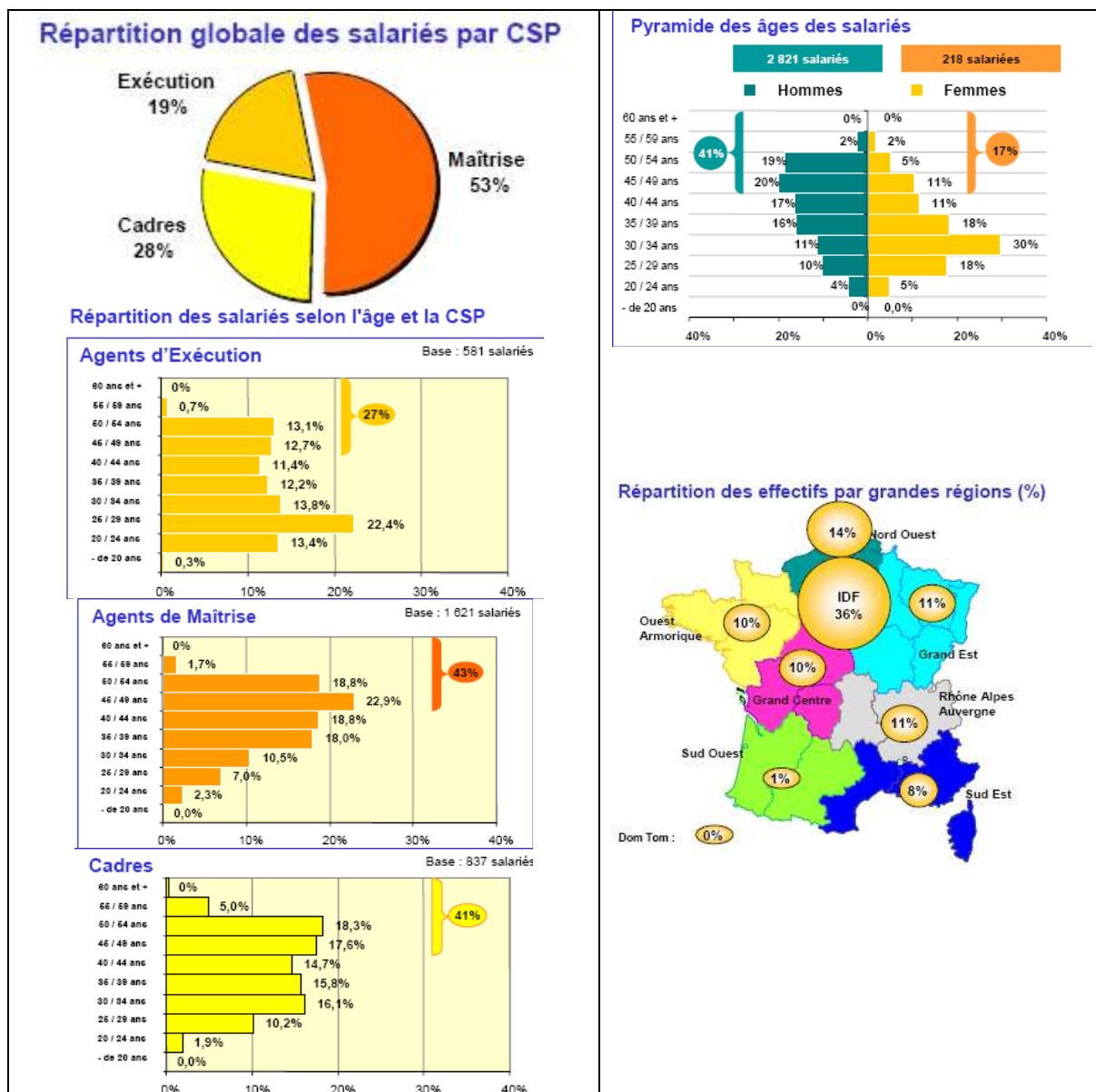
l'entrée en crise incite les énergéticiens à temporiser leurs projets. La hausse tarifaire prévue d'ici 2012 prend en compte le programme d'investissement, dont le coût n'est pas totalement compensé par les souscriptions supplémentaires de capacités, les effets de la nouvelle réglementation en matière de sécurité sur les coûts d'exploitation et de maintenance des réseaux, la hausse attendue des coûts de l'énergie nécessaire au fonctionnement des réseaux. Le nouveau tarif offre à GRTgaz une visibilité lui permettant d'évoluer dans des conditions favorables à la rentabilité de l'activité de gestionnaire de transport.

- Les recettes provenant pour l'essentiel de souscriptions de capacités annuelles, il y a peu de risque de chute des recettes en 2009, mais le recul de la consommation de gaz des industriels pourrait se faire sentir en 2010. Du côté des charges, une grande partie des consommations de l'année étant couverte par des achats à terme antérieurs à la chute des prix du gaz, l'impact de cette baisse sera donc probablement plus fort en 2010. Le recul attendu des prix pratiqués par les fournisseurs ne s'est pas encore vraiment manifesté début 2009, mais la direction de GRTgaz espère qu'elle va se concrétiser.
- Le 3<sup>ème</sup> paquet énergie renforce l'indépendance des transporteurs et consacre la séparation patrimoniale comme schéma de base. Mais les Etats membres peuvent permettre à un opérateur intégré de rester propriétaire du réseau de transport si la gestion en est confiée à un gestionnaire de réseau indépendant du Groupe et si les dispositions pour le « Gestionnaire de Réseau de Transport Indépendant » sont respectées. Les pouvoirs des régulateurs sont renforcés. Les conséquences potentielles en termes d'intégration du Groupe GDF-Suez (sous-traitance, mobilité, services mutualisés) méritent évaluation.

## 4. Emplois : état des lieux et perspectives

### L'effectif des entreprises concernés par les quotas

D'après le rapport sur la branche professionnelle des industries électriques et gazières de 2007, l'effectif global dans le domaine d'activité du transport de gaz (réseaux de transport, capacités de stockage et terminaux méthaniers) s'élevait à 3 039 salariés (93% d'hommes et 7% de femmes).



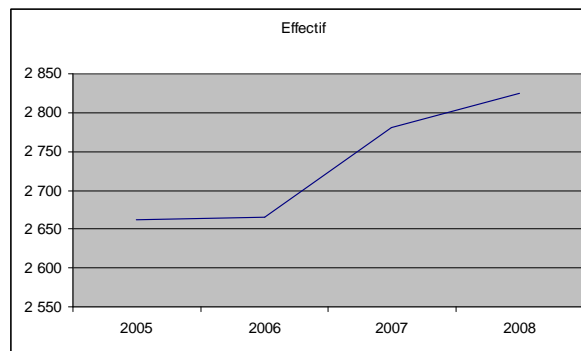
#### Répartition des effectifs par grandes régions (%)

Région	Pourcentage
IDF	36%
Nord Ouest	14%
Grand Est	11%
Rhône Alpes Auvergne	11%
Sud Est	8%
Grand Centre	10%
Ouest Armorique	10%
Sud Ouest	1%
Dom Tom	0%

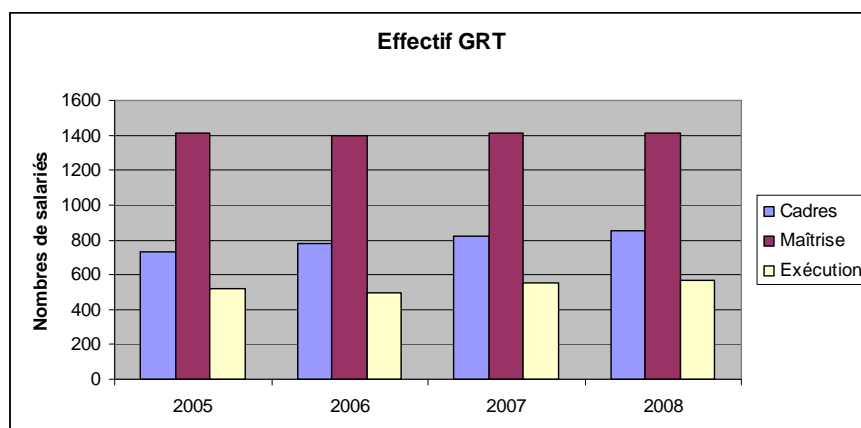
## L'emploi à GRTgaz

Le secteur transport et stockage de gaz se partage entre GRTgaz et TIGF. Sur les 37 installations concernées par le PNAQ II, 60% appartiennent à GRTgaz. L'effectif total de GRTgaz en 2008 était de 2 825 salariés (soit 92% des effectifs totaux du domaine d'activité du transport de gaz). L'effectif est en augmentation modérée au regard du développement de la capacité d'acheminement : les objectifs de maîtrise des charges fixés par la régulation tarifaire supposent des gains de productivité significatifs. L'augmentation des effectifs prend cependant appui sur l'importance accrue des contraintes de sécurité dans les investissements, en forte croissance.

	2005	2006	2007	2008
<b>Effectif GRTgaz</b>	2 663	2 665	2 781	2 825

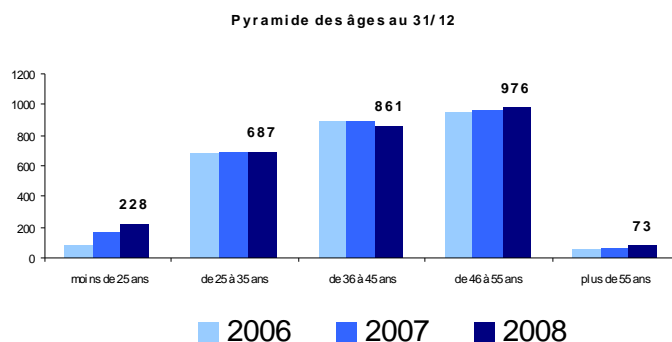


Les effectifs de cadres et d'exécution se sont partagé l'augmentation des emplois au cours des dernières années, si bien que les effectifs additionnés de ces deux catégories rejoignent les effectifs de la maîtrise, plus importants mais en stagnation.



La pyramide des âges fait une large place aux âges les plus élevés (jusqu'au seuil de 55 ans). Un léger rajeunissement intervient au cours des dernières années, favorisé par la croissance des effectifs. La poursuite du rajeunissement est conditionnée par la poursuite de cette croissance, puisque la réforme des retraites, actée début 2008, devrait progressivement repousser l'âge de départ, même si de nombreux départs en inactivité sont prévus dans les prochaines années.

### Pyramide des âges



	<u>Age moyen</u>			
	2005	2006	2007	2008
Age moyen	41.4	41.7	41.1	40.8

## **Les déterminants des perspectives d'emploi<sup>5</sup>**

Plusieurs facteurs décideront conjointement de l'évolution à venir des effectifs :

- Les efforts d'efficacité énergétique et de recours aux énergies renouvelables limitent le recours au gaz naturel. Dans le scénario « Grenelle central » de la DGEC, le pic de consommation de gaz est atteint en 2010 (36 Mtep) avant de décroître au rythme de 2,7% l'an jusqu'à 27 Mtep en 2020, alors même que le gaz prend plus de place dans la production d'électricité. L'extension du parc des centrales CCG et leur raccordement au réseau poussent aujourd'hui à la hausse les recettes de GRTgaz, au-delà du report de projets consécutif à la crise.
- L'ouverture des marchés impulsée par les directives européennes reste le principal facteur de développement des réseaux. L'intégration concurrentielle du marché européen se matérialise par des projets de fluidification permettant d'augmenter la capacité d'importation par terminal méthanier ou par gazoduc. Les lourds investissements d'ores et déjà engagés dans le réseau de GRTgaz, planifiés à horizon de dix ans, auront une vie longue. Si

<sup>5</sup> La prospective du secteur « transport de gaz » s'appuie prioritairement sur le cas de GRTgaz, qui représente, il est vrai, les neuf dixièmes des effectifs.

l'affaiblissement de la croissance était assez persistant pour différer substantiellement les projets d'énergies renouvelables, le recours au réseau de gaz naturel en tirerait plutôt bénéfice. Il n'y aura donc pas un effet mécanique de perspectives de croissance affaiblies sur le recours à l'énergie gazière.

- L'effet le plus évident des quotas sur l'emploi est lié aux investissements dans les compresseurs (32 stations en France, dont 25 dans GRTgaz). La tarification des émissions de CO2 favorise les électrocompresseurs au détriment des compresseurs au gaz. Un programme de rénovation est en cours. Ce choix favorise l'externalisation de la maintenance, aisée lorsque les électrocompresseurs sont fournis clefs en main. L'objectif de GRTgaz est en effet de se recentrer sur son cœur de métier.
- Les orientations tarifaires incitent à une progression des charges d'exploitation maîtrisables moins rapide que l'extension de la taille du réseau. La productivité, mesurée par la capacité d'acheminement rapportée aux effectifs, s'accroîtra encore significativement.

Au sein de l'effectif de GRTgaz, la pyramide des âges montre une part importante des 46 à 55 ans, malgré un léger rajeunissement au cours des dernières années. La poursuite du rajeunissement est conditionnée par celle de la croissance des effectifs, puisque la réforme des retraites, actée début 2008, devrait progressivement repousser l'âge de départ, même si de nombreux départs en inactivité sont prévus à horizon de 5 ans. L'impact exact de la réforme des retraites est cependant un facteur d'incertitude sur le calendrier des remplacements. Les tensions de recrutement sont persistantes sur certains métiers (par exemple les soudeurs). GRTgaz recourt de manière accrue aux CDD (110 contrats fin 2008, soit plus d'un doublement depuis 2006), dans le cadre de la politique d'apprentissage comme vecteur essentiel du recrutement (accord de passage du taux d'apprentis à 3 % de l'effectif). La sélectivité est de rigueur dans le recrutement des candidats apprentis afin de permettre leur meilleure intégration grâce au tutorat.

La politique d'externalisation constitue une problématique centrale chez GRTgaz dont l'objectif affiché est le « recentrage sur le cœur de métier ». Les principaux enjeux d'externalisation concernent l'ingénierie de gros chantiers, la maintenance des nouveaux compresseurs, en particulier auprès des fournisseurs, l'achat de stations de compression clés en main (projets OSCAR I et OSCAR II...), la surveillance des réseaux, les fonctions tertiaires (auprès du Groupe).

Compte tenu du programme d'investissements en cours et des exigences de la gestion sûre du réseau, une progression modérée des effectifs (de l'ordre de 5%) serait encore à attendre dans l'ensemble de la branche transport de gaz, avant une stabilisation au cours de la décennie.

## 5. La GPEC à l'œuvre chez GRTgaz

Après avoir été repoussée, une démarche GPEC est lancée début 2009 à horizon 2015 chez GRTgaz. Les objectifs sont :

- d'assurer l'adéquation quantitative et qualitative des ressources aux besoins de GRTgaz jusqu'à 2015, en réajustant les besoins en compétences aux évolutions stratégiques.
- d'identifier les métiers sensibles tant d'un point de vue quantitatif que qualitatif à ce même horizon et de donner une lisibilité aux salariés de GRTgaz sur les parcours professionnels possibles.
- de fluidifier le marché interne de l'emploi en identifiant les passerelles métiers entre les unités

Cette démarche s'efforce d'harmoniser le renouvellement des compétences avec le recentrage sur le cœur de métier. La définition de ce dernier sera un point-clef du dialogue social au sein de l'entreprise dans les années qui viennent : les exigences de sécurité imposent en particulier des limites à l'externalisation. Quatre macrocompétences sont définies pour cartographier besoins et parcours:

- L'exploitation et la maintenance du réseau, la compression, les postes de transport gaz (avec 4 sous-domaines : réseau, compression, mesurage-comptage-odorisation-automatisme et métallurgie-corrosion-soudage), qui représentent environ 57 % des effectifs et dont la progression lente devrait être soutenue par la mise en place des électro-compresseurs et les exigences de sécurité
- l'acheminement et la livraison du gaz (9%), avec 4 sous-domaines (études, équilibrage-quantité-bilan, commercial-marketing, conduite). La gestion de l'offre se complique avec la multiplication des expéditeurs et est de plus en plus tournée vers l'information client. L'évolution se fait en direction d'une plus grande réactivité de la gestion des flux (en passant d'une gestion J-1 à une gestion H-1 d'ici 2015).
- la conception et la rénovation de l'ingénierie de transport (20%). De gros chantiers sont en cours et à venir mais avec un objectif de maintien des effectifs constants, les surcroûts d'activité devant être externalisés.
- les activités tertiaires (14%) : RH, gestion-finance, qualité-audit, santé-sécurité-environnement, communication. L'évolution de cette composante dépend fortement des politiques développées à l'échelle de GDF-Suez : le devenir des « Unités de Services Partagés » est aujourd'hui une affaire délicate. L'évolution de cette composante est davantage conditionnée par la politique du groupe GDF-Suez dans le contexte de l'application du 3<sup>ème</sup> paquet énergie.

La création d'une culture commune au groupe GDF-Suez, qui conditionne les mobilités professionnelles internes, ne va pas de soi. La césure du personnel entre ceux qui bénéficient du statut IEG et les autres est un frein à cet égard. La perte de repères au sein du personnel IEG, consécutive à la privatisation de Gaz de France et sa fusion avec SUEZ d'une part, à la filialisation des activités transport, distribution, stockage, terminaux méthaniers d'autre part, est source de conflits.

Le modèle social est en mutation mais n'a pas encore trouvé son point d'équilibre. L'effort de GPEC ne manque pas de volontarisme mais sa mise en œuvre, notamment en matière de mobilité, soulève des questions délicates concernant l'adaptation du modèle social hérité de l'histoire. La part externalisée de la main d'œuvre mobilisée sera aussi un enjeu sensible.