



Plan Indicatif Pluriannuel des Investissements dans le secteur du gaz

Période 2009-2020



Sommaire

SYNTHÈSE.....	7
----------------------	----------

INTRODUCTION.....	9
--------------------------	----------

I LA POLITIQUE GAZIÈRE FRANÇAISE S'INSCRIT DANS UNE DIMENSION EUROPÉENNE	11
---	-----------

1. UN ÉQUILIBRE GAZIER EUROPÉEN : LA RECHERCHE DE NOUVELLES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT DANS UN CONTEXTE DE DEMANDE INCERTAINE	11
2. L'ESSOR DU GNL : D'UN MARCHÉ RÉGIONAL À UN MARCHÉ MONDIAL	15
3. LA FRANCE AU SEIN DE L'EUROPE : ENTRE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET OUVERTURE DES MARCHÉS	16
3.1. L'OUVERTURE DES MARCHÉS	16
3.2. LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT.....	19
3.3. LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET LES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE	20
3.3.1. La lutte contre le changement climatique	20
3.3.2. Les autres dimensions environnementales.....	20
3.3.3. Maîtrise de la demande d'énergie	21

II LES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES FRANÇAISES	23
---	-----------

1. LA PROBLÉMATIQUE DES INVESTISSEMENTS DANS UN MARCHÉ OUVERT	23
2. LES TERMINAUX DE REGAZÉIFICATION (OU TERMINAUX MÉTHANIERES).....	25
2.1. ETAT DES LIEUX	25
2.2. LES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS DE REGAZÉIFICATION	26
2.3. LE GNL CONSTITUE UN ENJEU STRATÉGIQUE POUR LA FRANCE ET L'EUROPE	27
3. LE RÉSEAU DE TRANSPORT.....	28
3.1. ETAT DES LIEUX	28
3.2. LES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT	30
3.2.1. Les investissements de fluidité	31
Le développement des points d'entrée et de sortie du réseau français.....	31
Le développement des interconnexions avec les réseaux adjacents.....	32
Le raccordement des terminaux méthaniers	33
Les investissements dans le cœur de réseau de GRTgaz.....	34
Synthèse des investissements de fluidité.....	35
La réduction des zones d'équilibrage et le développement des capacités de liaison.....	35
1.1.2. Les autres investissements.....	36
1.3. DES INVESTISSEMENTS NÉCESSAIRES POUR POURSUIVRE L'INTÉGRATION DES MARCHÉS GAZIERS AU NIVEAU EUROPÉEN ET FAVORISER LA CONCURRENCE	36

4.	LES STOCKAGES SOUTERRAINS.....	40
4.1.	ETAT DES LIEUX	40
4.1.1.	L'usage des stockages souterrains	40
4.1.2.	Les structures des stockages souterrains.....	41
4.1.3.	Les sites de stockages en France	43
4.1.4.	L'accès au stockage souterrain	44
4.2.	LES PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT DES STOCKAGES SOUTERRAINS	46
4.2.1.	L'investissement dans les stockages.....	46
4.2.2.	Le développement des capacités de stockage.....	47
	Potentiels de développement des stockages existants	47
	Nouveaux sites de stockage.....	48
4.2.3.	Synthèse.....	49
4.3.	LE DÉVELOPPEMENT DES STOCKAGES SOUTERRAINS DOIT ACCOMPAGNER LES BESOINS CROISSANTS DE FLEXIBILITÉ	49
5.	LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION.....	51
5.1.	ETAT DES LIEUX	51
5.1.1.	Les réseaux de distribution de gaz naturel.....	51
5.1.2.	Les réseaux de distribution de gaz propane.....	52
5.2.	LES PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION	52

III LA DEMANDE ET L'OFFRE DE GAZ EN FRANCE : ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES..... 54

1.	PRÉVISIONS D'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE NATIONALE DE GAZ NATUREL À L'HORIZON 2020	54
1.1.	LES PRINCIPAUX DÉTERMINANTS DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL.....	55
1.1.1.	Secteur résidentiel – tertiaire	55
1.1.2.	Secteur industriel	58
1.1.3.	Secteur électrique	59
1.1.4.	Secteur des transports	61
1.2.	SYNTHÈSE DES SCÉNARIOS	61
1.3.	ÉVOLUTION DE LA DEMANDE NATIONALE À LA POINTE	63
2.	L'IMPACT DU DÉVELOPPEMENT DES CCCG.....	64
3.	L'APPROVISIONNEMENT FRANÇAIS : LE RÔLE CLÉ DE LA DIVERSIFICATION ET DES CONTRATS LONG TERME.....	65
1.1.	LES IMPORTATIONS DE GAZ : ÉTAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES.....	65
1.2.	LA PRODUCTION NATIONALE DE GAZ NATUREL	68
1.2.1.	Etat des lieux et perspectives des gisements nationaux existants.....	68
1.2.2.	La recherche du gaz « non conventionnel »	70
1.3.	LE DÉVELOPPEMENT DU BIOGAZ	71
1.3.1.	La valorisation du biogaz.....	71
	La production d'électricité	71
	La production de chaleur.....	72
	La production de biogaz carburant.....	72
	L'injection dans les réseaux de gaz naturel.....	73
	Les perspectives de développement du biogaz.....	73

APPENDICE : LE GAZ B..... 74

2.	ETAT DES LIEUX	74
2.1.	LA CONSOMMATION ET L'APPROVISIONNEMENT DE LA ZONE B	74
2.2.	LES INFRASTRUCTURES DE LA ZONE B	74
3.	LA DEMANDE	75
4.	L'OFFRE.....	76
4.1.	L'APPROVISIONNEMENT DE LA ZONE B	76
4.2.	LES INFRASTRUCTURES DE LA ZONE B	76
5.	CONCLUSIONS	77

ANNEXES..... 79

1.	LES STOCKAGES SOUTERRAINS FRANÇAIS	79
2.	LISTE DES AUTORISATIONS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL DÉLIVRÉES PAR LE MINISTRE CHARGÉ DE L'ÉNERGIE	80
2.1.	FOURNISSEURS DE GAZ NATUREL AUTORISÉS AU TITRE DE L'ARTICLE 1 ^{ER} DU DÉCRET N°2004-250 DU 19 MARS 2004	80
2.2.	FOURNISSEURS DE GAZ NATUREL AUTORISÉS AU TITRE DE L'ARTICLE 2 DU DÉCRET N°2004-250 DU 19 MARS 2004 (VENTE OCCASIONNELLE DE GAZ À UN CLIENT FINAL SITUÉ À PROXIMITÉ)	83
2.3.	ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL (3)	84
3.	LETTRÉ DE MISSION DU MINISTRE D'ÉTAT	85
4.	LISTE DES PARTICIPANTS AU COMITÉ DE SUIVI	87

Figures et tableaux

Figure 1 : Consommation européenne de gaz en Mtep	11
Figure 2 : Sources d’approvisionnement en gaz de l’UE35	12
Figure 3 : Capacités potentielles d’importation de l’Europe par gazoduc à l’horizon 2025	13
Figure 4 : Décomposition du prix du gaz pour un client chauffage individuel en France en 2007.....	23
Figure 5 : Schéma de principe de la chaîne GNL.....	25
Figure 6 : Sources d’approvisionnement et réseau de transport en France en 2008	29
Figure 7 : Développement interconnexions franco-espagnoles.....	33
Figure 8 : Développement du cœur de réseau de GRTgaz	34
Figure 9 : Réduction du nombre de zone d’équilibrage	35
Figure 10 : Réservations des capacités d’entrée et de sortie sur le réseau français de gaz	38
Figure 11 : Evolution de la consommation gazière française durant une année	41
Figure 12 : Schéma d’un stockage en nappes aquifères	42
Figure 13 : Schéma d’un stockage en cavités salines.....	43
Figure 14 : Localisation des sites de stockages souterrains en France.....	44
Figure 15 : Projets de développement des stockages de Storengy	48
Figure 16 : Perspectives de développements des capacités de stockage en volume et en débit.....	49
Figure 17 : Chronique des investissements de GrDF	53
Figure 18 : Evolution de la consommation gazière française.....	54
Figure 19 : Perspectives possibles d’évolution de la demande nationale de gaz en pointe.....	64
Figure 20 : Evolution de l’approvisionnement français en gaz	66
Figure 21 : Diversification de l’approvisionnement français en gaz.....	66
Figure 22 : Situation de la France par rapport aux flux gaziers européens	67
Figure 23 : Production nationale de gaz commercialisé.....	69
Figure 24 : Réserves et production cumulée de gaz naturel en France	69
Figure 25 : Production d’électricité à partir de biogaz	72
Figure 26 : Production de chaleur à partir de biogaz.....	72
Figure 27 : Réseau de gaz B français (en bleu)	75
Figure 28 : Exemple de découpage des réseaux maillés de la zone B pour la conversion en gaz H.....	77
Tableau 1 : Consommation et importations de gaz de l’UE 27 à l’horizon 2020	12
Tableau 2 : Capacités de regazéification en France	25
Tableau 3 : Caractéristiques du réseau de transport français en 2008.....	28
Tableau 4 : Développement des capacités d’entrées et de sorties sur le réseau gazier français.....	31
Tableau 5 : Caractéristiques de l’offre de stockage en France	43
Tableau 6 : Caractéristiques techniques et financières des investissements dans les stockages souterrains	47
Tableau 7 : Caractéristiques des réseaux de distribution.....	52
Tableau 8 : Scénarios d’évolution de la demande nationale de gaz à l’horizon 2020.....	55
Tableau 9 : Scénarios d’évolution de la demande de gaz du secteur résidentiel - tertiaire à l’horizon 2020.....	55
Tableau 10 : Perspectives d’évolution du parc de logements (hypothèses des scénarios OE).....	56
Tableau 11 : Objectifs du COMOP 10 sur le développement des énergies renouvelables thermiques.	58
Tableau 12 : Scénarios d’évolution de la demande de gaz du secteur industriel à l’horizon 2020	59
Tableau 13 : Perspectives d’évolution de la demande nationale en gaz naturel à l’horizon 2020	62

Encadrés

Encadré 1 : La demande mondiale de gaz naturel	15
Encadré 2 : Les obligations de service public dans le secteur du gaz	18
Encadré 3 : La qualité du gaz naturel	39
Encadré 4 : Bilan des deux premières années de mise en œuvre de l'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz	45
Encadré 5 : Le prix du gaz naturel	68

Synthèse

La France importe la quasi totalité du gaz naturel qu'elle consomme : elle doit donc porter une attention particulière aux évolutions attendues ou possibles de la production, de la consommation et du transport du gaz dans son environnement européen et mondial.

L'intégration progressive et la libéralisation des marchés gaziers européens nous conduisent par ailleurs à repenser notre démarche prospective nationale : les équilibres gaziers nationaux seront de plus en plus, à l'avenir, conditionnés par les équilibres gaziers européens.

Or, l'Union Européenne sera elle même confrontée, au cours des 10 prochaines années, à deux défis majeurs sur les marchés mondiaux du gaz naturel :

- La décroissance rapide (de l'ordre de -40%) de sa production intérieure ;
- La demande croissante et concurrente des autres continents (selon l'Agence Internationale de l'Energie, la consommation de gaz naturel devrait augmenter d'au moins 600 millions de tonnes équivalent pétrole d'ici 2020, c'est-à-dire d'un montant bien supérieur à la consommation actuelle de l'Union qui était estimée à 455 millions de tonnes équivalent pétrole en 2007) sur un marché qui se mondialise de plus en plus (des taux de croissance de l'ordre de 6% par an sont attendus pour le marché du gaz naturel liquéfié).

Les indispensables efforts à réaliser en matière d'économies d'énergie et de développement des énergies alternatives (dont le « biogaz »), auxquels l'Union et la France se sont engagées notamment dans le cadre du « paquet Energie Climat » approuvé en décembre 2008, constituent une première forme de réponse à ces défis.

Cette première réponse est essentielle, mais insuffisante. En effet, vu les perspectives de décroissance de la production gazière intérieure et le besoin de réduire les émissions de CO₂, qui limite les possibilités de remplacement du gaz combustible, l'Union européenne ne peut espérer parvenir, au cours de cette période, à réduire sensiblement son besoin d'importation de gaz naturel. Du fait de l'épuisement progressif de certains gisements, du fait des tensions existantes ou prévisibles au sein des pays producteurs ou des pays de transit, elle ne peut pas non plus imaginer figer sa structure d'approvisionnement dans son état actuel.

Les flux gaziers de demain ne seront pas ceux d'aujourd'hui : les infrastructures européennes de transport, de stockage et de distribution du gaz devront s'adapter aux évolutions structurelles et augmenter leurs capacités d'adaptation aux évolutions conjoncturelles, d'autant que l'Union européenne s'est fixée d'autres objectifs tels que :

- La mise en place d'un marché intérieur du gaz naturel encore plus fluide et concurrentiel ;
- Le renforcement de sa capacité à résister à des crises d'approvisionnement, d'un bout à l'autre du continent.

Il en résulte des besoins d'investissements dans les grandes infrastructures nationales au cours des prochaines années :

- Nouvelles chaînes portuaires de regazéification, qui multiplient les possibilités d'ajustement entre l'offre et la demande, et raccordement de ces terminaux au réseau ;
- Sécurisation et fluidification du réseau principal de transport par gazoducs, en liaison avec les pays voisins; plus de 5 milliards d'euros d'investissements sont ainsi envisagés par les deux transporteurs ;
- Poursuite du développement du potentiel de stockage souterrain.

Ces perspectives d'investissements, qui apparaissent comme importantes en valeur absolue, demeurent relativement modérées si on les compare, d'une part aux prix payés par les consommateurs, d'autre

part aux enjeux associés à la continuité de fourniture de ces mêmes clients. L'utilisation des grandes infrastructures françaises de transport du gaz représente moins de 10% du prix payé par le consommateur domestique final.

Pour ce qui concerne le réseau de distribution locale du gaz, l'enjeu est plus aujourd'hui un enjeu de densification (une attention particulière devant être portée au développement du Gaz Naturel pour Véhicules) qu'un enjeu d'extension géographique.

La demande de gaz naturel sur le territoire national, elle, est à la croisée des chemins. Alors que la poursuite des tendances des années récentes pourrait conduire la consommation de gaz en France à augmenter, pour atteindre en 2020 des valeurs supérieures de 10 à 20% à celles d'aujourd'hui, du fait notamment du développement du gaz dans l'industrie et pour la production électrique, les mesures qui seront définies en application du Grenelle de l'Environnement, dans le secteur du bâtiment, devraient permettre une réduction de la consommation nationale du même ordre de grandeur. Au total, la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement devrait donc conduire à une stabilisation, voire une légère décroissance de la consommation nationale de gaz naturel à l'horizon 2020. Les incertitudes restent toutefois importantes et la prévision est difficile, en particulier dans le contexte de volatilité des cours et de perturbations économiques qui caractérise la période très récente.

Enfin, le rapport incite à suivre avec attention :

- l'achèvement du marché intérieur européen ;
- le développement des interconnexions, des capacités de regazéification et des stockages, afin de donner les flexibilités nécessaires à notre système gazier dans une perspective de renforcement de la sécurité d'approvisionnement et de la concurrence ;
- l'impact du développement des centrales à cycle combiné sur le système gazier, afin de disposer dans les meilleurs délais d'une étude technique afin d'être en mesure de donner de la visibilité nécessaire aux porteurs de ces projets ;
- les conditions d'accès au réseau de transport et les possibilités de réduire le nombre de zones d'équilibrage ;
- l'évolution de la demande en gaz, compte tenu des fortes incertitudes qui ont été mises en évidence ;
- le développement du biogaz, et notamment les possibilités d'injection dans les réseaux de distribution ;
- la densification du réseau de distribution et les nouveaux usages du gaz naturel, dont le gaz naturel véhicule ;
- la conversion de la zone B en fonction des perspectives d'approvisionnement depuis les Pays-Bas.

Introduction

Dans un contexte en évolution rapide, la politique énergétique française doit conjuguer, dans le cadre de l'intégration des marchés européens, l'impératif de la lutte contre le changement climatique, la nécessité d'assurer la sécurité de notre approvisionnement et enfin le maintien d'un prix compétitif de l'énergie. La France a ainsi souhaité se doter d'outils permettant de décliner ses objectifs stratégiques en termes de production d'électricité, de chaleur et d'infrastructures gazières.

La révision conjointe des programmations pluriannuelles des investissements (PPI) de production d'électricité et de chaleur et du plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz (PIPgaz), annoncée par Jean-Louis Borloo, Ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire, est le moyen privilégié pour établir notre feuille de route en matière énergétique à l'horizon 2020 en cohérence avec les objectifs européens et les ambitions affichées en conclusion du Grenelle de l'environnement.

Dans la lettre de mission du 11 juillet 2008 adressée au Directeur Général de l'Energie et du Climat (cf. annexe), le Ministre d'Etat rappelle que ces travaux devront intégrer les orientations du Grenelle de l'Environnement comprenant une meilleure maîtrise de la demande énergétique et un vaste programme d'équipement en énergies non carbonées. Ils devront aussi traduire la volonté française de contribuer activement aux objectifs européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de développement des énergies renouvelables, de réduction des consommations énergétiques et de sécurité d'approvisionnement.

Le plan indicatif pluriannuel dans le secteur du gaz

Le plan indicatif pluriannuel (PIP) dans le secteur du gaz est prévu par l'article 18 de la loi du 3 janvier 2003. Ce rapport, présenté au parlement, décrit l'évolution prévisible de la demande en gaz naturel sur les dix prochaines années, l'adéquation des infrastructures gazières (stockages souterrains, terminaux méthaniers, canalisations de transport, ouvrages d'interconnexion), ainsi que la contribution des contrats de long terme pour l'approvisionnement du marché français.

Le présent document (correspondant à la période 2009-2020) constitue le deuxième rapport, le premier ayant été transmis au parlement en 2006. Il contient :

- un diagnostic concernant les besoins de développement des infrastructures gazières compte tenu des profondes évolutions des marchés gaziers à l'échelle européenne et mondiale ;
- une description des principaux investissements décidés et envisagés en matière d'infrastructures gazières ;
- une série de points de vigilance et de recommandations, portant tant sur les instruments en possession de l'État que sur les investissements eux-mêmes.

Il a pour ambition principale de contribuer à une connaissance partagée des déterminants et des perspectives de développement des infrastructures gazières.

A la différence de la Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI), le PIP ne se traduit pas par une programmation obligatoire d'investissements. Les décisions d'investissement dans le secteur gazier appartiennent aux opérateurs, et ce, bien que les pouvoirs publics disposent de plusieurs leviers pour soutenir le développement de nouvelles infrastructures essentielles à la sécurité d'approvisionnement nationale, tels que des incitations tarifaires ou des dérogations temporaires à l'accès des tiers aux infrastructures.

L'élaboration du PIP 2009 dans le secteur du gaz

Le PIP 2009 intervient dans un environnement particulier :

- un marché gazier en profonde mutation, lié d'une part à l'intégration des marchés européens et d'autre part aux tensions sur l'approvisionnement en gaz dans un marché de plus en plus mondialisé ;
- un besoin en infrastructures, pour renforcer notre sécurité d'approvisionnement et favoriser la concurrence en donnant une flexibilité suffisante quant à l'accès aux infrastructures gazières ;
- une demande gazière à la croisée des chemins entre les objectifs ambitieux d'efficacité pris dans le cadre du Grenelle de l'environnement et la demande additionnelle en gaz du secteur industriel, pour la production d'électricité notamment.

Un comité de suivi - regroupant les industriels, les associations, les syndicats, les collectivités territoriales et les représentants de l'Etat dont la liste est donnée en annexe - a été mis en place pour élaborer les PPI de production de chaleur et d'électricité et le PIP dans le secteur du gaz. Le comité de suivi s'est réuni à trois reprises : fin septembre 2008 pour lancer les travaux, mi novembre 2008 pour faire un point d'étape et fin janvier 2009 pour donner un avis sur le projet de rapport.

Dans le cadre du PIP 2009, l'ensemble des membres du comité de suivi ont été invités à participer à des ateliers de travail. Les premiers ateliers ont permis de passer en revue les différentes catégories d'infrastructures : les réseaux de transport et de distribution, les stockages souterrains, les terminaux méthaniers. D'autres ateliers ont traité des questions plus transversales : l'évolution des marchés gaziers dans un contexte international et européen, les tendances de la demande en gaz, le développement de la filière biogaz et enfin l'avenir de la zone approvisionnée en gaz B. Un dernier atelier s'est également tenu fin décembre 2008 pour présenter une première synthèse des travaux.

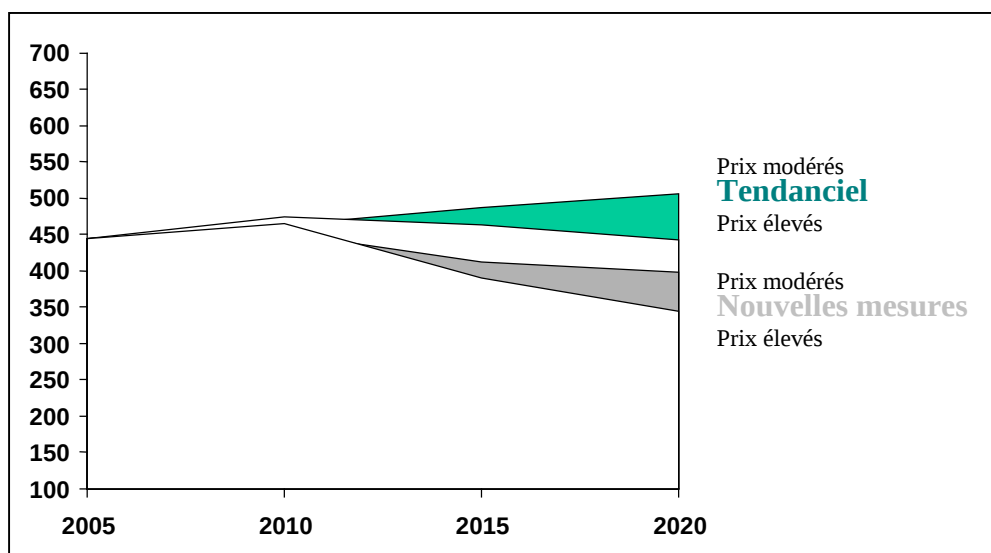
I La politique gazière française s'inscrit dans une dimension européenne

1. Un équilibre gazier européen : la recherche de nouvelles sources d'approvisionnement dans un contexte de demande incertaine

Aujourd'hui, l'UE 27 couvre plus de 40% de ses besoins en gaz naturel. Dans les années à venir, elle devra faire face à la baisse anticipée de sa production intérieure, dans un contexte d'incertitude sur l'évolution de la demande.

La Commission européenne a publié en novembre 2008 de nouveaux scénarios énergétiques dans le cadre de la Seconde Revue Stratégique de l'Energie. Pour le gaz naturel, elle a retenu un jeu de quatre scénarios. Les deux premiers sont considérés comme tendanciels, les deux suivants intègrent les objectifs européens en matière de lutte contre le changement climatique, d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables. Ces scénarios sont ensuite déclinés pour des prix du pétrole proche de 60\$ et de 100\$. Ces résultats sont présentés dans le graphique ci-après :

Figure 1 : Consommation européenne de gaz en Mtep



Source : Commission européenne – *Deuxième revue stratégique de l'énergie*

La consommation de gaz naturel de l'UE27 connaîtrait un important tassement à l'horizon 2020, avec un taux de croissance annuelle moyen compris entre +0,8%/an et -0,7%/an, voire -1,7%/an dans le scénario « nouvelles mesures et prix du pétrole élevé ».

Il existe donc de fortes incertitudes sur l'évolution de la consommation de gaz naturel, qui s'expliquent en particulier par le fait que cette énergie est substituable dans la quasi-totalité de ses usages. Le niveau de la consommation gazière dépendra notamment de l'évolution du cours des hydrocarbures, du rythme des avancées technologiques (le gaz est en concurrence avec le charbon propre pour la production électrique), et de l'atteinte des objectifs ambitieux que s'est fixée l'Europe en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables.

Parallèlement, la baisse de la production intérieure se poursuit, avec le déclin accéléré des gisements de Mer du Nord. Le Royaume-Uni est désormais importateur net, et les Pays-Bas pourraient également l'être à partir de 2025¹.

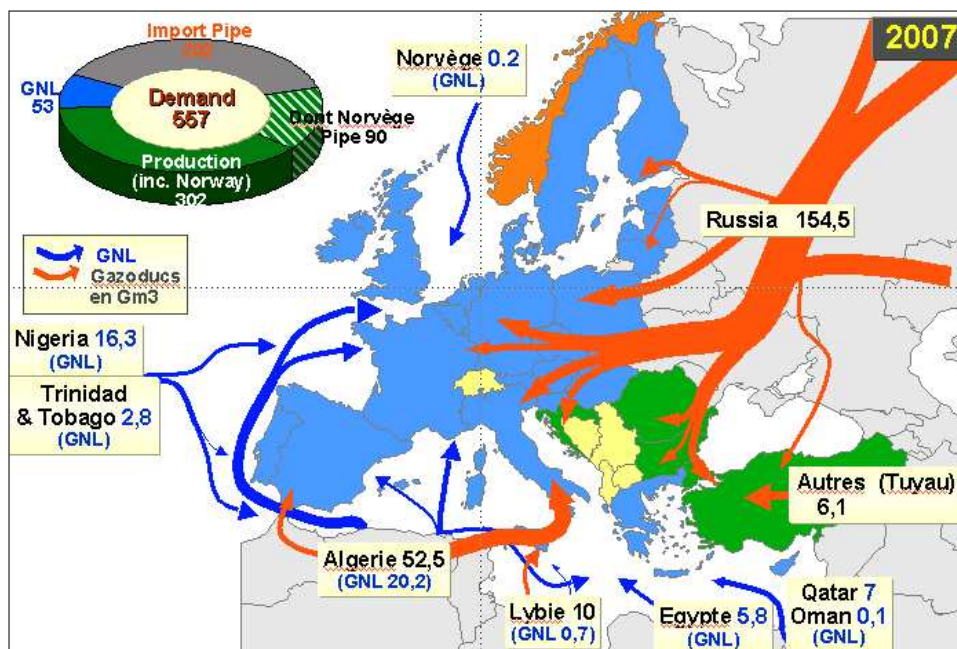
En termes d'approvisionnement, le recul de la consommation mise en évidence dans ce dernier scénario compenserait la baisse anticipée de la production intérieure de gaz naturel. Dans les autres scénarios, les importations augmenteraient de +13% à +52% à l'horizon 2020 (cf. tableau ci-dessous), soit un besoin supplémentaire d'importation compris entre 40 Gm³/an et 150 Gm³/an, dans un contexte de concurrence accrue sur les sources d'approvisionnement compte tenu du dynamisme de la demande au niveau mondial (cf. encadré 1 sur la demande mondiale de gaz naturel)

Tableau 1 : Consommation et importations de gaz de l'UE 27 à l'horizon 2020

En Mtep	2005	Tendanciel 2020		Nouvelles mesures 2020	
		Pétrole 61\$	Pétrole 100\$	Pétrole 61\$	Pétrole 100\$
Consommation	445	505	443	399	345
/ 2005		13%	-1%	-10%	-23%
TCAM ²		0,8%	-0,03%	-0,7%	-1,7%
Importations	257	390	330	291	245
/ 2005		52%	28%	13%	-5%

La Russie, la Norvège et l'Algérie sont aujourd'hui les 3 premiers fournisseurs de l'Union Européenne, avec 84%³ des volumes de gaz importés. La carte suivante détaille les principales sources d'approvisionnement de l'Europe (UE35, y compris la Norvège) en 2007.

Figure 2 : Sources d'approvisionnement en gaz de l'UE35



Source : Total, d'après Cedigaz

¹ *Energierapport 2008*, Ministerie van Economische Zaken

² Taux de croissance annuelle moyen.

³ Source : Commission européenne, données 2006

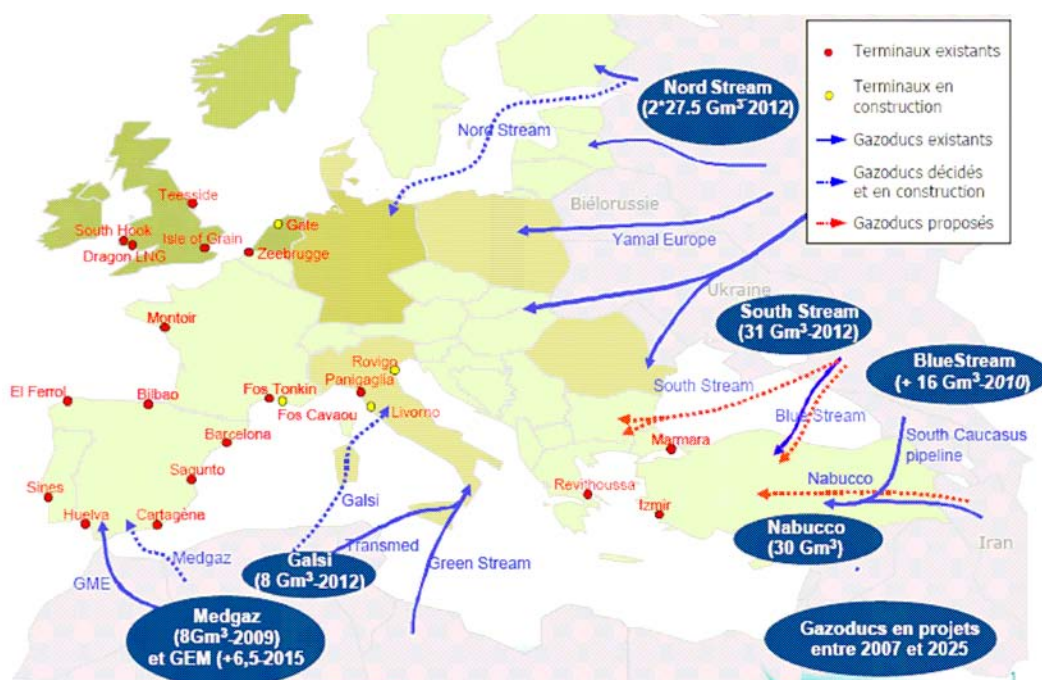
L'accès à de nouvelles ressources gazières pour l'Europe se fera dans un contexte de concurrence croissante, compte tenu des perspectives d'évolution de la demande au niveau mondial.

Les fournisseurs historiques de l'Europe continueront à rester des partenaires privilégiés, en particulier la Russie qui concentre plus du quart des réserves mondiales de gaz. Cependant, malgré l'existence de réserves importantes, des investissements importants seront nécessaires dans ce pays pour augmenter son potentiel d'exportation.

De nouvelles sources d'approvisionnement sont également recherchées. Le Moyen Orient, qui dispose d'importantes réserves de gaz naturel, constitue une piste sérieuse. Ainsi, le Qatar et l'Iran possèdent à eux deux près de 30% des réserves prouvées de gaz naturel, l'Irak a également un potentiel important. Cependant, du fait de leur situation politique, d'une forte consommation intérieure, ou parce qu'ils ciblent aujourd'hui d'autres clients, ces pays ne pourront être envisagés comme des fournisseurs majeurs de l'Europe qu'à moyen terme. Les pays de la mer Caspienne présentent également un gisement de production intéressant (l'Azerbaïdjan, le Turkménistan et le Kazakhstan disposent ainsi de 3,3% des réserves mondiales), tout comme le continent africain (Libye, Egypte, Nigeria).

Les infrastructures gazières européennes devront s'adapter à la baisse rapide de la production intérieure et aux évolutions de l'approvisionnement international. Ainsi, plusieurs projets de gazoducs internationaux sont à l'étude, avec l'objectif de donner accès à l'Europe à de nouvelles ressources, mais aussi de diversifier les voies d'approvisionnement afin de limiter notre vulnérabilité vis-à-vis des pays de transit. En 2007, la capacité d'importation par gazoduc de l'Europe était de 288 Gm³/an, elle pourrait atteindre 440 Gm³/an en 2025 si l'ensemble des projets présentés dans la carte suivante se réalisait.

Figure 3 : Capacités potentielles d'importation de l'Europe par gazoduc à l'horizon 2025



Source : GDF-SUEZ

Le Medgaz, qui relie l'Algérie à l'Espagne, entrera en service en juillet 2009 avec une capacité de 8 Gm³/an. Sous réserve de développements sur le réseau de transport espagnol et aux interconnexions franco-espagnoles, il pourrait également contribuer à l'alimentation de la France et des pays du nord de l'Union européenne, désireux de diversifier leurs sources d'approvisionnement. Le Galsi, relierait quant à lui l'Algérie à l'Italie, en passant par la Sardaigne. Il permettrait d'augmenter les capacités

d'importation de l'Europe de 8 Gm³/an à l'horizon 2012-2013. Ce projet pourrait également permettre d'alimenter la Corse en gaz naturel.

Le projet de gazoduc Nord Stream relierait la Russie à l'Allemagne d'ici à 2012 en passant sous la Baltique. Il doit permettre de développer des capacités supplémentaires d'importation depuis la Russie (55 Gm³/an), tout en s'affranchissant des risques liés aux pays de transit traversés par les routes traditionnelles (Ukraine et Bélarus notamment). De même, le projet South Stream pourrait créer une nouvelle route d'approvisionnement depuis la Russie, en reliant les zones de production de la Mer Caspienne à la Bulgarie avec un gazoduc d'une capacité de 30 Gm³/an.

Le projet Nabucco permettrait d'acheminer du gaz de la Mer Caspienne et du Moyen-Orient via la Turquie. La mise en service du gazoduc est envisagée en 2013 pour une capacité de 8 Gm³/an, celle ci-pouvant ensuite être portée à 31 Gm³/an.

Pour l'ensemble de ces projets, aucune décision d'investissement n'a été prise et une incertitude forte subsiste sur leur réalisation. Ils présentent cependant un enjeu certain au regard de la sécurité d'approvisionnement de l'Europe en créant de nouvelles routes et en permettant l'accès à de nouvelles sources d'approvisionnement.

Enfin, de nombreux projets de terminaux de regazéification voient le jour en Europe, notamment au Royaume-Uni, sur la façade méditerranéenne (Espagne et Italie), mais aussi aux Pays-Bas et en France. Cette tendance met en évidence le rôle stratégique que devrait jouer le GNL dans l'approvisionnement de l'Europe.

Dans sa *Deuxième revue stratégique de l'énergie*, publiée en novembre 2008, la Commission européenne met en avant le développement des infrastructures, la diversification des sources et la définition de mécanismes de réponse aux crises, comme enjeux majeurs de notre sécurité d'approvisionnement.

Elle identifie plus spécifiquement six grands projets d'infrastructures prioritaires :

- le plan d'interconnexion pour la région balte (électrique et gazier) ;
- le corridor gazier sud-européen, qui doit permettre d'acheminer vers l'Europe le gaz de la Caspienne ;
- l'anneau méditerranéen de l'énergie (électrique et gazier) ;
- les interconnexions nord-sud en Europe centrale et du sud-est ;
- le réseau énergétique off-shore de la Mer du Nord ;
- un plan spécifique pour le GNL.

La récente crise gazière russo-ukrainienne a vu, pour la première fois, une interruption totale du transit de gaz russe par l'Ukraine, entraînant une baisse de plus de 30% des importations européennes sur une quinzaine de jours. Ce test en grandeur nature de la sécurité gazière européenne a globalement montré la robustesse du système, mais aussi des points de vulnérabilité.

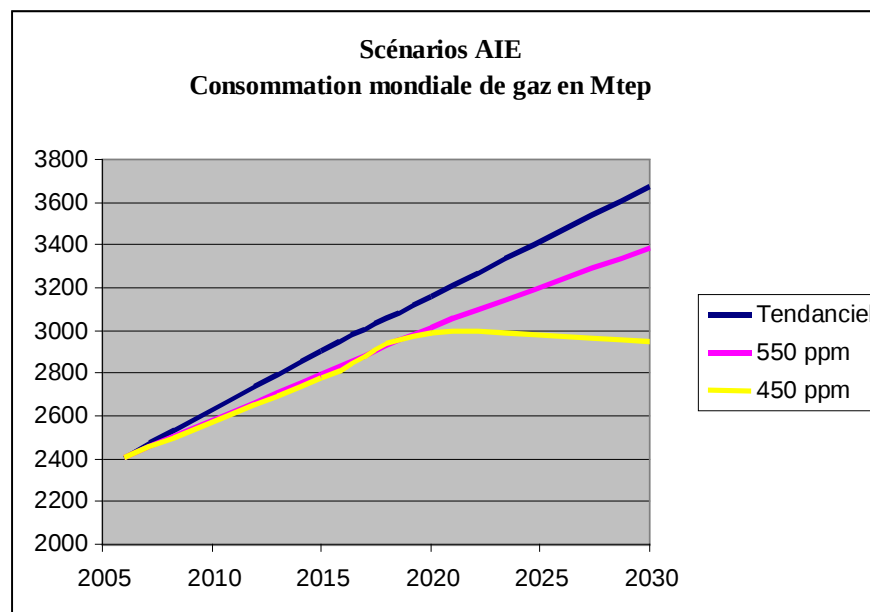
Elle a confirmé le besoin de poursuivre l'intégration du marché intérieur. Les mécanismes de marché doivent en effet permettre d'allouer l'énergie de façon fluide, là où elle est nécessaire. Le bon fonctionnement des marchés gaziers suppose néanmoins de disposer des interconnexions nécessaires. En l'occurrence, au-delà de la disponibilité du gaz, c'est la capacité à l'acheminer vers les pays qui en avaient le plus besoin qui a fait défaut.

La crise a également montré le bien-fondé d'une stratégie fondée sur le développement de marges de sécurité, permettant de faire face aux ruptures d'approvisionnement. Marges sur la demande (contrats interruptibles, commutation de combustible...) mais aussi marges sur l'offre, incluant le renforcement des capacités de stockages, le développement de capacités d'importation supplémentaires (gazoducs, terminaux méthaniers). Le renforcement des infrastructures devrait donc se poursuivre dans les années à venir.

Encadré 1 : La demande mondiale de gaz naturel

Dans le scénario tendanciel présenté par l'AIE dans le *World Energy Outlook 2008*, la consommation mondiale de gaz naturel augmente de près de 2% par an à l'horizon 2020.

L'AIE a par ailleurs présenté deux autres scénarios alternatifs prenant en compte des politiques climatiques. Le premier vise une stabilisation de la concentration de gaz à effet de serre à 550 ppm (aboutissant à une hausse de +3°C), le second, plus ambitieux, à 450 ppm (+2°C). Dans ces deux scénarios, le taux de croissance de la consommation de gaz est de l'ordre de 1,6%/an à l'horizon 2020. Au-delà de 2020, un décrochement survient entre les deux scénarios, le premier continuant à croître à un rythme équivalent, le second se stabilisant autour de 2950 Mtep/an (cf. graphique ci-dessous).



Source : World Energy Outlook 2008

Au final, la consommation mondiale de gaz naturel devrait connaître des taux de croissance soutenus jusqu'en 2020, avec une demande additionnelle comprise entre 600 Mtep et 750 Mtep. Cette croissance devrait par ailleurs se traduire par un renforcement de la concurrence et des tensions pour accéder aux ressources gazières.

2. L'essor du GNL : d'un marché régional à un marché mondial

Initialement utilisé pour approvisionner des zones de consommation éloignées des lieux de production, ou inaccessibles par gazoduc (par exemple l'Asie), le GNL connaît aujourd'hui un fort développement. Il représente aujourd'hui 24%⁴ des flux internationaux de gaz. Sa croissance en volume devrait être de 6 à 7% par an dans les 15 ans à venir.

Le développement du GNL répond avant tout à l'inégale répartition des ressources gazières, et à leur éloignement progressif par rapport aux centres de consommation. Les possibilités d'arbitrages offertes par le transport maritime entre les trois grandes régions de consommation de gaz que sont l'Amérique, l'Asie et l'Europe, confèrent au GNL une attractivité supplémentaire pour les pays producteurs.

Pour les pays consommateurs, les terminaux méthaniers peuvent constituer un outil de leur politique gazière, tant pour renforcer leur sécurité d'approvisionnement que pour favoriser la concurrence entre

⁴ Source : GII GNL, l'industrie du GNL, 2007.

fournisseurs. En Europe, ces infrastructures sont complémentaires des gazoducs existants et jouent un rôle important en matière de diversification des sources. Elles peuvent par ailleurs apporter un complément d'approvisionnement en cas d'hiver froid, de défaillance technique ou de tensions politiques conduisant à une rupture d'approvisionnement localisée. Enfin, compte tenu de sa flexibilité, le GNL devrait donc se positionner comme le terme de bouclage de l'approvisionnement du marché européen.

Compte tenu des perspectives de développement des unités de liquéfaction d'une part, et de la demande en GNL d'autre part, des tensions pourraient apparaître sur le marché du GNL dès 2015. Ce point a notamment été mis en évidence dans les conclusions du groupe de travail sur la régulation des terminaux méthaniers⁵ qui s'est tenu au cours du premier trimestre 2008. Le marché du GNL sera un marché de vendeurs dominé par les producteurs. Il devrait par ailleurs connaître des alternances entre des phases de tension avec des prix élevés, et des phases de détente avec des prix plus bas.

Enfin, ce marché devrait être de plus en plus flexible. Les capacités de regazéification sont et resteront excédentaires par rapport aux capacités de liquéfaction. De même, les capacités de transport par méthanier devraient être supérieures aux capacités de production. Enfin, les clauses contractuelles laissent de plus en plus de liberté quant à la destination des méthaniers. Une part croissante des ventes de GNL devrait donc se faire sur la base de contrats spot. Le développement du GNL pourrait ainsi accélérer l'internationalisation des marchés gaziers, à l'instar des marchés pétroliers.

3. La France au sein de l'Europe : entre sécurité d'approvisionnement et ouverture des marchés

Vu l'intégration de plus en plus forte des marchés à l'échelle du continent et la faiblesse de notre production nationale de gaz naturel, la politique gazière française pour les prochaines années sera fortement déterminée par les évolutions majeures du secteur gazier européen et de la politique gazière européenne, évoquées plus haut.

La politique gazière française s'inscrit également dans le cadre des orientations de notre politique énergétique. Celles-ci sont définies dans la loi du 13 juillet 2005 et sont articulées autour de quatre objectifs :

- garantir la sécurité d'approvisionnement ;
- préserver l'environnement et lutter contre l'effet de serre ;
- garantir un prix compétitif de l'énergie ;
- garantir l'accès de tous à l'énergie.

L'inscription de ces objectifs dans la loi est survenue dans un contexte en évolution rapide depuis le début de l'ouverture à la concurrence des marchés européens de l'énergie. Cette dernière a conduit à la redéfinition du dispositif gazier français, notamment en distinguant l'activité de fournisseur de celle de gestionnaire d'infrastructure. L'ouverture des marchés gaziers s'est ensuite faite de manière progressive entre le 1^{er} avril 2003 et le 1^{er} juillet 2007. Désormais chaque consommateur est libre de choisir son fournisseur de gaz naturel.

3.1. L'ouverture des marchés

La directive 2003/55 du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel met en place une ouverture progressive des marchés de l'énergie. Une nouvelle directive est

⁵ Ce groupe indépendant, présidé par Colette Lewiner, vice président de Capgemini est composé de huit experts du marché du gaz naturel liquéfié (GNL) : Philippe Boisseau / François Dumas (Total), Walter Boltz (ERGEG), Laurent Chabannes (Uniden), Pierre- Marie Abadie (DGEMP), Jean-François Corallo (Gaz de France), François Lévêque (Ecole des Mines), François Morin (Economiste) et Luc Poyer (Gaz de Normandie). Le rapport est disponible à l'adresse suivante : <http://gttm.cre.fr>.

actuellement en cours de négociation. Celle-ci a notamment pour but de renforcer le fonctionnement et l'intégration du marché gazier européen.

La transposition des directives du 22 juin 1998 et du 26 juin 2003 en droit français a donné lieu à quatre textes législatifs : la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité, la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, la loi du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique et enfin la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Ces textes fondent l'ouverture des marchés sur une définition précise des acteurs gaziers et de leurs responsabilités afin notamment de garantir la continuité de fourniture aux clients finals.

L'ouverture des marchés a tout d'abord fait apparaître une nouvelle catégorie d'acteurs : les fournisseurs. Pour garantir un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement et éviter que l'ouverture à la concurrence du marché gazier ne se traduise par une dégradation des conditions de continuité de fourniture, le législateur a fait le choix de conditionner l'exercice de la fourniture de gaz à la délivrance d'une autorisation ministérielle. Les pétitionnaires doivent ainsi démontrer qu'ils disposent des capacités techniques, économiques et financières leur permettant d'alimenter leurs clients. Ils doivent ensuite informer chaque année le ministre chargé de l'énergie des règles et modalités d'affectation de leurs ressources globales d'approvisionnement en gaz.

Parmi l'ensemble des clients, les clients domestiques et ceux qui assurent des missions d'intérêt général (MIG)⁶ font l'objet de protections renforcées. Cette distinction se retrouve dans les conditions d'attribution de l'autorisation pour ce type de clients. Les fournisseurs sont notamment tenus de présenter une diversification suffisante de leurs approvisionnements pour pallier les défaillances et d'avoir accès à un certain nombre de points d'entrée sur le territoire national, en fonction de la part de marché qu'ils détiennent. A ce jour, 63 autorisations ont été attribuées (cf. liste en annexe).

L'ouverture à la concurrence suppose par ailleurs que les fournisseurs autorisés aient un accès transparent et non discriminatoire aux infrastructures gazières pour être en mesure d'acheminer le gaz naturel jusqu'à leurs clients. Ce préalable a tout d'abord rendu nécessaire la séparation des différentes activités chez les opérateurs intégrés « historiques », et la distinction entre l'activité d'achat/vente/fourniture et celle de gestionnaire d'infrastructures.

De plus, l'encadrement et le suivi des conditions d'accès aux infrastructures gazières ont nécessité la mise en place d'une régulation ad-hoc. Cette mission a été confiée à la Commission de Régulation de l'Energie. Dans un souci de développement de la concurrence, celle-ci dispose de différents pouvoirs qui ont progressivement été étendus :

- elle élabore les tarifs d'accès aux réseaux de transport, de distribution et aux terminaux méthaniers, puis les propose aux ministres en charge de l'économie et de l'énergie. Pour les stockages, l'accès reste négocié entre le gestionnaire et les clients ;
- elle fixe et approuve les règles d'accès au réseau ;
- elle approuve les investissements des gestionnaires de réseau de transport ;
- elle dispose d'un organe de règlement des différends relatifs à l'accès aux infrastructures gazières (le Cordis) ;
- elle approuve les mécanismes de dissociation comptable des gestionnaires d'infrastructure, en veillant notamment à l'absence de subventions croisées entre les différentes activités ;
- enfin, elle dispose d'un pouvoir de surveillance des marchés (sur les marchés organisés et les marchés de gré à gré).

⁶ Les consommateurs assurant des missions d'intérêt général, rassemblant entre autres les administrations, les écoles, etc. représentent environ 7% de la consommation nationale. La liste de ces consommateurs est établie par les préfets.

En outre, pour accompagner l'ouverture à la concurrence, les différentes catégories d'acteurs de la chaîne gazière se sont vues imposer des obligations de service public (cf. encadré 2 sur les obligations de service public dans le secteur du gaz).

Enfin, un dispositif de fourniture de dernier recours en gaz, en cas de défaillance d'un fournisseur alimentant des clients non-domestiques assurant des missions d'intérêt général (MIG), a été mis en place en janvier 2006. Pendant les cinq premiers jours suivant la défaillance du fournisseur, cette fonction est assurée par le gestionnaire du réseau de transport. Au-delà de cette période, et si le client MIG n'a pas trouvé de nouveau fournisseur, il fait appel à un fournisseur de dernier recours qui a été préalablement désigné par le ministre en charge de l'énergie. Le fournisseur de dernier recours est tenu de répondre à la demande du client MIG, sous peine de sanctions. Par arrêté du 19 septembre 2008 modifié, six sociétés ont été retenues pour une période de trois ans pour assurer la fourniture de derniers recours (dans les conditions précisées par chacune des entreprises). Il s'agit de : GDF-SUEZ, Altergaz, Gaz de Bordeaux, Enerest, Gaz Electricité de Grenoble et Vialis.

Encadré 2 : Les obligations de service public dans le secteur du gaz

Les articles 16 et 17 de la loi du 4 janvier 2003 définissent le champ des obligations de service public s'imposant à l'ensemble des opérateurs gaziers, c'est-à-dire aux :

- opérateurs de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel ;
- exploitants d'installations de gaz naturel liquéfié ;
- fournisseurs de gaz, distingués suivant les catégories de clients qu'ils alimentent ;
- titulaires de concessions de stockages souterrains de gaz naturel.

Ces obligations portent sur :

- la sécurité des personnes et des installations en amont du raccordement des consommateurs finals ;
- 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 de dernier recours aux clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général ;
- le maintien d'une fourniture aux personnes en situation de précarité.

Le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004 précise pour chacune d'elle les modalités d'application et de sanctions en cas d'irrespect de celles-ci.

Concernant la continuité de fourniture, celle-ci doit être assurée pour tous les clients (à l'exception des clients industriels ayant un contrat interruptible) dans des circonstances préalablement définies :

- un hiver froid tel qu'il s'en produit un tous les cinquante ans,
- une pointe de froid pendant trois jours successifs telle qu'il s'en produit une tous les cinquante ans,
- la disparition, pour un fournisseur donné, de sa principale source d'approvisionnement pendant 6 mois.

De plus, au-delà de la détention d'une certaine taille de marché, le fournisseur est tenu de diversifier les points d'entrée de son approvisionnement sur le territoire national depuis la modification du décret n° 2004-250 du 19 mars 2004 relatif aux autorisations de fourniture intervenue en juin 2007.

Ces contraintes sont structurantes pour les gestionnaires de réseaux de transport qui doivent dimensionner leurs infrastructures pour permettre l'alimentation des consommateurs dans de telles conditions.

3.2. La sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement en gaz naturel est un des fondamentaux de la politique énergétique française et repose sur trois piliers :

- la maîtrise de la demande ;
- la diversification des approvisionnements et la contractualisation à long terme des achats de gaz ;
- le développement des infrastructures.

Du côté de la demande de gaz naturel, un important effort d'économies d'énergie a été mis en place dès 1974. Ce programme se poursuit actuellement avec les possibilités de crédit d'impôts en faveur des chaudières à condensation et à haut rendement au gaz naturel, ou encore le mécanisme de certificats d'économies d'énergie lancée à la fin de l'année 2006 (cf. infra). Les actions de maîtrise de la demande devraient par ailleurs être amplifiées dans les années à venir, compte tenu des mesures décidées au niveau européen et national, dans le cadre du Grenelle de l'environnement notamment.

Du côté de l'offre, l'ouverture à la concurrence des marchés gaziers a profondément modifié les modes d'intervention et de contrôle de l'Etat. La puissance publique a ainsi développé un panel d'instruments pour maintenir un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement, comparable à celui assuré jusqu'en 2003 par les opérateurs historiques. Ce niveau d'exigence est supérieur à celui exigé par la directive relative à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel d'avril 2004 et à celui mis en œuvre dans la plupart des autres pays européens. Ces instruments sont complémentaires les uns des autres. Ils s'appliquent tout d'abord aux différents acteurs de la chaîne gazière : les fournisseurs et les gestionnaires d'infrastructures. Ils permettent par ailleurs de répondre aux différentes dimensions du risque de rupture d'approvisionnement :

- la dimension géographique. La rupture peut être locale ou nationale, en cas d'insuffisance technique sur une infrastructure française par exemple. Elle peut également être plus étendue, en cas d'interruption d'une source majeure d'approvisionnement de l'Europe pour des raisons techniques, commerciales ou politiques ;
- la dimension temporelle, qui peut être de court terme pour un accident, de moyen terme pour une rupture d'approvisionnement de grande échelle, voire de long terme lorsqu'il s'agit de sous-investissements.

Les obligations de service public (cf. supra) fixées par le législateur constituent les principales mesures pour encadrer l'activité des différents acteurs et assurer une continuité suffisante sur le court et le moyen terme, en particulier pour les clients les plus vulnérables.

De plus, le suivi et la mise à jour annuelle des autorisations de fourniture permettent de suivre les sources d'approvisionnements et notamment la part des contrats de long terme pour chaque fournisseur en application de la directive d'avril 2004 relative à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. Ce point fait l'objet d'une vigilance accrue dans la mesure où il permet tout d'abord de suivre l'évolution de l'approvisionnement français, mais aussi car il constitue l'une des conditions du respect des obligations propres à chaque fournisseur.

En matière de développement des infrastructures, l'État veille à ce que les investissements nécessaires à l'alimentation des clients français soient réalisés en temps et en heure. Le plan indicatif pluriannuel identifiant les besoins, l'État peut mettre en œuvre des dérogations partielles ou totales à l'accès des tiers, ou bien accorder une bonification de la rémunération pour les nouveaux développements d'infrastructures régulées par exemple. Le régulateur joue également un rôle important dans le suivi du développement des infrastructures.

L'ensemble de ces mesures préventives est par ailleurs complété par un mécanisme de gestion de crise. Pour la sécurité d'approvisionnement de court terme, le ministre est ainsi autorisé à prendre les mesures conservatoires nécessaires, celles-ci étant décrites dans le plan d'urgence gaz (arrêté du 27 octobre 2006).

3.3. La protection de l'environnement et les économies d'énergie

Les économies d'énergie et la protection de l'environnement, en particulier la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre (GES), constituent désormais un des piliers de la politique énergétique européenne et française. Les objectifs des « 3 fois 20 » pris au niveau européen en constituent une illustration +20% d'énergie renouvelable, -20% d'émissions de GES et +20% d'efficacité énergétique à l'horizon 2020. Ces objectifs ont été traduits dans la législation française, que ce soit dans la loi du 13 juillet 2005 ou dans la première loi Grenelle en débat au Parlement.

3.3.1. La lutte contre le changement climatique

Le protocole de Kyoto impose à la France de stabiliser son niveau d'émissions de gaz à effet de serre à celui de 1990 sur la période 2008-2012. Le protocole qui s'appliquera à la période post-2012 est aujourd'hui en préparation. Sans attendre les résultats de ces négociations, l'Union Européenne s'est engagée à réduire ses émissions de 20% à l'horizon 2020. Cet effort pourrait par ailleurs être porté à 30% en fonction de l'accord international.

Au niveau national, la France s'est fixée un objectif de réduction moyenne de 3% par an de ses émissions de gaz à effet de serre, pour atteindre une division par quatre d'ici 2050. Cet objectif a été inscrit dans la loi de 2005 et est repris dans le projet de loi Grenelle.

Le gaz naturel joue un rôle particulier et ambivalent en matière de lutte contre le changement climatique :

- d'un côté, le gaz naturel est une énergie fossile. Son utilisation en tant que combustible est donc source d'émissions de CO₂. De plus, le gaz naturel, qui est composé en majorité de CH₄, est lui-même un puissant gaz à effet de serre dont le pouvoir de réchauffement global est estimé à 23 fois celui du CO₂ ;
- d'un autre côté, le gaz naturel présente un facteur d'émission par unité d'énergie – 2,3 tCO₂/tep – très avantageux par rapport aux autres combustibles couramment utilisés, comme le fioul – 3,1 tCO₂/tep – ou le charbon – 4,0 tCO₂/tep. Cet atout est particulièrement sensible dans le secteur industriel, qui depuis 2005 est soumis au marché de quotas européens, outil économique qui incite les opérateurs à réaliser des substitutions en faveur des énergies les moins émettrices de CO₂, et plus généralement à réduire les émissions de GES de leurs sites.

3.3.2. Les autres dimensions environnementales

En matière d'émissions atmosphériques (hors GES), différentes obligations environnementales découlant de la réglementation européenne ont un impact sur la politique gazière :

- la directive 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques ;
- la directive 2001/80/CE du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (dite GIC) ;
- la directive 96/61/CE du Conseil du 24 septembre 1996 relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution (directive dite « IPPC » pour Integrated Pollution Prevention and Control).

L'objet de la directive « plafonds » est de limiter les quantités d'oxydes de soufre, d'oxydes d'azote, de composés organiques volatiles et d'ammoniac émis dans l'atmosphère par chaque État membre. La mise en œuvre de cette directive a conduit à l'adoption en 2003 d'un programme national de réduction des émissions de polluants atmosphériques.

Pour les installations de combustion, ce programme prévoit :

- la réglementation des émissions des installations d'une puissance comprise entre 20 et 50 MW_{th} ;

- pour la production centralisée d'électricité : pour les installations les plus récentes, une anticipation dès 2010 de la valeur limite en NOx (oxydes d'azote) dont l'application est prévue en 2016 par la directive GIC (grandes installations de combustion) ; pour les installations plus anciennes fonctionnant en pointe ou semi-pointe, des mesures de réduction, d'un niveau moindre ;
- l'intégration de l'ensemble de ces mesures dans un schéma national de réduction, dont la mise en œuvre est prévue par la directive GIC.

Ce programme a également un impact sur l'activité des gestionnaires d'infrastructures, en particulier des transporteurs et des stockeurs, qui sont obligés de consentir des investissements importants (cf. infra) pour respecter leurs obligations.

La directive GIC fixe des valeurs limites d'émission pour le SOx (oxydes de soufre), les NOx et les poussières. Cette directive s'applique depuis le 1^{er} janvier 2008 à toutes les installations de combustion de puissance supérieure à 50 MW. Les GIC fonctionnant au gaz naturel représentent 32% des installations, mais seulement 11% de l'énergie consommée.

La directive IPPC implique un régime d'autorisations pour les grandes installations industrielles en fonction d'une approche globale de l'environnement. Cette directive concerne les installations industrielles les plus polluantes. L'ensemble des installations qui relèvent de cette directive doivent être exploitées conformément aux exigences de la directive au plus tard le 30 octobre 2007. La transposition en droit français de cette directive est assurée au travers de la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et par ses textes d'application. Cette directive prévoit que la détermination des prescriptions techniques imposées aux exploitants, notamment en ce qui concerne les valeurs limites d'émission des installations soit fondée sur les performances des meilleures techniques disponibles, dans des conditions économiquement et techniquement viables pour le secteur industriel concerné.

D'autres textes législatifs relevant du développement des énergies renouvelables, de l'évaluation environnementale (études d'impact), ou de la protection des milieux (directive sur la qualité de l'air, directive cadre sur l'eau, directive concernant la conservation des habitats naturels) ont un impact sur l'activité gazière.

Les stockages souterrains de gaz naturel doivent respecter les législations française et communautaire en matière d'eau (directive cadre sur l'eau, directive sur la protection des eaux souterraines) mais ces installations doivent également satisfaire aux obligations de la directive dite SEVESO II visant à prévenir les accidents majeurs impliquant des substances dangereuses.

3.3.3. Maîtrise de la demande d'énergie

La maîtrise de la demande énergétique constitue l'un des axes importants du projet de loi Grenelle. Il vise en particulier les secteurs relevant des usages quotidiens (logements, bureaux, commerces et transports) aujourd'hui en forte croissance et qui recèlent d'importants gisements d'économie.

Du fait des efforts déjà réalisés dans le secteur industriel, le principal foyer de maîtrise des consommations de gaz naturel est concentré dans le secteur résidentiel-tertiaire⁷ (évolution de l'habitat, des comportements...). Différents outils ont d'ores et déjà été mis en place, il s'agit notamment :

- de la réglementation thermique 2005 qui s'applique à tous les logements depuis le 1^{er} septembre 2006 et qui permettra de réduire la consommation d'énergie dans les bâtiments neufs de 15 % à 20 % par rapport à la réglementation précédente ;

⁷ Les logements et bureaux, à travers l'éclairage, le chauffage, les systèmes de refroidissement, la production d'eau chaude et la consommation des appareils électroménagers, consomment quelque 35 % de l'énergie produite dans le monde. Ils forment donc l'une des premières sources d'émissions de gaz à effet de serre.

- de l’affichage obligatoire des consommations d’énergie, sur les lieux de vente, des appareils électroménagers (« étiquette énergie ») et le diagnostic énergétique des bâtiments à compter du 1^{er} juillet 2006 (en conformité avec les directives européennes) ;
- de la réglementation du rendement énergétique minimal des appareils domestiques les plus consommateurs : chaudières, appareils de froid ;
- du crédit d’impôt en faveur des équipements énergétiques performants. Jusqu’ici réservé aux propriétaires occupants, il a été étendu aux propriétaires bailleurs de sorte à améliorer la performance des logements mis en location ;
- du dispositif de certificats d’économie d’énergie ;
- du prêt à taux zéro qui a été mis en place en 2009 et qui a pour objectif de financer des travaux d’amélioration de la performance énergétique globale des résidences principales construites avant le 1^{er} janvier 1990.

Ceux-ci devront être complétés pour atteindre les objectifs ambitieux de la loi Grenelle qui ont d’ores et déjà été approuvés en première lecture à l’Assemblée nationale :

- à compter de 2012, tous les nouveaux bâtiments devraient présenter une consommation d’énergie primaire inférieure à 50 kWh par m², ce seuil pouvant être modulé en fonction de la localisation, des caractéristiques, de l’usage et des émissions de gaz à effet de serre des bâtiments ;
- la consommation d’énergie du parc existant devrait être réduite de 38% à l’horizon 2020, avec un taux de rénovation complète de plus de 400 000 logements chaque année à compter de 2013.

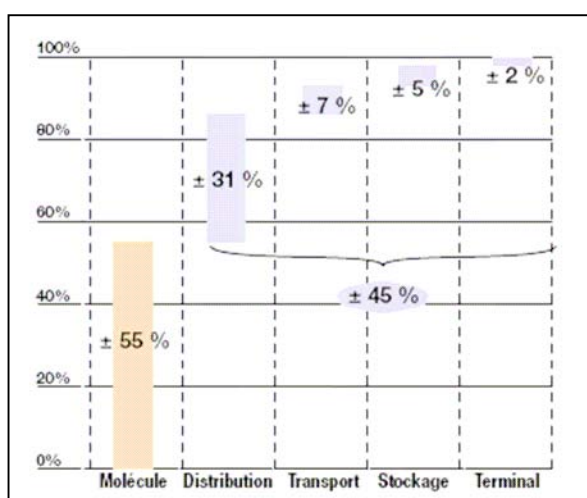
Ces objectifs seront largement structurants dans l’évolution de la demande gazière à l’horizon 2020.

II Les infrastructures gazières françaises

Pour alimenter les consommateurs, le gaz naturel est en général acheminé, depuis les points d'entrée sur le territoire français, sur le réseau à haute pression dit réseau de transport, puis sur le réseau de distribution (basse pression) qui mène jusqu'au client final. Cette circulation du gaz naturel met en œuvre plusieurs types d'infrastructures : les terminaux méthaniers et les gazoducs internationaux, le réseau de transport français et les stations de compression associées, le réseau de distribution et enfin les stockages souterrains.

Le graphique suivant détaille la décomposition des coûts moyens supportés par un consommateur domestique se chauffant au gaz en 2007.

Figure 4 : Décomposition du prix du gaz pour un client chauffage individuel en France en 2007



Source : CRE

L'achat du gaz et son acheminement jusqu'aux frontières françaises (la « molécule ») représentent plus de la moitié du prix payé par les clients domestiques. Les coûts d'acheminement sur le territoire français représentent quant à eux environ 45 % du prix final, l'accès au réseau de distribution constituant à lui seul plus de 30% du coût total. Au final, l'utilisation du réseau de transport, des stockages et des terminaux méthaniers, représente une part faible, inférieure à 15%, de la facture des clients domestiques.

1. La problématique des investissements dans un marché ouvert

Les investissements dans les infrastructures gazières présentent par nature un niveau de risque élevé, ces investissements étant sur le long terme, à forte intensité capitalistique et comportant des risques techniques importants. L'organisation libéralisée du secteur gazier a par ailleurs profondément modifié l'activité des gestionnaires d'infrastructures, qui doivent en outre supporter de nouveaux risques.

Les premiers sont de nature commerciale. L'ouverture à la concurrence des marchés européens et leur intégration signifient la sortie d'une situation de monopole où les développements d'infrastructures étaient davantage le fruit de l'histoire des négociations des contrats d'approvisionnement de long terme menées par des groupes intégrés auprès des producteurs. La séparation des activités d'infrastructure et de fourniture contribue ainsi à réduire la visibilité des acteurs, qui plus est dans un marché gazier en forte mutation. De nombreuses incertitudes portent aujourd'hui sur les attentes des expéditeurs et des fournisseurs quant au développement des infrastructures gazières. En outre,

l'intégration des marchés gaziers et la mise en œuvre de nouvelles stratégies d'approvisionnement pour les sociétés présentes à l'échelon européen sont susceptibles de modifier significativement les flux de gaz sur la plaque européenne (conduisant à augmenter ou au contraire à voir se réduire certains transits) et ce, avec peu de prévisibilité.

Face à ces risques, les gestionnaires d'infrastructures développent de nouvelles approches pour répondre au plus près à la demande des acteurs. De nouveaux dispositifs peuvent ainsi contribuer à affiner la connaissance des besoins du marché. Il s'agit notamment des appels à candidature ou « open season » qui sont de plus en plus utilisés sous l'impulsion des régulateurs et qui se déclinent en trois phases :

- le recueil de la demande, par une consultation transparente du marché,
- les engagements des expéditeurs retenus à souscrire sur le long terme,
- le développement des capacités souscrites (avec le cas échéant un excédent développé, à la demande du régulateur, pour des contrats de court terme).

En outre, le cadre de régulation mis en place en France a permis de réduire considérablement les risques commerciaux, voire de les supprimer, les tarifs étant déterminés pour couvrir les coûts.

D'autres risques sont par ailleurs liés au cadre de régulation, qui conditionne le niveau de rémunération de l'activité des gestionnaires des réseaux de transport, de distribution et des terminaux méthaniens, et influe donc fortement sur leurs décisions et leurs capacités d'investissements. De manière plus générale, il est nécessaire de créer un climat propice à l'investissement, dans lequel les demandes formulées par le marché se traduisent effectivement par une décision d'investissements. Dans ce domaine, le régulateur, en lien avec l'Etat joue un rôle crucial, au travers des tarifs et des modalités d'accès aux infrastructures, ainsi que de l'approbation des plans d'investissements. Plusieurs évolutions ont ainsi été apportées pour réduire les risques associés à la régulation : passage de deux à quatre ans pour le nouveau tarif transport et le tarif distribution, réflexion en cours pour donner une visibilité à long terme dans le nouveau tarif pour les terminaux méthaniens.

Le développement des infrastructures gazières est également un objectif important de l'Etat, notamment au regard des enjeux relatifs à la sécurité d'approvisionnement de notre pays et de ses partenaires européens. La dépendance accrue de l'Union européenne vis-à-vis du gaz suppose que soient mises en œuvre des solutions de court terme et de long terme permettant à la fois de garantir aujourd'hui la disponibilité du gaz pour les usagers et la réalisation des investissements nécessaires concernant les infrastructures gazières, garantes de la sécurité d'approvisionnement de demain. L'Etat dispose dans ce domaine de plusieurs leviers d'action et peut ainsi :

- contribuer au renforcement de la visibilité pour les opérateurs gaziers, que ce soit au niveau du cadre réglementaire ou via des exercices comme le PIPgaz ;
- offrir des incitations économiques, par exemple au travers de la tarification des infrastructures ou de l'attribution d'exemption aux règles d'accès des tiers. Une attention particulière doit par ailleurs être portée aux infrastructures jugées essentielles à la sécurité d'approvisionnement et lorsque les signaux de marché ne semblent pas à même de déclencher les investissements nécessaires à temps ;
- apporter un soutien politique lorsqu'il se révèle nécessaire, que ce soit sur le territoire national ou dans les relations avec d'autres pays.

La troisième directive relative au marché intérieur du gaz naturel, en cours de négociation, ouvre sur cette question de nouvelles perspectives :

- en permettant aux Etats membres de renforcer leur coopération régionale ;
- en préconisant l'établissement, au niveau européen, de documents prévisionnels de développement des infrastructures à 10 ans ;
- en donnant de nouveaux pouvoirs aux régulateurs ou à la future Agence européenne des régulateurs en matière d'infrastructures internationales ;
- en ouvrant la possibilité de lancer des appels d'offres, à la demande de tiers, pour construire de nouvelles infrastructures, même en l'absence d'accord des transporteurs nationaux.

L'adoption de ces nouveaux textes européens exigera une adaptation de la réglementation française à court terme.

2. Les terminaux de regazéification (ou terminaux méthaniers)

2.1. Etat des lieux

En 2007, le GNL a représenté environ 25% des importations totales françaises (soit 143 TWh), ce qui correspond à un taux d'utilisation des terminaux méthaniers supérieur à 77%. Le GNL arrivant en France provient essentiellement d'Algérie, du Nigeria et d'Egypte.

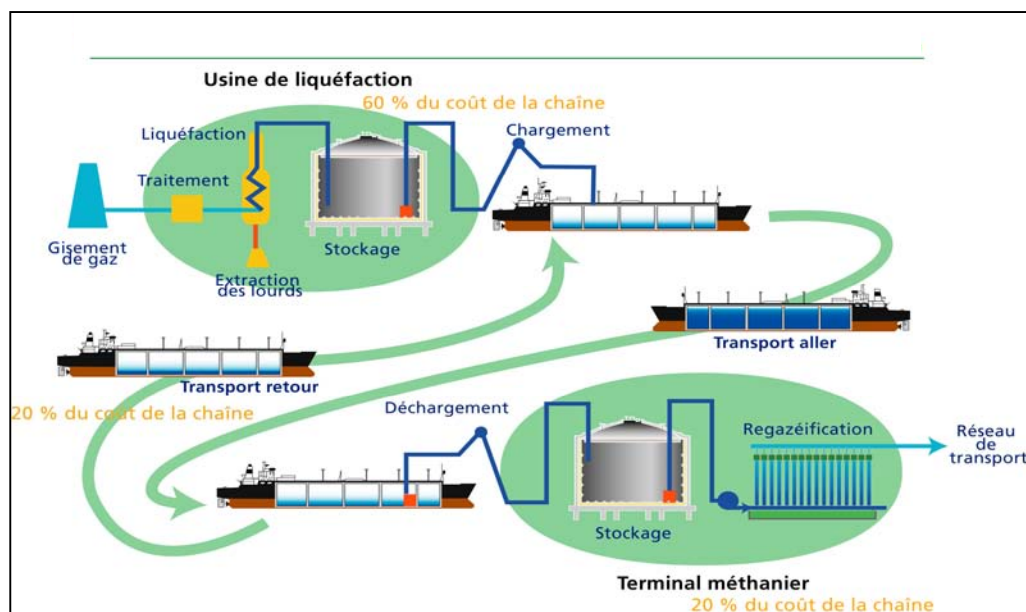
Deux terminaux méthaniers sont actuellement opérationnels en France à Fos Tonkin et à Montoir de Bretagne. Tous deux sont la propriété d'Elengy, filiale de GDF-SUEZ créée début 2009 et dédiée aux terminaux méthaniers. Le tableau suivant récapitule les principales caractéristiques :

Tableau 2 : 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 ³ /an (7Gm ³ /an jusqu'en 2009)	1972	fin 2014	Algérie Egypte	navires de 75.000 m ³ maximum
Montoir de Bretagne	10 Gm ³ /an	1980	fin 2035	Algérie Nigeria	navires de 75.000 m ³ à 200.000 m ³

Un troisième terminal est en cours de construction à Fos sur Mer par la Société du Terminal de Fos Cavaou. Sa mise en service est désormais prévue au cours du 1^{er} semestre 2009. Ce terminal est la propriété commune de GDF-SUEZ (69,7%) et de Total (30,3%). Le terminal pourra recevoir des navires allant jusqu'à 210 000 m³ et possédera une capacité de regazéification de 8,25 Gm³/an.

Figure 5 : Schéma de principe de la chaîne GNL



Source GDF-SUEZ

Dans la chaîne GNL, les terminaux méthaniers ont trois fonctions : ils réceptionnent les navires, ils stockent le GNL (à -160°C) et enfin ils l'émettent sur le réseau principal de transport après regazéification. Dans ce schéma, la capacité de stockage du site joue le rôle de tampon entre les arrivées ponctuelles des navires et une injection continue sur le réseau.

2.2. Les projets de développement des capacités de regazéification

Le secteur du gaz naturel liquéfié français connaîtra un changement important en 2009 avec la mise en service du nouveau terminal méthanier de Fos Cavaou. La capacité de regazéification en France atteindra alors $23,75 \text{ Gm}^3/\text{an}$ répartie comme suit :

- $5,5 \text{ Gm}^3/\text{an}$ pour le terminal de Fos Tonkin (actuellement sa capacité est de $7 \text{ Gm}^3/\text{an}$, elle passera à $5,5 \text{ Gm}^3/\text{an}$ dès l'entrée en service du terminal de Fos Cavaou, conséquence du vieillissement général des installations et d'une réduction de la fiabilité du parc des regazéificateurs). Le fonctionnement de ce terminal qui ne peut recevoir que des navires de petite capacité est prévu jusqu'en 2014. La question de la prolongation de son activité pourrait toutefois être soulevée au cours des prochaines années.
- $10 \text{ Gm}^3/\text{an}$ sur le terminal de Montoir (avec une durée de vie au-delà de 2021) ;
- $8,25 \text{ Gm}^3/\text{an}$ sur le terminal de Fos Cavaou.

A l'horizon 2020, si aucune décision d'investissement n'était prise, la capacité de regazéification en France serait donc réduite à $18,25 \text{ Gm}^3/\text{an}$.

En outre, plusieurs projets de nouveaux terminaux méthaniers sont à l'étude. Il s'agit :

- de Dunkerque. Ce projet est porté par EDF et le Port de Dunkerque. Il représente une capacité annuelle d'expédition comprise entre 10 Gm^3 et 13 Gm^3 de gaz naturel ;
- d'Antifer sur le Port du Havre. Ce projet est porté par la société Gaz de Normandie créée par POWEO (34%) et par la Compagnie Industrielle Maritime (CIM, 17%), puis rejointe par E.ON Ruhrgas (24,5%) et Verbund (24,5%). Il représente une capacité annuelle d'expédition de 9 Gm^3 de gaz naturel ;
- du Verdon dans la zone portuaire de Bordeaux. Ce projet est porté par la société 4Gas. Il représente une capacité annuelle d'expédition de 6 à 9 Gm^3 de gaz naturel.

Ces trois projets ont fait l'objet d'un débat public durant l'automne 2007. La Commission nationale du débat public a publié ses bilans le 18 avril 2008. Les recommandations pour chaque projet concernent notamment le choix du site, les conflits d'usage et la mise en œuvre de mesures compensatoires. Ces débats ont par ailleurs mis en évidence la complexité de ces dossiers sur le volet technique et économique, ainsi que les contraintes en termes d'acceptabilité locale.

Les trois maîtres d'ouvrage ont décidé de poursuivre leurs projets et continuent leurs démarches. Ils devront notamment déposer un dossier de demande d'autorisation ICPE⁸ qui sera soumis à enquête publique. Pour ces trois projets, la décision finale d'investissement pourrait intervenir en 2009 ou en 2010, pour une entrée en service en 2013.

Un quatrième projet est également à l'étude à Fos sur Mer. Il s'agit du projet Fos Faster porté par la société Shell. D'une capacité de $8 \text{ Gm}^3/\text{an}$, la date d'entrée en service est prévue en 2015. Un débat public devrait prochainement être organisé sur ce projet.

Par ailleurs, des possibilités d'extension existent sur les sites existants. A Montoir, deux scénarios d'extension sont envisagés. Le premier consiste à renforcer les unités de regazéification, ce qui permettrait d'augmenter la capacité de $+2,5 \text{ Gm}^3/\text{an}$. Le second porterait la capacité à $16,5 \text{ Gm}^3/\text{an}$ ($+2,5+4$) par l'ajout d'un quatrième réservoir. A l'issue de l'Open Season qui s'est tenue en 2007/2008, le groupe GDF-SUEZ a jugé que la demande était insuffisante pour réaliser une extension. Néanmoins, les scénarios de développement restent envisageables dans le futur. Une décision a

⁸ Installation Classée pour la Protection de l'Environnement.

également été prise pour réaliser les investissements nécessaires à la prolongation de l'exploitation du terminal au-delà de 2020.

Sur le terminal de Fos Cavaou, les possibilités d'extension permettraient d'atteindre un doublement de la capacité. Enfin sur le terminal de Fos Tonkin, l'activité pourrait être prolongée au-delà de 2014 avec un maintien de la capacité à 5,5 Gm³/an (remplacement des deux petits réservoirs par un réservoir moyen) ou un retour à 7 Gm³/an (remplacement par un gros réservoir).

2.3. Le GNL constitue un enjeu stratégique pour la France et l'Europe

Le GNL constitue aujourd'hui un élément important de la sécurité d'approvisionnement en gaz. Il permet tout d'abord d'avoir accès à de nouveaux gisements gaziers et participe ainsi à la diversification des sources d'approvisionnement. En créant de nouvelles routes d'acheminement, il réduit dans le même temps les risques techniques et politiques des pays de transit pour le transport par gazoduc. Les terminaux méthaniers constituent enfin des capacités d'importation supplémentaires pour le système gazier et donnent donc des marges de flexibilité supplémentaire en cas de crise ou de tension.

La chaîne GNL peut également présenter un intérêt pour le renforcement de la concurrence sur les marchés gaziers, dans la mesure où il peut offrir des stratégies d'approvisionnement alternatives pour les nouveaux entrants sur ces marchés.

Aujourd'hui les taux d'utilisation des terminaux méthaniers en France, autour de 80%, sont parmi les plus élevés au monde, laissant donc peu de marges de flexibilité. De plus, les réservations pour l'accès à des capacités long terme sont quasiment saturées, y compris sur le terminal de Fos Cavaou.

Le développement de nouvelles capacités de regazéification en France représente un enjeu stratégique, tant en termes de sécurité d'approvisionnement que de renforcement de la concurrence. A titre d'illustration, la construction d'un terminal méthanier en France d'une capacité comprise entre 7 Gm³/an et 10 Gm³/an représente l'approvisionnement de la France en provenance de Russie.

Le fait de disposer de suffisamment de capacités de regazéification permet d'une part d'être en mesure d'accueillir des cargaisons supplémentaires de GNL en cas de tension ou de crise, d'autre part d'optimiser le coût de notre approvisionnement, en augmentant les importations par cette voie lorsque le prix du GNL est plus compétitif que les sources traditionnelles d'approvisionnement. En outre, compte tenu de sa flexibilité et sa souplesse, la chaîne d'approvisionnement GNL pourrait constituer le terme de bouclage de l'approvisionnement français dans un contexte de fortes incertitudes sur l'évolution de la demande.

Le développement des capacités de regazéification s'inscrit par ailleurs dans une dimension européenne. Le potentiel de développement identifié aujourd'hui au travers des différents projets en cours et envisagés dépasse les simples besoins nationaux. Leur réalisation permettrait de participer à l'approvisionnement de l'Europe, dans un contexte de baisse de la production intérieure et d'achèvement de la construction d'un marché européen du gaz intégrée et solidaire. Ces projets permettraient par ailleurs de valoriser les atouts industriels et géographiques de la France, qui dispose d'une façade maritime et d'une expérience depuis plusieurs dizaines d'années dans le GNL.

Si plusieurs projets de nouveaux terminaux ou d'extension sont actuellement en cours ou envisagés, aucune décision d'investissement n'a encore été prise. Il est probable que certains des projets évoqués dans la partie précédente rencontreront des difficultés et qu'ils seront abandonnés. Il n'est cependant pas possible de dire aujourd'hui lesquels réussiront et lesquels échoueront. Compte tenu de leur intérêt stratégique, la poursuite de ces projets sera donc suivie avec attention, sans pour autant négliger les objectifs de protection de l'environnement et de sécurité industrielle.

3. Le réseau de transport

3.1. Etat des lieux

La loi de finances rectificative de 2001 a mis fin au régime de concessions des réseaux de transport pour y substituer, en application de la directive de 1998, un régime d'autorisation de construction et d'exploitation des réseaux de transport. Cette autorisation, qui confère à son titulaire le droit d'occuper le domaine public, est assortie de cahiers des charges et d'obligations, notamment en termes de service public, de protection de l'environnement et de sécurité. En 2002, les sociétés Total et Gaz de France sont ainsi devenues propriétaires des différents réseaux cédés par l'État et ont été formellement désignées par la loi de 2004 comme étant les gestionnaires du réseau de transport français. De plus, depuis le 1^{er} janvier 2005, en application de la seconde directive de libéralisation (2003), ces deux groupes intégrés ont créé des filiales indépendantes de transport dénommées Total Infrastructures Gaz France devenue TIGF pour le Sud-Ouest, et, Gaz de France Réseau Transport, devenu GRTgaz depuis, pour le reste de la France. La troisième directive relative au marché intérieur du gaz naturel en cours de discussion devrait encore renforcer l'indépendance de ces deux sociétés dans le futur.

Le réseau français est ainsi exploité aujourd'hui par deux opérateurs : GRTgaz (filiale à 100% de GDF-Suez) qui opère 87 % du linéaire et TIGF (filiale à 100% de Total) pour les 13% restants. Les réseaux des deux opérateurs français sont interconnectés à Castillon la Bataille (Dordogne) et Cruzy (Hérault).

Le réseau de transport se décompose fonctionnellement en deux ensembles :

- le réseau principal, dit aussi réseau « grand transport » qui rejoint les points frontières avec les opérateurs adjacents (y compris les terminaux méthaniers) et les stockages ; il permet également d'assurer les transits. Ce réseau est composé d'ouvrages dédiés ou d'ouvrages permettant un fonctionnement bi-directionnel appelé plus communément « cœur de réseau » ;
- le réseau régional, constitué en antennes, qui achemine le gaz naturel jusqu'aux distributions publiques et jusqu'à certains clients industriels.

Le réseau de transport achemine du gaz naturel jusqu'à 4 750 points de livraison qui sont soit des distributions publiques, soit des industriels directement raccordés au réseau régional de transport.

Les caractéristiques physiques des réseaux de transport de gaz sont très variées, avec des diamètres pouvant aller de 80 mm à 1 100 mm. La pression est généralement de 67,7 bars mais peut varier entre 25 bars et 80 bars (pour des raisons techniques ou de sécurité). La pression dans ces réseaux est assurée par 32 stations de compression en ligne (qui représentent 663 MW de puissance de compression), également propriété des gestionnaires de réseaux de transport.

Sur le réseau de transport principal, la tarification est, pour chaque zone d'équilibrage, de type "entrée-sortie", ce qui signifie que le tarif de transport ne dépend que des points "d'entrée et/ou de sortie" du gaz sur la zone, et non du trajet parcouru. Sur le réseau de transport régional, la tarification est liée à la distance.

En 2008, le réseau a fonctionné, pour un expéditeur, sur un schéma à cinq zones (Nord, Sud, Est, Ouest et TIGF) dites d'équilibrage ; tout expéditeur doit en effet équilibrer le volume de gaz entré et sorti dans chaque zone. Cette division en « zones de transport » reflète les congestions physiques qui existent, pour des raisons historiques, sur le réseau français. En effet, le réseau a été conçu en fonction de la provenance des approvisionnements successifs de gaz naturel. Il peut se schématiser par une construction arborescente où les diamètres des gazoducs seraient décroissants du centre vers la périphérie, l'objectif étant de pouvoir acheminer le gaz à chaque point de livraison à partir d'un point frontière donné.

Tableau 3 : Caractéristiques du réseau de transport français en 2008

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

Depuis le 1^{er} janvier 2009, le réseau français de transport ne comporte plus que trois zones d'équilibrage, après une fusion des zones Nord, Est et Ouest de GRTgaz. Les contrats de transport portent sur des souscriptions de capacités journalières, qui peuvent être alternativement pluriannuelles, annuelles, mensuelles, voire quotidiennes.

Différents points d'interconnexion relient le réseau national français aux opérateurs adjacents :

- Taisnières : le réseau Fluxys (Belgique) avec deux points d'interconnexion physique (gaz H et gaz B) ;
- Obergailbach : le gazoduc Megal (Allemagne, propriété conjointe de E.On (51%) et de Gaz de France Deutschland⁹ (44%) et de OMV (5%)) et le réseau de E.On Gastransport ;
- Dunkerque : le gazoduc Franpipe (Norvège) ;
- Oltingue : à la frontière suisse (ENI GTI, Transitgas, Swissgas) qui permet de faire transiter du gaz vers l'Italie ;
- Col de Larrau avec Enagas (Espagne, gazoduc Lacal) ;
- Biriattou avec Naturgas (Espagne, gazoduc Euskadour).

La carte ci-dessous décrit les différentes voies d'acheminement du gaz vers la France en 2008.

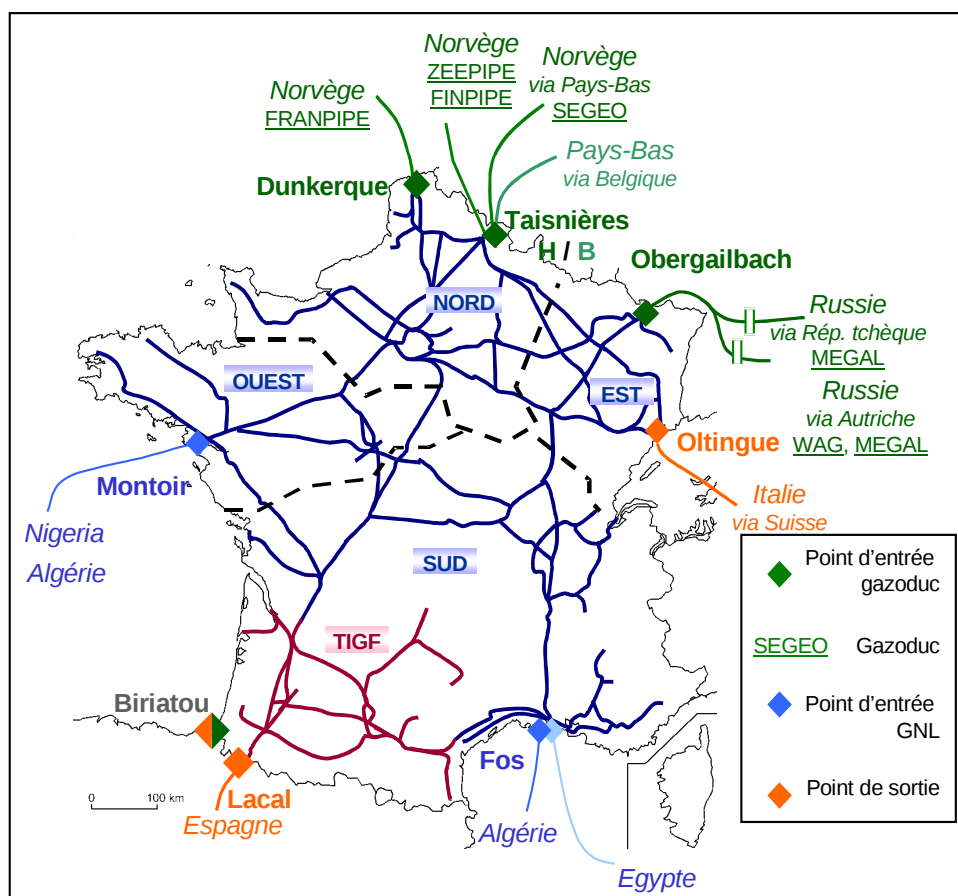
Le gaz B ne provient que des Pays-Bas, et transite par la Belgique avant d'entrer en France par Taisnières B (cf. appendice). Le gaz H arrivant par gazoduc est essentiellement fourni par les voies Nord (Norvège) et Est (Russie).

L'ensemble des flux de gaz norvégien parvient en France, soit à partir d'Emden (Allemagne) en transitant par la Hollande et la Belgique (gazoduc Segeo) et en arrivant à Taisnières H, soit à partir de Zeebrugge en transitant par la Belgique (gazoduc Finpipe) et entrant sur le territoire également à Taisnières H, soit en arrivant directement à Dunkerque (gazoduc Franpipe).

La France est alimentée à l'Est par du gaz russe arrivant à Obergailbach. Celui-ci transite principalement par l'Ukraine, la Slovaquie, la République Tchèque et l'Autriche, avant de traverser l'Allemagne par le réseau Megal.

⁹ Filiale de GDF-SUEZ.

Figure 6 : Sources d’approvisionnement et réseau de transport en France en 2008



Source : DGEC

3.2. Les projets de développement du réseau de transport

Le développement du réseau de transport dépend principalement de deux facteurs : d’une part de la demande exprimée par les expéditeurs français et européens, d’autre part des obligations de service public imposées aux différents acteurs de la chaîne gazière. Ces dernières comprennent non seulement la couverture des risques climatiques, mais également le cas de la perte de la source d’approvisionnement principale pendant 6 mois. Le risque matière (lié à une rupture d’approvisionnement) doit être couvert par les expéditeurs qui ont recours à différents moyens de flexibilité comme des achats de court terme ou des souscriptions dans les stockages pour s’en prémunir. Cependant cette obligation incite fortement les fournisseurs à diversifier leurs sources de gaz, ce qui a un impact sur la structure du réseau de transport.

Pour le réseau principal, c’est avant tout le jeu des expéditeurs et leur stratégie d’approvisionnement qui conditionnent les investissements nécessaires sur les axes grand transport. Les demandes ainsi exprimées peuvent concerner le développement des points d’entrée sur le réseau français, mais aussi des points de sortie (flux de transit), et enfin la structure interne du réseau français (contraintes et liaisons entre zones d’équilibrage notamment). Les projets sous-jacents envisagés par les transporteurs sont regroupés dans la partie traitant des investissements de fluidité.

Pour le réseau régional, les investissements sont quant à eux directement liés aux perspectives d’évolution de la demande, celui-ci devant être dimensionné pour couvrir la consommation de pointe au risque 2% (c’est-à-dire telle qu’il s’en produit une tous les cinquante ans) .

Enfin, les investissements en matière d'environnement et de sécurité concernent l'ensemble du réseau. Ils constituent un poste important de coûts pour les transporteurs.

3.2.1. Les investissements de fluidité

Le développement des points d'entrée et de sortie du réseau français

En 2008, les capacités d'entrée sur le territoire français s'élevaient à 2387 GWh/j, dont 76% pour les gazoducs et 24% pour les terminaux méthaniers.

Sur la période 2009-2011 différents investissements ont d'ores et déjà été décidés. Ils permettront d'augmenter les capacités d'importations de 510 GWh/j. Elles correspondent à l'entrée en service du terminal de Fos-Cavaou, au développement des interconnexions franco-espagnoles et enfin au développement des capacités à Obergailbach.

Dans leur plan de développement à 10 ans, les transporteurs envisagent par ailleurs d'autres projets. Ces derniers permettraient d'augmenter de manière significative les capacités d'entrée et de sortie sur le réseau gazier français. Le détail des capacités décidées et envisagées est résumé dans les deux tableaux suivants.

Tableau 4 : Développement des capacités d'entrées et de sorties sur le réseau gazier français

Entrées en GWh/j	Existantes 2008	Décidées 2009-2011	Envisagées 2012-2017
Dunkerque	570	570	570
Taisnières H	590	590	770
Taisnières B	230	230	230
Obergailbach	430	620	720
Montoir TM	360	370	425
Fos TM	200	400	400
Dunkerque TM			350
Antifer TM			315
Larrau		110(Hiver)/100(Eté)	165
Biriatou	7(Hiver)/3(Eté)	7(Hiver)/3(Eté)	60
MIDCAT			230
Verdon TM			280
	2387	2897	4515

Sorties en GWh/j	Existantes 2008	Décidées 2009-2011	Envisagées 2012-2017
Oltingue	223	223	280
Taisnières			80
Larrau	87	100	165
Biriatou	2(Hiver)/10(Eté)	2(Hiver)/10(Eté)	60
Midcat			180(Hiver)/200(Eté)
Total	312	325	765

Source : GRTgaz, TIGF, calculs DGEC

Le développement des interconnexions avec les réseaux adjacents

(i) Obergailbach

En 2005, GRTgaz a lancé une consultation du marché via une Open Season sur le développement de nouvelles capacités à Obergailbach. Les résultats ont été positifs, GRTgaz a donc décidé de renforcer ce point d'entrée en deux étapes pour atteindre 620 GWh/j en 2009, avec un palier intermédiaire à 550 GWh/j pour fin 2008.

Le développement des capacités à Obergailbach a nécessité le renforcement de l'artère du Nord-Est sur 54 km et l'ajout de deux compresseurs supplémentaires (12 MW chacun) à la station de Laneuvelotte. Ce projet représente un investissement de 174 M€. Une concertation a par ailleurs eu lieu avec les opérateurs allemands pour que le développement en aval soit bien coordonné avec une augmentation des capacités en amont.

GRTgaz estime enfin qu'il est encore capable de développer les capacités d'entrée de 100 GWh/j à Obergailbach. Du côté allemand, E.ON Gastransport a lancé en 2008 une consultation portant sur l'ensemble des points de son réseau. Le processus devrait se poursuivre jusqu'au printemps 2009. A ce stade, les demandes sont jugées insuffisantes pour envisager un nouveau développement en France.

(ii) Taisnières

Une Open Season a été lancée en 2007 de manière coordonnée entre GRTgaz et Fluxys¹⁰ pour le développement de nouvelles capacités à Taisnières H. N'ayant pas assez de visibilité sur les conditions de transit en Belgique, ce processus a été interrompu, puis finalement relancé à l'automne 2008. Les résultats finaux sont attendus début 2009, pour une prise de décision d'investissement fin 2009.

Si les résultats sont positifs, les développements pourraient atteindre 180 GWh/j supplémentaires (soit 770 GWh/j). Une seconde étape de développement pourrait également être envisagée en fonction des demandes pour atteindre 930 GWh/j.

Les investissements à réaliser pour un tel développement portent essentiellement sur le cœur de réseau de GRTgaz.

(iii) Les interconnexions franco-espagnoles

Un groupe de travail franco-espagnol relatif aux questions gazières existe depuis 2003. Depuis sa création, des résultats très concrets en matière de renforcement des interconnexions entre les réseaux espagnols et français, ont été obtenus comme en témoigne la construction et la mise en service en 2006 du gazoduc Euskadour – Biriadou. De plus, ces travaux ont permis d'aboutir à une coopération satisfaisante entre les différents gestionnaires de transport concernés de part et d'autre de la frontière. Ces travaux sont également suivis dans le cadre de l'Initiative Régionale Sud pilotée par les régulateurs.

Sur la canalisation « Lacal » qui relie Lacq à Calahorra (point d'entrée Larrau sur le réseau français), de nouveaux investissements ont déjà été décidés. Ces projets devraient permettre d'augmenter les capacités de transit de 18,5 GWh/j dans le sens France/Espagne et de 110 GWh/j dans le sens Espagne/France d'ici à 2010. Ces investissements sont concomitants avec la première phase du renforcement de l'artère de Guyenne, qui devrait être achevée courant 2009. Au total, ils représentent un investissement de 74 M€ pour GRTgaz et de 280 M€ pour TIGF.

¹⁰ Gestionnaire du réseau de transport en Belgique

D'autres projets de développement sont par ailleurs à l'étude. Ils concernent tout d'abord les liaisons existantes :

- la seconde phase du projet Euskadour – Biriattou. Elle nécessiterait des renforcements substantiels des réseaux tant chez TIGF (95 km de gazoduc de 600mm de diamètre) qu'au Pays Basque espagnol (51 km de gazoduc de 750mm de diamètre et 87 km de 650mm de diamètre) et permettrait de porter à 60 GWh/j les capacités d'échange dans les deux sens. Elle assurerait l'interconnexion du terminal GNL de Bilbao avec le réseau de TIGF, et un nouveau point d'interconnexion des stockages du Sud-Ouest avec le réseau espagnol ;
- la dernière phase du projet « Lacal », qui permettrait d'augmenter les capacités de transit entre les deux pays de 50 % à 60 % dans les deux sens, pour atteindre 165 GWh/j. Coté français, ce projet nécessiterait de poursuivre le renforcement de l'axe Guyenne-Espagne.

Un nouveau projet d'interconnexion est également envisagé entre La Barbaira et Martorell : le projet Midcat. La réalisation de cette infrastructure requiert des investissements importants tant du côté espagnol que français (renforcement de l'artère du Rhône notamment). Combinée au renforcement de l'artère du Rhône, cette nouvelle infrastructure pourrait offrir des capacités supplémentaires de 180 GWh/j en direction de l'Espagne et de 230 GWh/j en direction de la France.

Figure 7 : Développement interconnexions franco-espagnoles



Source : TIGF, GRTgaz

Une Open Season est en cours de préparation. Elle sera lancée au cours de l'année 2009 et concernera les routes Ouest (Lacal et Euskadour) et la route Est (Midcat).

(iv) Oltingue

GRTgaz estime qu'il est envisageable de développer les capacités de sortie à Oltingue (en direction de la Suisse et de l'Italie) de 60 GWh/j supplémentaire. La faisabilité d'un tel renforcement en aval ne semble aujourd'hui pas acquise.

Le raccordement des terminaux méthaniers

La construction de nouveaux terminaux méthaniers ou le développement des capacités sur les terminaux existants nécessitent de créer ou de renforcer la jonction entre le terminal et le cœur de réseau. De plus, comme pour le développement des interconnexions terrestres, il est dans la plupart

des cas indispensable de renforcer le cœur de réseau pour conserver la flexibilité suffisante et offrir des capacités d'entrée fermes sur le réseau de transport en adéquation avec les capacités du terminal.

(i) *Le terminal de Fos-Cavaou*

La mise en service prochaine du terminal de Fos Cavaou a impliqué son raccordement au réseau principal de transport. Ceci a supposé la construction d'une canalisation reliant Fos Cavaou à Saint-Martin-de-Crau (31 km de gazoducs d'un diamètre de 1 200 mm) et l'aménagement de la station d'interconnexion correspondante, pour un montant de 119 M€. GRTgaz et TIGF ont par ailleurs été amenés à renforcer le cœur de leur réseau, notamment au niveau de l'artère du Midi et de l'artère de Guyenne pour pouvoir évacuer le gaz.

(ii) *Le développement de nouvelles capacités de regazéification*

Aujourd'hui plusieurs projets de développement des capacités de regazéification sont en cours (cf. infra) : développement des capacités à Montoir, nouveau terminal au Verdon, à Antifer, à Dunkerque et à Fos. Si l'ensemble de ces projets était réalisé, les investissements nécessaires à leur raccordement représenteraient plus de 1 000 M€¹¹. Ce chiffrage ne comprend pas les investissements nécessaires sur le cœur de réseau qui seraient pour une large part communs à d'autres projets, ainsi que le projet de troisième terminal à Fos.

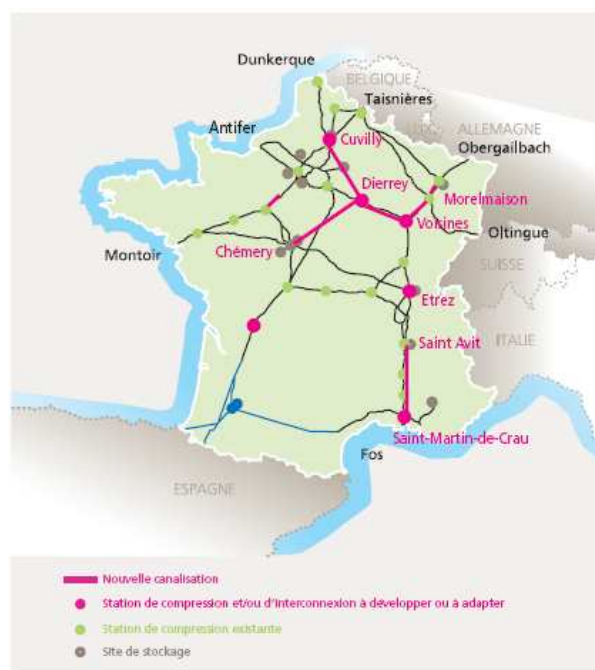
Les investissements dans le cœur de réseau de GRTgaz

Le développement des points d'entrée et de sortie du réseau français pourrait également se traduire par un besoin d'investissements dans le cœur du réseau de GRTgaz. Ces investissements ne peuvent être rattachés à un projet en particulier, et dépendent de l'ensemble des projets de développement qui conditionneront *in fine* les flux de gaz.

Figure 8 : Développement du cœur de réseau de GRTgaz

En fonction des scénarios de développement retenus, plusieurs axes devraient être renforcés, en posant de nouvelles canalisations de gros diamètres avec les stations de compressions associées, en particulier :

- un axe Cuvilly - Dierrey - Voisines, du nord vers l'est de la France,
- un axe Morelmaison – Voisines – Dierrey - Chémery, de l'est vers l'ouest de la France,
- un axe Saint-Martin-de-Crau – Etrez - Voisines, du sud-est vers l'est de la France, empruntant notamment la Vallée du Rhône.



¹¹ Comme indiqué dans le dernier tarif d'accès au réseau de transport de gaz naturel, le coût des ouvrages à réaliser entre le terminal méthanier et le cœur du réseau de transport sera couvert par les recettes générées par les souscriptions de capacités d'entrée sur le réseau de transport à partir du terminal sur une période de vingt ans.

Synthèse des investissements de fluidité

Aujourd'hui, plus de 710 M€ d'investissements ont été décidés par les deux transporteurs pour développer de nouvelles capacités aux points d'entrée, avec respectivement 545 M€ pour GRTgaz et 169 M€ pour TIGF.

D'autres projets sont par ailleurs envisagés dans le cadre des plans de développement à 10 ans. En zone GRTgaz, ils représentent plus de 3 300 M€ qui se répartissent de la manière suivante :

- 800 M€ au titre des interconnexions, y compris les terminaux méthaniers (200 km de canalisations et compressions)
- 1700 M€ pour le renforcement du cœur de réseau au Nord (700 km de canalisations et compressions)
- 800 M€ pour le renforcement du cœur de réseau au Sud (200 km de canalisations et compressions)

En zone TIGF, les projets envisagés représentent plus de 1 100 M€, dont :

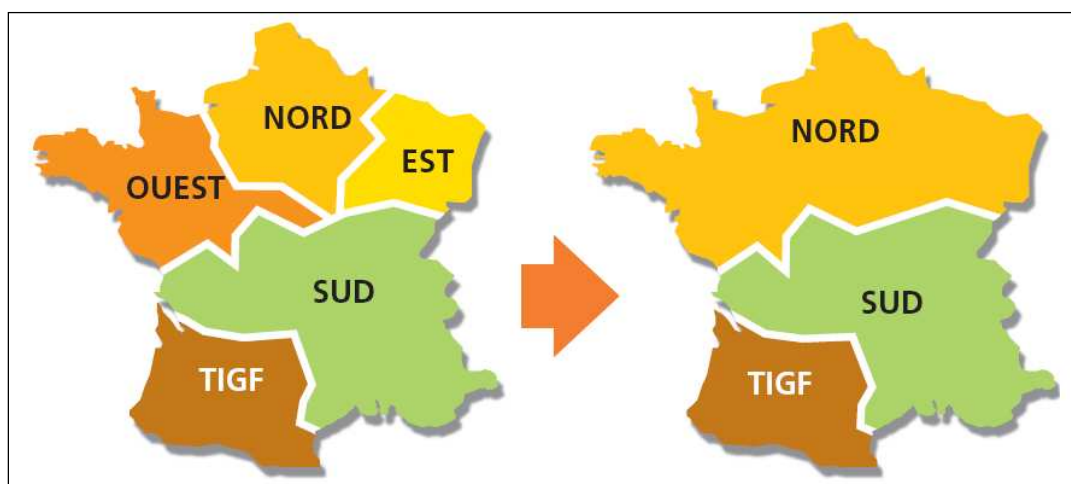
- 472 M€ pour le développement du corridor Ouest franco-espagnol
- 330 M€ pour le développement du corridor Est franco-espagnol

De fortes incertitudes subsistent sur les projets qui seront concrétisés, dans la mesure où une demande effective du marché constitue un préalable à toute décision d'investissements pour les transporteurs.

La réduction des zones d'équilibrage et le développement des capacités de liaison

Depuis le 1^{er} janvier 2009, le nombre de zones d'équilibrage en France est passé de cinq à trois. Cette évolution répond à une attente forte du marché. En offrant plus de souplesse aux expéditeurs, elle permet de renforcer la concurrence.

Figure 9 : Réduction du nombre de zone d'équilibrage



Source : GRTgaz

La fusion des trois zones Ouest, Nord et Est est le résultat d'importants investissements consentis par GRTgaz. Ils sont estimés à 342 M€.

Aujourd'hui de nouvelles attentes concernent l'accès à la zone Sud. GRTgaz estime que le développement d'une capacité supplémentaire de 200 GWh/j sur la liaison Nord-Sud représenterait un investissement supplémentaire compris entre 350 M€ et 450 M€ (ou un coût total supérieur à 2 000 M€ en incluant les renforcements préalables du cœur de réseau présentés dans la partie précédente).

La fusion des zones Nord et Sud représenterait un coût additionnel de développement de l'ordre de 1 000 M€.

D'autres solutions sont actuellement à l'étude, l'objectif étant d'avoir recours à des solutions moins coûteuses pour développer les capacités, voir fusionner les zones Nord et Sud, en ayant recours en priorité à des solutions contractuelles sur les flux. Un groupe de travail spécifique à cette question a été lancé dans le cadre de l'instance de concertation transport.

L'accès à la zone TIGF et à la zone B font également partie du programme de travail de ce groupe. Ces points seront traités dans un second temps, la priorité ayant été mise sur l'accès à la zone Sud.

3.2.2. Les autres investissements

Les projets de renforcement ou de fluidification, qui contribuent conjointement aux attentes du marché et à la sécurité d'approvisionnement, ne représentent qu'une partie des investissements consentis par les gestionnaires de réseau de transport. En tant qu'exploitants d'installations industrielles ils doivent aussi respecter les évolutions réglementaires en matière de sécurité et d'environnement (cf. infra). Leurs programmes d'investissements comprennent également :

- les obligations de service public relatives à la capacité d'acheminement. Celles-ci concernent directement les investissements sur le réseau régional, qui doit être dimensionné pour couvrir le risque 2%. Pour définir ces besoins, les gestionnaires de réseaux s'appuient à court terme (2-3 ans) sur les projets de raccordement des clients transport et sur leurs propres estimations de demande à la pointe régionalisée. Sur les dix prochaines années, les investissements sur le réseau régional devraient être modérés, à un niveau inférieur à 600 M€. A cette somme doivent être ajoutées les dépenses pour le raccordement de nouveaux clients, notamment les CCCG, qui pourraient représenter jusqu'à 300 M€ d'investissements (ces coûts étant payés par les porteurs de projets).
- les obligations liées à la sécurité et à l'environnement. Pour les dix années à venir, le niveau d'investissements relatif à ce poste est estimé à 1 800 M€ pour les deux transporteurs.

3.3. Des investissements nécessaires pour poursuivre l'intégration des marchés gaziers au niveau européen et favoriser la concurrence

La construction d'un marché intérieur européen du gaz n'est aujourd'hui pas aboutie. La poursuite des travaux dans cette voie demeure essentielle, tant au niveau communautaire que régional, pour permettre une plus grande sécurité d'approvisionnement et un développement de la concurrence au bénéfice du consommateur final. L'adoption du troisième paquet relatif au marché intérieur de l'énergie devrait permettre de progresser dans cette voie. En effet, la future directive relative au marché intérieur du gaz naturel recommande d'approfondir la coopération régionale des opérateurs de transport, en s'appuyant notamment sur les initiatives régionales lancées par l'Association des régulateurs européens (ERGEG) depuis 2006. La France est partie à deux de ces initiatives : celle du Sud et celle du Nord-Ouest qui tendent à développer les interconnexions de manière coordonnée et à harmoniser de manière concrète les modes de gestion des infrastructures gazières entre les différents pays concernés.

Le développement des interconnexions avec nos réseaux voisins, qui répond avant tout à une demande des expéditeurs, constitue un élément crucial en ce sens. Elle bénéficie d'un appui politique fort, comme en témoigne les travaux entrepris autour des interconnexions franco-espagnoles depuis 2003 (cf. supra).

De plus, l'initiative Pentalatérale en matière électrique qui regroupe la France, le Benelux et l'Allemagne a été élargie en 2007 aux questions gazières, à travers « la Plate-forme gaz ». Depuis lors, deux groupes de travail ont été institués, le premier portant sur les questions relatives à la concurrence

et aux marchés, l'autre sur le volet sécurité d'approvisionnement. Des résultats concrets sont attendus dès 2009, pour l'intégration des marchés gaziers de ces cinq pays.

Au-delà du développement physique des interconnexions, il est par ailleurs essentiel de poursuivre les travaux permettant une meilleure interopérabilité entre les réseaux adjacents. Ces points concernent notamment la coordination transfrontalière pour le développement et la vente des capacités, la qualité du gaz, dont la politique d'odorisation (cf. encadré 3 sur la qualité du gaz naturel), les règles d'équilibrage, la gestion des infrastructures de manière harmonisée. Différents groupes de travail ont d'ores et déjà été lancés, sous l'égide de la Commission Européenne, des régulateurs, des opérateurs et des Etats membres dans le cadre du Forum de Madrid depuis 2002. Leur progression constitue un élément central pour faciliter l'intégration des marchés, les résultats seront donc suivis de près. La future directive relative au marché intérieur du gaz naturel prévoit par ailleurs l'instauration de nombreux codes techniques pour gérer les infrastructures de manière harmonisée au sein de l'UE et le futur règlement européen sur le transport de gaz verra son périmètre élargi aux autres infrastructures gazières (terminaux et stockages). Ces deux éléments devraient incontestablement, sur la période du PIPgaz, faciliter l'intégration du marché gazier européen.

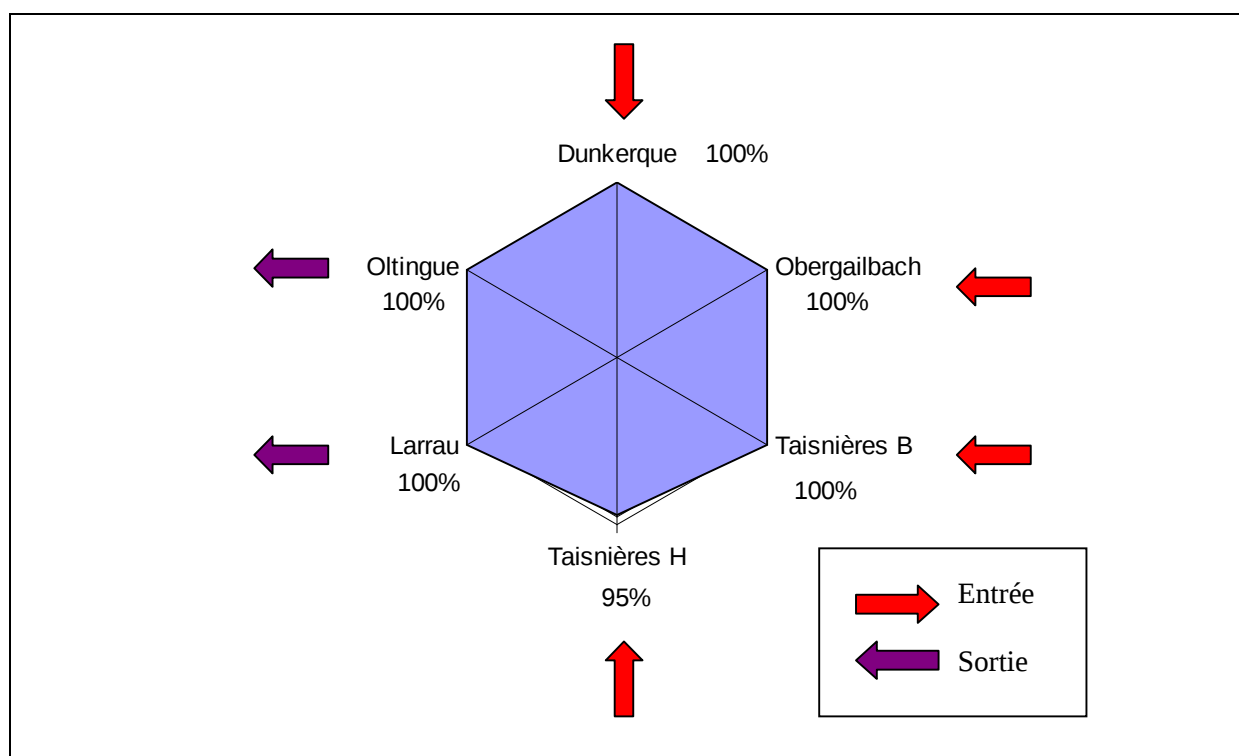
En France, les gestionnaires de réseaux de transport anticipent d'importants investissements dans leur plan de développement à dix ans. Les investissements sur le réseau régional, estimés à 600 M€ sur l'ensemble de la période, seront modérés, conséquences directes des politiques de maîtrise de la demande. Les investissements au titre de la sécurité de l'environnement et de l'obsolescence seront quant à eux plus soutenus, environ 1 800 M€, compte tenu des renforcements des obligations sous-jacentes. Enfin, de nombreux projets ont été identifiés pour développer les capacités et augmenter la fluidité, tant aux interconnexions que sur le cœur de réseau. Ils représentent un potentiel d'investissements supérieur à 5 000 M€ d'ici à 2020.

Ces plans d'investissement mettent tout d'abord en évidence le poids croissant des investissements de fluidité visant à répondre aux besoins de flexibilité pour les expéditeurs, par rapport aux investissements qui dépendent directement de l'évolution de la demande, sur le réseau régional notamment.

Ces nouveaux investissements sont nécessaires pour accompagner l'ouverture des marchés. En effet, une concurrence effective entre fournisseurs nécessite un niveau suffisant de fluidité pour l'accès aux infrastructures gazières.

Aujourd'hui, les points d'entrée et de sortie du réseau français sont saturés contractuellement comme en témoigne la figure ci dessous.

Figure 10 : Réservations des capacités d'entrée et de sortie sur le réseau français de gaz



Source : CRE

Différentes Open Season ont déjà été menées, d'autres sont en cours et certaines sont envisagées. Ces procédures visent à déterminer les attentes des expéditeurs quant aux développements des capacités sur les différents points d'interconnexion du réseau français. L'Open Season à Obergailbach s'est traduite par une décision d'investissement permettant d'augmenter les capacités d'entrée sur ce point de plus de 40%. L'Open Season à Taisnières et celle aux interconnexions franco-espagnoles pourraient également se traduire par de nouvelles décisions en réponse aux engagements pris par les expéditeurs.

La multiplication des acteurs et des scénarios d'approvisionnement a considérablement complexifié l'activité des gestionnaires de réseau, tout en réduisant leur visibilité. Aujourd'hui, de fortes incertitudes subsistent sur les investissements qui seront effectivement réalisés dans les programmes prévus par les transporteurs. Ceux-ci dépendent étroitement des demandes qui seront exprimées par les fournisseurs dans un marché gazier en mutation, au travers de leurs engagements dans les Open-Season par exemple. De plus, le développement du réseau de transport sera conditionné par la concrétisation d'autres projets, les CCCG et les terminaux méthaniers notamment, qui sont eux même encore incertains. Enfin, les impacts et les besoins liés au développement des marchés spot restent encore difficilement quantifiables.

Ainsi, il est aujourd'hui difficile de retenir une probabilité de réalisation sur l'ensemble des projets présentés par GRTgaz et TIGF.

Les sous-investissements dans le réseau de transport feraient cependant peser un risque important sur le développement de la concurrence et sur notre sécurité d'approvisionnement. Il est donc indispensable de créer un climat propice à l'investissement pour que les transporteurs soient en mesure de répondre aux demandes des expéditeurs. Ce point met également en avant le rôle important du régulateur et de l'Etat dans l'élaboration des tarifs d'accès au réseau de transport et dans l'approbation des plans d'investissements par exemple.

Par ailleurs, l'accès aux réseaux de transport représente aujourd'hui en moyenne 7% de la facture payée par le consommateur final. Toutes choses égales par ailleurs, les nouveaux investissements auront donc un impact modéré sur les coûts. Il convient donc de veiller à la réalisation des investissements pour répondre aux attentes d'expéditeur et permettre le fonctionnement du marché.

Ces développements participeront dans le même temps au renforcement de notre sécurité d'approvisionnement. Ainsi, les projets déjà décidés permettront d'augmenter de 21% les capacités journalières d'importation en France entre 2008 et 2011. Les autres projets envisagés représentent un renforcement supplémentaire supérieur à 50%, conférant des marges de flexibilité accrues à l'ensemble de notre système gazier, qui s'ajouteront aux importants gains obtenus par les politiques de maîtrise de la demande.

Enfin, il est également essentiel de poursuivre les réflexions sur l'évolution des modalités d'accès au réseau qui permettraient de donner une plus grande flexibilité ou d'offrir des capacités supplémentaires, sans pour autant se traduire par des investissements supplémentaires. Dans ce cadre, les travaux du groupe de concertation relatif à l'accès aux zones Sud, B et TIGF seront suivis avec attention.

Encadré 3 : La qualité du gaz naturel

Les gaz naturels sont essentiellement constitués de méthane (CH_4), au contraire des gaz de pétrole liquéfiés (GPL, contenant du butane et du propane, cf. infra), composés plus lourds. Ce sont des gaz extraits de gisements naturels souterrains, à terre ou en mer. Les caractéristiques du gaz naturel varient naturellement suivant son origine. Le principal critère de distinction est aujourd'hui le pouvoir calorifique supérieur (PCS) ou l'indice de Wobb (dans les autres pays européens). Les installations de combustion de gaz naturel (chaudières, brûleurs, etc.) sont adaptées à une certaine fourchette de qualité.

Deux types de gaz naturel sont distribués en France :

- les gaz naturels de type B dont le PCS est compris entre 9,5 et 10,5 kWh/m³ (n). Dans les faits, ce gaz B (ou L) est celui de Groningue aux Pays-Bas, il est distribué dans les régions Nord-Pas-de-Calais et Picardie,
- le gaz naturel de type H dont le PCS est compris entre 10,7 et 12,8 kWh/m³ (n). Les gaz naturels H proviennent actuellement des autres sources d'importation de gaz françaises ainsi que du gisement de Lacq.

A terme (cf. appendice), des investissements importants devront être réalisés pour convertir la zone B au gaz H, les échéances dépendant des négociations en cours pour la prolongation au-delà de 2019 des contrats d'approvisionnement avec les Pays-Bas.

L'intégration des marchés européens de l'énergie suppose par ailleurs que les échanges de gaz entre les différents réseaux nationaux soient possibles. Du fait de la diversité croissante des qualités de gaz présentes sur le marché intérieur, cette nécessaire interopérabilité n'est aujourd'hui pas encore assurée. Consciente des enjeux importants à terme, notamment en matière d'équipements, la Commission européenne a lancé une étude sur l'harmonisation des spécifications techniques du gaz en se fondant sur les travaux menés par l'association Easee-gas (association européenne qui rassemble les fournisseurs, les clients et les opérateurs gaziers) dans le cadre du Forum de Madrid. Ces travaux doivent aboutir à la définition d'une norme sur la qualité du gaz élaborée au sein du WG 197 du CEN (groupe de travail dédié du Centre Européen de Normalisation) d'ici 2010/2011. En effet, afin de permettre l'émergence d'un véritable marché gazier européen, il est indispensable d'aboutir à des normes et mesures communes en matière de qualité du gaz. Ce point concerne notamment les questions relatives à l'odorisation du gaz qui empêche aujourd'hui l'envoi physique du gaz français (qui est odorisé) vers la Belgique et l'Allemagne (où le gaz n'est pas odorisé).

4. Les stockages souterrains

4.1. *Etat des lieux*

4.1.1. L'usage des stockages souterrains

Historiquement les stockages souterrains ont été développés par les compagnies gazières pour les raisons suivantes :

- faire face à la saisonnalité de la demande de gaz naturel en limitant les besoins d'investissements dans les réseaux de transport ;
- assurer la sécurité d'approvisionnement dans chacun des pays ;
- fournir un outil précieux d'équilibrage aux transporteurs dans la gestion journalière des réseaux.

La forte croissance de la demande en gaz naturel ainsi que l'augmentation de la dépendance européenne vis-à-vis de ses importations ont conduit à une augmentation rapide des capacités de stockage européennes. Les besoins de stockage varient d'un pays à l'autre en fonction de la part du gaz dans l'équilibre énergétique national et de l'usage qui est fait du gaz naturel, du niveau de la production nationale quand elle existe, de l'importance relative des capacités d'importation par rapport à la consommation et de la possibilité de développement de l'interruptibilité.

Les capacités de stockage ne sont donc pas uniformément réparties en Europe : la France, l'Allemagne et l'Italie sont les plus richement dotées en capacités de stockage. Au-delà des caractéristiques propres à chaque marché, la structure géologique nationale est l'un des principaux facteurs de développement des stockages.

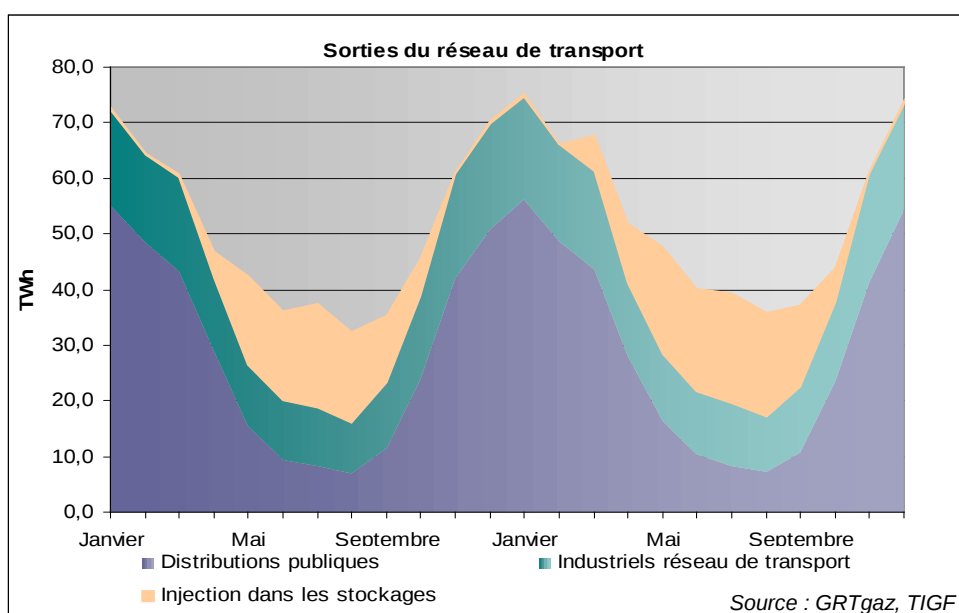
En France, la consommation de gaz naturel est très fortement saisonnalisée au cours de l'année, elle peut atteindre 7,5 Gm³ par mois à la pointe de l'hiver et seulement 1,5 Gm³ en juillet-août. La modulation intra-annuelle (rapport entre les consommations mensuelles minimale et maximale au cours d'une année) est ainsi de l'ordre de 5 à 7, ce qui constitue un ratio très important en comparaison de la situation des principaux voisins européens.

Cette demande, très modulée à l'intérieur de l'année, s'explique avant tout par le poids de l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage (soit directement chez les clients individuels, soit au travers de la production d'électricité). En outre, les flux d'approvisionnement étant relativement constants en comparaison de la consommation en gaz au cours d'une année, le gaz naturel est injecté dans les stockages souterrains au cours de l'été et prélevé (soutiré) en période hivernale.

Le graphique ci-dessous illustre ainsi la variabilité de la demande en gaz naturel et l'importance de la modulation chez les clients alimentés en gaz naturel.

S'ils permettent de satisfaire une modulation mensuelle de 1 à 5 et une modulation journalière pouvant aller de 1 à 12, les stockages peuvent également être utilisés, notamment par les gestionnaires de réseau de transport, pour faire face à la modulation intra-journalière (écart entre les consommations maximales et minimales dans une journée).

Figure 11 : Evolution de la consommation gazière française durant une année



4.1.2. Les structures des stockages souterrains

La quantité de gaz utilisable pour fournir de la modulation aux clients finals est nettement inférieure à la quantité totale de gaz contenue dans un stockage (de l'ordre de la moitié). On distingue :

- le volume utile, qui est le volume soutirable durant l'année gazière ;
- le volume coussin, qui est le volume « immobilisé » nécessaire à l'extraction du volume utile.

Le niveau relatif des volumes coussin et utile est fonction des caractéristiques géologiques, de la gamme de pression, du nombre de puits, des profils d'injection et de soutirage, et plus généralement de l'historique d'utilisation de l'infrastructure.

La pointe est la capacité maximale de soutirage journalière, elle est elle-même fonction de la pression réservoir (et donc du niveau de stock), des installations de surface, des pertes de charge et du nombre de puits.

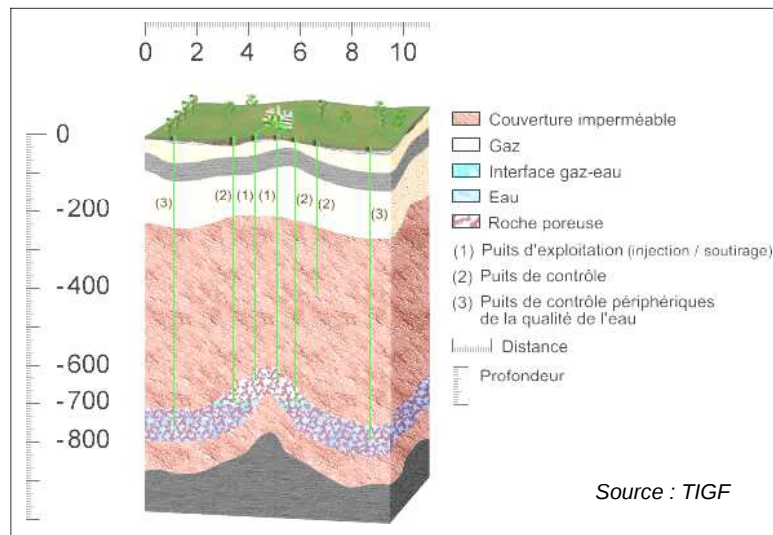
La structure de stockage prédominante en Europe est celle du gisement déplété : structure géologique à partir de laquelle on pouvait extraire du pétrole ou du gaz naturel qui est convertie en stockage une fois l'exploitation du gisement terminée. Il n'y a pas de gisement déplété aujourd'hui utilisé comme stockage en France, cependant d'éventuels nouveaux stockages sont susceptibles d'être développés dans ce type de structures (cf. III.3).

La France est aujourd'hui dotée de deux types de stockages : les stockages en nappe aquifère et les stockages en cavité saline. Néanmoins, quel que soit leur type, les stockages souterrains sont des structures physiquement contraintes qui imposent de ce fait qu'ils soient régulièrement vidés et remplis - le pas de temps annuel est bien adapté - pour en optimiser les performances : c'est la respiration du stockage. C'est grâce à cette respiration qu'un débit de soutirage du gaz naturel suffisant peut être garanti même en fin d'hiver, lorsque l'essentiel du gaz stocké a été prélevé.

(i) *Les stockages en nappes aquifères*

Des puits permettent d'injecter du gaz dans une structure particulière (anticlinal) en repoussant l'eau contenue dans une roche poreuse située sous une couverture de roche imperméable. Des puits de contrôle sont également forés pour veiller à ce que le gaz ne s'échappe ni par une brèche, ni par un débordement.

Figure 12 : Schéma d'un stockage en nappes aquifères



Les stockages en nappes aquifères permettent d'injecter un volume de gaz important avec cependant un débit de pointe (pression maximale du gaz en entrée ou en sortie) en général limité. De plus, la structure géologique de ce type de stockage impose de respecter des cycles d'injection et de soutirage sur un pas de temps annuel, afin de préserver l'intégrité et les capacités de ces infrastructures.

Des contraintes réglementaires spécifiques portent désormais sur le développement de ce type de stockages. En effet, conformément aux dispositions de la directive cadre sur l'eau transposée dans les textes miniers par le décret du 15 mai 2007, le développement de nouvelles capacités de stockage souterrain de gaz naturel situé dans un aquifère constituant une ressource en eau potable n'est possible qu'à condition de justifier que le projet permette de satisfaire le besoin impérieux d'assurer la sécurité des approvisionnements en gaz et que l'injection du produit soit effectuée de manière à éviter tout risque présent ou futur de détérioration de la qualité de l'eau souterraine réceptrice.

(ii) *Les stockages en cavités salines*

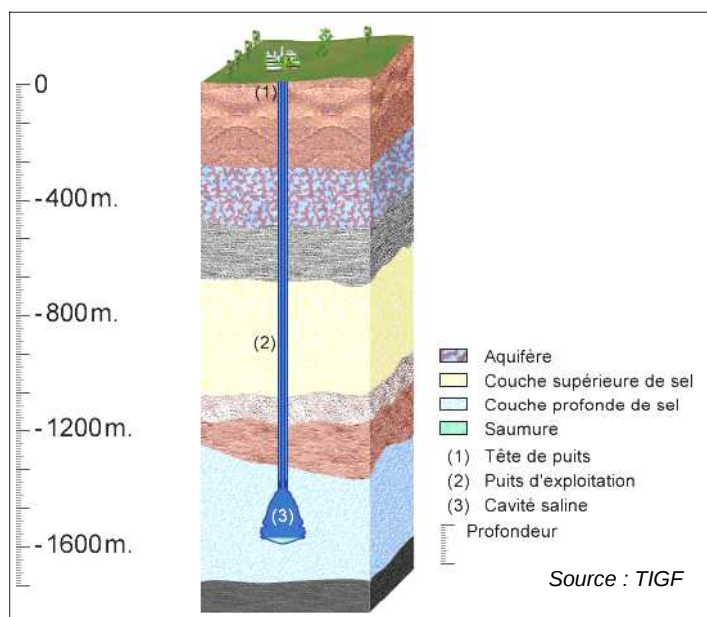
Les sites salins sont des couches de sel dans lesquelles de l'eau injectée sous pression dissout la roche ce qui, après évacuation de la saumure, crée une cavité dans laquelle est injecté ensuite le gaz sous pression.

Si la structure géologique le permet, un nombre important de cavités peut être ainsi créé (on en compte plus de 15 sur le site d'Etrez).

Le volume utile des sites salins est beaucoup plus faible que celui des stockages en nappe aquifère mais le gaz naturel qui y est injecté l'est sous forte pression ce qui permet de disposer de débit de pointe important et en outre d'avoir une gestion plus souple des mouvements de gaz. Cependant, une

contrainte de structure impose de réinjecter du gaz après la période de soutirage pour éviter tout risque de diminution de volume de la cavité.

Figure 13 : Schéma d'un stockage en cavités salines



Si la structure géologique le permet, un nombre important de cavités peut être ainsi créé (on en compte plus de 15 sur le site d'Étrepas).

4.1.3. Les sites de stockages en France

Deux gestionnaires de stockages exploitent les stockages souterrains en France :

- Storengy, filiale de GDF-SUEZ créée début 2009, gère un parc de 12 sites en France, dont 9 en nappes aquifères (centrés sur le Bassin parisien) et 3 en cavités salines (dans le Sud-Est), représentant un volume total de 108,9 TWh (80% des capacités françaises),
- TIGF exploite dans le Sud-Ouest deux sites en nappes aquifères : Izaute et Lussagnet qui représentent un volume utile total de 27,9 TWh (20% des capacités françaises).

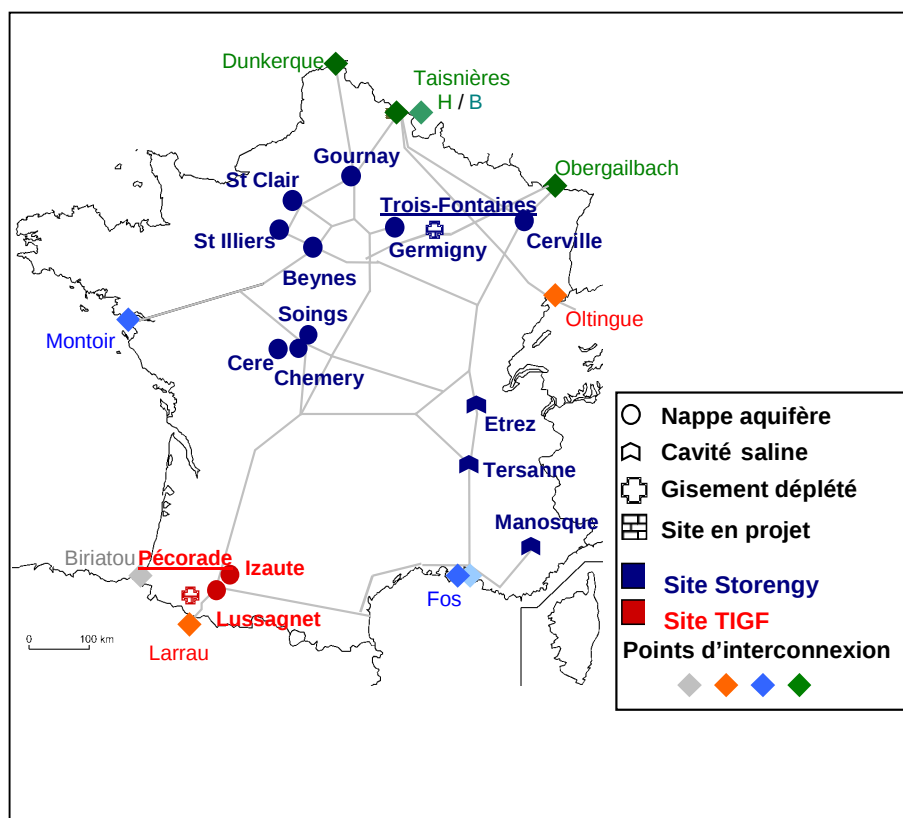
Tableau 5 : Caractéristiques de l'offre de stockage en France

Opérateurs : Storengy et TIGF	
Nombre de sites	14
Volume utile	136,8 TWh
Débit de soutirage maximal à l'occurrence de la pointe de froid	2 710 GWh/j

Ces sites de stockage sont très inégalement répartis sur le territoire français, comme le montre la carte suivante.

Figure 14 : Localisation des sites de stockages souterrains en France

Source : DGE



4.1.4. L'accès au stockage souterrain

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, prévoit, dans ses articles 30-1 à 30-4 un accès des tiers dit « négocié » aux infrastructures de stockages de gaz naturel à destination principalement des fournisseurs du marché français qui le souhaitent. Ces modalités sont définies dans le décret du 21 août 2006. Les opérateurs de stockage établissent ainsi librement (sous réserve d'obligations de transparence et de non-discrimination) leurs conditions commerciales.

Ces stockages sont commercialisés principalement sous forme d'unités de stockage (ou « bundle »), où, à un volume utile sont associés un débit de soutirage et un débit d'injection. En outre, les utilisateurs doivent respecter des contraintes de stock minimum et maximum au cours de l'année (contraintes dites « de tunnel »), afin de protéger l'usage saisonnier de ces infrastructures. Les contrats ont une base annuelle (1^{er} avril – 31 mars) ou pluriannuelle.

Pour la première fois en avril 2007, l'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz a été mis en œuvre dans le nouveau cadre réglementaire précisé par l'arrêté ministériel du 7 février 2007 (cf. encadré).

Cet accès garantit aux nouveaux fournisseurs la flexibilité nécessaire pour répondre aux besoins de modulation de leurs clients durant la période hivernale et ainsi la possibilité de développer leurs activités dans des conditions identiques à celles des opérateurs historiques.

Chaque fournisseur dispose d'un droit d'accès à des capacités de stockage directement calculé à partir des caractéristiques de son portefeuille de clients. Les droits sont d'autant plus importants que la

consommation des clients est variable au cours de l'année. Cette variabilité est identifiée au travers d'un profil de consommation auquel est attaché un droit unitaire de stockage. Les profils représentent les différents usages du gaz naturel¹². Chaque fournisseur peut ainsi prétendre à des capacités de stockage qui sont la somme des droits de stockage relatifs aux clients de son portefeuille. Les droits unitaires de stockage, l'enveloppe globale correspondant à ces droits, les modalités de l'établissement de mécanismes d'allocation et les principes de calcul du supplément de consommation hivernal sont définis dans l'arrêté du 7 février 2007 (modifié par l'arrêté du 8 février 2008) relatif aux profils et aux droits unitaires de stockage.

Le décret du 21 août 2006 prévoit également un dispositif de contrôle, au titre de la sécurité d'approvisionnement :

- une obligation déclarative qui permet à l'administration de vérifier que les fournisseurs ont un recours suffisant aux stocks de gaz naturel compte tenu de leurs autres moyens d'arbitrage, et qui autorise le cas échéant, l'imposition de stocks complémentaires,
- une obligation de constitution de stocks à l'entrée de l'hiver pour les fournisseurs de clients domestiques ou assurant des missions d'intérêt général, à hauteur de 85% des droits liés à ces clients.

En conclusion, les deux premières années de mise en œuvre de l'ensemble du dispositif réglementaire d'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel constituent un succès en France, ce qui a facilité l'ouverture à la concurrence. Le système élaboré en concertation avec les opérateurs de stockage souterrain, s'il permet une répartition équitable des capacités de stockage en fonction des besoins des fournisseurs, n'en reste pas moins relativement complexe. De ce fait, et afin de toujours prendre en compte les retours d'expérience et les nouveaux besoins, le « comité de suivi des stockages » créé par la Direction Générale de l'Energie et du Climat en 2006 et qui réunit l'ensemble des parties prenantes (opérateurs, fournisseurs, régulateur) a été prolongé pour l'année 2009-2010.

Encadré 4 : Bilan des deux premières années de mise en œuvre de l'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz

Pour l'année de stockage 2007-2008, l'enveloppe totale des droits a été estimée à 124,78 TWh en volume et à 2522 GWh/j en pointe (pour l'année 2009-2010, elle est évaluée à 124,98 TWh en volume et à 2577 GWh/j en soutirage).

L'allocation des capacités de stockage a été réalisée en deux tours : au 1^{er} avril 2007, puis un ajustement au 1^{er} novembre pour tenir compte de l'évolution des portefeuilles commerciaux à l'entrée de l'hiver.

Pour la première année de mise en œuvre, plus de 25 contrats de stockage ont été signés. Sur la zone GRTgaz, 112 TWh ont été commercialisés au mois d'avril au titre des droits, soit un taux d'exercice des droits supérieur à 99,9%. De plus, 1,3 TWh ont été commercialisés sous forme de capacités restituables, correspondant aux capacités non-attribuées dans la limite de l'enveloppe. Au mois de novembre, 1,14 TWh a été réattribué au titre de l'évolution du portefeuille, soit moins de 1% des capacités totales. Sur la zone TIGF, les résultats sont comparables.

Par ailleurs, les capacités de stockage disponibles au-delà de l'enveloppe ont été commercialisées par les deux opérateurs dans des « conditions transparentes et non discriminatoires ». GDF-SUEZ a ainsi vendu aux enchères 3,9 TWh. Pour sa part, TIGF a commercialisé ses capacités excédentaires sous forme de contrats de long terme.

¹² Par exemple pour la cuisson, le chauffage chez des particuliers ou pour la production d'électricité, la fabrication de produits chimiques chez des industriels.

En outre, les fournisseurs n'ayant pas de clients directs - ceux qui exercent une activité de *trading* pur et n'ont donc pas de droits normalisés de stockage - ont la possibilité d'acquérir des capacités restituables ou des capacités disponibles au-delà de l'enveloppe. Plusieurs transactions de ce type ont ainsi été observées en 2007-2008

Les résultats observés en 2008-2009 sont comparables à ceux de l'année précédente.

4.2. Les perspectives de développement des stockages souterrains

Les stockages souterrains, quel que soit leur type, consistent en l'exploitation de ressources géologiques ou minières qui sont, par nature, finies. Le BRGM (bureau de recherches géologiques et minières) estime qu'un potentiel de développement existe encore aujourd'hui, du même ordre que l'existant, tout en sachant qu'il peut entrer en concurrence avec d'autres usages comme le stockage du CO₂. En outre, la recherche de stockage en France ayant commencé il y a plusieurs décennies, les sites présentant la meilleure faisabilité y ont été développés en priorité. Les éventuels développements futurs, hors gisements déplétés, concerneront donc des sites qui avaient probablement été écartés en première analyse.

L'ouverture des marchés a créé une nouvelle demande pour les stockages qui constituent une source importante de flexibilité. En réponse, les opérateurs ont différents projets de développement de leurs installations. Par ailleurs, pour répondre au mieux aux attentes du marché et aux nouveaux besoins de flexibilité, ils cherchent à développer de nouvelles offres commerciales.

Si l'État ne peut se porter garant des investissements d'opérateurs qui sont rémunérés par le marché, une vigilance toute particulière est accordée au développement de capacités de stockage suffisantes pour la satisfaction des besoins de modulation de la consommation nationale défini dans le cadre de la procédure d'accès des tiers aux stockages (ATS).

4.2.1. L'investissement dans les stockages

Les investissements dans les stockages souterrains présentent des risques particuliers, notamment du fait de leur durée, de leur nature fortement capitalistique, du niveau important de risques techniques qu'ils comportent et d'éventuelles difficultés liées à l'acceptabilité locale.

Une des caractéristiques majeures du développement de stockages souterrains est l'importance du temps qui sépare le démarrage d'une prospection et la commercialisation de nouvelles capacités. L'exemple du planning de développement d'un stockage en nappe aquifère montre qu'il peut s'écouler de 15 à 20 ans entre le démarrage d'une prospection et la mise en service industrielle, au travers de 4 grandes étapes :

- la qualification du site (environ 1 prospection sur 7 en moyenne permet d'aboutir à un site apte à l'exploitation),
- l'obtention des autorisations (autorisation de stockage au titre du code minier, autorisation d'exploitation) ;
- la construction des installations : puits, équipements de compression et de traitement du gaz naturel (déshydratation, désulfuration),
- une période de test préalable à la mise en service industrielle.

En outre, le développement de stockages souterrains est extrêmement capitalistique, comme l'illustre le tableau suivant.

Tableau 6 : Caractéristiques techniques et financières des investissements dans les stockages souterrains

Type de stockage	Volume utile en Mm ³ (n)	Investissement en MEUR - 2003 ¹ moyenne Europe	Investissement en MEUR - 2006 ² moyenne Europe	Durées de développement ¹ moyenne Europe	Durées de développement ³ moyenne France
Aquifère	2,500	800	1800	10 - 12 ans	10 - 12 ans
Gisement déplété	2,500	700	1500	5 - 8 ans	5 - 8 ans
Cavités salines	50	40	45	1 - 5 ans	5 - 10 ans

¹ Source: Clingendael – the European market for seasonal storage 2006 (UNECE 1999, Sofregaz 2003) Cushion gas included (0,1EUR/cm) ; durées de développement hors campagne géologique
² Source: Global Insight – The European Gas Flexibility Report Study 2006, p. 20. Cushion gas included
³ Source: GDF SUEZ DGI 2008

La France dans ce domaine ne bénéficie pas des conditions favorables de ses voisins européens où les stockages sont majoritairement des gisements déplétés, ce qui signifie une plus grande probabilité d'exploitabilité pour le site, une meilleure connaissance de ses caractéristiques et une acceptabilité locale accrue.

Les coûts de développement ont par ailleurs connu une forte croissance depuis 2005, tirés par la hausse des prix des matières premières ainsi que par les coûts dans les domaines de l'ingénierie et de la construction de matériels d'équipements. Aujourd'hui, le contexte économique international laisse peu de visibilité sur l'évolution de ces postes.

Les attentes de la société se sont par ailleurs traduites par un renforcement des réglementations en matière de protection de l'environnement et de sécurité industrielle, et par des coûts supplémentaires pour la conception et l'exploitation des stockages souterrains.

Enfin, les opérateurs considèrent que la procédure actuelle d'accès des tiers aux stockages augmente leur risque de développement. En effet, même si le décret prévoit que les capacités excédant les besoins nationaux peuvent être mises sur le marché, les opérateurs estiment qu'ils n'ont pas de visibilité sur l'évolution de l'enveloppe des droits (qui est définie chaque année) et qu'ils ne peuvent donc pas contractualiser leurs capacités sur plusieurs années pour recueillir des engagements de long terme de la part de leurs clients.

4.2.2. Le développement des capacités de stockage

On peut distinguer deux types de développement de capacités de stockage : les extensions de sites existants et les nouveaux projets, les enjeux financiers et les risques associés étant de nature différente.

Potentiels de développement des stockages existants

(i) Extension des stockages de TIGF

La société TIGF a été autorisée à augmenter les capacités de stockage de Lussagnet de 2,4 à 3,5 Gm³ (gaz tampon et volume utile de stockage) par le décret du 9 avril 2008.

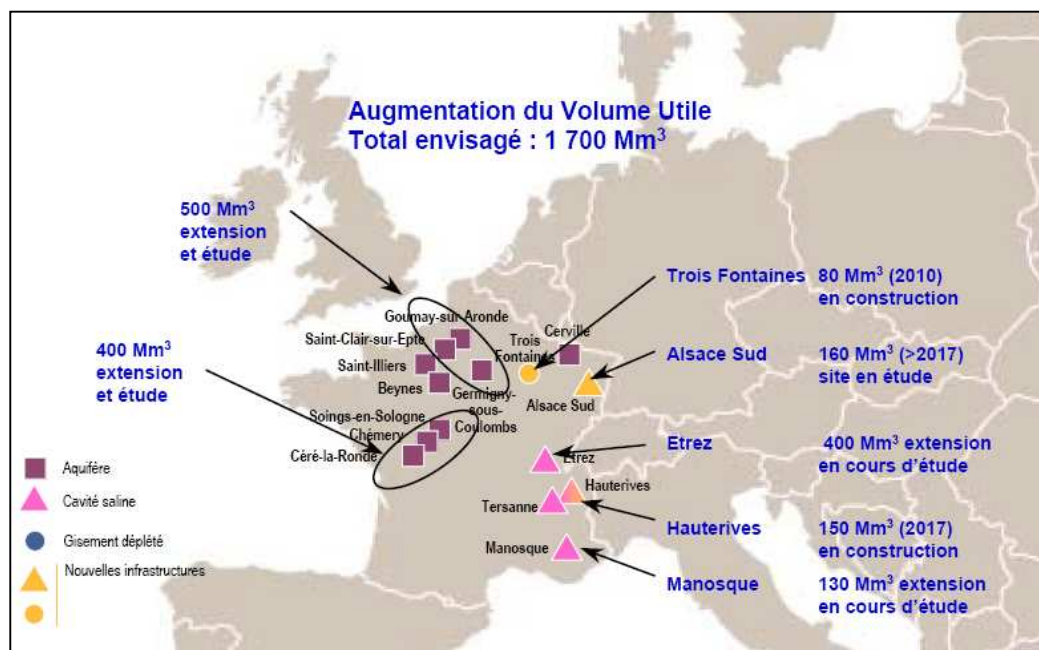
Sur les dix prochaines années, les perspectives de développement sur les sites d'Izaute et de Lussagnet représentent ainsi une augmentation du volume utile de +5 TWh (~ 0,46 Gm³) et une hausse de capacités de soutirage de +100 GWh/j. Ces développements pourraient être réalisés par pallier (+0,5 TWh/an).

Toutefois, aucune décision d'investissement n'a encore été prise par la société TIGF.

(ii) *Extension des stockages salins et aquifères de Storengy*

Le potentiel de développement sur les sites existant de Storengy est de l'ordre de 1 400 Mm³ à l'horizon 2018, dont environ 30% sur les sites salins et 70% sur les sites aquifères. Ces projets sont répartis sur l'ensemble des sites existants, à l'exception de Saint-Illiers, Cerville et Tersanne, et sont à des stades variables d'avancement ; ils sont présentés de manière synthétique sur la carte suivante :

Figure 15 : Projets de développement des stockages de Storengy



Source : Storengy

Nouveaux sites de stockage

(i) *Le stockage de Pécorade*

Le site de Pécorade est un gisement d'hydrocarbures (huile) déplété, qui pourrait apporter un volume utile de 8 TWh (~ 740 Mm³). Le soutirage de pointe de ce projet, estimé à 70 GWh/j, serait relativement limité. Ce projet a bénéficié d'un soutien de la Commission Européenne dans le cadre du programme communautaire des RTE-E (réseaux trans-européens de l'énergie).

TIGF considère aujourd'hui que les conditions de lancement ne sont pas réunies, pour un projet jugé coûteux et difficile. Si une décision d'investissements était prise, les délais de réalisation et de mise en exploitation seraient de l'ordre de 5 à 6 ans.

(ii) *Le stockage de Trois-Fontaines*

Le stockage de Trois Fontaines-l'Abbaye est situé près de Saint-Dizier, en Haute-Marne. Il occupe un ancien gisement de gaz naturel épuisé et pourrait apporter à terme un volume utile d'environ 80 Mm³. Le soutirage de pointe sera relativement limité (~ 6 GWh/j). La réalisation de ce nouveau site est engagée depuis 2008. Elle a débuté par le démantèlement des installations d'exploitation de l'ancien gisement. Sa mise en service est prévue en 2010.

(iii) Le stockage de Hauterives

Le futur site de stockage de Hauterives se situe à quelques kilomètres de celui de Tersanne. Comme ce dernier, il sera réalisé en cavités salines. Dans un premier temps, deux cavités sont développées à Hauterives pour un volume global d'environ 150 Mm³ en 2017. L'hypothèse de la création de cavités supplémentaires est à l'étude. La mise en service des installations de surface destinées à l'exploitation de la première cavité est prévue en 2012.

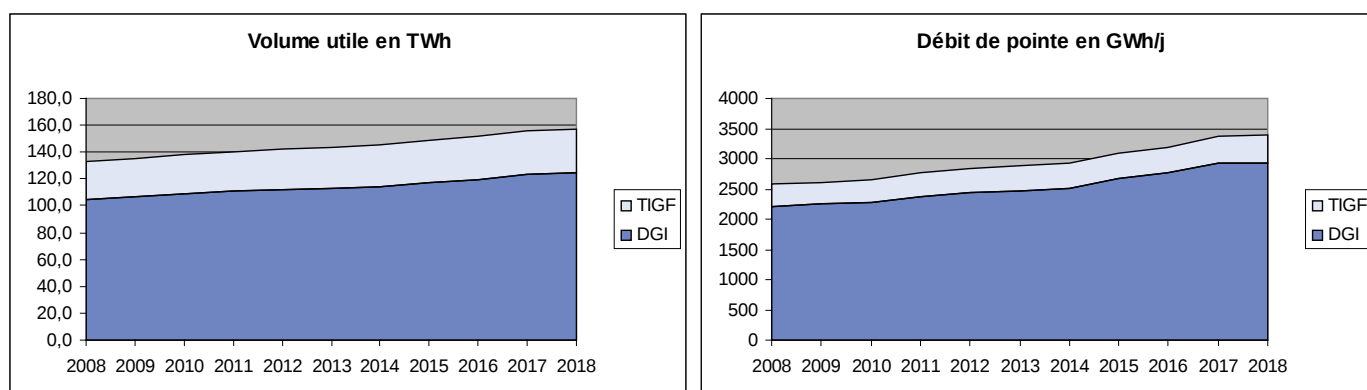
(iv) Le stockage d'Alsace Sud

Storengy mène actuellement un projet sur un nouveau site de stockages en cavité saline en Alsace. Ce projet est actuellement en phase amont, au niveau de l'enquête publique pour la concession minière. Il représente un volume additionnel de 160 Mm³, pour une échéance postérieure à 2017.

4.2.3. Synthèse

Les graphiques suivant récapitulent les développements de capacités de stockage possibles sur les dix prochaines années.

Figure 16 : Perspectives de développements des capacités de stockage en volume et en débit



Source : Storengy, TIGF, calculs DGEC

Les développements représentent une hausse en volume de +18% (+24,2 TWh) et en pointe de +32% (+814 GWh/j) à l'horizon 2018. Les nombreux projets de développement en cavité saline favorisent le développement de la pointe par rapport à celui du volume. Ces stockages offrent des débits de soutirage plus importants et une plus grande réactivité par rapport aux stockages en aquifère ou en gisement déplété, qui correspondent plutôt à des utilisations saisonnières.

La plupart de ces développements n'ont pas encore fait l'objet de décision d'investissements. De plus, ces graphiques ne prennent pas en compte le projet de Pécorade.

4.3. Le développement des stockages souterrains doit accompagner les besoins croissants de flexibilité

Le développement des stockages en France doit tout d'abord permettre de couvrir les besoins de modulation saisonnière et la pointe de consommation des clients alimentés au gaz. Des droits, exprimés sous la forme d'une enveloppe en volume et en débit de soutirage, sont attribués chaque année dans le cadre de la procédure d'accès des tiers au stockage (ATS).

Pour l'année 2008-2009, les besoins étaient estimés à 120,66 TWh en volume et à 2480 GWh/j, ce qui représente 88% des capacités totales disponibles en volume et 91% des capacités en débit.

Les fortes incertitudes attachées aux perspectives d'évolution de la demande en gaz donnent peu de visibilité sur les besoins de développement des stockages. A moyen terme, les objectifs pris dans le cadre du Grenelle de l'environnement tendront à limiter ces besoins. En effet, l'approvisionnement des clients domestiques représentent aujourd'hui plus de 57% des droits de stockages dans le processus ATS, les mesures de maîtrise de la demande dans le secteur résidentiel-tertiaire auront donc un impact significatif sur les besoins de stockage à l'horizon 2020. D'un autre côté, le développement des CCCG créera une demande additionnelle modérée de stockages saisonniers comprise entre 2,35 TWh et 4,7 TWh en volume, et entre 50 GWh/j et 100 GWh/j en pointe¹³.

Pour les années à venir, l'évolution des besoins de stockages reste donc incertaine. Il dépendra fortement, d'une part de la dynamique des projets de CCCG, d'autre part de l'évolution des consommations de gaz dans le cadre des mesures envisagées dans le cadre de l'environnement.

Par ailleurs, la demande de stockages sera également tirée par de nouveaux usages. Ils sont tout d'abord liés au développement des marchés spot, les stockages étant en effet nécessaire pour réaliser des arbitrages temporels (été/hiver, Week-End, etc.) et permettre ainsi un meilleur fonctionnement des marchés. Ces besoins seront d'autant plus importants que ces marchés se développeront, qu'ils acquerront de la liquidité et de la profondeur.

L'approvisionnement des CCCG qui peuvent avoir un profil de consommation fortement modulé au cours de la journée, pourrait également induire de nouveaux besoins de stockages pour fournir de la modulation en « intra-journalière » (cf. infra).

En outre, le développement des interconnexions pourrait créer une demande additionnelle quant au développement des stockages en France. Ainsi, les stockages de TIGF pourraient par exemple être en partie utilisés par les fournisseurs espagnols, compte tenu des déficits de stockages qui existent actuellement au Sud des Pyrénées.

Enfin, le niveau final de la demande en stockage dépendra de l'évolution et de l'intérêt comparé des autres sources de flexibilité qui sont en concurrence directe avec ce type d'infrastructure. Il s'agit notamment de la souplesse des contrats d'approvisionnement, du GNL, des marchés spot et des contrats interruptibles de fourniture.

En conclusion, les projets de développement des stockages dans les années à venir devront tout d'abord être en mesure de satisfaire la demande des différents acteurs de la chaîne gazière. Ces développements devront également permettre de conserver un niveau comparable de sécurité d'approvisionnement, les stockages pouvant jouer un rôle central en cas de rupture temporaire d'approvisionnement (exemple de la crise entre la Russie et l'Ukraine).

Ces projets de développement devront par ailleurs intégrer les demandes de la société en matière d'environnement (protection des nappes d'eau souterraine en particulier) et de sécurité industrielle

Enfin, les besoins de visibilité formulés par les opérateurs et par les fournisseurs seront traités dans le cadre du comité de suivi qui a été mis en place par la DGEC lors du lancement du dispositif ATS.

¹³ Pour un nombre de CCCG compris entre 10 et 20, un profil de consommation de type P25, soit des droits en volume de 78,5 MWh/GWh et en débit de 1,65 MWh/j/GWh, et une consommation annuelle de référence de 3 TWh.

5. Les réseaux de distribution

5.1. *Etat des lieux*

5.1.1. Les réseaux de distribution de gaz naturel

La desserte du gaz naturel en aval du réseau de transport jusqu'aux consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels se fait via les réseaux de distribution qui sont la propriété des collectivités locales et gérés sous un régime de concessions.

A la différence de l'électricité, tout le territoire national ne bénéficie pas d'une desserte en gaz. Les conditions d'extension de cette desserte ont évolué au fil du temps, tout en conservant le principe de ne promouvoir qu'une desserte économiquement rentable, le gaz étant substituable dans ses divers usages.

La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz a confié à Gaz de France, par son article 3, la distribution nationale de gaz sur le territoire à l'exception des zones de desserte où cette activité était déjà assumée par les entreprises locales de distribution (ELD) de gaz historiques (visées à l'article 23 de cette même loi), soit 17 services municipaux ou régies gazières, maintenus en l'état, c'est à dire non nationalisées à cette date.

L'article 50 de la loi du 2 juillet 1998 et son décret d'application du 12 avril 1999 ont par la suite mis en place un double dispositif :

- d'une part, un plan triennal dispositif dit de « plan de desserte ». Ce dernier prévoyait une liste de communes pour lesquelles Gaz de France et les ELD étaient tenus d'assurer le raccordement dès lors que la rentabilité était atteinte (article 50). Ce principe a été supprimé par l'article 26-I de la loi du 4 janvier 2003
- d'autre part, la possibilité pour les communes non desservies et non inscrites au plan de faire appel à l'opérateur de leur choix, sous réserve de son agrément par le ministre chargé de l'énergie. Les modalités de l'agrément ont été récemment précisées pour tenir compte des exigences européennes en matière de distinction des activités d'acheminement et de fourniture et de la nécessité d'asseoir dès 2004 le principe de la rentabilité de la desserte sur les seules recettes d'acheminement (article 89 de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique et décret n° 2007-684 du 4 mai 2007)

Ces dispositions ont été complétées par l'article 36 de la loi du 7 décembre 2006 et le décret n° 2008-740 du 28 juillet 2008, qui donnent désormais la possibilité aux autorités concédantes d'apporter une contribution financière aux gestionnaires des réseaux de distribution publique, pour rendre rentables les opérations de densification des réseaux existants ou la création de nouvelles distributions publiques à la condition de rendre transparentes ces aides et de ne compenser que les seules obligations de service public résultant de ces extensions et restant à la charge du futur gestionnaire de réseau.

Aujourd'hui, il y a plus de 9200 communes françaises desservies en gaz naturel, ce qui ne représente qu'une proportion relativement faible du nombre de communes mais permet à 77% de la population française d'avoir accès au gaz. La quasi totalité des communes de plus de 10 000 habitants est desservie en gaz.

Les réseaux de distribution de gaz naturel représentent une longueur totale de 193 700 kilomètres ce qui les place au second rang européen (le 1^{er} étant le réseau allemand). Ils sont exploités, au travers de contrats de concessions liant les gestionnaires aux collectivités locales, par GrDF (filiale de GDF-SUEZ), les 22 entreprises locales de distribution (situées dans le sud-ouest et dans l'est pour l'essentiel) et Antargaz (société nouvellement agréé, qui exploite le réseau de distribution sur la commune de Schweighouse). La pression d'exploitation de ces réseaux, plus faible, permet d'assurer la disponibilité du gaz naturel pour le client final tout au long de l'année.

Tableau 7 : Caractéristiques des réseaux de distribution

	Distribution (en km)
GrDF	186 000
Entreprises locales de distribution	7 700
Total	193 700

5.1.2. Les réseaux de distribution de gaz propane

Pour les communes non desservies en gaz et non raccordées au réseau de gaz naturel, généralement éloignées des réseaux de transport de gaz naturel en raison de leur enclavement, le développement des réseaux de distribution publique de gaz propane peut constituer une véritable alternative. La loi du 3 janvier 2003 confirme la possibilité donnée en 1998 aux collectivités locales et à leurs établissements publics de coopération de se doter de nouvelles entreprises de distribution de propane par réseau public après une procédure de consultation publique, sous réserve d'obtenir l'agrément du ministre chargé de l'énergie.

Aujourd'hui cinq sociétés disposent de l'agrément nécessaire (c'est le même agrément que celui évoqué supra) pour exploiter un réseau de distribution de gaz : Primagaz, Butagaz, Antargaz, Totalgaz, Vitogaz.

Les réseaux propanés bénéficient de différents atouts, notamment en termes de facilités logistiques du combustible. Le propane est en effet en phase liquide à de faibles pressions (moins de 10 bars). Les mouvements de produits sont donc des opérations aisées (et rodées) : la distribution utilise des stockages modulaires, transportables par la route, sans contrainte lourde. Les réseaux sont eux-mêmes compatibles avec le gaz naturel. Ceci permet aux élus de retenir le propane en solution d'attente, au cas où la connexion au réseau de transport de gaz naturel deviendrait un jour possible, grâce à un nouveau tracé.

Aujourd'hui, 50 délégations de service public ont été obtenues, elles couvrent 90 communes et alimentent 150 000 habitants. Bien que cette activité soit très capitalistique, le développement des réseaux propanés est un axe stratégique fort de ces distributeurs. La forte demande des collectivités locales laisse ainsi présager un rythme de développement d'environ 20% par an. Ces objectifs se fondent sur un potentiel de plus de 2 000 communes. Les communes ciblées sont en général éloignées du réseau de gaz naturel¹⁴.

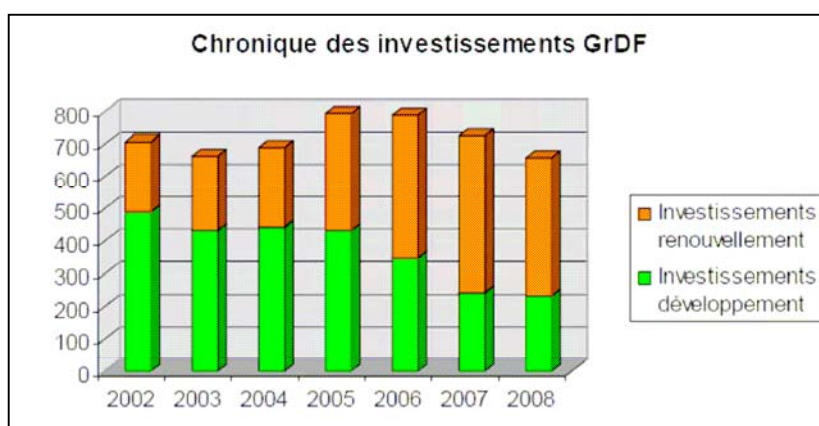
5.2. Les perspectives de développement des réseaux de distribution

Le développement des réseaux de distribution est largement réalisé (cf. supra). La mise en œuvre du décret « participation » de 2008 (cf. supra.) devrait favoriser la création de nouvelles concessions. Cependant, ce potentiel reste relativement limité. L'enjeu essentiel se trouve aujourd'hui dans la densification des réseaux existants, qui permettra de valoriser au mieux les investissements déjà réalisés.

Le graphique suivant illustre la chronique des investissements consentis ces dernières années par GrDF (qui exploite plus de 95% du réseau de distribution)

¹⁴ 28 000 communes ne sont pas raccordées au réseau de gaz naturel. Parmi celles-ci, 21 000 ont moins de 500 habitants et représentent 21 % de la population.

Figure 17 : Chronique des investissements de GrDF



Source : GrDF

Entre 2006 et 2008, les programmes de résorption des fontes grises a augmenté les dépenses de renouvellement. Dans les années à venir, ce poste devrait rester à un niveau élevé pour l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution compte tenu des objectifs en matière de sécurité et de qualité de service.

Les investissements de développement devraient quant à eux être soutenus par les efforts réalisés à des fins de densification des réseaux

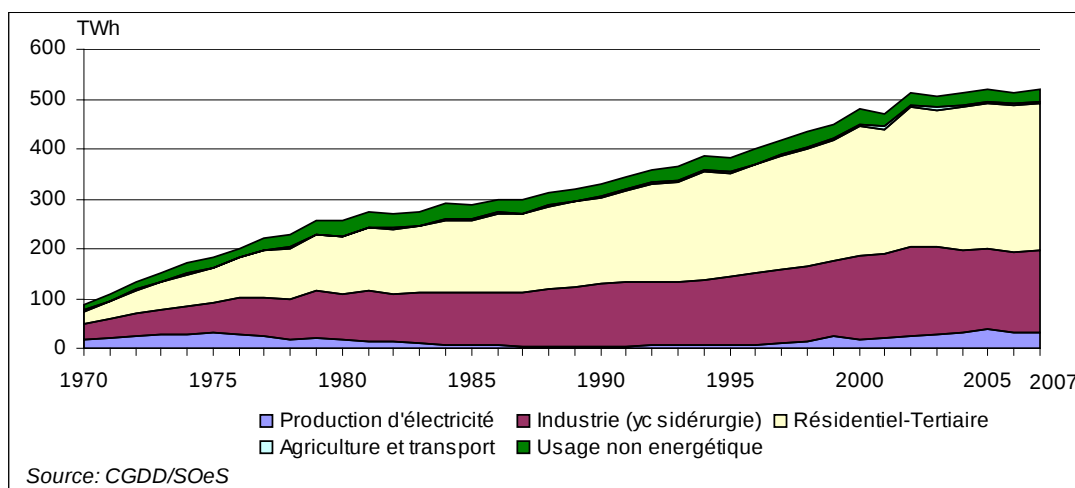
III La demande et l'offre de gaz en France : état des lieux et perspectives

Le gaz est une énergie relativement récente dans le bouquet énergétique français. Depuis 1970, la consommation de gaz a été multipliée par cinq et depuis les années 1990, le gaz est l'énergie dont le taux de croissance est le plus élevé. Il y a aujourd'hui plus de 11 millions de clients raccordés au réseau de gaz naturel (soit environ 42 % des ménages) et 77 % de la population française couverte.

Historiquement, le gaz s'est développé dans le résidentiel/tertiaire après avoir été principalement utilisé à ses débuts pour la production d'électricité. Il représente désormais 22% de la consommation énergétique finale française et 15% de la demande d'énergie primaire.

Dans l'industrie, le gaz représente 33% de l'énergie totale consommée et dans le résidentiel/tertiaire, environ 32 % des besoins énergétiques du secteur. La production d'électricité à partir de gaz est par ailleurs en forte progression depuis 10 ans, du fait du développement de la cogénération.

Figure 18 : Evolution de la consommation gazière française



La consommation primaire de gaz a atteint 497 TWh en 2007. Corrigée du climat, elle est estimée à 532 TWh, dont 55% pour des usages résidentiel/tertiaire (les $\frac{3}{4}$ étant utilisés pour le chauffage), 36% pour l'industrie et 6% pour la production d'électricité¹⁵. Cette consommation se caractérise par une très forte saisonnalité du fait de l'importance du chauffage comme usage pour le gaz naturel (la période du 1^{er} novembre au 31 mars est qualifiée d'hiver gazier).

1. Prévisions d'évolution de la demande nationale de gaz naturel à l'horizon 2020

Les analyses conduites dans cette partie reposent sur les différents scénarios présentés dans le cadre des ateliers de préparation de ce rapport. Trois jeux de scénarios ont été étudiés :

- deux scénarios construits par l'Observatoire de l'Energie (OE), en lien avec Enerdata, et qui donnent une vision de la consommation énergétique française compatible avec les objectifs du projet loi du Grenelle de l'environnement dans sa version de l'été 2008. Les travaux autour de ces scénarios ont été suivis par un comité de liaison ouvert à de nombreux partenaires, tels que l'ADEME, l'IFP, RTE... ;

¹⁵ Source : CGDD/SOeS, Bilan énergétique de la France pour 2007.

- les scénarios des opérateurs de transport, qui ont été élaborés avant le Grenelle et qui retiennent les hypothèses jugées, selon leur vision à l'époque, les plus réalistes dans les perspectives d'évolution des différents secteurs ;
- un scénario construit par l'AFG qui permettrait de réduire de 20% les émissions de GES à l'horizon 2020.

Les résultats de ces différents scénarios quant à l'évolution de la demande nationale de gaz à l'horizon 2020 sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 8 : Scénarios d'évolution de la demande nationale de gaz à l'horizon 2020

OE	Grenelle	- 0,5 %/an
	Grenelle différé	+ 0,3 %/an
AFG	-20% GES	+ 1,5 %/an
GDF-SUEZ		+ 1,5 %/an
Groupe Total		+ 0,5 %/an

1.1. Les principaux déterminants de la demande de gaz naturel

Pour élaborer des prévisions d'évolution de la demande de gaz naturel à l'horizon 2020, il est utile de différencier les trois grands secteurs de consommation que sont le résidentiel - tertiaire, l'industrie et enfin la production d'électricité. Enfin, de nouveaux usages du gaz naturel pourraient également se développer dans le secteur des transports.

La consommation réelle de gaz est par ailleurs fortement dépendante du climat. Les prévisions qui sont faites dans cette partie correspondent à un climat moyen. De la même manière, les consommations de référence des années passées correspondent à des consommations corrigées du climat. A titre d'illustration, la différence de consommation pour l'hiver 2008-2009 entre un climat considéré comme moyen, et un hiver froid au risque 2% (i.e. tel qu'il s'en produit 1 tous les 50 ans) était estimée à 25 TWh, soit une consommation supplémentaire de 8% sur la période hivernale.

1.1.1. Secteur résidentiel – tertiaire

La croissance annuelle de la consommation de gaz dans le secteur résidentiel - tertiaire, qui était de l'ordre de 3,8% dans les années 90, a tendance à ralentir. Entre 2000 et 2007, le TCAM (taux de croissance annuel moyen) n'était plus que de 1,6%.

Les différents scénarios étudiés confirment cette tendance, avec un important ralentissement. A l'horizon 2020, la demande en gaz dans le secteur résidentiel - tertiaire connaîtrait un tassement, voir un recul :

Tableau 9 : Scénarios d'évolution de la demande de gaz du secteur résidentiel - tertiaire à l'horizon 2020

OE	Grenelle	- 2,7 %/an
	Grenelle différé	- 1,4 %/an
AFG	-20% GES	+ 0,7 %/an
GDF-SUEZ		+ 0,3 %/an
Groupe Total		+ 0,2 %/an

La demande en gaz du secteur résidentiel – tertiaire dépend de plusieurs facteurs, ceux-ci pouvant être regroupés suivant trois dimensions :

- le nombre de logements et les surfaces tertiaires ;
- les consommations énergétiques unitaires ;
- la part de marché du gaz pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire (ECS).

En 2005, il y avait 25,4 millions de ménages en France, et donc un nombre équivalent de résidences principales. Ces logements peuvent être classés par type (appartement ou maison individuelle) et par âge ; on peut également calculer des surfaces moyennes. L'INSEE estime par ailleurs que le nombre de ménages atteindra en 2020 29,4 millions.

A titre d'illustration, les hypothèses retenues dans les scénarios de l'Observatoire de l'Energie sur la structure du parc de logements et son évolution sont dans le tableau ci-dessous.

Tableau 10 : Perspectives d'évolution du parc de logements (hypothèses retenues dans les scénarios OE)

Résidences principales (million)				
	1990	2005	2012	2020
Construits < 1975	15,9	15,1	15	14,4
<i>Appartements</i>	6,9	6,6	6,6	6,3
<i>Maisons individuelles</i>	9,9	8,5	8,4	8,1
Construits 1975-1990	5,6	5,6	5,6	5,6
<i>Appartements</i>	2,5	2,5	2,5	2,5
<i>Maisons individuelles</i>	3	3	3	3
Construits 1990-2005		4,7	4,7	4,7
<i>Appartements</i>		1,8	1,8	1,8
<i>Maisons individuelles</i>		2,9	2,9	2,9
Construits 2005-2012			1,8	1,8
<i>Appartements</i>			0,9	0,9
<i>Maisons individuelles</i>			0,9	0,9
Construits > 2012				3,0
<i>Appartements</i>				1,3
<i>Maisons individuelles</i>				1,7
Total	21,4	25,4	27	29,4
<i>Appartements</i>	9,5	11	11,8	12,8
<i>Maisons individuelles</i>	12,0	14,4	15,2	16,6

Ces hypothèses sont plus ou moins cohérentes avec celles retenues dans les différents scénarios présentés.

Pour le tertiaire, la dynamique des surfaces dépend essentiellement des perspectives d'évolution du secteur. Le scénario de l'AFG table sur la construction de 15 Mm²/an¹⁶ supplémentaire par an, soit une croissance annuelle d'environ 1,5% (les surfaces tertiaires représentent actuellement environ 950 Mm²). De son côté, les hypothèses retenues dans les scénarios de l'Observatoire de l'Energie se fondent sur un taux de croissance annuelle moyen de l'emploi dans le secteur tertiaire de +0,8%, et donc un taux plus ou moins équivalent pour les surfaces.

Sur les consommations unitaires, les objectifs fixés dans le premier projet de loi de Grenelle sont largement structurants. La prise en compte ou non (pour partie ou avec un délai dans la mise en œuvre) de ces objectifs dans les scénarios présentés explique une part importante des différences. Les

¹⁶ Source: BIPE et prolongation des tendance au-delà de 2012

choix méthodologiques sous-jacents se fondent sur deux types de justifications : d'une part la loi Grenelle n'est encore qu'au stade de projet, différents amendements pourraient modifier la portée des objectifs initiaux, d'autre part certains considèrent que l'atteinte de ces objectifs est ambitieuse (voir incertaine), d'autant plus que les mesures et les outils pour les atteindre sont en cours de mise en place.

L'évolution des consommations unitaires peut être décomposée en deux sous-groupes :

- d'une part sur le flux, c'est-à-dire le neuf ;
- d'autre part sur le stock, c'est-à-dire l'existant.

Pour les constructions neuves, la mise en œuvre des réglementations thermiques successives (RT2000, RT2005) a déjà permis de réduire fortement la consommation. Le projet de loi Grenelle 1 poursuit cette logique en appliquant la norme « BBC » à toutes les constructions à partir de 2012, soit une consommation d'énergie primaire maximale de 50 kWh/m². L'ensemble des scénarios présenté prend en compte ces mesures.

Au total, malgré le dynamisme des constructions, tant pour les logements que pour les surfaces tertiaires, le renforcement des normes en matière d'efficacité énergétique se traduit *in fine* par un accroissement relativement limité de la demande énergétique, et par voie de conséquence de la consommation de gaz. La demande supplémentaire en gaz des bâtiments construits à partir de 2009 pourrait en effet atteindre 15 TWh à l'horizon 2020¹⁷, ce qui représente moins de 5% de la consommation actuelle du secteur résidentiel - tertiaire.

Pour les bâtiments existants, le projet de loi Grenelle fixe un objectif de réduction moyenne de 38% de la consommation d'énergie à l'horizon 2020. Appliquer un tel taux de réduction aux bâtiments actuellement chauffés au gaz revient à diminuer la consommation de gaz de plus de -110 TWh à l'horizon 2020. Cette hypothèse est beaucoup plus sensible que celle que l'on peut retenir sur les logements neufs. Elle constitue un point de divergence fort entre les scénarios :

- le premier scénario de l'OE respecte strictement cet objectif (les -38% étant calculés sur la base de l'énergie primaire, déduction faite de l'apport in situ des ENR). Le second, prend en compte les inerties et les difficultés identifiées pour rénover de manière importante le parc existant, et considère que cet objectif sera atteint en 2030. Dans les deux scénarios, les taux de rénovation des bâtiments sont supérieurs à 1 million de logements/an, contre environ 150 000 logements/an aujourd'hui ;
- les scénarios antérieurs au Grenelle présentés par les opérateurs de transport ne considèrent que les évolutions tendanciennes. Ainsi, sur l'ensemble du parc, la consommation unitaire des bâtiments diminuerait à un taux compris entre -0,9%/an et -1%/an à l'horizon 2020 (soit une baisse d'environ -11% à l'horizon 2020);
- dans le scénario AFG construit de manière analytique, les rénovations lourdes concernent un peu plus de 400 000 logements par an et 11 Mm² dans le tertiaire à l'horizon 2020. Au total, les consommations unitaires des usages thermiques dans l'existant baisseraient de 18% entre 2005 et 2020.

Le développement des ENR (énergie renouvelable) constitue une autre dimension structurante des scénarios d'évolution de la demande en gaz naturel. Le 10^{ème} comité opérationnel (COMOP 10) du Grenelle a défini des objectifs de pénétration pour les trois utilisations directes des renouvelables que sont le bois pour le chauffage, le solaire thermique pour l'eau chaude sanitaire (ECS) et la géothermie de surface via les pompes à chaleur (PAC).

¹⁷ Calculs DGEC. Compte tenu d'une part des perspectives de construction de nouveaux logements et d'évolution des surfaces tertiaires, d'autre part des normes RT 2005 et RT 2012, la demande additionnelle en énergie primaire à l'horizon 2020 peut être estimée à 44,6 TWh. En supposant ensuite que le chauffage et l'ECS représente 70% de ces besoins, et que la part de marché du gaz sur ces segments est de 50%, la demande supplémentaire de gaz pour les bâtiments construits à partir de 2009 seraient d'environ 15 TWh en 2020 par rapport à 2007.

Tableau 11 : Objectifs du COMOP 10 sur le développement des énergies renouvelables thermiques

Mtep	2012	2020
Bois	7,6	7,8
PAC-géothermie	1,3	1,9
Solaire ECS	0,2	0,9

Les scénarios de l'OE respectent strictement ces objectifs. Dans le scénario Grenelle, le développement du solaire ECS atteint quatre fois les objectifs du COMOP (plus de 16 millions de logements seraient équipés à l'horizon 2020, contre 4,1 millions dans les estimations du COMOP). Un tel niveau de développement serait en effet nécessaire pour respecter les objectifs en matière d'efficacité énergétique dans le modèle proposé (notamment pour les nouvelles constructions).

Le scénario de l'AFG est globalement en ligne avec le COMOP, avec un objectif légèrement supérieur pour la pénétration des PAC (environ 2,5 millions de logement équipés contre 75 000 aujourd'hui) et légèrement inférieur pour le bois énergie.

En considérant l'ensemble des énergies (i.e. y compris fioul, électricité, GPL, et charbon), les parts du marché du gaz dans les usages thermiques est quasiment stable dans les scénarios de l'OE (autour de 39%).

Dans le scénario de l'AFG, la part du gaz passerait de 35% à 45% entre 2005 et 2020 (ensemble des usages énergétiques du secteur résidentiel tertiaire et hors électricité spécifique). Au-delà du développement des ENR déjà présenté, la principale hypothèse sous-jacente concerne l'évolution du fioul domestique. Pour cette énergie, l'AFG considère que le taux de fidélité est nul, et qu'il est systématiquement remplacé par du gaz lorsque c'est possible, et par une PAC sinon.

Dans les scénarios des opérateurs de transport, les parts du marché du gaz sont stables, avec un taux de fidélité élevé dans les renouvellements, une sortie progressive des convecteurs électriques dans le neuf et enfin le développement des équipements performants en gaz. De nouvelles technologies gaz sont ainsi en développement : les pompes à chaleur gaz (déjà disponibles pour le marché tertiaire aujourd'hui, elles devraient être proposées en résidentiel d'ici à 2012), et les chaudières électrogènes (micro-cogénération, qui pourrait être disponible pour le secteur résidentiel dès 2010).

1.1.2. Secteur industriel

En 2007, la consommation de gaz naturel dans le secteur industriel a représenté 190 TWh, soit 36% de la consommation française (corrigée du climat). Dans ces différentes filières, le gaz naturel peut être utilisé soit comme source d'énergie, soit comme matière première (un peu plus de 23 TWh en 2007). Au cours de ces vingt dernières années, le potentiel de développement du gaz naturel dans l'industrie a été largement valorisé. D'une part, les importantes extensions des réseaux de transport et de distribution de gaz ont été réalisées pour desservir les zones industrielles et d'autre part, comme dans le cas du secteur tertiaire, le taux de substitution fioul-gaz a été très élevé.

A l'horizon 2020, l'évolution de la demande en gaz du secteur industriel dépend de plusieurs facteurs, dont :

- les perspectives de croissance économiques des différentes filières industrielles ;
- la concurrence entre les énergies.

Le tableau ci-dessous regroupe les différents résultats présentés pour le secteur industriel.

Tableau 12 : Scénarios d'évolution de la demande de gaz du secteur industriel à l'horizon 2020

OE	Grenelle	+ 2,5 %/an
	Grenelle différé	+ 2,4 %/an
AFG	-20% GES	+ 1 %/an
GDF-SUEZ		+ 1,2 %/an
Groupe Total		+ 0,4 %/an

Le besoin en gaz naturel des industries grosses consommatrices d'énergie est fortement lié au taux de croissance du PIB retenu. Dans les scénarios de l'OE, le PIB de la France connaîtrait une croissance de +2,1%/an à l'horizon 2030. Les niveaux retenus dans les autres scénarios sont comparables. De fortes incertitudes subsistent néanmoins sur ce chiffre (effet de la crise financière à moyen terme par exemple). Par ailleurs, une divergence peut apparaître entre les scénarios dans la répartition de l'activité économique des différents secteurs.

Le prix des énergies constitue par ailleurs une variable importante dans l'évolution de la demande du secteur industriel. Le renchérissement des énergies incite tout d'abord les opérateurs à réaliser des efforts d'efficacité énergétique. Aujourd'hui, la baisse de l'intensité énergétique déjà engagée (-1% par an en moyenne) devrait se poursuivre, suite notamment aux renforcements des politiques de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre.

A ce titre, le marché européen de quotas de CO₂ qui a été mis en œuvre en 2005 constitue une variable importante dans l'évolution des consommations de gaz du secteur industriel. Cet outil vise à internaliser les coûts de la tonne de CO₂ dans les décisions des acteurs économiques. Dans les scénarios de l'OE, le prix du quota serait supérieur à 35€/tCO₂ en 2020. Un tel signal favorise globalement la réduction de la consommation d'énergie carbonée. Il incite également à réaliser des substitutions entre énergie, en abandonnant le charbon ou le fioul, et en se tournant vers la biomasse (lorsque c'est techniquement possible et économiquement rentable) ou le gaz.

A ce titre, l'évolution des prix relatifs des énergies (y compris le coût du CO₂ et des autres externalités environnementales) sera une variable importante dans l'évolution des parts de marché des différentes énergies dans le secteur industriel. Ce point constitue également un point de divergence entre les différents scénarios. Les résultats de l'OE sont notamment justifiés par un taux de substitution plus élevé du fioul vers le gaz et du charbon vers le gaz sous l'effet du marché européen de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

1.1.3. Secteur électrique

En 2007, la consommation de gaz à des fins de production d'électricité a représenté plus de 33 TWh¹⁸, dont la plus grande partie via des installations de cogénération.

Le développement de ces installations a été rendu possible par les mécanismes d'obligation d'achat mis en place depuis 1997¹⁹. La puissance installée, sous obligation d'achat est ainsi passée de 0,6 GWe à la fin 1996 à plus de 4,5 GWe en 2001. Les mesures de la loi du 10 février 2000 ont infléchi cette dynamique, car depuis lors, seules les installations alimentant un réseau de chaleur ou celles de puissance inférieure à 12 Mwe peuvent obtenir l'obligation d'achat. Ces dernières années, les puissances moyennes installées étaient de l'ordre de 70 MWe/an, à comparer aux 1300 MWe en 1998, 950 MWe en 1999 et 760 MWe en 2000.

¹⁸ Pour la cogénération, ce chiffre ne prend pas en compte la part du gaz affecté à la production de chaleur.

¹⁹ Ce mécanisme passe par un contrat (dit « 97-01 », puis « 99-01 ») d'achat d'électricité entre les producteurs et les acheteurs (notamment EDF) à un tarif incitatif. La charge supplémentaire est répercutée au consommateur au travers de la compensation des charges de service public de l'électricité (CSPE).

Aujourd'hui, la puissance installée atteint 5GWe. Une forte incertitude subsiste sur le devenir du parc de cogénération, les contrats d'obligation d'achat arrivant à terme au bout de 12 ans. L'absence de nouvelles mesures serait susceptible de conduire à une diminution de la puissance installée à partir de 2009. A cadre réglementaire inchangé, les cogénérateurs prévoient une baisse du parc à 2,2 GWe. D'autres scénarios prévoient une augmentation du parc jusqu'à 6 GWe.

Au final, les incertitudes sur les évolutions réglementaires d'une part, et les possibilités de compenser une partie de la baisse du parc de cogénération par une durée d'appel accrue des centrales à cycle combiné à gaz (CCCG) d'autre part, milite pour une hypothèse prudente de stabilité des consommations de gaz pour le secteur de la cogénération. Cette approche est cohérente avec les hypothèses retenues dans les différents scénarios étudiés.

La consommation de gaz du secteur électrique à l'horizon 2020 sera par ailleurs fortement tirée par le développement des CCCG. Du fait du rôle joué par la filière nucléaire et par l'hydroélectricité, le gaz naturel est beaucoup moins présent dans la production électrique nationale que chez nos voisins européens. Aujourd'hui, la France n'est dotée que d'une seule CCCG située à Dunkerque (DK6, deux tranches de 400 MW, exploitée par GDF-SUEZ).

Cependant, les besoins liés à la production centralisée d'électricité et l'arrêt progressif des centrales fonctionnant au charbon devraient stimuler les investissements dans de nouvelles CCCG et nécessitent une analyse spécifique. Celle-ci est effectuée dans le cadre de la PPI électricité.

Il existe des incertitudes sur le développement de la totalité des CCCG aujourd'hui en projet, qui dépend d'un nombre de facteurs importants notamment :

- l'évolution de la demande électrique ;
- le développement des ENR, et notamment des éoliennes ;
- le niveau de la production nucléaire ;
- la compétitivité du gaz naturel par rapport aux autres énergies primaires qui fluctue non seulement en fonction de leurs prix relatifs mais également en fonction d'autres critères comme le coût de la tonne de CO₂ ;
- la disponibilité des infrastructures gazières (stockages souterrains, terminaux de regazéification) essentielles à l'optimisation de l'utilisation des centrales et donc déterminante pour leur rentabilité.

Ces incertitudes portent donc tant sur la puissance susceptible d'être installée que sur la durée de fonctionnement de ces nouvelles installations. Cette dernière variable dépend directement de l'écart entre le prix de l'électricité et le coût du gaz nécessaire pour la produire, le « spark spread ».

A ce jour, 20 tranches de projets de CCCG ont été autorisées au titre de la loi 2000-108. Au total, plus de 40 projets ont été identifiés par les opérateurs de transport de gaz. Compte tenu de l'état d'avancement de ces différents projets, 10 ont atteint un stade d'irréversibilité, pour une mise en service d'ici 2012. A l'horizon 2020, si la PPI ne pointe pas de besoins spécifiques d'investissements eu égard aux objectifs de maîtrise de la demande énergétique d'une part, et de développement d'un parc décarboné d'autre part (ENR et nucléaire), elle n'interdit pas les projets des industriels. Pour notre exercice, nous retenons comme hypothèse une borne haute de 20 tranches de CCCG.

L'estimation des besoins en gaz associés dépend par ailleurs de la durée de fonctionnement de ces centrales. Celle-ci pourrait être comprise entre 2000h et 6000h, et serait a priori d'autant plus grande que le parc installé est réduit. A l'horizon 2020, les consommations supplémentaires en gaz naturel pourraient ainsi être comprises entre 30 TWh (10 CCCG de 400 MWe fonctionnant 4500h) et 50 TWh (20 CCCG fonctionnant 3500h).

Les scénarios présentés par l'AFG et les opérateurs de transport sont plutôt dans une fourchette haute (+50 TWh à l'horizon 2020), alors que les scénarios de l'OE sont plutôt dans une limite basse (entre +20 TWh et +30 TWh).

1.1.4. Secteur des transports

Dans le monde, près de 9 millions de véhicules fonctionnent aujourd'hui au gaz naturel (GNV, gaz naturel véhicule)²⁰. Au-delà de la disponibilité des technologies, ce développement s'explique par l'intérêt que peut présenter le gaz naturel pour le secteur des transports en matière de :

- diversification énergétique ;
- protection de l'environnement, tant pour les émissions de polluants atmosphériques locaux, que pour les émissions de gaz à effet de serre, ainsi que les nuisances sonores.

Le GNV occupe déjà une place substantielle dans certains pays européens. En Allemagne, plus de 65 000 véhicules utilisent ce carburant et ce chiffre atteint 435 000 en Italie. Dans ces deux pays, le nombre de stations services distribuant ce carburant atteint respectivement 800 et 620.

De son côté, le gouvernement français a également mis en place une politique de soutien à la filière GNV. Cette dernière s'appuie notamment sur l'action de l'association française du gaz naturel pour véhicules (AFGNV), dont l'ex-ministère de l'industrie a été l'un des membres fondateurs aux côtés des acteurs de la filière tels Gaz de France, Renault, Renault Trucks, PSA Peugeot Citroën et de Total et Carrefour depuis 2005. Depuis 1994, les axes de développement du GNV sont définis dans des protocoles pluriannuels signés par le ministre de l'industrie et les présidents des entreprises membres fondateurs.

Le troisième protocole 2005- 2010 a été signé le 4 juillet 2005. Il vise en priorité le développement du marché des véhicules pour les particuliers, sans perdre de vue le développement des actions engagées sur les flottes de véhicules lourds (objectifs 3000 bus et plus de 1200 véhicules lourds de collectivité et de distribution d'ici 2010). Aujourd'hui, 2100 bus et 750 bennes à ordures fonctionnent au GNV.

En outre, la distribution du carburant constitue le véritable défi de la filière française du GNV. Le troisième protocole propose la mise en circulation de 100 000 véhicules légers d'ici 2010 et l'ouverture de 300 stations-service distribuant du GNV. Ces stations publiques compléteront l'offre des différents modes sécurisés de ravitaillement privé existants, pour les exploitants de flottes captives de véhicules ou pour les particuliers. La première station grand public ouverte au public a été inaugurée en décembre 2007. Une cinquantaine de projets sont en cours. Les constructeurs européens, dont les deux constructeurs français, mettent par ailleurs sur le marché des gammes de plus en plus étoffées de véhicules fonctionnant au GNV.

A l'horizon 2020, l'AFGNV affiche des objectifs de développement de 600 000 véhicules et de 1200 stations. De tels objectifs pourraient être atteints sans investissements notables sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, et représenteraient une consommation supplémentaire de 5 TWh de gaz. Ce résultat demeure cependant relativement incertain et dépend étroitement des perspectives de développement de la filière GNV.

1.2. Synthèse des scénarios

L'examen de l'évolution de la demande de gaz naturel par usage et par secteur, à partir des prévisions fournies par les opérateurs de transport et par l'AFG d'une part, et par l'Observatoire de l'Energie d'autre part permet d'esquisser des ordres de grandeur de l'évolution de la consommation à l'horizon 2020, pour les secteurs résidentiel - tertiaire et industriel. Bien que les hypothèses retenues dans ces différentes simulations soient parfois différentes, la variabilité des résultats est aussi le reflet du niveau élevé d'incertitude attaché à cet exercice.

Dans le secteur du résidentiel – tertiaire (y compris GNV, 0,9 TWh en 2007), les objectifs du Grenelle en matière d'efficacité énergétique sont largement structurants. Le nombre de rénovations nécessaires

²⁰ La problématique du GPL carburant (gaz de pétrole liquéfié) n'est pas abordée ici, dans la mesure où le PIP est centré sur les questions relatives au gaz naturel.

à l'atteinte de ces objectifs constitue un point de vigilance important. L'évolution du parc de bâtiments et les parts de marché du gaz restent également relativement incertaines.

Pour ce secteur, la poursuite des tendances passées conduit à une stabilité ou une légère croissance des consommations en 2020, de l'ordre de 10 TWh. La mise en œuvre du Grenelle devrait conduire à réduire les consommations de 55 TWh à 85 TWh en fonction :

- du niveau de fidélité à l'énergie gaz dans l'existant, ainsi que des substitutions fioul-gaz ;
- des parts de marchés du gaz dans le neuf, en s'appuyant sur des solutions performantes (chaudière à condensation, PAC gaz) en complément des ENR et d'une meilleure isolation.

Pour le secteur industriel, les déterminants économiques sont encore plus prégnants, que ce soit sur l'activité des différentes filières, où sur la concurrence entre énergies, qui elle-même dépend d'une part de leurs prix relatifs, et d'autre part des politiques environnementales. Un prix élevé de la tonne de CO₂ sur le marché européen favorise ainsi le développement des énergies non-carbonées. Il incite dans le même temps à réaliser des substitutions du fioul et du charbon vers le gaz. Ces différents effets demeurent difficiles à anticiper et à quantifier. De plus, les impacts de la crise financière viennent ajouter un peu plus d'incertitude pour les prochaines années.

Pour ce secteur, la croissance jusqu'en 2020 pourrait être ainsi comprise entre 25 TWh et 55 TWh.

Pour le secteur électrique, les incertitudes sur la consommation de gaz viennent de trois niveaux :

- l'évolution du parc de cogénération ;
- le développement de la puissance installée des CCCG ;
- les durées de fonctionnement des CCCG.

Au final, les surplus de consommation en gaz naturel du secteur électrique pourraient être compris entre +30 TWh et +50 TWh à l'horizon 2020.

Le tableau suivant regroupe les perspectives envisagées pour les différents secteurs.

Tableau 13 : Perspectives d'évolution de la demande nationale en gaz naturel à l'horizon 2020

En TWh	2020		2007
	<i>Evolution de la consommation par secteur</i>		<i>Référence</i>
Résidentiel Tertiaire – évolution tendancielle ²¹	0	à 10	298
Résidentiel Tertiaire – Grenelle	-85	à -55	298
Industrie	25	à 55	190
CCCG	30	à 50	*
<i>Scénario de consommation</i>			
Total – (avec évolution tendancielle sur le résidentiel tertiaire)	585	à 650	532
Total - Grenelle	505	à 585	532

A l'horizon 2020, la consommation moyenne de gaz connaîtrait un tassement, voire un recul. La demande en gaz est aujourd'hui à la croisée des chemins, entre d'une part le développement des CCCG et des usages industriels, d'autre part les efforts entrepris dans le secteur résidentiel tertiaire en matière d'efficacité énergétique.

Compte tenu des fortes incertitudes qui entourent cet exercice, la mise à jour des perspectives de consommation de gaz devrait être faite à des pas de temps réguliers, en cohérence avec les prévisions d'équilibre offre-demande d'électricité, pour ensuite s'assurer de l'adéquation du développement des infrastructures gazières.

²¹ Calculée à partir des estimations fournies par les transporteurs.

1.3. Evolution de la demande nationale à la pointe

Le décret du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public impose aux fournisseurs et aux gestionnaires d'infrastructures d'être en mesure d'acheminer le gaz et d'alimenter leurs clients dans le cas de trois jours de froid extrême tels qu'il s'en produit deux fois par siècle. C'est cette consommation de pointe, appelée également pointe P2 et exprimée en GWh/j, qui conditionnera le dimensionnement des infrastructures gazières. Il est donc nécessaire de décliner les prévisions annuelles de demande réalisées dans la partie précédente en prévisions journalières maximales.

L'estimation de la pointe P2 pour chaque point de livraison (industriels connectés au réseau de transport et distributions publiques) est une mission des opérateurs de transport. Ces calculs sont réalisés grâce à des modèles climatiques qui évaluent la relation entre les consommations journalières brutes et les températures efficaces²². La pointe P2 de l'hiver écoulé est déduite de ce modèle en l'extrapolant à la température efficace au risque 2%. Ces températures sont calculées par Météo-France pour toutes les stations météo de référence réparties sur le territoire. En projection, ces travaux intègrent également les tendances nationales anticipées quant aux perspectives de consommation du gaz. Ils s'appuient enfin sur des enquêtes complémentaires qui permettent d'affiner la connaissance de la structure de consommation sur les réseaux de distribution d'une part, et de prendre en compte d'éventuelles tendances locales spécifiques d'autre part.

Les résultats à la maille des points de livraison peuvent ensuite être agrégés pour aboutir aux prévisions de demande de gaz naturel à la pointe pour la France. Cette agrégation prend en compte, pour le dimensionnement du réseau principal :

- un foisonnement géographique : il s'applique essentiellement aux utilisateurs du gaz naturel pour le chauffage et provient du fait que le jour le plus froid ne survient pas le même jour sur tout le territoire. Il est estimé à 4,5% ;
- un foisonnement technique : pour les clients industriels, les usages du gaz naturel étant très variés, la demande maximale n'est pas nécessairement au jour le plus froid. Il est estimé à 20% ;

Les résultats présentés par les opérateurs de transport distinguent également la pointe ferme, qui correspond à la consommation de pointe totale, à laquelle a été soustraite la consommation associée aux contrats dits « interruptibles ».

En 2008, la pointe P2 au niveau national était estimée à 4409 GWh/j, dont 125 GWh/j au titre de contrats interruptibles. Les prévisions faites par les opérateurs de transport dans leur plan de développement à 10 ans présenté en 2008 tablent sur une croissance modérée de la pointe. Hors développement des CCCG, elle augmenterait à un taux d'environ +0,6%/an.

Ces prévisions n'intègrent toutefois pas les effets attendus du Grenelle de l'environnement qui, comme cela a été démontré dans la partie précédente, sont largement structurantes quant à l'évolution de la consommation de gaz.

Compte tenu des scénarios présentés dans la partie précédente, les pointes de consommation associées au secteur résidentiel – tertiaire et à l'industrie devraient être stables à l'horizon 2020, en léger recul ou en légère croissance.

Dans la mesure où le dimensionnement des infrastructures de transport et de stockage dépend étroitement des anticipations des évolutions de la demande de pointe, il est nécessaire de conserver des hypothèses prudentes quant aux différentes variables, afin de conserver les marges de flexibilité suffisantes.

A court terme, compte tenu des incertitudes sur l'évolution de la demande en gaz et des inerties des systèmes technico-économiques, notamment dans les bâtiments, l'évolution des pointes (hors CCCG)

²² $T_{eff}(j) = 0,64 \times T(j) + 0,24 \times T(j-1) + 0,12 \times T(j-2)$ pour satisfaire au décret OSP.

devraient être proches de celles anticipées par les opérateurs de transport, elles devraient ensuite se stabiliser puis diminuer. Notons que ce raisonnement à l'échelle nationale peut masquer des évolutions plus contrastées, à la hausse ou à la baisse, à l'échelle régionale.

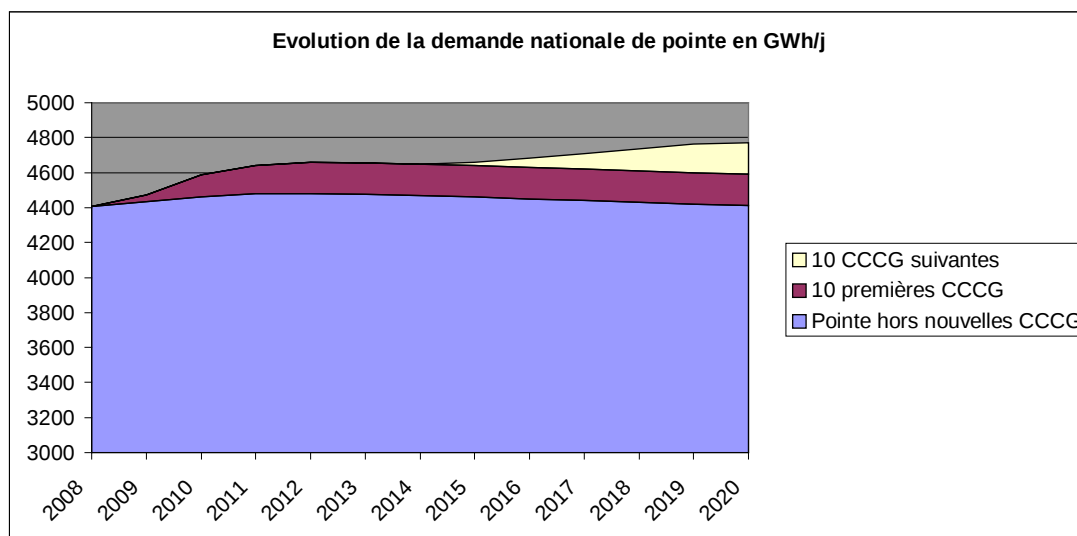
L'évolution de la demande en pointe est par ailleurs étroitement liée aux rythmes de développement des CCCG. A l'horizon 2012, 10 nouvelles CCCG pourraient fonctionner. Les informations disponibles aujourd'hui permettent d'avoir une première estimation des dates d'entrée en service de ces installations. A l'horizon 2020, 10 tranches supplémentaires de CCCG pourraient être installées (soit 20 nouvelles CCCG entre 2009 et 2020), même si des incertitudes subsistent sur ces projets.

Par ailleurs, pour chaque tranche de CCCG, la demande à la pointe est estimée sur la base d'une hypothèse de fonctionnement en continu (le jour de la pointe de consommation en gaz naturel est de fait un jour de très fort besoin électrique), soit 18 GWh/j.

Au final, la pointe P2 pourrait atteindre 4660 GWh/j en 2012. A l'horizon 2020, elle serait comprise entre 4590 GWh/j et 4770 GWh/j, en fonction de la construction ou non de CCCG supplémentaires sur la période 2013-2020.

Le graphique ci-dessous récapitule les scénarios de demande à la pointe P2 à l'horizon 2020, en identifiant les besoins des CCCG²³.

Figure 19 : Perspectives possibles d'évolution de la demande nationale de gaz en pointe



Source : DGEC

2. L'impact du développement des CCCG

Le développement des CCCG se traduira par une consommation additionnelle de gaz. Le réseau gazier français devrait être en mesure de s'adapter pour transporter à terme les consommations d'une vingtaine de CCCG supplémentaires, y compris pour les journées de pointe de consommation. Des renforcements de réseau pourraient toutefois s'avérer nécessaires.

Cependant, le mode de fonctionnement des CCCG, avec une forte modulation intra-journalière, pourrait poser des questions spécifiques relatives à l'exploitation du système gazier. Un groupe de

²³ Compte tenu de la dynamique des investissements en matière de CCCG prévus entre 2009-2012, nous avons retenu comme hypothèse une concentration sur la période 2015-2020 de la deuxième vague de projets.

concertation a été mis en place il y a un an par les deux transporteurs. Ces travaux concernent l'ensemble des gestionnaires d'infrastructures et portent sur :

- l'impact sur les réseaux de transport de gaz naturel d'un fonctionnement des CCCG en forte modulation intra-journalière ;
- la disponibilité de nouvelles sources de modulation « intra-journalière ». En France, il s'agirait des stockages, des terminaux méthaniers et des points d'entrée ;
- la possibilité d'acheminer cette modulation sur le réseau de transport, qui peut être physiquement limitée notamment par la vitesse de déplacement du gaz et qui dépend étroitement de la localisation des CCCG par rapport aux sources de modulation.

Les premiers résultats sont attendus pour 2009. L'aboutissement de ces travaux est aujourd'hui essentiel, tout d'abord pour les porteurs de projets CCCG qui ne souhaitent pas être contraints, a posteriori, sur les conditions économiques de fonctionnement de leurs CCCG et qui ont besoin de visibilité tant sur leurs engagements financiers des projets en cours que sur l'implantation des nouveaux projets qui pourraient minimiser les impacts sur le réseau gazier (a priori à proximité des sources de modulation). Sur ce point, il est par ailleurs utile de rappeler que le rapport PIPgaz de 2006 recommandait de raccorder autant que possible les futurs CCCG près des points d'entrée du réseau de transport de gaz.

Ces travaux doivent également donner de la visibilité aux gestionnaires d'infrastructures gazières, dans la mesure où des investissements supplémentaires pourraient être nécessaires pour adapter les installations, voire développer des capacités dédiées à la modulation « intra-journalière » dans les stockages ou dans les terminaux méthaniers.

Une étude détaillée et complète des besoins de modulation des utilisateurs des réseaux de transport devra être effectuée et ses conclusions devront être communiquées à tous les acteurs concernés.

Ces travaux seront donc suivis avec attention, afin que les premiers résultats chiffrés soient disponibles au plus vite, et enfin que les modalités et les règles d'acheminement pour les fournisseurs de CCCG puissent être déterminées.

3. L'approvisionnement français : le rôle clé de la diversification et des contrats long terme

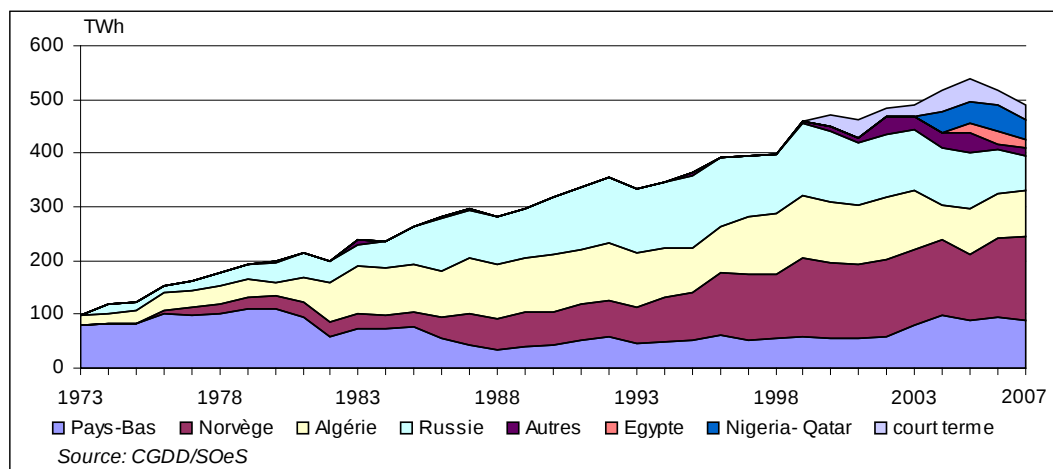
1.1. Les importations de gaz : état des lieux et perspectives

La production nationale représentait 1/3 de la consommation française dans les années 70 (soit environ 80 TWh) contre moins de 3% de la consommation aujourd'hui (moins de 12 TWh en 2007, cf. infra).

La France est donc en situation de dépendance énergétique quasi totale puisque plus de 97% du gaz consommé est importé. Ces importations sont majoritairement réalisées au travers de contrats long terme (plus de 10 ans) qui représentent encore aujourd'hui plus de 85% des approvisionnements.

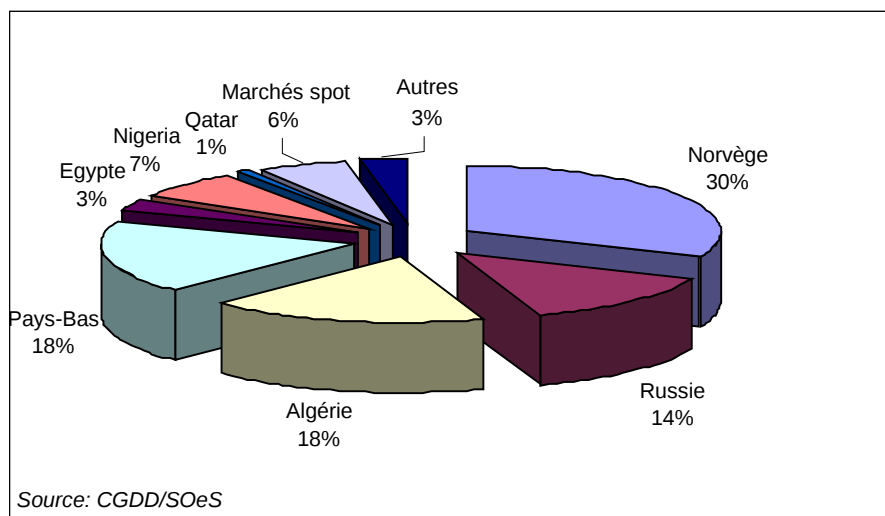
Par ailleurs, le développement de l'usage du gaz naturel en France depuis les années 1970 s'est accompagné d'une volonté de diversification des approvisionnements comme le montre le graphique ci-dessous.

Figure 20 : Evolution de l'approvisionnement français en gaz



L'approvisionnement français est actuellement plus diversifié que dans la plupart des autres pays européens. En 2007, quatre fournisseurs principaux ont alimenté la France en gaz²⁴: la Norvège (30% des importations françaises), les Pays-Bas (18%), l'Algérie (18%) et la Russie (14%), L'Egypte a fourni en 2005 ses premières cargaisons à destination de la France. En 2007, elles représentaient environ 3% des importations.

Figure 21 : Diversification de l'approvisionnement français en gaz



La France est également un pays de transit pour le gaz qui vient du nord en direction de l'Espagne (26 TWh en 2007), de la Suisse et de l'Italie (63 TWh en 2007 pour ces deux pays).

Le réseau français est inséré dans un ensemble européen qui conditionne ses perspectives de développement. Le portefeuille d'approvisionnement français, dont l'historique a été décrit plus haut, évoluera avec l'émergence de nouvelles zones de production et le développement de nouvelles voies d'acheminement (gazoducs et GNL).

Comme le montre la carte ci dessous, la France, du fait de sa position géographique, se trouve à la confluence des principaux flux d'approvisionnement de l'Europe. L'évolution de l'approvisionnement

²⁴ Source : Observatoire de l'Énergie, avril 2008.

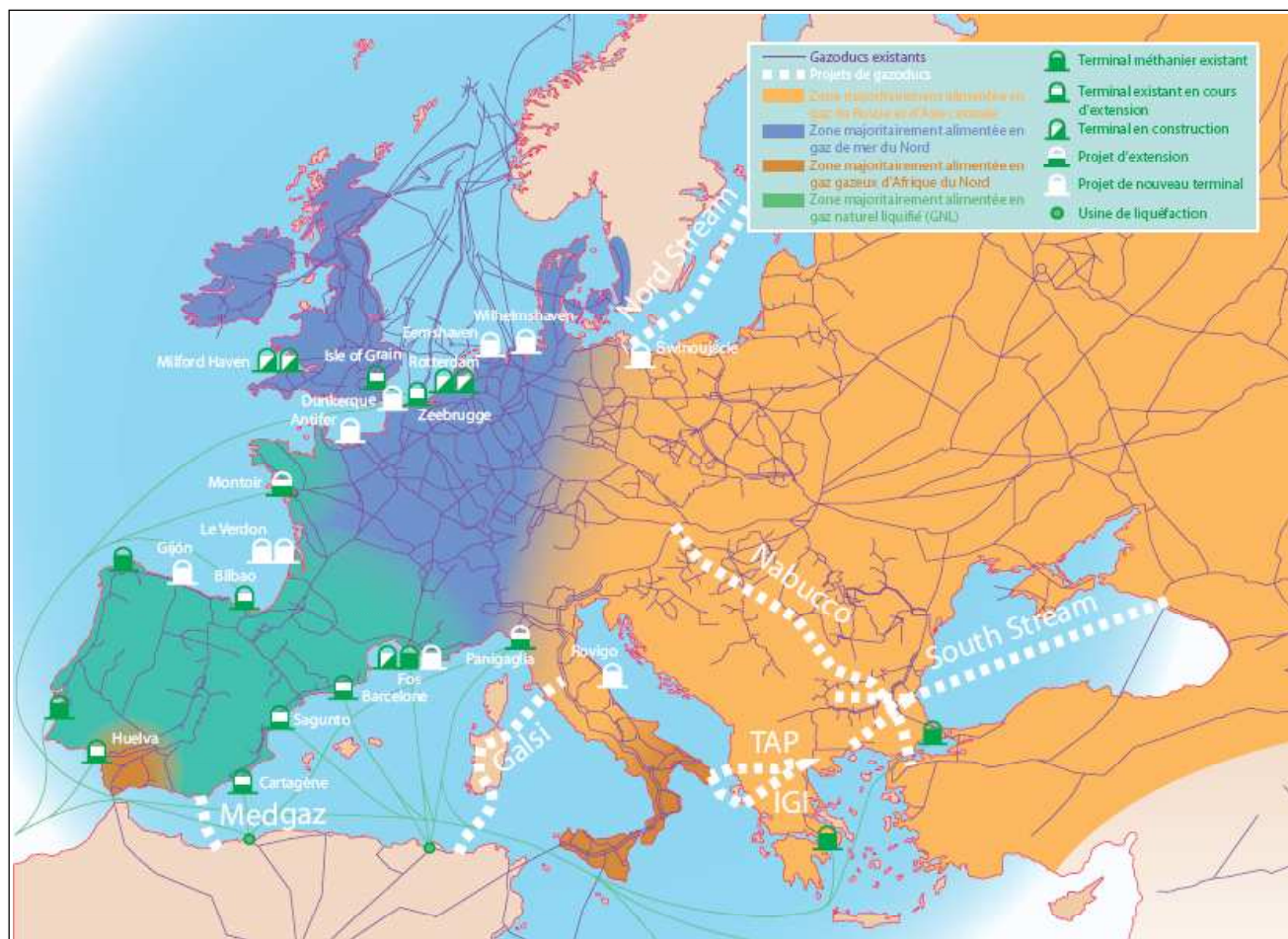
de la France et plus généralement les flux de gaz seront donc conditionnés d'une part à l'aboutissement des grands projets d'infrastructures d'importation (gazoducs et terminaux méthaniers), d'autre part aux choix opérés par les expéditeurs, à l'échelle européenne, quant aux sources d'approvisionnement.

Aujourd'hui, plus de 90% du gaz acheté par les fournisseurs actifs en France le sont sur la base de contrats de long terme. Le bilan des déclarations des fournisseurs réalisées en 2008 indique que le poids des contrats à long terme dans l'approvisionnement français devrait rester à un niveau élevé (supérieur à 80% en 2012), élément essentiel de notre sécurité d'approvisionnement.

A l'horizon 2020, plusieurs de ces contrats seront échus. Le portefeuille d'approvisionnement français dépendra donc principalement de la faculté qu'auront les fournisseurs actifs sur le marché français à renouveler leurs contrats de long terme actuels et à en conclure de nouveaux.

Dans les années à venir, le GNL devrait jouer un rôle grandissant dans l'approvisionnement français en donnant accès à de nouvelles sources, notamment au Moyen-Orient, et en créant de nouvelles routes d'approvisionnement. En outre, compte tenu de la flexibilité offerte par le transport maritime, le GNL devrait vraisemblablement constituer le terme de bouclage de l'approvisionnement français.

Figure 22 : Situation de la France par rapport aux flux gaziers européens



Source : GRTgaz

Encadré 5 : Le prix du gaz naturel

Historiquement, les importations de gaz en Europe, se font dans le cadre de contrats de long terme avec les producteurs. Ces contrats, dont la durée varie entre 10 et 20 ans présentent deux caractéristiques communes :

- des clauses de « take or pay », qui permettent de donner une visibilité suffisante aux producteurs pour investir (le risque sur les volumes est transféré au pays consommateur) ;
- une indexation du prix du gaz sur ses concurrents énergétiques directs (principe du « Net Back »), qui sont en général les produits pétroliers (le fioul en France, le pétrole en Allemagne ou le propane en Espagne). La formule d'indexation est propre à chaque contrat, et des clauses de révision sont prévues sur une base annuelle ou pluriannuelle. Ce point constitue la première raison de la corrélation des prix du gaz à ceux des produits pétroliers.

Par ailleurs, l'ouverture des marchés du gaz en Europe se traduit par deux conséquences que l'on peut d'ores et déjà observer : d'une part une réduction de la durée des contrats, les fournisseurs de gaz n'ayant plus une vision suffisante sur l'évolution de la demande ; et d'autre part l'émergence de marché « spot » qui reflètent chaque jour la confrontation entre l'offre et la demande en gaz, les fournisseurs ayant une obligation quotidienne d'équilibrage des réseaux de gaz.

Le Royaume-Uni et les Etats-Unis, qui ont ouvert depuis plus d'une dizaine d'années leurs marchés du gaz naturel ont désormais des places de marché – des « hubs » - relativement liquides. Ils s'appellent respectivement le *National Balancing Point* et le *Henry Hub*. Ces références de prix ont progressivement remplacé l'indexation sur les produits pétroliers dans les prix de vente du gaz. Sur ces marchés, les prix du gaz et ceux du pétrole restent néanmoins corrélés, car ces énergies demeurent substituables dans de nombreux usages.

Suite à l'ouverture des marchés gaziers en Europe continentale plusieurs « hubs » ont émergé, par exemple en Belgique (Zeebrugge) ou au Pays-Bas (*Title Transfer Facility*). D'autres sont en cours de développement en France (les PEG : point d'échange de gaz), en Espagne, en Allemagne... Ils présentent encore une liquidité et une profondeur limitée. En 2007, l'approvisionnement français via les marchés spot a représenté 27 TWh²⁵, soit environ 7% des importations totales.

En France, le gaz naturel reste principalement acheté dans le cadre de contrats de long terme géographiquement diversifiés, notamment auprès des grands pays producteurs (Norvège, Pays-Bas, Russie, Algérie). Ces contrats prévoient que le prix d'achat du gaz est indexé sur les cours de produits pétroliers (fioul domestique, fioul lourd et Brent dans le cas de GDF-SUEZ). Il est répercuté dans les tarifs réglementés de vente selon une formule de lissage convenue avec les pouvoirs publics. Le principe du lissage est protecteur du consommateur final en gommant la volatilité des index mais il induit un effet retard (de 6 à 7 mois). A ce stade, le marché « spot » ne joue pas un rôle directeur.

Cependant, une bourse du gaz vient également d'être lancée en France en novembre 2008, à l'initiative des opérateurs de transport de gaz et de Powernext. Elle pourrait favoriser l'émergence d'un prix « spot » qui reflète l'équilibre réel entre l'offre et la demande en gaz.

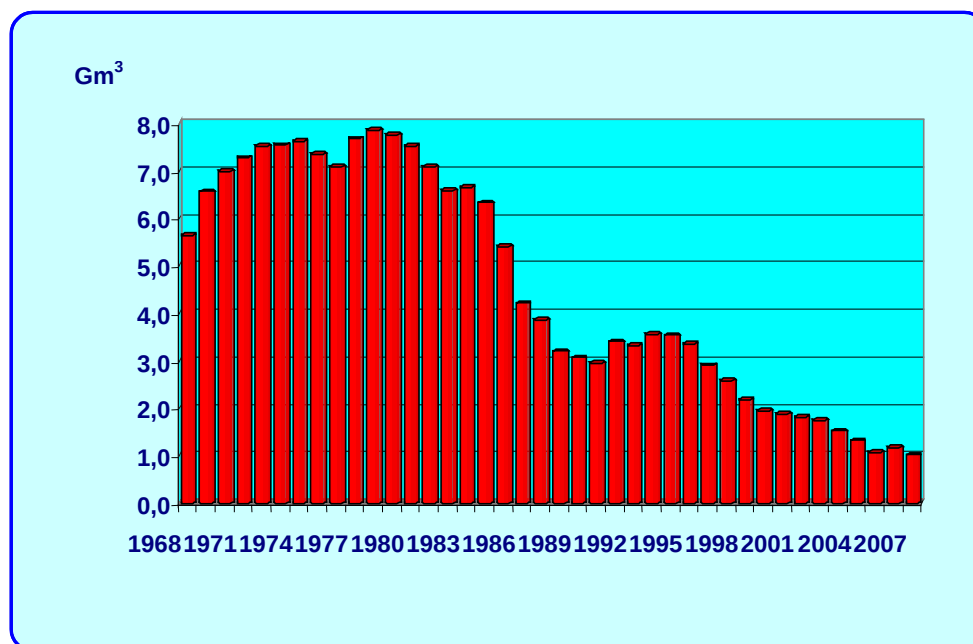
1.2. La production nationale de gaz naturel

1.2.1. Etat des lieux et perspectives des gisements nationaux existants

La production annuelle de gaz naturel a été de 1,65 Gm³ en 2007 (contre 1,78 Gm³ l'année précédente), pour une production de gaz commercialisée de 1,02 Gm³. Ce recul est lié à une baisse de 7% de la production annuelle du gisement de Lacq profond dont l'exploitation a été réduite sur le mois d'avril pour permettre des interventions sur l'usine de Lacq.

²⁵ source : CGDD/SOeS

Figure 23 : Production nationale de gaz commercialisé



Source : DGEC

La production nationale de gaz naturel provient de 12 gisements, elle est opérée à 95,5 % par Total E&P France et provient à 96,9 % du bassin aquitain: Lacq Profond (72 % de la production nationale), Meillon (12 %), Le Lanot (4%) et Pécorade (4 %), le gisement de gaz de mine de Poissonnière (4 % de la production nationale) étant situé dans le Nord Pas-de-Calais. L'exploitation de Meillon pourrait s'arrêter en 2010 et celle de Lacq à partir de 2013.

Les hydrocarbures gazeux du sud-ouest sont traités dans l'usine de Lacq (élimination des composés acides H₂S et CO₂ qui représentent respectivement 15 % et 10 % du gaz brut). Le gaz commercialisable est envoyé dans le réseau de TIGF pour consommation, ou stocké temporairement dans les stockages souterrains de Lussagnet et d'Izaute.

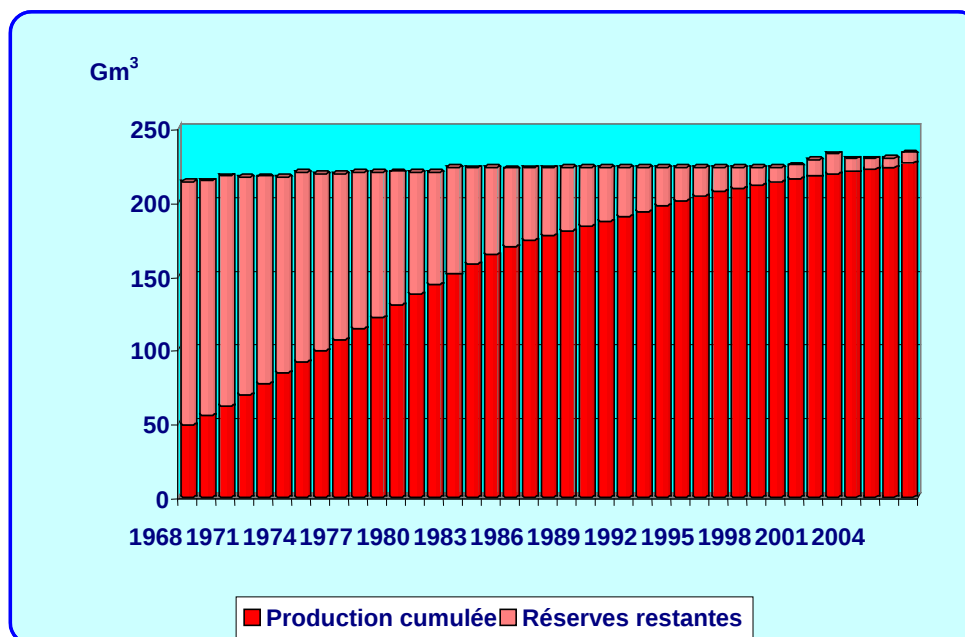
Les prévisions de production annuelle pour les 3 prochaines années sont détaillées dans le tableau suivant. Ces valeurs tiennent compte des plans de développement établis par les opérateurs et des évaluations des réserves.

Tableau 14 : Prévisions de production annuelle de gaz naturel

Année	Production (Gm³)
2008	1 434 642
2009	1 337 468
2010	1 122 887

Source : DGEC

Figure 24 : Réserves et production cumulée de gaz naturel en France



Source : DGEC

1.2.2. La recherche du gaz « non conventionnel »

Le gaz dit "non conventionnel" est, comme le gaz "conventionnel", composé essentiellement de méthane. Mais, par opposition au gaz "conventionnel" qui circule librement au sein de la roche-réservoir qui le contient et qui est exploité avec les techniques de forage classiques, le gaz "non conventionnel" est très fortement lié à la roche. Il nécessite la réalisation de nombreux forages et la mise en œuvre de techniques d'exploitation plus raffinées (en particulier pour ce qui concerne les techniques de stimulation par fracturation) donc en général plus coûteuses.

Dans le domaine du gaz, la libéralisation du marché, la croissance prévue de la consommation et le niveau élevé du prix de ce combustible en Europe a éveillé l'intérêt des compagnies. Celles-ci ont ainsi relancé récemment l'exploration de ressources gazières non conventionnelles en France.

Au total, depuis 2004, six permis couvrant des zones favorables à l'existence de ressources en gaz non conventionnel ont été attribués en France. Cinq de ces permis ont pour objectif le gaz de charbon, et un seul le "gaz coïncé".

Les permis à objectif "gaz de charbon" sont détenus par une compagnie d'origine australienne, European Gas Ltd qui en est l'opérateur. Deux puits exploratoires ont été forés en 2006 et 2007 sur un permis situé dans le bassin houiller lorrain. Ces deux puits sont encore en cours d'évaluation, mais les premières analyses paraissent confirmer l'intérêt de la zone, déjà explorée il y a une quinzaine d'années par deux compagnies dont Enron.

Le permis à objectif "gaz coïncé" est le permis de Foix, attribué début 2006 à une filiale de la compagnie canadienne Encana (rachetée récemment par la société Vermilion REP). L'étude géologique de la région et les renseignements fournis par les anciennes données (forages et sismique) ont permis à Encana de localiser deux emplacements de forage, qui ont été réalisés en 2007 et dont les résultats sont en cours d'évaluation.

En l'état des recherches actuelles, il n'est pas possible de conclure sur le potentiel en « gaz coincé » du sous-sol de la France métropolitaine. En tout état de cause, en l'absence de découverte significative dans les toutes prochaines années, la production de gaz poursuivra son déclin avec deux baisses de production très importantes : en 2010 à l'occasion de l'arrêt de la production de Meillon puis en 2013 à l'arrêt de celle de Lacq.

1.3. Le développement du Biogaz

Le biogaz est un gaz combustible issu de la dégradation de matières organiques en absence d'oxygène appelée aussi méthanisation. Il est constitué majoritairement de méthane, et sa composition finale est variable suivant la nature des déchets et le procédé d'épuration mis en œuvre.

Le biogaz s'inscrit dans la politique du Grenelle de l'environnement, que ce soit sous l'angle du développement des énergies renouvelables, le traitement et la valorisation des déchets, ainsi que la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les ressources fermentescibles utilisables pour produire du biométhane sont principalement issues de trois secteurs :

- l'agriculture : résidus de récoltes, effluents d'élevage... Dix méthaniseurs agricoles sont aujourd'hui en service, avec une perspective de progression importante pour les années à venir ;
- les collectivités locales : partie fermentescible des ordures ménagères, déchets verts, boues de stations d'épuration... Il existe aujourd'hui six usines de méthanisation des ordures ménagères, et environ cinquante centres d'enfouissement techniques valorisent le biogaz capté²⁶. Il existe également soixante-dix unités de méthaniseurs sur stations d'épuration urbaines qui valorisent le biogaz ;
- l'industrie : déchets de procédés de transformation, eaux de lavage... Il existe une centaine d'unité traitant les boues industrielles par méthanisation (dont 20 qui valorisent le biogaz).

1.3.1. La valorisation du biogaz

La valorisation du biogaz peut-être réalisée de plusieurs manières, pour la production d'électricité, la production de chaleur, la production de carburant, et enfin par injection dans les réseaux de gaz naturel.

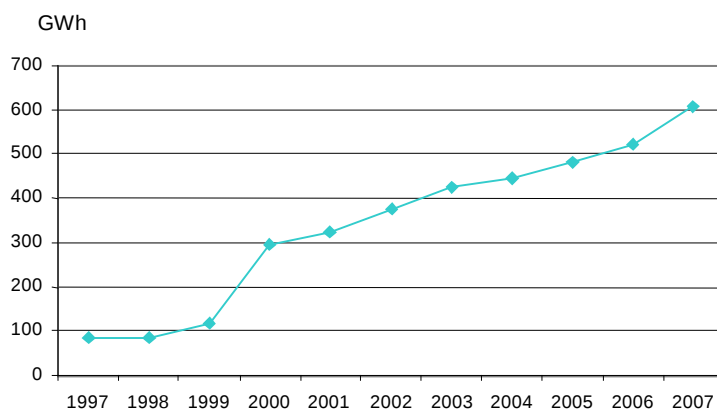
La production d'électricité

La valorisation électrique du biogaz a représenté en 2007 605 GWh, soit 0,9 % de l'électricité d'origine renouvelable. La production d'électricité à partir de biogaz a plus que doublé entre 2000 et 2007.

Les estimations du COMOP 10 du Grenelle de l'environnement tablent sur une production d'électricité à partir de biomasse atteignant les 1440 ktep (16,7 TWh) en 2020, contre 240 ktep (2,8 TWh) aujourd'hui. Ces estimations intègrent la production d'électricité à partir de biogaz. Cependant pour des raisons d'efficacité énergétique et d'intérêt de substitution, les autres moyens de valorisations du gaz (chaleur, carburant et injection dans le réseau de gaz naturel) mériteraient d'être privilégiées lorsque cela est possible.

²⁶ Dans les décharges fermées, la captation du biogaz, qui est un gaz fatal, est obligatoire depuis un arrêté de 1997 pour les nouveaux « casiers ».

Figure 25 : Production d'électricité à partir de biogaz

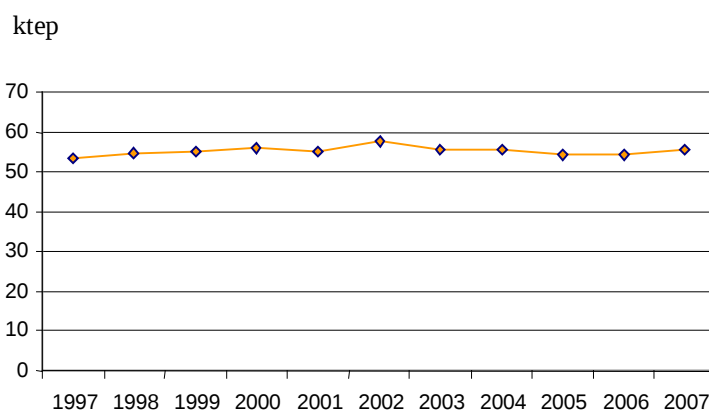


Source : CGDD/SOeS

La production de chaleur

La production thermique issue du biogaz représente aujourd'hui 56 ktep (720 GWh), soit 0,5% de la production thermique d'origine renouvelable. Cette production est plus ou moins constante depuis 10 ans.

Figure 26 : Production de chaleur à partir de biogaz



Source : CGDD/SOeS

Le COMOP 10 a fixé un objectif de 555 ktep (7,2 TWh) de valorisation thermique du biogaz à l'horizon 2020, soit une multiplication par 10 par rapport à aujourd'hui.

La production de biogaz carburant

Le biogaz peut également être valorisé sous forme de carburant. Ce vecteur d'utilisation dépendra plus généralement du développement de la filière GNV (cf. supra).

Le développement du biogaz carburant constitue par ailleurs un moyen de réduire les émissions des transports routiers, qui sont aujourd'hui largement dépendants des combustibles fossiles.

L'injection dans les réseaux de gaz naturel

L'avis remis par l'Afsset en octobre 2008 démontre que l'injection de biogaz dans le réseau de distribution de gaz naturel peut être compatible avec les contraintes sanitaires, dans la mesure où le biogaz est issu :

- de déchets ménagers et assimilés, dans les installations de stockage de déchets non dangereux (décharges) ;
- de la méthanisation en digesteur de déchets non dangereux que sont les biodéchets triés à la source, les déchets ménagers triés sur site, les déchets agricoles (effluents d'élevage et déchets végétaux), les déchets de la restauration collective et les déchets organiques fermentescibles de l'industrie agro-alimentaire.

Le biogaz issu de boue de stations d'épuration et de décharges industrielles nécessite des études complémentaires pour être accepté dans les réseaux de gaz naturel.

Il est donc désormais possible de procéder à cette injection en respectant les prescriptions techniques des distributeurs ou des transporteurs de gaz naturel ainsi que l'origine des déchets.

Plusieurs producteurs de biogaz s'intéressent à ce débouché, notamment les grosses unités de méthanisation à la ferme proches du réseau de distribution et les sites de production de biogaz dans les déchetteries urbaines.

Aujourd'hui, plusieurs problèmes cependant restent à résoudre :

- les aspects techniques relatifs à l'injection sur les réseaux ;
- les aspects sanitaires, et notamment les modalités de contrôle de l'origine des déchets ;
- les aspects économiques, sur la valorisation du gaz injecté et les coûts de raccordement.

Un groupe de travail a été lancé par la DGEC pour trouver des solutions et rendre possible l'injection du biogaz sur les réseaux au plus vite.

Les perspectives de développement du biogaz

Le potentiel de production de biogaz brut est estimé entre 7 et 16 Mtep²⁷, soit un gisement de 3 Mtep (39 TWh) de biogaz épuré à l'horizon 2015-2020.

Le biogaz constitue donc un gisement important à développer, notamment au vu des engagements pris dans le cadre du Grenelle de l'environnement. Pour chaque projet, le mode de valorisation à privilégier dépendra de ses caractéristiques techniques, économiques, ainsi que de son environnement local (nature et éloignement des ressources, existence d'un gisement de demande de chaleur, proximité d'un réseau de distribution de gaz naturel...). En outre, la possibilité d'injecter le biogaz dans le réseau, à l'image de ce qui se fait déjà dans d'autres pays européens (Allemagne, Autriche,...), devrait permettre de favoriser le développement de cette source d'énergie renouvelable.

²⁷ Etude ADEME, AFGNV, ATEE, GDF-Suez, IFP, MEEDDAT.

Appendice : Le gaz B

Le gaz B est un gaz à bas pouvoir calorifique, en raison de sa concentration en azote (de l'ordre de 10%). Ce gaz provient principalement du gisement de Groningue (Pays-Bas). Il se distingue du gaz H (gaz dit à haut pouvoir calorifique) qui est le gaz le plus répandu en Europe et dans le monde. Ces deux types de gaz ne sont pas interchangeables, chacun a donc un réseau dédié. En effet, ils possèdent des spécifications techniques différentes (le pouvoir calorifique supérieur du gaz B est compris entre 9,5 et 10,5 kWh/(n)m³, celui du gaz H entre 10,7 et 12,8 kWh/(n)m³) et des caractéristiques d'utilisation propres (la pression de livraison est de 25 mbar pour le gaz B, et de 20 mbar pour le gaz H).

Chez les clients, les installations intérieures sont dédiées à un type de gaz. Cependant, au-delà des différences de pression de livraison, les normes en vigueur depuis 1994 pour les appareils domestiques assurent une compatibilité totale avec un fonctionnement au gaz B ou gaz H (catégorie E+) ou avec une intervention mineure à chaque changement de gaz (catégories Esi et Er). Pour les appareils plus anciens, il est probable qu'une conversion au gaz impose des modifications plus lourdes sur l'installation intérieure.

2. Etat des lieux

2.1. La consommation et l'approvisionnement de la zone B

En Europe, la région B est une île gazière qui englobe une partie de la France, la Belgique, les Pays-Bas et une partie de l'Allemagne. En Belgique, le gaz B couvre environ 27 % de la consommation de gaz naturel, avec un point important de consommation dans la région Bruxelles.

En France, la zone B regroupe les régions Nord-Pas-de-Calais et Picardie. Elle représente 1,34 millions de clients, dont environ 8000 clients industriels gros consommateurs, et 12 % de consommation nationale de gaz naturel.

La société hollandaise GasTerra (et les sociétés qui l'ont précédé, NAM et Gasunie) bénéficie d'un droit d'accès exclusif au gaz du gisement de Groningue et en est donc l'unique commercialisateur. Elle fournit depuis plus de quarante ans le gaz B pour les besoins français. Ce gaz est livré au point d'entrée Taisnières B, principalement à partir du gisement à terre de Groningue. Ce gaz transite par la Belgique sur le réseau de Fluxys, entre Poppel et Blarégnies.

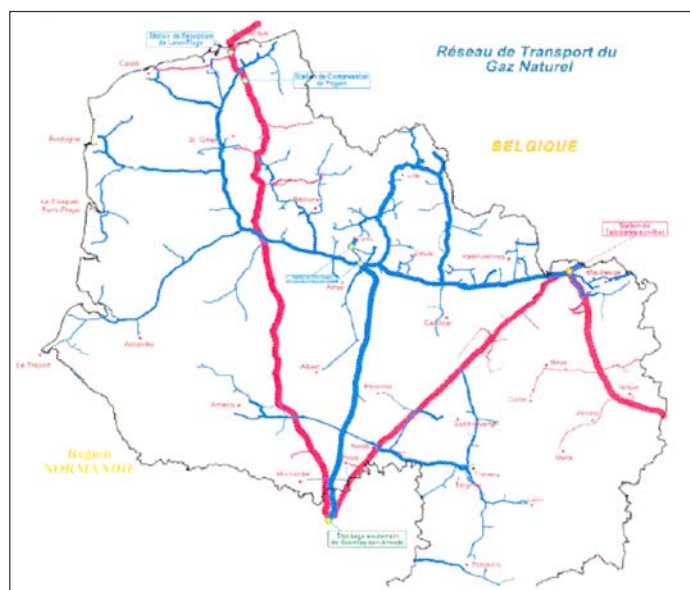
GDF-SUEZ est engagé contractuellement avec GasTerra pour approvisionner le marché français en gaz B pour la majeure partie de la période d'étude du PIP 2010-2020. De plus, les capacités de transit en Belgique ont été sécurisées, en phase avec les engagements contractuels. D'autres fournisseurs présents sur le marché français disposent par ailleurs de contrats avec GasTerra.

Enfin, afin de favoriser la concurrence sur la zone B, GRTgaz propose un service dit « base ferme » accessible aux expéditeurs détenant moins de 15% des capacités d'entrée à Taisnières B. Ces derniers, ont alors la possibilité de convertir du gaz H en gaz B dans la limite de leurs besoins pour alimenter leurs clients finals. Ce service ne s'appuie pas sur une conversion physique du gaz, mais sur un système d'achat revente opéré par le transporteur.

2.2. Les infrastructures de la zone B

Les capacités d'entrée à Taisnières B sont de 230 GWh/j, auxquelles s'ajoutent 50 GWh/j interruptibles.

Figure 27 : Réseau de gaz B français (en bleu)



Source : GRTgaz

L'acheminement du gaz B s'appuie sur un réseau de transport de 2 500 km, soit 7,7% des canalisations de transport de GRTgaz. Il se décline en un réseau principal de 245 km et un réseau régional de 2 218 km. Il comprend également 2 stations de compression de 30 MW chacune.

Le réseau de distribution de gaz B couvre 1024 communes et représente quant à lui 19 000 km de canalisations.

Un site stockage situé à Gournay-sur-Arronde est dédié au gaz B. Son volume utile est de 12,8 TWh, soit 9,4% de la capacité française ou encore 90 jours de consommation moyenne sur la zone B. Son débit de soutirage est de 306 GWh/j.

Enfin, une unité de conversion physique de gaz H en gaz B située à Loon-plage a été mise en service en 2007. Sa capacité est de 57 GWh/j.

3. La demande

En 2008, la demande nationale en gaz B, corrigée du climat est estimée à 52 TWh. Les perspectives d'évolution de la demande sur la zone B devraient être comparables à celles estimées à l'échelle nationale, à la différence près qu'il n'y a à ce jour aucun projet de CCCG en zone B.

GRTgaz estime qu'à l'horizon 2020 la consommation de gaz B connaîtra une légère croissance, d'environ 4 TWh. La mise en œuvre des mesures du Grenelle pourrait quant à elle se traduire par une stabilisation des consommations, voir une baisse d'environ 6 TWh.

La demande en pointe en 2008/2009 est estimée à 425 GWh/j. Les estimations faites par le transporteur (avec des hypothèses pré-Grenelle), prévoient une augmentation modérée de la pointe. Celle-ci serait de 434 GWh/j en 2011/2012 et atteindrait 445 GWh/j en 2017/2018 (soit un taux de croissance annuel moyen d'environ 0,5 %/an). Les efforts en matière d'efficacité énergétique devraient permettre d'infléchir cette tendance, ce qui pourrait se traduire par une stabilisation voir un recul de la demande en pointe à l'horizon 2020.

4. L'offre

4.1. L'approvisionnement de la zone B

L'Étude *Dutch Gas Market* réalisée en 2007 évalue les réserves récupérables de gaz B à Groningue à plus de 1 100 Gm³. Les réserves totales des Pays-Bas sont quant à elles évaluées à 1 250 Gm³ (source *BP Statistical Review*).

Le gisement de Groningue est aujourd'hui utilisé comme la variable d'ajustement de la production aux Pays-Bas, en plus du gaz H des petits champs (dont la production devrait rapidement baisser). Sa production a été stable sur les 4 dernières années, à environ 32 Gm³/an. Le gouvernement néerlandais a par ailleurs fixé un plafond de production pour le gaz de Groningue à 425 Gm³ sur la période 2006-2015, soit en pratique un niveau moyen de 42,5 Gm³/an. Avec un tel niveau de production, les réserves actuelles représentent 26 années d'exploitation.

En 2007, GasTerra a fait part de son intérêt à GDF-SUEZ, et à l'ensemble de ses clients historiques, de prolonger les contrats au-delà de 2020. Les négociations sont en cours mais n'ont pas encore abouti. En cas de succès, les capacités de transit équivalentes sur le réseau belge devront être négociées.

4.2. Les infrastructures de la zone B

Aujourd'hui, il n'y a aucun projet de développement des infrastructures de la zone B. A terme, une conversion au gaz H devra cependant être envisagée pour palier l'épuisement des réserves disponibles aux Pays-Bas.

Techniquement, une telle opération consiste tout d'abord à isoler certaines parties du réseau sur lesquelles la conversion va être réalisée. Pendant l'opération de conversion, l'îlot considéré est alimenté avec du gaz de qualité « intermédiaire », accepté par le parc existant d'appareil et qui permet au distributeur de procéder aux réglages définitifs sur les appareils et sur la pression de livraison du futur gaz H, tout en garantissant un fonctionnement transitoire correct. Un exemple de découpage des réseaux maillés est donné dans la carte ci dessous.

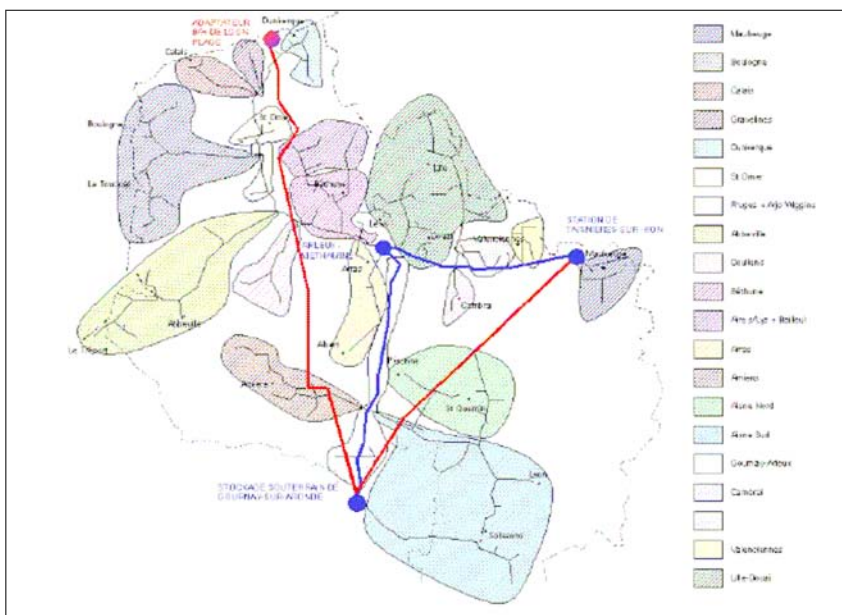
La conversion consiste pour le distributeur et ses sous-traitants à passer chez tous les clients pour, d'une part procéder à un examen des appareils et selon les cas à des réglages spécifiques des matériels, d'autre part modifier la pression de livraison (dépose et repose des détendeurs).

Cette opération met donc le distributeur au premier plan, celui-ci devra :

- mobiliser les compétences nécessaires (appareils, sécurité des réseaux et des installations intérieures, planification, communication ...)
- mobiliser des moyens humains (formation de prestataires dédiés : de 200 à 300 agents pour 200 000 clients traités par an)
- lisser des charges afférentes en lien avec les périodes tarifaires

La conversion de la zone B induira également d'importantes contraintes d'exploitation tout d'abord pour les gestionnaires de transport qui devront gérer d'une part les mouvements de gaz, avec un risque supplémentaire en cas de pointe de froid, d'autre part la production de gaz dit « intermédiaire ». Des contraintes pèseront également sur le gestionnaire de stockage, tant pendant la phase de conversion où des solutions transitoires devront être mises en œuvre pour accompagner la baisse de la consommation en gaz B (et la hausse de la consommation en gaz H), tout en préservant la performance de l'outil industriel (maintien du volume utile), qu'après la phase de conversion où le stockage devra être passé en gaz H.

Figure 28 : Exemple de découpage possible des réseaux maillés de la zone B pour la conversion en gaz H



Source : GDF-SUEZ

D'après GDF-SUEZ, l'opération de conversion pourrait s'étaler sur 6 à 8 ans, auxquels doivent être ajoutées deux à trois années pour réaliser les expérimentations pilotes et valider les procédures. En outre ce chantier s'annonce coûteux (une première estimation est en cours), ces charges devront donc autant que possible être lissées dans le temps. Une concertation avec les pays européens adjacents sera enfin nécessaire (Belgique et Pays Bas notamment) : la « Plate-forme Gaz » a déjà identifié ce sujet comme un thème d'étude.

5. Conclusions

Le dimensionnement des infrastructures sur la zone B semble aujourd'hui suffisant pour assurer la continuité de fourniture de l'ensemble des clients de la zone à l'horizon 2020.

A la pointe de consommation, le stockage de Gournay, l'unité de conversion de Loon-Plage et les entrées fermes à Taisnières représentent un potentiel d'approvisionnement de 590 GWh/j, soit une marge de flexibilité de 155 GWh/j compte tenu de notre scénario retenu.

En outre, en cas de rupture d’approvisionnement à Taisnières B, le stockage de Gournay permet, à lui seul, de couvrir 90 jours de consommation (pour le niveau de consommation de 2008), ce chiffre atteignant 155 jours en prenant en compte les capacités de conversion de Loon-plage.

Du côté de l’approvisionnement, même si la zone B n’a qu’une seule source d’approvisionnement, les relations qui ont été tissées au cours du temps avec GasTerra attestent de la fiabilité de cette contrepartie. En outre, les contrats d’approvisionnement en gaz B bénéficient de la proximité géographique du gisement (300 km) et offrent un niveau important de flexibilité. Celle-ci est un gage supplémentaire quant à la sécurité d’approvisionnement de la zone B, et plus largement du système gazier français.

Enfin, les résultats des négociations sur la prolongation des contrats avec GasTerra constituent un point central dans la problématique de la zone B. En effet, si ces contrats n'étaient pas renouvelés, les phases d'expérimentation pour la conversion de la zone B devraient être lancées dès 2010. A l'opposé,

si ces contrats étaient prolongés (avec les quantités de transit équivalentes en Belgique), l'horizon temporel de l'opération de conversion serait retardé d'autant.

Annexes

1. Les stockages souterrains français

Site	Zone	Opérateur	Année de mise en service	Volume utile (Mm3)	Energie utile (TWh)
AQUIFERES					
Izaute	Aquitaine	TIGF	1981	1440	16,77
Lussagnet	Aquitaine	TIGF	1957	1052	12,26
Gournay	Bassin parisien	Storengy	1976	1230	12,8
Beynes profond	Bassin parisien	Storengy	1975	330	3,8
Beynes supérieur	Bassin parisien	Storengy	1956	167	1,9
Saint-Illiers	Bassin parisien	Storengy	1965	690	7,9
Germigny	Bassin parisien	Storengy	1982	850	9,7
Saint-Clair-sur-Epte	Bassin parisien	Storengy	1979	445	5,1
Cerville	Lorraine	Storengy	1970	650	7,4
Cere-la-Ronde	Sologne	Storengy	1993	543	6,4
Chemery	Sologne	Storengy	1968	3640	42,7
Soings-en-Sologne	Sologne	Storengy	1981	220	2,6
SALINS					
Etrez	Sud-Est	Storengy	1979	530	6
Manosque	Sud-Est	Storengy	1992	260	3,1
Tersanne	Sud-Est	Storengy	1970	166	1,9

2. Liste des autorisations de fourniture de gaz naturel délivrées par le ministre chargé de l'énergie conformément au décret n°2004-250 du 19 mars 2004 (*liste mise à jour au 14 novembre 2008*).

2.1. Fournisseurs de gaz naturel autorisés au titre de l'article 1^{er} du décret n°2004-250 du 19 mars 2004

Détenteur de l'autorisation	Date publication au J.O.	Catégories de clients autorisées			
		Clients domestiques	Clients non domestiques (1)	Clients « industriels » (2)	Fournisseurs
Air Liquide Technische Gassen BV	20/04/2005			Oui	
Altergaz	18/05/2005 11/04/2006 24/06/2007	Oui	Oui	Oui	Oui
Aluminium Pechiney (site de Gardanne)	8/03/2008			Oui	Oui
BNP Paribas	26/07/2007				Oui
BP France	20/01/2005 05/08/2005			Oui	Oui
BP Gas Marketing Limited	20/01/2005				Oui
Citigroup Global Markets Limited	5/06/2008				Oui
ConocoPhillips	03/10/2007				Oui
Delostal et Thibault	29/12/2005			Oui	
Direct Energie	7/11/2008	Oui		Oui	Oui
Distrigaz	18/01/2005		Oui	Oui	Oui
Dong Naturgas A/S	08/09/2007				Oui
EDF	24/11/2004 30/08/2005	Oui	Oui	Ou	Oui
EDF Trading Limited	31/03/2005				Oui
EGL	30/08/2005				Oui
Electrabel SA	28/11/2004				Oui
Electrabel France	02/02/2005		Oui	Oui	Oui
Electricité de Strasbourg	5/10/2005 24/06/2007	Oui	Oui	Oui	Oui

(1) : Clients finaux non domestiques assurant des missions d'intérêt général, au sens du décret n°2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz.

(2) (2) : Clients finaux non domestiques n'assurant pas de mission d'intérêt général

		Catégories de clients autorisées			
Détenteur de l'autorisation	Date publication au J.O.	Clients domestiques	Clients non domestiques (1)	Clients « industriels » (2)	Fournisseurs
Energies Services Occitans (ENE'O) (transfert de l'autorisation de la régie municipale gaz-électricité de Carmaux)	26/07/2008	Oui	Oui	Oui	Oui
ENEL Trade	18/09/2008				Oui
Enerest (transfert de l'autorisation de Gaz de Strasbourg)	31/07/2008	Oui	Oui	Oui	Oui
ENOI SpA	11/08/2005 15/05/2007			Oui	Oui
E.On Énergie	2/06/2008	Oui	Oui	Oui	Oui
E.ON Ruhrgas AG Autorisation initiale transférée à E.On Energie Nouvelle autorisation	21/12/2004 12/06/2008 26/06/2008				Oui
EOS	27/12/2006				Oui
Essent Energy Trading BV	27/08/2005 24/02/2006			Oui	Oui
Essent Trading International SA (ETISA)	28/11/2007				Oui
European Commodity Clearing AG (ECC)	27/07/2008				Oui
ExxonMobil Gas Marketing Europe	20/02/2007				Oui
Gas Natural Commercialisation France SA	21/12/2004			Oui	
Gascognes Energie Services	11/04/2008	Oui	Oui	Oui	Oui
Gaselys	25/11/2004 20/12/2007				Oui
Gaz de Bordeaux Energie Services (transfert de l'autorisation de Gaz de Bordeaux)	11/07/2008	Oui	Oui	Oui	Oui
Gaz de France	28/09/2004	Oui	Oui	Oui	Oui
Gazonor	03/03/2006			Oui	Oui
Gazprom Marketing and Trading Ltd	25/11/2005			Oui	Oui
GEG source d'énergies	08/09/2007	Oui	Oui	Oui	Oui
Gasverbund Mittelland AG (GVM)	11/04/2007				Oui
Iberdrola	10/02/2005 17/07/2008			Oui	Oui
INEOS	2/04/2008			Oui ²⁸	Oui
JP Morgan Securities Ltd	18/05/2008				Oui
Mercuria Energy Trading SA	04/09/08				Oui
Merryl Lynch Commodities Europe Ltd	12/05/2006				Oui

		Catégories de clients autorisées			
Détenteur de l'autorisation	Date publication au J.O.	Clients domestiques	Clients non domestiques (1)	Clients « industriels » (2)	Fournisseurs
Molgas (initialement Regasa) (GNL)	10/11/2005 transfert 11/05/2007			Oui	
Morgan Stanley & Co	11/04/2008			Oui	Oui
NatGas Aktiengesellschaft	15/10/2008				Oui
Norsk Hydro	18/01/2005			Oui	Oui
Nexen Energy Marketing London (NEML)	05/01/2008				Oui
Novacarb	8/03/2008			Oui	Oui
Poweo	29/05/2005 21/07/2006 10/06/2007	Oui	Oui	Oui	Oui
Rhodia Energy	27/11/2004			Oui	
RWE Trading GmbH	05/08/2005				Oui
Saar Ferngas AG	25/03/2006			Oui	Oui
Shell Energy Europe BV	27/02/2008				Oui
Shell Energy Trading Ltd	27/01/2006				Oui
Sempra Energy Europe Limited Autorisation transférée à Royal Bank of Scotland plc (RBS)	08/08/2007 Transfert JO du 10/07/08			Oui	Oui
SICAR	14/08/2007		Oui	Oui	
Société Nationale d'Electricité et de Thermique (SNET)	12/07/2008			Oui	
Solvay Carbonate France	7/08/2008				Oui
Solvay Electrolyse France	01/08/2008				Oui
Soteg	30/08/2005			Oui	Oui
Soven	30/04/2005		Oui	Oui	
SPE	2/02/2007				Oui
Statoil ASA	27/10/2006 24/11/2006			Oui	Oui
Statoil France	28/10/2004			Oui	Oui
SVD17	31/10/2008			Oui ²⁹	
Total Énergie Gaz (Tegaz)	28/09/2004		Oui	Oui	Oui
Total Gas and Power Ltd (TGPL)	28/09/2004		Oui	Oui	Oui
Verbundnetz Gas AG	8/08/2007			Oui	Oui
Vitol	05/08/2005				Oui
Wingas GmbH	08/01/2005			Oui	Oui

2.2. *Fournisseurs de gaz naturel autorisés au titre de l'article 2 du décret n°2004-250 du 19 mars 2004 (vente occasionnelle de gaz à un client final situé à proximité)*

Détenteur de l'autorisation	Date de publication au J.O.
Enersol : site de Calais	26/10/2004
Enersol :site de St-Mihiel	04/02/2006
Périgord Énergie	14/02/2006
Sethelec	01/11/2006
S.N.C. Villers Saint Paul Utilités	03/08/2007
Dalkia	05/10/2007
Total E & P	18/07/2008

2.3. Entreprises locales de distribution de gaz naturel (3)

Détenteur de l'autorisation	Date de publication au J.O.
Caleo (ex : Service Gaz et Eau de la Ville de Guebwiller)	11/03/2006
Veolia Eau – Compagnie Générale des Eaux (approvisionnement du Syndicat intercommunal des communes de Huningue, Saint-Louis, Hegenheim et Village-Neuf (Haut-Rhin))	15/9/2004
Energis (Régie municipale de Saint-Avold)	7/8/2004
Gaz de Bordeaux	10/9/2004
Gaz de Strasbourg	7/8/2004
Gedia (Régie municipale du gaz de Dreux)	11/03/2006
Régie de Villard-Bonnot	10/8/2004
Régie du syndicat intercommunal du pays chartrain	7/8/2004
Régie Gazelec de Péronne	7/8/2004
Régie municipale d'énergie de Lavour	23/9/2004
Régie municipale du Gaz de Aire-sur-l'Adour	10/9/2004
Régie municipale du Gaz de Bazas	10/9/2004
Régie municipale Gaz Électricité de Bonneville	10/9/2004
Régie municipale Gaz Électricité de Carmaux	10/9/2004
Régie municipale Gaz Électricité de Sallanches	10/9/2004
Régie municipale multiservices de La Réole	24/9/2004
SAEML Énergies Services Lannemezan	7/8/2004
SEML Énergie et Services de Seyssel	22/02/2006
Société Gaz de Barr	10/9/2004
Société Gaz-Électricité de Grenoble	7/8/2004
Sorégies de la Vienne	24/02/2005
Vialis (Régie de Colmar)	9/4/2005

(3) Distributeurs autorisés à fournir les clients domestiques et les clients non domestiques assurant ou non des missions d'intérêt général dans leur zone de desserte respective.

3. Lettre de mission du Ministre d'Etat



MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DE L'ÉNERGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE

Le Ministre d'Etat

Paris, le 1^{er} JUIL. 2008

Nos réf. : D08011287

Monsieur le Directeur Général,

Dans la lutte contre le changement climatique, la France se place sur la trajectoire d'une division par quatre de ses émissions de gaz à effet de serre en 2050 et entend contribuer de manière ambitieuse et déterminée au triple objectif européen d'une réduction de 20% de nos consommations énergétiques, d'une part de 20% des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie et d'une diminution de 20% de nos émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020.

Cette ambition exige un vaste plan d'action : la hausse durable du prix des énergies fossiles et le poids du secteur énergétique dans les émissions de CO₂ nous imposent d'adapter nos modes de consommation et de production d'énergie. Face aux urgences climatique et énergétique, la France doit disposer d'une énergie sûre, compétitive et non émettrice de gaz à effet de serre.

Pour lutter contre le changement climatique et contribuer à un environnement respectueux de la santé, le Grenelle de l'environnement amorce une transition de la France vers une nouvelle économie compétitive, dont le nouveau modèle de développement respecte l'environnement et allège les besoins en ressources rares. En particulier, le Grenelle de l'environnement a fait de la réduction de nos besoins en énergie notre impératif premier.

La mise en œuvre des décisions du Grenelle de l'environnement doit permettre à la France d'entrer dans l'ère de la sobriété et de l'efficacité énergétiques. Il est donc à présent nécessaire de doter la France d'une nouvelle feuille de route en matière de production d'énergie. C'est pourquoi je souhaite que soit lancé sans délai un exercice de programmation des investissements de production et d'approvisionnement en énergie de la France à l'horizon 2020.

Notre responsabilité est de préparer et d'accompagner la France dans cette transition énergétique. Pour cela, la France doit engager un vaste programme d'équipement en énergies non carbonées. En particulier, nous devons intensifier massivement le développement des énergies renouvelables et établir le calendrier de mise en place du programme de centrale nucléaire de 3^{ème} génération lancé par le Président de la République.

J.

Monsieur Pierre-Franck CHEVET
Directeur général de l'énergie et du climat
61, bd Vincent-Auriol
75703 PARIS CEDEX 13

**Présent
pour
l'avenir**

www.developpement-durable.gouv.fr

Hôtel de Roquelaure - 246, boulevard Saint-Germain 75007 Paris
Tél. : 01 40 81 21 22 - www.developpement-durable.gouv.fr

2.

La loi prévoit que le Gouvernement remette au Parlement trois rapports : une programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, de chaleur et un plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz. Alors même que les précédentes programmations ne datent que de 2006, la mutation de notre modèle énergétique dans laquelle nous nous engageons exige leur renouvellement. Je vous demande de lancer de façon simultanée la révision de ces trois exercices, avec l'objectif d'une présentation au Parlement avant la fin de l'année 2008.

*

Ces futures programmations préciseront les objectifs français en matière de développement des énergies renouvelables, de développement des infrastructures gazières, de révision du parc de production d'électricité thermique et examineront à quel horizon la France devra engager de nouveaux investissements de production d'électricité nucléaire pour assurer son indépendance énergétique. A cet égard, l'absence de création de nouveau site nucléaire annoncée par le Président de la République sera prise en compte dans votre analyse.

En matière de chaleur, vous concentrerez vos propositions sur l'orientation de l'action publique en matière de développement de la chaleur renouvelable, après élaboration des coûts de référence de la production de chaleur.

Votre analyse prendra en considération les perspectives d'amélioration de l'efficacité énergétique et de réduction de notre dépendance aux énergies fossiles. Vous intégrerez les orientations prises par le Grenelle de l'environnement qui peuvent se traduire par le développement de nouveaux usages de l'électricité (voitures électriques notamment).

En outre, dans un contexte d'interconnexion croissante des marchés européens de l'électricité et du gaz et de renchérissement de l'énergie, cette planification doit marquer la contribution française à la solidarité énergétique européenne et à l'ambition de l'Europe en matière de lutte contre le changement climatique.

Par ailleurs, vous prendrez en compte dans votre analyse l'opportunité que peut représenter pour les entreprises françaises l'émergence de filières énergétiques nouvelles.

*

Pour conduire cet exercice, vous mettrez à profit les propositions des comités opérationnels du Grenelle de l'environnement ainsi que les conclusions de l'étude des coûts de référence de la production d'électricité. En termes de prévisions de consommation d'énergie, vous vous référerez notamment aux scénarii élaborés par l'Observatoire de l'énergie.

Vous associerez les collectivités territoriales à l'élaboration de ces documents pour la partie relative aux zones insulaires. Vous veillerez à ouvrir régulièrement vos travaux à l'ensemble des parties prenantes.

Vous me transmettez vos projets de rapport fin 2008.

Je vous prie de croire, Monsieur le Directeur Général, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.



www.developpement-durable.gouv.fr

Jean-Louis BORLOO

4. Liste des participants au comité de suivi

Représentant des pouvoirs publics :

Direction de l'énergie –MEEDDAT
Service climat - MEEDDAT
Commissariat général au développement durable - MEEDDAT
Ademe
Commission de régulation de l'énergie
Ministère de l'agriculture et de la pêche
Secrétariat d'Etat à l'outre mer

Gestionnaires de réseaux :

RTE
EDF systèmes énergétiques insulaires
GRT gaz
TIGF
GrDF

Acteurs industriels du gaz et de l'électricité :

EDF
GDF Suez
Union Française de l'électricité
Uprigaz
Association française du gaz
Syndicat des énergies renouvelables
Association des fournisseurs d'électricité à l'industrie et aux services
Association nationale des opérateurs détaillants en électricité
Union des Industries Utilisatrices d'Energie (UNIDEN)
MEDEF

Acteurs industriels de la chaleur

AMORCE
Association Technique Energie Environnement (ATEE)
Fédération Française des Entreprises Gestionnaires de services aux Equipements, à l'Energie et à l'Environnement (FG3E)
Comité Interprofessionnel du Bois Energie (CIBE)

Organisation syndicales :

Fédération nationale des mines et de l'énergie CGT
Fédération nationale de l'énergie et des mines CGT-FO
Fédération nationale chimie-énergie CFDT
Fédération CFE-CGC des industries électriques et gazières
Union nationale des syndicats du personnel des IEG CFTC CMTE

ONG :

Réseau Action Climat
Fondation Nicolas Hulot