

PARTIE
2

**LES FONDEMENTS
DU PROJET
ARC DE DIERREY**



Ce projet trouve ses fondements dans l'évolution du marché du gaz naturel, aux niveaux français et international. Cette évolution demande un renforcement de la sécurité d'approvisionnement ainsi que la mise en place d'un accès facilité au marché français, pour les fournisseurs de gaz naturel, afin d'offrir un choix élargi aux consommateurs.

DE NOUVELLES VOIES D'APPROVISIONNEMENT NÉCESSAIRES



Les réserves en gaz naturel sont encore abondantes à l'échelle mondiale. Selon les observateurs, et notamment l'Agence Internationale de l'Energie (www.iea.org), elles seraient suffisantes pour encore 60 à 70 ans, dans les hypothèses de consommation actuelles.

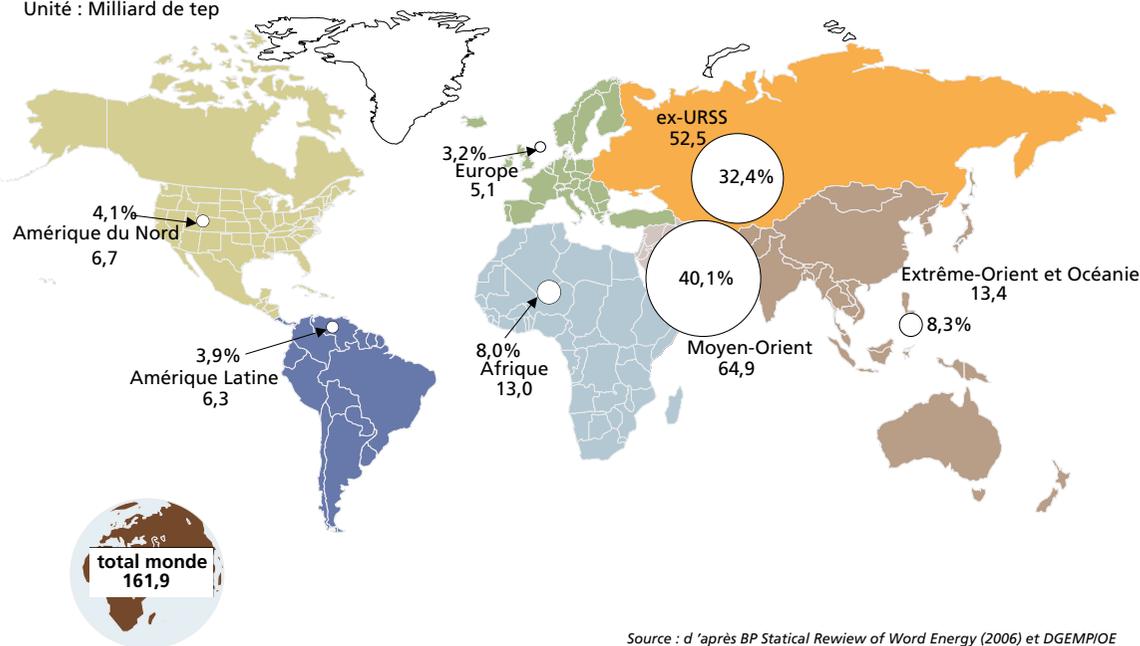
Cependant, comme le souligne l'Agence dans ses nouvelles prévisions réalisées en 2008 au niveau mondial (« World Energy Outlook 2008 »), **les ressources sont concentrées géographiquement**. Trois pays, la Russie, l'Iran et le Qatar, possèdent plus de la moitié (56%) des réserves mondiales (voir carte page

suivante). La France, qui importe la quasi totalité (98%) du gaz naturel consommé dans l'hexagone, compte quatre fournisseurs principaux : la Norvège, les Pays-Bas, la Russie et l'Algérie.

La concentration qui caractérise l'approvisionnement en gaz naturel pourrait fragiliser la situation énergétique en Europe. Selon de nombreuses études, et notamment celle de l'Observatoire Européen des marchés de l'Energie, publiée par le cabinet Capgemini (www.capgemini.com), **l'Europe doit réduire sa dépendance vis-à-vis des approvisionnements**

Les réserves mondiales de gaz naturel

Unité : Milliard de tep



Source : d'après BP Statistical Review of World Energy (2006) et DGEMPIOE

UN CHOIX PLUS LARGE POUR LES CONSOMMATEURS

Le contexte économique du secteur a été transformé avec l'ouverture du marché européen du gaz naturel. Le 26 juin 2003, l'Union européenne a adopté la seconde Directive Gaz dans le cadre de la libéralisation du marché européen du gaz. Cette directive qui a été ensuite transposée en droit français, approfondit les dispositions de la première directive du 22 juin 1998 sur l'ouverture du marché du gaz. Les grandes lignes de cette directive, qui a modifié profondément le paysage gazier européen, sont les suivantes :

- >> la disparition des monopoles nationaux,
- >> l'ouverture du marché du gaz à une libre concurrence,
- >> le renforcement des mesures de contrôle de transparence et de non-discrimination en ce qui concerne l'accès au réseau gazier.

Dans le cadre de cette libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité, et de la séparation des activités de fourniture des activités de gestion des réseaux, GRTgaz est devenu le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel opérant sur la majeure partie du territoire français.

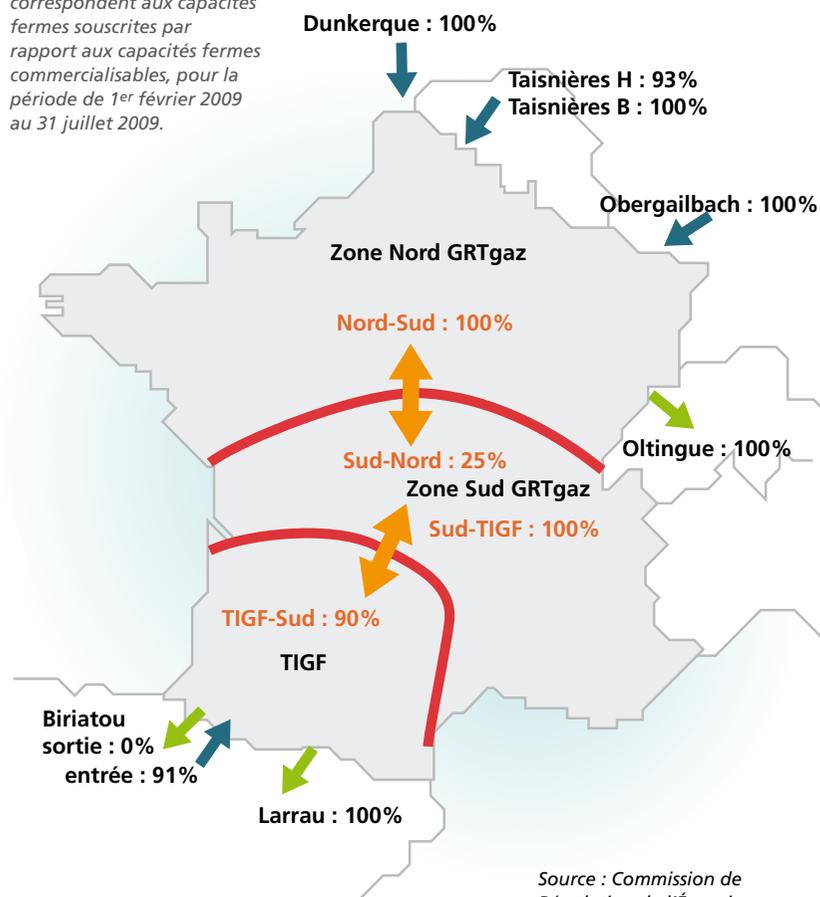
en gaz russe qui pourraient atteindre jusqu'à 50% des importations totales à l'horizon 2030. Ainsi, l'Europe doit non seulement diversifier les sources d'approvisionnement ainsi que les modes de transport du gaz naturel (terrestre et par navire méthanier), mais aussi **augmenter la fluidité des échanges au sein du marché européen.** Une plus grande diversification et plus de fluidité permettraient notamment de limiter l'impact des difficultés d'approvisionnement, telles que celles causées lors de l'hiver 2008-2009 lors du différent survenu entre la Russie et l'Ukraine.

De nouvelles infrastructures gazières prévisibles

Des investissements très importants dans les infrastructures énergétiques sont nécessaires pour sécuriser les approvisionnements et accompagner le développement et l'ouverture du marché du gaz en Europe. Selon la Commission européenne, ces investissements vont s'élever à 150 milliards d'euros pour la construction des centrales électriques au gaz et à 220 milliards d'euros supplémentaires pour les infrastructures gazières : gazoducs, stockages et terminaux méthaniers.

Réservation des capacités fermes sur les 6 prochains mois

Les pourcentages indiqués correspondent aux capacités fermes souscrites par rapport aux capacités fermes commercialisables, pour la période de 1^{er} février 2009 au 31 juillet 2009.



Dans ce nouveau contexte, la mission du transporteur consiste à **favoriser une concurrence effective** entre les producteurs/fournisseurs de gaz naturel au profit des consommateurs de gaz, tant industriels que particuliers. Elle conduit GRTgaz à **développer le réseau de transport** afin que les consommateurs puissent bénéficier de sources d'approvisionnement multiples et ainsi, **par le jeu de la concurrence, obtenir le meilleur prix**.

Après quelques années d'ouverture du marché, le choix des consommateurs s'est notablement élargi et environ 30 % des clients non résidentiels connectés au réseau de transport sont aujourd'hui fournis par des fournisseurs alternatifs aux fournisseurs historiques. Aujourd'hui ce sont environ 50 expéditeurs/fournisseurs qui sont actifs sur le marché français.

Pour répondre au besoin des fournisseurs et des consommateurs, **le marché doit offrir de la fluidité**, c'est-à-dire assez de capacité en entrée et sortie du réseau et sur la liaison entre les deux zones (cf. carte ci-contre) de GRTgaz. Or l'état des lieux réalisé par le Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire (MEEDDAT) et la CRE sur le rapport entre les réservations faites par les expéditeurs et les capacités d'entrée et de sortie sur le réseau français de gaz naturel montre que certains points sont saturés.

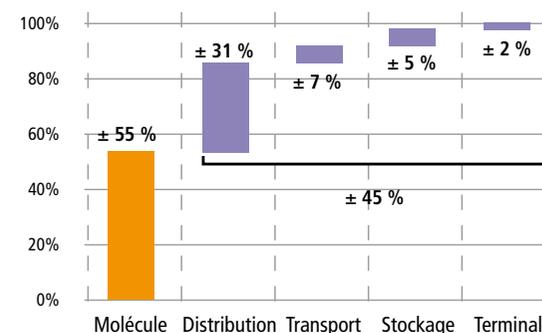
De nouveaux investissements sont donc nécessaires et c'est notamment dans ce cadre que s'inscrit l'étude du projet Arc de Dierrey.

Les investissements sur le réseau de transport sont non seulement un facteur-clé de l'ouverture du marché et de la libre concurrence, mais aussi **l'assurance de la continuité de fourniture**, y compris dans des conditions de froids exceptionnels, qui structurent la mission de service public de GRTgaz (cf. partie 1).

Combien coûte le transport du gaz naturel au consommateur final ?

Le transport du gaz naturel sur le sol français représente environ 7% du coût de l'énergie payée par le consommateur final. Quant à la distribution du gaz naturel, son coût s'élève à environ 30% du prix final. Le reste, la part la plus importante, provient de l'extraction de la molécule du sous-sol et de son transport jusqu'au territoire français.

Le graphique suivant indique la décomposition des coûts moyens supportés par un consommateur se chauffant au gaz en 2007 (source : Commission de Régulation de l'Énergie).



Quel est le rôle de l'Etat dans le développement des infrastructures gazières ?

(source : projet de plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz* pour la période 2009-2020 du Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire).

L'Etat a la responsabilité de mettre en œuvre la politique énergétique définie par la loi du 13 juillet 2005, politique qui s'articule autour de quatre objectifs :

- » garantir la sécurité de l'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.

La sécurité de l'approvisionnement repose elle-même sur trois piliers :

- » **la maîtrise de la demande** : un effort important a été mis en place dès 1974 ; il se poursuit avec des mesures telles que les crédits d'impôts en faveur des chaudières à condensation et haut rendement au gaz naturel, ou encore le mécanisme de certificats d'énergie lancé à la fin de l'année 2006. Les mesures de maîtrise de la demande devraient par ailleurs être amplifiées dans les années à venir, compte tenu des objectifs pris aux niveaux européen et national, dans le cadre du Grenelle de l'Environnement notamment.

» **la diversification des approvisionnements et la contractualisation à long terme des achats de gaz naturel** : les obligations de service public 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'approvisionnement et la part des contrats de long terme pour chaque fournisseur.

» **le développement des infrastructures** : l'Etat veille à ce que les investissements nécessaires à l'alimentation des clients soient réalisés en temps et en heure. À travers le plan indicatif pluriannuel identifiant les besoins, l'Etat peut notamment, sur proposition de la CRE, accorder une bonification de la rémunération pour les nouveaux développements d'infrastructures régulées.

L'ensemble de ces mesures préventives est complété par un **mécanisme de gestion de crise**, dont les mesures sont décrites dans un « plan d'urgence gaz » défini dans un arrêté d'octobre 2006.

La France occupe en Europe une position stratégique sur le marché européen, grâce à ses façades maritimes et ses frontières terrestres qui permettent des accès multiples et géographiquement diversifiés. Le gaz naturel arrive sur le territoire français, comme il a été vu au chapitre 1, **par plusieurs gazoducs connectés aux réseaux de transport belges et allemands**, par une canalisation sous-marine en provenance des gisements norvégiens de Mer du Nord et par deux terminaux méthaniers situés en Méditerranée (Fos-sur-Mer) et sur la façade Atlantique (Montoir-de-Bretagne).

Le nord de la France est un point d'entrée important du gaz naturel provenant, notamment :

- » de Norvège par le gazoduc Franpipe arrivant à Dunkerque,
- » de Norvège, des Pays-Bas et du Royaume-Uni à Taisnières, en interconnexion avec le réseau belge Fluxys*,
- » de Russie à Obergailbach, par le gazoduc Megal,
- » au terminal de Montoir-de-Bretagne sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL).

» La centrale électrique à cycle combiné DK6 à Dunkerque (59).



Le mécanisme des consultations de marché, ou « open seasons »

Ce mécanisme de consultation du marché a pour objectif de connaître les besoins des expéditeurs de gaz naturel. Les consultations sont organisées sous le contrôle des autorités de régulation, la CRE en France. Elles se concrétisent par la rédaction d'un document qui présente des éléments d'information sur le gestionnaire du réseau, sur la structure du marché, sur l'offre proposée (en l'occurrence : capacités d'entrée en gaz à haut pouvoir calorifique sur la zone nord-est depuis la Belgique), sur les principes d'allocation des capacités, sur la tarification, sur les modalités et le calendrier de la consultation.

Les expéditeurs peuvent alors renvoyer au gestionnaire du réseau de transport un formulaire indiquant les quantités souhaitées, ainsi que la durée de la réservation envisagée.

Les consultations du marché comportent généralement une phase « non engageante » suivie d'une phase « engageante » pour l'expéditeur. Dans ce dernier cas, son engagement se concrétise par la signature d'un contrat de réservation de capacités, généralement sur une durée d'au moins 10 ans.

Les besoins des expéditeurs à Taisnières

Afin de sonder les besoins des expéditeurs et d'anticiper les investissements nécessaires, et pour s'assurer de la bonne coordination des nouveaux projets d'investissement de part et d'autre de la frontière franco-belge, les deux gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel Fluxys* et GRTgaz ont décidé, en 2007, de consulter de façon coordonnée

Où est stocké le gaz naturel ?

Le gaz naturel est stocké dans des poches souterraines naturelles, à une profondeur variant de 400 à 1600 mètres. La France dispose de 14 sites de stockage. Ils ont été développés pour répondre à la saisonnalité de la demande et contribuer à assurer la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, ces sites peuvent renfermer l'équivalent de 20% de la consommation nationale. L'activité de stockage est réalisée en France par Storengy, filiale du groupe GDF Suez, et par TIGF, filiale du groupe Total.



les expéditeurs en lançant deux consultations simultanées relatives aux capacités de transport :

>>> pour Fluxys*, la consultation concerne les capacités de transit, en Belgique, des différentes routes du gaz menant à la frontière franco-belge ;

>>> pour GRTgaz, la consultation concerne la capacité de transport pour entrer en France. Ces consultations ont porté sur les besoins de capacité à partir de fin 2013. Elles se sont déroulées selon deux phases :

>>> en avril 2007 : une phase non engageante (voir encadré ci-contre) d'information et de discussion avec les parties intéressées, qui a suscité un vif intérêt puisque, au 31 juillet 2007, près de 40 utilisateurs de réseau ont fait part de demandes non engageantes pour une capacité de long terme.

>>> une phase engageante conduisant à la souscription de capacité à partir de fin 2013. Cette phase s'est déroulée fin 2008 et a révélé les points suivants :

- 17 expéditeurs ont participé à cette phase engageante du processus d'allocation des

capacités, en remettant des demandes pour des durées de 10 ans ou plus ;

- l'intégralité des demandes des expéditeurs a été allouée ;

- la demande des expéditeurs à l'horizon 2013 dépasse de 50% la capacité actuelle en entrée, à Taisnières.

Les projets de nouveaux points d'entrée du gaz naturel dans le nord de la France

Dans le même temps que ces consultations, des projets de terminaux méthaniers ont progressé dans le nord de la France. Il s'agit du projet de Dunkerque LNG (EDF) à Dunkerque, et du projet de Gaz de Normandie (POWEO, la Compagnie Industrielle Maritime, E.ON Ruhrgas et Verbund) à Antifer près du Havre. Ces projets ont fait l'objet chacun d'un débat public durant l'automne 2007, avec un bilan publié par la Commission nationale du débat public le 18 avril 2008. Les deux maîtres d'ouvrage concernés ont décidé de poursuivre leur projet.

Comment le projet est-il décidé ?

Les décisions d'investissement dans le secteur gazier appartiennent aux opérateurs, que ce soit pour les terminaux méthaniers, les stockages ou les canalisations de transport de gaz naturel. Dans le cas de GRTgaz, l'entreprise réalise, chaque année, une étude prospective à dix ans sur le développement des infrastructures de transport, en dialoguant avec les acteurs du marché (pour consulter le plan de développement à 10 ans : www.grtgaz.com rubrique « grands projets »). L'étude la plus récente, qui intègre le projet Arc de Dierrey, prenant en compte les besoins exprimés par le marché, concerne la période 2008-2017. Une validation des orientations, est ensuite effectuée annuellement auprès de l'autorité de régulation.

Si le projet Arc de Dierrey nécessite, par ses caractéristiques techniques et environnementales, l'organisation d'un débat public en amont, **sa réalisation dépend également de l'expression du besoin des expéditeurs, besoin exprimé lors de la phase engageante de la consultation du marché effectuée en 2008.**



En outre, la capacité envisagée pour le gazoduc, à savoir un diamètre d'environ 1,20m et une pression de 68 bar*, permettrait de faire face à un accroissement des besoins lié à **la réalisation de l'un ou des deux projets de terminal méthanier à Dunkerque et à Antifer, ainsi qu'à une possible extension du terminal de Montoir.**

Enfin, l'augmentation de capacité est envisagée, comme sur tous les projets de GRTgaz, entre deux « nœuds » du réseau, afin d'**optimiser les infrastructures existantes et d'éviter la construction de nouvelles stations de compression** sur le territoire. En outre, le choix des nœuds reliés, à savoir les stations de Cuvilly, Dierrey et Voisines, répond au besoin de faire transiter le gaz naturel du nord vers le sud en contournant la région parisienne : la station de Cuvilly est le « carrefour gazier » au nord de la région parisienne, secteur relié aux points d'alimentation situés à la frontière nord du territoire. Quant à la station de Voisines, elle est reliée au réseau de l'est de la France et à la zone sud. Le passage par la station de Dierrey, enfin, laisse la possibilité, ultérieurement, d'acheminer du gaz naturel depuis le sud ouest et la façade atlantique.

Quel est le rôle de la CRE dans le projet Arc de Dierrey ?

La Commission de Régulation de l'Énergie*, CRE, a été mise en place dans le cadre des directives européennes d'ouverture du marché à la concurrence. Elle veille au bon fonctionnement des marchés du gaz naturel, mais aussi de l'électricité. Elle contrôle en particulier que les conditions d'accès aux réseaux n'entravent pas le développement de la concurrence entre les fournisseurs.

La CRE approuve les programmes annuels d'investissements des gestionnaires de réseaux de transport, GRTgaz et TIGF pour le gaz naturel, et propose les tarifs d'utilisation de ces réseaux aux pouvoirs publics. Dans ce contexte, la CRE a donné son accord, le 18 décembre 2008, au programme d'investissements pour 2009 de GRTgaz. Elle souligne qu'il comprend des projets nécessaires au bon fonctionnement du marché, qu'il respecte le traitement non discriminatoire des acteurs du marché, « par exemple en ce qui concerne le raccordement de terminaux méthaniers et de centrales à cycle combiné de gaz » et enfin que le coût des projets est maîtrisé.

Il est prévu qu'en juillet 2009, GRTgaz dresse un bilan (et le communique à la CRE) sur l'exécution de son programme d'investissements et l'état d'avancement de ses projets, dont l'étude du projet Arc de Dierrey.

Si ce projet devait se concrétiser, l'investissement correspondant passerait par l'approbation de la CRE, à travers les programmes annuels d'investissement de GRTgaz. La CRE proposerait alors un tarif d'utilisation du réseau ainsi créé.

QUELLE PLACE DEMAIN POUR LE GAZ NATUREL ?

Sécuriser les approvisionnements, et élargir le marché du gaz naturel a-t-il du sens, alors que la place des énergies fossiles dans le bouquet énergétique mondial est interrogée ? Quels seront les effets des orientations de type Grenelle de l'Environnement en France sur les consommations énergétiques ? Ce paragraphe livre des arguments qui semblent plutôt confirmer que le gaz naturel tiendra encore demain toute sa place, et pour plusieurs décennies : mais, sur ce sujet, entre autres, le débat est loin d'être clos.



⚡ Ancienne centrale EDF et centrale DK6 à Dunkerque

Si le gaz naturel a fait son apparition relativement récemment dans le bouquet énergétique français, sa consommation a été multipliée par cinq depuis 1970, et, depuis 1990 jusqu'à aujourd'hui, c'est l'énergie dont la consommation croît le plus vite, selon les études publiées par le MEEDDAT.

Les prévisions relatives à la demande de gaz naturel, en France, à l'horizon 2020, ont donné lieu à des scénarios assez contrastés selon les organismes responsables de ces prévisions. Ces scénarios sont résumés dans le Plan Indicatif Pluriannuel des Investissements dans le secteur du gaz (PIP gaz*), publié par le MEEDDAT. Ainsi, l'Observatoire de l'Énergie, au sein du MEEDDAT, prévoit **une baisse annuelle moyenne de 0,5%** pour une vision de la consommation énergétique française compatible avec les objectifs du projet de loi Grenelle de l'environnement. Le scénario dénommé « Grenelle différé », toujours établi par l'Observatoire de l'Énergie, table sur **une croissance moyenne de 0,3%** par an à l'horizon 2020.

De son côté, le scénario construit par l'Association Française du Gaz prévoit **une croissance plus forte, soit +1,5%** par an en moyenne, toujours à l'horizon 2020.

Quelle est la place du gaz naturel dans la politique énergétique de lutte contre le réchauffement climatique ?

(Extraits du projet de Plan Indicatif Pluriannuel des Investissements dans le secteur du gaz* - Période 2009-2020, du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire).

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

>> d'un côté, le gaz naturel est une énergie fossile. Son utilisation en tant que combustible est donc source d'émissions de CO₂ (gaz carbonique ou dioxyde de carbone). De plus, le gaz naturel, qui est composé en majorité de CH₄ (méthane), 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 (gaz à effet de serre) de leurs sites.

Le mix énergétique

La politique énergétique française vise à fiabiliser l'alimentation énergétique globale de la France. Elle repose notamment sur le concept de mix-énergétique.

L'étude des besoins en gaz naturel, et en infrastructures gazières, passe de ce fait, également par l'étude des besoins futurs en électricité, dès lors que le gaz naturel est une source potentielle de production d'électricité par le biais des centrales à cycle combiné au gaz naturel.

Le scénario énergétique de référence du MEEDDAT (2008) précise les évolutions de la consommation électrique et la contribution du gaz naturel pour répondre aux futurs besoins et notamment aux pointes de consommations, qui seront donc dimensionnantes pour le réseau :

(En GW de puissance nette installée)	2000	2006	2020	2030
Nucléaire	63,2	63,3	65,4	65,4
Charbon	8,2	6,5	2,9	2,9
CCCG*	-	1,0	12,8	21,6
Fioul	3,5	4,5	5,1	6
TAC fioul et gaz	0,8	0,8	8,9	15,8
Gaz dérivés (gaz de hauts fourneaux)	0,3	0,3	0,3	0,3
Thermique divers non ENR (auto-production, cogénération,...)	7,7	8,4	7,7	7,9
Thermique à base de renouvelables	0,5	0,5	0,9	1,0
Hydraulique	25,3	25,5	25,5	25,5
Éolien	0,1	1,4	17,1	20,1
Photovoltaïque	-	-	0,5	0,6
Total	109,6	113,3	147,0	161,0

TAC = turbine à combustion

CCCG* = centrale à cycle combiné au gaz

ENR = énergie renouvelable



Dans tous les cas, ces organismes s'accordent pour estimer que **l'évolution de la consommation de gaz naturel en France sera surtout soutenue par la production d'électricité, et également par les usages industriels du gaz naturel**, alors que la consommation pour les usages résidentiels tend à stagner. En effet, l'augmentation, relativement faible, du nombre de consommateurs est amortie par la baisse des consommations moyennes suite, notamment, aux efforts réalisés en matière de maîtrise de la demande d'énergie (cette tendance est confirmée par les orientations françaises inscrites dans le Grenelle de l'Environnement).

⚡ Centrale à Cycle Combiné Gaz de Powéo - Pont sur Sambre

Du côté de la production d'électricité, globalement, **20% de l'électricité mondiale est déjà produite à partir du gaz naturel**. En outre, le gaz naturel représente près du quart de la consommation totale d'énergie en Europe et dans le monde, contre 15% en France (source : Association Française du Gaz). Toujours selon le MEEDDAT, on devrait assister à un rééquilibrage dans l'hexagone au profit du gaz naturel, en raison de son recours dans la production d'électricité.

Alors que jusqu'à l'année 2009, le pays comptait une seule Centrale à Cycle Combiné au Gaz (CCCG*) à Dunkerque, une dizaine de centrales sont déjà en travaux. À elles seules, elles représentent un potentiel de production d'électricité d'environ 16 milliards de kWh/an, soit l'équivalent de 3% de la consommation annuelle d'électricité en 2008 en France. Sept autres centrales sont en projet. La moitié des projets lancés ou en cours d'étude sont localisés dans le nord, l'est et l'Île-de-France.

Pour l'avenir, la place relative du gaz naturel sort renforcée des dernières orientations dessinées aux plans français et européen. D'une part, le Grenelle de l'Environnement (www.legrenelle-environnement.fr) a appelé à une réduction des consommations énergétiques et à une diminution des émissions de CO₂ ; sur ce point, le gaz naturel présente des avantages par rapport au pétrole et au charbon ; à ce titre on constate une augmentation de **projets de remplacements de centrales au fioul par des centrales au gaz naturel**. D'autre part, la production d'électricité par des énergies renouvelables doit être développée ; en France, d'ici 2020, elles pourraient représenter plus du quart de la puissance de production d'électricité ; ces énergies, par nature intermittentes, demandent des compléments pour lesquels les centrales au gaz naturel constituent une bonne solution du point de vue technique, grâce à leur souplesse d'utilisation, et environnemental. À titre d'illustration, l'Espagne où la part des énergies renouvelables (près de 30% de la production d'électricité en 2008, selon Red Eléctrica de Espana) est parmi les plus importantes d'Europe, mise fortement sur la production d'électricité à partir de gaz naturel (déjà 54 groupes sont en service, pour une puissance installée de 21 600 MW ; d'autres sont à l'étude, l'objectif est de disposer de 31 200 MW).

De plus, le fort développement de l'électricité pour le chauffage, en partie au détriment du gaz naturel, entraîne une hausse de la demande d'électricité de pointe, à laquelle, pour les mêmes raisons qu'exprimées ci-avant, les centrales au gaz naturel constituent une réponse bien adaptée, notamment dans le sud du pays, où les régions sont largement importatrices d'électricité.

Le programme énergétique européen pour la relance

Fin janvier 2009, la Commission européenne a proposé au Parlement européen et au Conseil un projet de règlement « établissant un programme d'aide à la relance économique par l'octroi d'une assistance financière communautaire à des projets dans le domaine de l'énergie ».

Cette proposition, approuvée par le Parlement européen le 6 mai 2009, fait partie des solutions visant à remédier à la crise économique par l'adoption de « mesures extraordinaires » dans le domaine de l'énergie. Le programme d'aide, qui mobilise une enveloppe financière d'un peu moins de 4 milliards d'euros sur deux ans (2009 et 2010), concerne spécifiquement les infrastructures pour le gaz et l'électricité, l'énergie éolienne en mer, et le captage et stockage du carbone.

Pour être éligible, les projets doivent notamment contribuer à la réalisation des objectifs suivants :

- >> sécurité et diversification des sources d'énergie, des routes d'approvisionnement et de l'approvisionnement,
- >> optimisation de la capacité du réseau énergétique et intégration du marché intérieur de l'énergie, en particulier en ce qui concerne les tronçons transfrontaliers,
- >> sûreté, fiabilité et interopérabilité des réseaux énergétiques interconnectés, notamment mise en place de flux gaziers multidirectionnels.

La « connexion France-Belgique » figure dans la liste des projets éligibles reconnus par la Commission européenne, pour une contribution européenne qui pourrait s'élever à un montant maximum de 200 millions d'euros.

À noter que la Commission, pour évaluer les dossiers qui lui seront soumis, prendra en compte plusieurs critères, dont la « maturité » du projet, ses incidences socio-économiques, ses impacts environnementaux, sa contribution à la continuité et à l'interopérabilité du réseau énergétique, ainsi qu'à l'optimisation de sa capacité, la contribution à l'amélioration de la qualité, de la sécurité et de la sûreté du service, et sa contribution à la mise en place d'un marché de l'énergie bien intégré.