

3

PARTIE

LES FONDEMENTS DU PROJET ERIDAN

De nouvelles voies d'approvisionnement nécessaires
Un choix plus large pour les consommateurs
Une offre nouvelle pour le sud de la France
Quelle place demain pour le gaz naturel ?

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 plus large aux consommateurs.

DE NOUVELLES VOIES D'APPROVISIONNEMENT NÉCESSAIRES



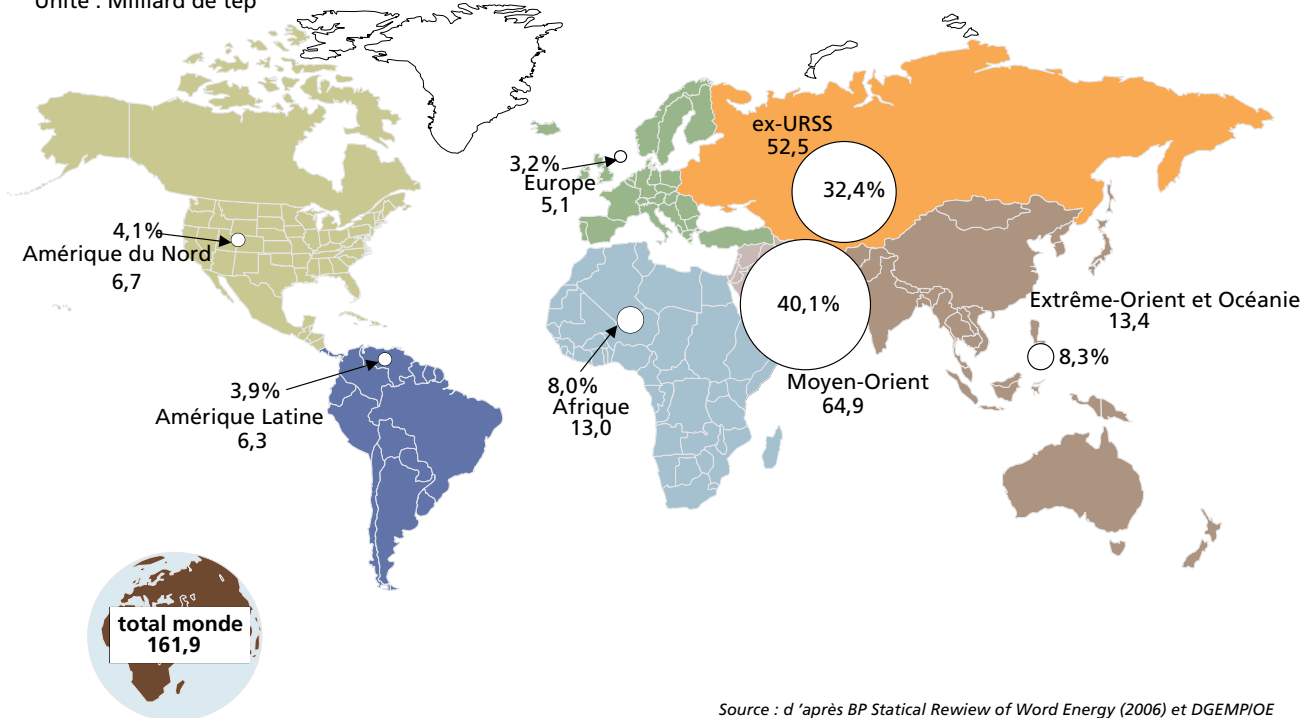
Les réserves en gaz naturel sont encore abondantes à l'échelle mondiale. Selon les observateurs, et notamment l'Agence Internationale de l'Energie (www.iea.org), elles seraient suffisantes pour encore 60 à 70 ans, dans les hypothèses de consommation actuelles. Cependant, comme le souligne l'Agence dans 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 les réserves mondiales 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 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 rencontrées lors de l'hiver 2008-2009 lors du différent survenu entre la Russie et l'Ukraine.

LES FONDEMENTS DU PROJET ERIDAN

Les réserves mondiales de gaz naturel

Unité : Milliard de tep



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.

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.

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 les prix les plus compétitifs**.

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.

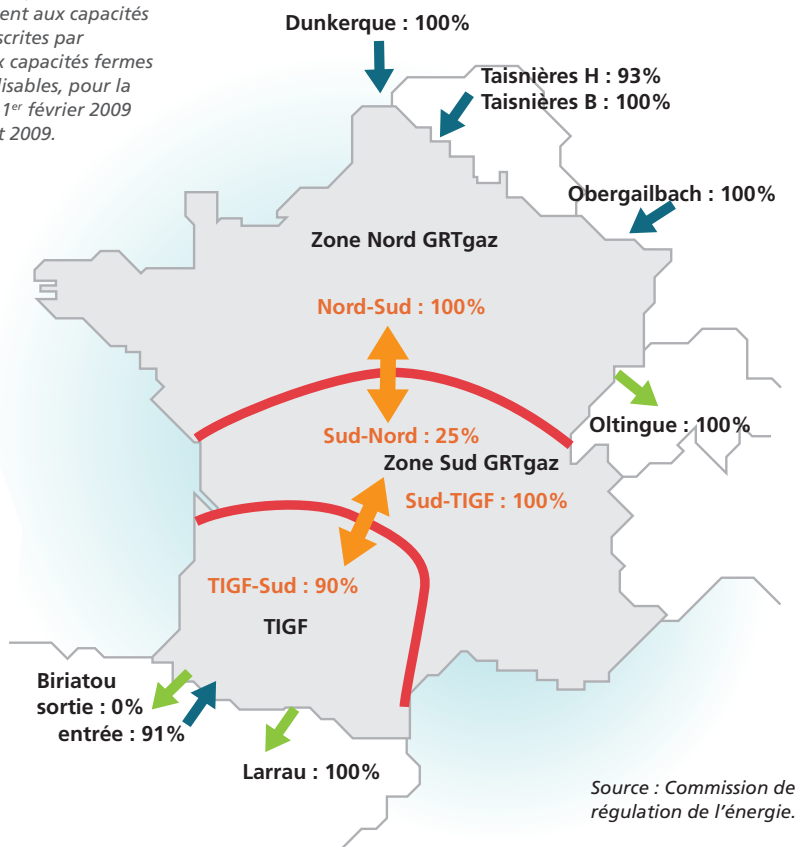
Pour répondre aux besoins des fournisseurs et des consommateurs, **le marché doit offrir de la fluidité**, c'est-à-dire assez de capacité en entrée et sortie du réseau et sur la liaison entre les deux zones (cf. carte ci-dessous et texte page 38) de GRTgaz.

Or l'état des lieux fait 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 ERIDAN. 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 les conditions de froid exceptionnel, qui structurent la mission de service public de GRTgaz (cf. Chapitre 1 page 8).

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.



Quel est le rôle de la Commission de régulation de l'énergie dans le projet ERIDAN ?

La CRE (cf. Chapitre 1 page 10) a donné son accord, le 18 décembre 2008, au programme d'investissements de GRTgaz pour 2009. 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 les études relatives à ERIDAN.

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

LES FONDEMENTS DU PROJET ERIDAN

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, (cf. chapitre 1 p.12), 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 sud de la France est déjà un point d'entrée important du gaz naturel provenant, notamment, d'Algérie et d'Égypte par bateau, sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL). Le GNL y est actuellement reçu par le terminal méthanier de **Fos-Tonkin**, d'une capacité de 7 milliards de m³ par an. Le gaz naturel émis par ce terminal est consommé dans la région ou transite vers le nord par l'Artère du Rhône, canalisation de transport construite dans les années 1970. En 2009, un nouveau terminal méthanier sera mis en service à



⌘ Vue d'ensemble des bâtiments abritant les turbocompresseurs de Saint-Martin-de-Crau (13).

Fos-sur-Mer (**Fos Cavaou**), avec une capacité de 8,25 milliards de m³ par an. Fin 2007, GRTgaz a mis en service le gazoduc qui le relie à la station de Saint-Martin-de-Crau, et, ainsi, au réseau de transport existant ; ce gazoduc, appelé Artère de Crau, présente des caractéristiques similaires au gazoduc qui fait l'objet de ce dossier.

Le renforcement récent de l'Artère de Guyenne (ouest de la France)

permet d'assurer l'évacuation du gaz naturel émis par les deux terminaux de Fos Tonkin et Fos Cavaou via l'Artère du Midi lorsque l'Artère du Rhône est saturée.

De son côté, la société **Shell** a annoncé qu'elle étudiait un projet de terminal méthanier, toujours à Fos-sur-Mer, pour une capacité de 8 milliards de m³ par an. A noter que l'Artère de Crau aurait une capacité suffisante pour servir

Où est stocké le gaz naturel ?

Le gaz naturel est stocké dans des poches souterraines naturelles, à une profondeur variant de 400 à 1 600 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 TIGF, filiale du groupe Total.





d'exutoire à ce nouveau terminal. Toutefois, le gaz naturel ne pourrait être acheminé au-delà de la station de Saint-Martin-de-Crau sans la capacité supplémentaire envisagée dans le projet ERIDAN.

Toujours dans le sud de la France, mais sur la façade maritime atlantique, la société **4Gas étudie un projet de terminal méthanier au Verdon, dans l'estuaire de la Gironde** : ce projet a fait l'objet d'un débat public en 2007. Début 2009, il est en attente des autorisations administratives. Si ce projet se réalise, le gaz naturel issu du terminal transiterait principalement par l'Artère de Guyenne et contraindrait fortement l'émission du terminal de Fos-Cavaou. La réalisation du projet de terminal méthanier au Verdon **nécessiterait donc de renforcer l'Artère du Rhône** pour pouvoir assurer l'évacuation du gaz naturel issu du terminal de Fos-Cavaou.

Quant aux projets de liaisons internationales par gazoduc, il faut citer le **projet de liaison entre l'Espagne et la France, MidCat**. Ce projet est développé dans le cadre d'une « initiative régionale » qui réunit la France, l'Espagne et le Portugal. Il implique GRTgaz, TIGF*

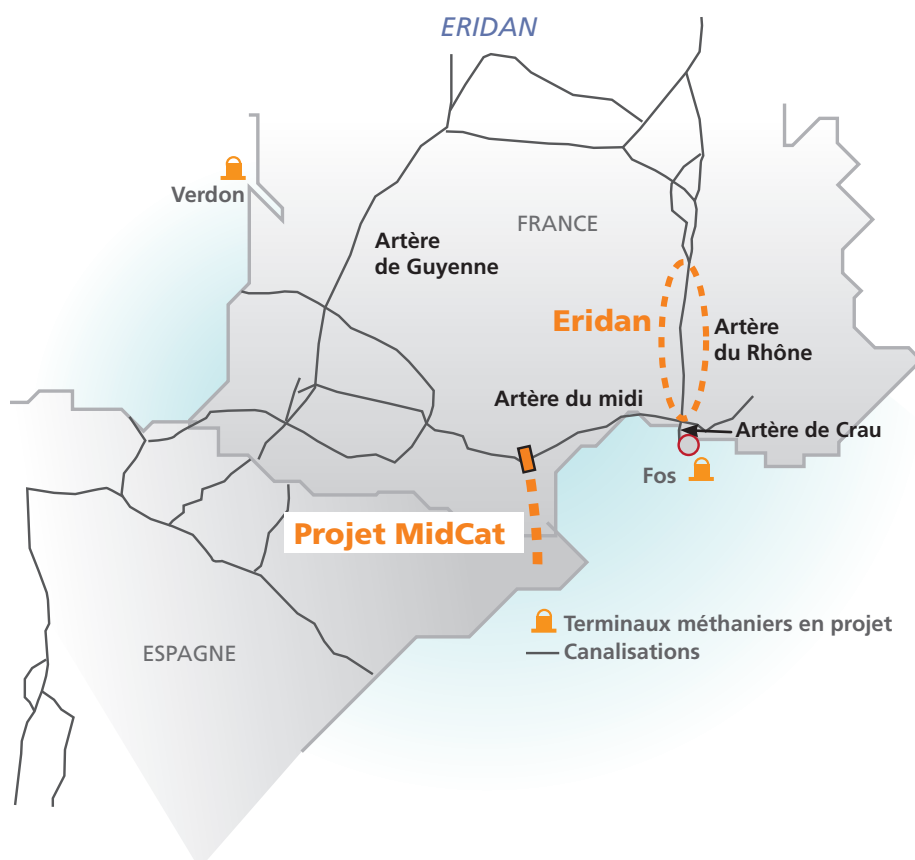
et l'espagnol Enagas, et consiste à créer une nouvelle capacité de transport de gaz naturel, dans les deux sens : du sud (d'Espagne et, au-delà, d'Algérie) vers le nord et vice-versa. Le transit du gaz naturel du sud vers le nord nécessiterait que le projet ERIDAN se concrétise pour transporter le gaz naturel au-delà de la station de Saint-Martin-de-Crau.

Le processus de décision pour l'interconnexion avec l'Espagne

Des appels au marché (ou « open seasons ») vont être organisés durant l'été 2009 pour préciser les besoins des expéditeurs et anticiper les investissements nécessaires pour les capacités de transport de gaz naturel entre la France et l'Espagne, et cela dans les deux sens. Ces appels au marché seront organisés selon les modalités suivantes :

- » une phase où les expéditeurs devront s'engager de manière ferme pour utiliser des capacités de transport par l'ouest des Pyrénées (Larrau),
- » une phase de consultation non engageante pour un transport par l'est des Pyrénées.

Selon les résultats de cette démarche, une phase engageante pour le transport par l'est des Pyrénées pourrait suivre en fin d'année 2009, confirmant ainsi, ou non, la décision d'investir dans cette liaison par le projet MidCat¹.

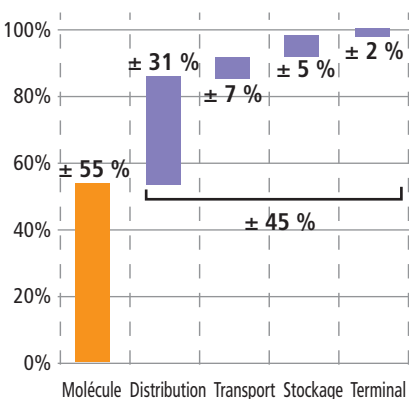


¹- Cf. page 39 pour les liens avec le processus de décision de ERIDAN.

Combien coûte le transport du gaz naturel au consommateur final ?

Le transport du gaz naturel sur le sol français représente 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)



Il convient de noter que, pour les clients qui sont sortis du système des tarifs réglementés pour choisir les prix de marché, le gaz naturel est 7 à 8% plus cher au sud de la France qu'au nord, soit 2 à 3 euros de plus par MWh. Le renforcement de l'Artère du Rhône avec le projet ERIDAN pourrait contribuer à réduire cet écart : permettant à un plus grand nombre d'expéditeurs d'accéder à la zone sud, les consommateurs devraient pouvoir bénéficier d'une concurrence accrue.

UNE OFFRE NOUVELLE POUR LE SUD DE LA FRANCE

Le projet ERIDAN constitue un maillon essentiel pour développer de nouveaux points d'entrée de gaz naturel dans le sud de la France et ainsi diversifier les sources d'approvisionnement de notre pays mais aussi de l'Europe. Il a également été étudié pour faciliter la liaison entre le marché du nord de la France et celui du sud de la France, permettant ainsi aux consommateurs de bénéficier d'un choix plus large.

L'offre d'acheminement proposée par GRTgaz repose, depuis le 1^{er} janvier 2009, sur deux zones d'équilibrage (zone nord / zone sud), autrement dit des **marchés séparés**. Sur chacune d'entre elles, s'établit un équilibre de marché qui permet de déterminer des prix d'échange du gaz naturel. **La zone sud étant physiquement plus faiblement interconnectée avec des sources d'approvisionnement, elle offre**

des conditions de marché moins favorables que la zone nord et donc des prix moins compétitifs. GRTgaz estime que le projet Eridan contribuerait de manière significative au développement de la zone sud car il augmenterait les capacités d'échange entre les deux zones d'équilibrage, et, favorisant ainsi le fonctionnement du marché de la zone sud, **il devrait permettre de rapprocher les prix entre les deux zones.**

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'Ecologie, de l'Energie, 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.

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 récente², qui intègre le projet ERIDAN, 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 (la CRE).

Si le projet ERIDAN nécessite, par ses caractéristiques techniques et environnementales, l'organisation d'un débat public en amont, sa réalisation dépend également de la confirmation du besoin par les acteurs du marché. **Dans ce contexte, la décision de GRTgaz de se lancer dans la construction du nouveau gazoduc ne serait prise que si l'un des projets de terminaux méthaniers dans le sud (cf. page 36 et 37) ou le renforcement de la liaison avec l'Espagne via le gazoduc MidCat se réalisait.**

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. A 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.

Dans le cas où un autre projet d'entrée de gaz naturel se concrétiserait dans le sud, le projet ERIDAN devrait être complété par des stations de compression au nord de Lyon, à Etrez, ainsi que sur l'Artère du Midi, dans le Languedoc, voire par un prolongement du nouveau gazoduc vers la Bourgogne et / ou vers l'Espagne. A terme, ce serait toute la branche Est du réseau principal de transport du gaz naturel qui serait alors renforcée.

2- A la date de l'impression de ce dossier, l'étude 2009 est en cours.

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.

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.

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).

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 : AFG). 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. **Une dizaine de Centrales à Cycle Combiné au Gaz Naturel, CCCG, sont déjà en travaux**. A 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**



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

situés dans le sud-est de la France (notamment dans les Bouches-du-Rhône et dans le Gard), les autres étant 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. A titre d'illustration, l'Espagne où la part des énergies renouvelables (près de 30% de la production d'électricité en 2008, source REE³) 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

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

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.