



Plan **décennal**  
de **développement**  
du **réseau** de transport  
de GRTgaz **2011-2020**



Construisons le transport de demain

# Sommaire

Avant-propos du directeur général.....	3
Synthèse du plan.....	4
Présentation du document.....	5
Le réseau de GRTgaz.....	6

## ANALYSE DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE TRANSPORT

L'offre d'acheminement de GRTgaz.....	8
Adaptation de l'offre à la demande.....	9
La demande actuelle de capacités.....	9

## UN MARCHÉ DU GAZ EN ÉVOLUTION

Des projections de consommations orientées à la hausse.....	15
Des approvisionnements européens en recomposition.....	15
De nombreux projets d'infrastructures d'approvisionnement en Europe.....	20
Des infrastructures prioritaires au niveau européen.....	21
La France au confluent des transits européens de gaz.....	23

## DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE GRTgaz

Les développements de la zone Nord.....	26
Les développements de la zone Sud.....	29
Le développement de la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz.....	32
Le raccordement de la Corse au gaz naturel.....	33

## CALENDRIER PRÉVISIONNEL DE RÉALISATION.....

34

## ANNEXES

Annexe I : La demande de gaz en France.....	37
Annexe II : Détermination des capacités commerciales du réseau.....	40
Annexe III : Financement des investissements pour la période 2011-2013.....	43
Annexe IV : Repères de réalisation des projets.....	44



Transparence et dialogue constituent deux axes importants sur lesquels GRTgaz fonde son action vis-à-vis des acteurs du marché.

### Philippe Boucly, directeur général

Madame, Monsieur,

Nous publions cette année la sixième édition du *Plan décennal de développement du réseau de GRTgaz*, qui s'inscrit désormais dans le cadre défini par l'ordonnance du 9 mai 2011. Cette évolution du cadre réglementaire correspond à la transposition de la directive européenne n° 2009/73/CE, dont l'un des objectifs est l'harmonisation du transport en Europe afin de favoriser l'intégration des marchés. Cet alignement sur les meilleures pratiques rappelle, si besoin en était, le rôle précurseur de GRTgaz lors des éditions précédentes.

Si 2010 a été l'année de la reprise au niveau des consommations de gaz, le début de 2011 a vu une remise en cause profonde des politiques énergétiques des différents pays, à la suite de la catastrophe de Fukushima. Les conséquences en matière de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de gaz naturel ne sont pas encore quantifiées de façon définitive, mais il apparaît déjà certain que les infrastructures gazières joueront un rôle clé dans ce nouveau défi à relever.

En France, le paysage gazier évolue notablement avec la construction annoncée d'un nouveau terminal méthanier à Dunkerque. Il évolue également avec la décision de GRTgaz liée au renforcement de l'axe « Sud-Nord » grâce au doublement de l'artère du Rhône pour un montant de 484 M€ : ce projet a reçu un soutien financier déterminant de la Commission européenne et a reçu l'approbation de

la Commission de régulation de l'énergie. Ces évolutions relancent l'intérêt d'une étude sur la fusion des zones Nord et Sud et confortent la France dans son rôle de plateforme européenne du gaz, aux côtés des autres grands pays gaziers.

Il en résulte un programme ambitieux d'investissements facilité par l'arrivée d'un nouvel actionnaire. En effet, le 12 juillet 2011, GRTgaz a ouvert son capital à un consortium public baptisé Société d'infrastructures gazières regroupant la CNP Assurances, la CDC Infrastructure et la Caisse des Dépôts.

Transparence et dialogue constituent deux axes importants sur lesquels GRTgaz fonde son action vis-à-vis des acteurs du marché. De nombreux échanges ont eu lieu au cours de cette année, notamment dans le cadre de la Concertation Gaz au niveau national et dans le cadre de l'ENTSOG ou des initiatives gazières régionales au niveau européen : ils ont permis de mieux définir la demande en matière de transport et d'en déduire les probables évolutions de nos infrastructures, telles que décrites dans la présente édition.

Vous en souhaitant une bonne lecture, je formule le vœu que ce document continue d'alimenter la réflexion et le dialogue avec les utilisateurs du réseau de transport français, afin de continuer à développer nos ouvrages pour répondre aux besoins du marché.

# Synthèse du plan

**D**ans un contexte européen marqué par une forte volonté d'intégration et par la nécessité de sécuriser les approvisionnements gaziers, GRTgaz développe son réseau afin de répondre à la demande du marché.

Actuellement, le taux de souscription des capacités existantes est élevé ; le taux d'utilisation des capacités souscrites reflète les obligations de service public liées à la sécurité d'approvisionnement et la nécessité d'arbitrer entre les différentes sources d'approvisionnement du gaz. Ces besoins évoluent continuellement avec en perspective l'accroissement des importations et une augmentation durable de la consommation de gaz en Europe, du fait de la production d'électricité.

Le gaz naturel liquéfié, notamment en provenance du Qatar, continue de jouer un rôle majeur dans le futur équilibre gazier européen, dans un contexte empreint d'incertitude quant à la production de gaz non conventionnel. Les places de marché dans le Nord-Ouest de l'Europe sont de plus en plus actives et, même si les prix court terme convergent déjà largement, une meilleure intégration des marchés pourrait nécessiter des capacités d'interconnexion complémentaires.

Les écarts de prix du gaz court ou long terme, comparés au coût moyen du transport en France, confirment l'intérêt d'investir dans de nouvelles infrastructures gazières pour permettre aux expéditeurs de bénéficier des différentes opportunités du marché.

**Le développement de l'axe Nord-Sud (...) relance l'intérêt d'une étude sur l'opportunité d'une fusion des zones Nord et Sud.**

Ainsi, plusieurs ouvrages majeurs ont été mis en service en Europe, entre 2010 et 2011, notamment le terminal de Fos-Cavaou en France.

De même, des décisions significatives ont été prises en 2011, avec la création d'un futur terminal méthanier à Dunkerque et le doublement de l'artère du Rhône. Ce dernier projet a reçu un soutien financier déterminant de la Commission européenne qui, dans le cadre des infrastructures énergétiques prioritaires en Europe, souhaite le développement d'un axe gazier permettant de relier le Sud de l'Europe aux marchés du Nord-Ouest.

La position géographique de la France explique en grande partie les nombreux projets de développement de GRTgaz, liés aux interconnexions avec les terminaux méthaniers et les pays voisins. Les projets présentés dans ce document sont le fruit de discussions et d'échanges permanents avec les utilisateurs du réseau de transport ainsi qu'avec les opérateurs d'infrastructures adjacentes. Ils traduisent les demandes d'augmentation de capacité des 2 grandes zones Nord et Sud de GRTgaz. Parmi les projets identifiés à ce jour, il convient de souligner les développements suivants :

- la mise en service d'un terminal à Dunkerque (fin 2015) conduit à renforcer le cœur de réseau avec le doublement de l'artère des Hauts de France et la création de l'arc de Dierrey. En liaison avec l'arrivée du terminal, GRTgaz envisage le développement de capacités de la France vers la Belgique (2015-2016), grâce à l'artère des Flandres qui reliera Pitgam à Veurne ;
- le renforcement du cœur de réseau dans la zone Nord est une étape nécessaire pour le renforcement du terminal de Montoir envisagé en 2017 ou pour le développement d'un terminal à Antifer à l'horizon 2020. Il permettra également le développement d'une nouvelle interconnexion avec le Luxembourg (2016), ainsi que la création d'un flux rebours depuis la Suisse à Oltingue (2018). Il ouvre enfin la possibilité de

capacités fermes en sortie vers l'Allemagne à Obergailbach (2017) et permet de répondre aux besoins exprimés pour le développement des capacités de stockage envisagé sur la zone Nord, au cours de cette même période ;

- les évolutions de la zone Sud sont marquées par la mise en service complète du terminal de Fos-Cavaou (2010) et par la décision de doubler l'artère du Rhône (mise en service en 2016). Le renforcement de cet axe Sud-Nord pourrait être complété dans un deuxième temps par le doublement de l'artère « Est lyonnais » (2017-2018), voire par le doublement partiel puis total de l'artère de Bourgogne (2018-2020). Ces projets successifs répondraient à la fois aux évolutions envisagées pour les terminaux à Fos-sur-Mer (Fos Tonkin en 2014-2015, Fos Faster en 2017, Fos-Cavaou à l'horizon 2020) et pour le stockage de Manosque (2018). Ils permettraient également d'accroître les capacités d'interconnexion avec TIGF, en lien avec le projet Midcat prévu à l'échéance de ce plan.

**Des décisions significatives ont été prises en 2011 avec la création d'un futur terminal méthanier à Dunkerque et le doublement de l'artère du Rhône.**

Le développement de l'axe Nord-Sud, auquel contribueront directement la réalisation de l'arc de Dierrey et le doublement de l'artère du Rhône, relance l'intérêt d'une étude sur l'opportunité d'une fusion des zones Nord et Sud et sur les outils à mettre en place pour réaliser cette fusion à l'issue de l'entrée en service de ces ouvrages.

La mise en place d'une zone unique pour le réseau de GRTgaz renforcerait l'attractivité du marché français et la concurrence entre les différentes sources d'approvisionnement, contribuant ainsi à sécuriser une ressource au meilleur coût.

# Présentation du document

Le *Plan décennal de développement du réseau de GRTgaz* est fondé sur l'offre et la demande existantes ainsi que sur les prévisions de développement raisonnables à moyen terme des infrastructures gazières, de la consommation de gaz et des échanges internationaux.

Ce plan identifie les principales infrastructures à construire ou à renforcer, répertorie les investissements correspondants décidés ou à réaliser dans un délai de trois ans, et présente le calendrier prévisionnel de réalisation de l'ensemble des investissements projetés.

Le *Plan décennal de développement du réseau de GRTgaz* comporte 4 parties :

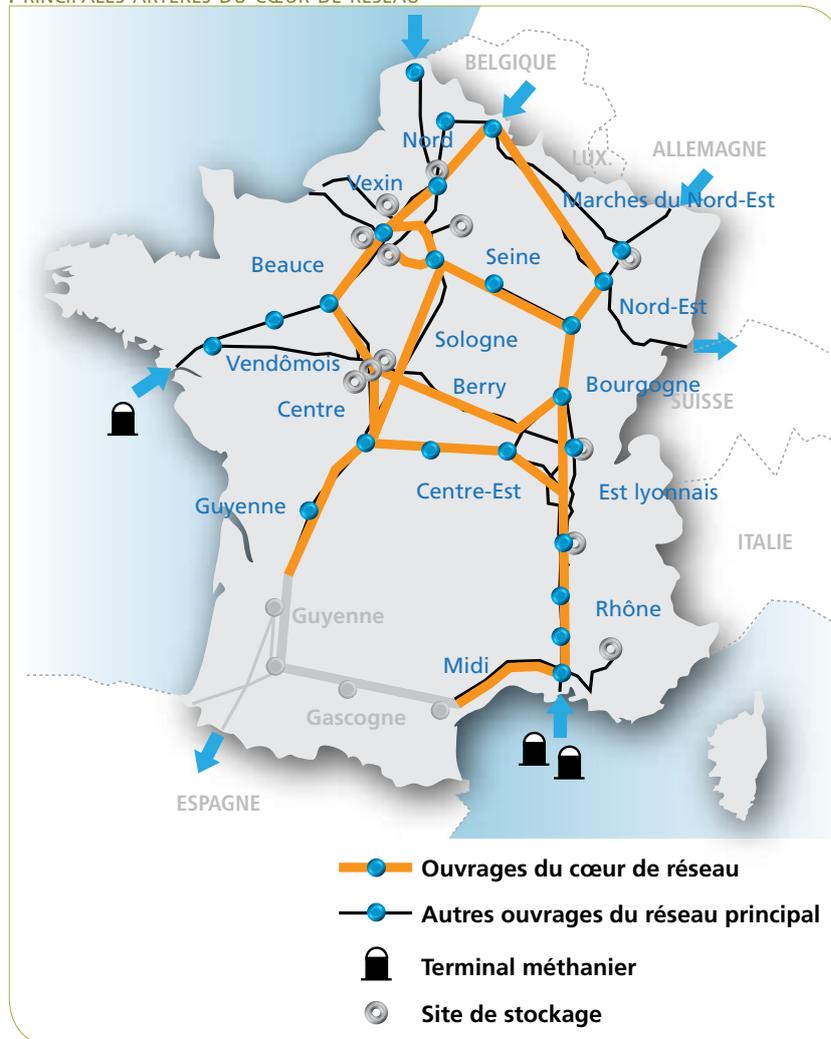
1. Une analyse de l'offre et de la demande existantes en matière de transport.
2. Une analyse à moyen terme de l'évolution :
  - de la consommation de gaz naturel ;
  - des échanges internationaux ;
  - du développement des infrastructures gazières adjacentes ;
  - de l'organisation du marché gazier.
3. Les développements du réseau permettant de répondre à l'évolution de la demande, en distinguant les projets décidés des projets non décidés.
4. Le calendrier prévisionnel de réalisation des projets d'investissements correspondants, en identifiant de façon spécifique les projets dont la mise en service est prévue dans les 3 premières années du plan.

Le *Plan décennal de développement du réseau de GRTgaz* s'ouvre par une synthèse qui rappelle en particulier les principales évolutions survenues depuis l'édition de 2010.

En complément, ce document comprend quatre annexes décrivant :

- les hypothèses retenues par GRTgaz pour l'évolution des consommations de gaz en France ;
- la méthodologie utilisée par GRTgaz pour déterminer les capacités commerciales du réseau ;

## PRINCIPALES ARTÈRES DU CŒUR DE RÉSEAU



- l'adéquation des ressources financières au besoin de financement des principales infrastructures à construire ou à renforcer et dont la mise en service est prévue dans les 3 premières années du plan ;
- les principales phases de réalisation d'un projet de canalisation et d'un projet de station de compression.

Le *Plan décennal de développement du réseau de GRTgaz* est un document prévisionnel basé sur des hypothèses d'évolution du marché français et du marché européen. La liste des principales infrastructures à construire ou à renforcer comprend en grande partie des ouvrages liés à des projets extérieurs à GRTgaz, dont la décision d'investisse-

ment n'est pas encore prise. Compte tenu des incertitudes du marché et des projets, ce document ne peut engager une quelconque responsabilité de GRTgaz, notamment quant à la réalisation de l'ensemble des développements envisagés.

Cependant, dans un contexte énergétique en permanente évolution, GRTgaz souhaite par ce document partager avec l'ensemble des acteurs sa vision du marché et l'impact des projets d'investissements identifiés à ce jour, sur les capacités d'entrée et de sortie du réseau français dans les dix prochaines années. GRTgaz entend ainsi apporter une information utile à la programmation des futurs flux gaziers à travers la France et à travers l'Europe.

# Le réseau de GRTgaz

Avec plus de 32 260 km de canalisations à haute pression, le réseau de GRTgaz a permis d'acheminer en 2010 près de 688 TWh de gaz naturel et de satisfaire une consommation de l'ordre de 489 TWh, couvrant plus de 80 % de la demande française.

Le réseau de GRTgaz est interconnecté :

- aux frontières avec les réseaux de transport belge, allemand et suisse ;
- dans le Sud-Ouest de la France avec le réseau de TIGF, lui-même interconnecté avec le réseau espagnol ;
- en façade maritime avec les terminaux méthaniers de Fos et de Montoir, ainsi qu'avec le réseau norvégien de Gassco ;
- avec des stockages souterrains répartis sur chacune des deux zones de GRTgaz ;
- avec des réseaux de distribution en aval, qui acheminent le gaz jusqu'aux consommateurs finals.

La quasi-totalité du gaz naturel consommé en France est importée : le gaz naturel entre dans le réseau aux points frontières ou aux points d'interconnexion avec les terminaux méthaniers, et sort en aval vers les réseaux de distribution ou directement vers de grands clients industriels. Une partie des quantités transportées transite vers les pays adjacents. Les volumes injectés dans les stockages puis soutirés couvrent principalement les besoins liés à la modulation climatique des consommations, mais permettent également de bénéficier des différentiels de prix dans le temps (arbitrages économiques).

On distingue le réseau principal de transport et le réseau régional de transport.

Le réseau principal est composé des éléments du réseau qui relient les points d'interconnexion avec les réseaux de transport adjacents, les terminaux méthaniers et les stockages. Ce réseau est



> Centre de surveillance de la région Val de Seine à Paris (75)

composé de canalisations de diamètre important, presque toujours supérieur ou égal à 600 mm. Une part importante de ce réseau est maillée et constitue le « cœur du réseau ». Dans cette partie du réseau principal, le gaz peut circuler dans les deux sens, selon la configuration des entrées et sorties de gaz aux interconnexions ; le sens du flux peut ainsi varier d'une journée à l'autre, voire au sein de la même journée. C'est la raison pour laquelle il n'est pas possible d'affecter spécifiquement un ouvrage du cœur de réseau à l'acheminement du gaz en provenance d'une entrée ou à destination d'une sortie.

Le réseau régional est composé des éléments du réseau qui permettent d'acheminer le gaz depuis le réseau principal directement jusqu'aux plus gros consommateurs ou jusqu'aux réseaux de distribution des villes. Sauf cas particulier, le réseau régional fonctionne en « antenne », car le gaz y circule dans un seul sens depuis le réseau principal jusqu'au consommateur. Ce réseau est composé de canalisations de diamètre presque toujours inférieur à 600 mm.

Les projets décrits et l'analyse faite dans ce document concernent essentiellement le réseau principal.



> Réseau européen du gaz naturel (source : ENTSOG)

# Analyse de l'offre et de la demande de transport

## ■ L'offre d'acheminement de GRTgaz

L'organisation du marché français du gaz naturel repose sur un système de zones entrée/sortie.

Ce modèle d'accès au réseau facilite la réservation des capacités de transport qui ne sont plus liées aux routes physiques empruntées par le gaz. Dans la limite des capacités souscrites aux différents points d'entrée et de sortie d'une zone de marché, un expéditeur peut demander que son gaz soit transporté de

n'importe quel point d'entrée vers n'importe quel point de sortie, avec comme seule contrainte l'obligation d'équilibrer les quantités en entrée avec celles en sortie sur la journée gazière. Ce modèle permet donc un fonctionnement souple du marché et favorise le développement de la concurrence.

L'existence de plusieurs zones entrée/sortie traduit les contraintes physiques du réseau et l'impossibilité, dans certains scénarios, d'assurer l'acheminement du gaz d'un point d'entrée d'une zone à un point de sortie d'une autre zone.

Depuis sa création en 2005, GRTgaz a fait évoluer de façon significative la structure de son réseau pour réduire le nombre de zones d'équilibrage, en réponse à la demande exprimée par la majorité des acteurs du marché. La fusion des trois zones dans le Nord de la France a été possible grâce aux investissements réalisés par GRTgaz dans le cœur du réseau sur la période 2007 à 2010.

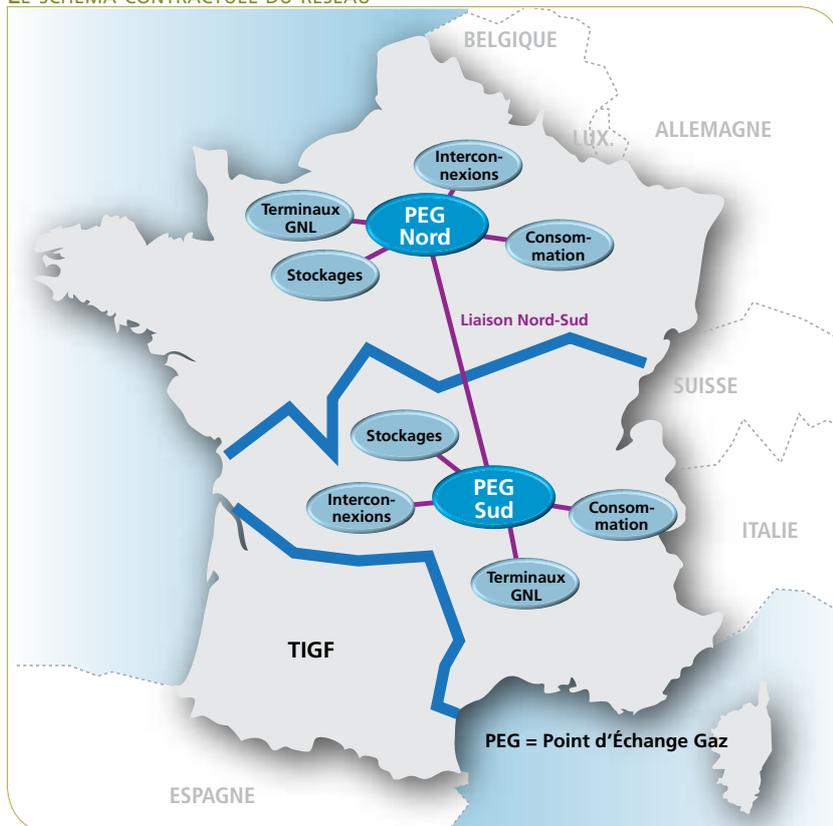
Ainsi, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, le réseau de GRTgaz comprend deux zones d'équilibrage, la zone Nord et la zone Sud, interconnectées par une liaison, la liaison Nord-Sud. La zone Sud est reliée à la zone de TIGF par une interconnexion contractuelle unique, dont les capacités sont commercialisées de façon conjointe par les deux transporteurs. Cette simplification pourrait se poursuivre par la mise en place d'une zone unique sur la base d'une analyse coût/bénéfice partagée avec les différents acteurs du marché.

Les capacités disponibles au niveau des différents points d'entrée et de sortie du réseau sont commercialisées avec plusieurs durées d'utilisation possibles (une journée, un mois, une ou plusieurs années). GRTgaz propose des capacités « fermes », qui sont garanties en permanence, et des capacités « interruptibles » qui peuvent être réduites dans certaines situations (la méthode de détermination des capacités ainsi que les conditions normales d'utilisation du réseau font l'objet de l'annexe II).

De plus, sur chaque zone, les expéditeurs disposent :

- d'un accès coordonné terminaux/transport ;
- d'un accès aux capacités de stockage commercialisées par les opérateurs concernés ;

### LE SCHÉMA CONTRACTUEL DU RÉSEAU



- d'un accès aux points d'échange gaz (PEG Nord, PEG Sud), associés depuis novembre 2008 à une bourse<sup>1</sup> d'échange du gaz, permettant des transactions d'achat/vente du gaz;
- des services de conversion de gaz de qualité H (Haut pouvoir calorifique) vers B (Bas pouvoir calorifique), ainsi que de B vers H;
- d'un mécanisme de gestion du déséquilibre de bilan (écart entre les entrées et les sorties) basé sur des mécanismes de marché;
- de la possibilité de vendre, d'acheter ou d'échanger des capacités d'acheminement sur le marché secondaire, grâce à la plate-forme électronique **capsquare**, commune avec le gestionnaire de transport de gaz belge.

En outre, GRTgaz et Powernext expérimentent depuis juillet 2011 un couplage des places de marché Nord et Sud, qui devrait permettre de fluidifier les échanges entre les zones Nord et Sud, de développer la liquidité des PEG Nord et Sud et de favoriser la convergence des prix.

## ■ Adaptation de l'offre à la demande

### RÉPONDRE À LA DEMANDE DU MARCHÉ DANS SON ENSEMBLE

Dans le cadre de ses obligations de service public, le rôle du transporteur est, comme par le passé, de contribuer à la sécurité d'approvisionnement du marché français grâce au dimensionnement correct de ses ouvrages.

Par ailleurs, GRTgaz s'assure en permanence que les capacités disponibles sur son

1. La bourse est opérée par Powernext SA, entreprise créée en 2001 disposant du statut de Système Multilatéral de Négociation qui assure la gestion de marchés organisés, transparents et anonymes, dans le domaine de l'électricité et du gaz. GRTgaz est entré au capital de Powernext en mai 2008 à hauteur de 5 %.

réseau répondent aux besoins spécifiques des expéditeurs. Le cas échéant, il doit envisager les investissements qui permettent :

- de faire face à l'augmentation des consommations, notamment du fait de l'accroissement de la production d'électricité à partir du gaz naturel;
- de créer des capacités supplémentaires au niveau des interconnexions avec les infrastructures gazières adjacentes;
- de faire évoluer la structure de zone de marché avec à terme la possibilité d'une zone unique couvrant le réseau de GRTgaz.

GRTgaz analyse en continu l'évolution des consommations et la bonne adéquation des capacités existantes avec la demande du marché.

En complément de ces analyses, le dialogue permanent avec les différents acteurs du marché conduit à définir de façon optimale les caractéristiques des investissements requis.

### LA CONCERTATION AVEC LES ACTEURS DE MARCHÉ, UN ÉLÉMENT CLÉ DU DÉVELOPPEMENT

Pour faciliter les échanges avec ses différents interlocuteurs, GRTgaz s'appuie sur plusieurs dispositifs :

- les instances de concertation mises en place sur le marché français depuis l'automne 2008;
- les initiatives gazières régionales Nord-Ouest et Sud pilotées par les régulateurs européens;
- les travaux menés sous l'égide de l'ENTSOG dans le cadre de l'élaboration des plans décennaux de développement des réseaux européens (*Ten Year Network Development Plan*) et des plans d'investissements régionaux (GRIP);
- des rencontres bilatérales avec les opérateurs des infrastructures gazières adjacentes.

Ces dispositifs permettent de repérer l'émergence de nouveaux projets ou de nouveaux besoins, en complément de l'analyse des taux de souscription des capacités existantes. Les nouveaux besoins sont ensuite confirmés dans le cadre d'une consultation du marché spécifique (dite « open season ») qui se conclut par des engagements de souscription sur le long terme de la part des expéditeurs intéressés.

GRTgaz engage ensuite le processus de décision liée à la réalisation de l'investissement. Ce processus suppose une validation préalable du budget des investissements par les actionnaires et par l'autorité de régulation, ainsi qu'une confirmation des conditions de rémunération du projet. Le cas échéant, la décision de réalisation de GRTgaz est prise simultanément avec les opérateurs adjacents, notamment dans le cadre du développement coordonné d'infrastructures gazières.

## ■ La demande actuelle de capacités

Comme indiqué dans le paragraphe précédent, l'analyse des taux de souscription de capacité au niveau des différents points du réseau contractuel est un élément pris en compte par GRTgaz pour déterminer les besoins de développement des capacités.

Sur la période 2011-2020, il apparaît que les taux de souscription des capacités aux points d'entrée et de sortie du réseau principal de transport de GRTgaz restent globalement stables et à un niveau élevé. À la date de rédaction de ce plan décennal, près de 80 % en moyenne de la capacité ferme proposée au marché aux points d'interconnexion avec les réseaux étrangers, à Dunkerque, à Taisnières et à Obergailbach, a été souscrite d'ici à fin 2020.

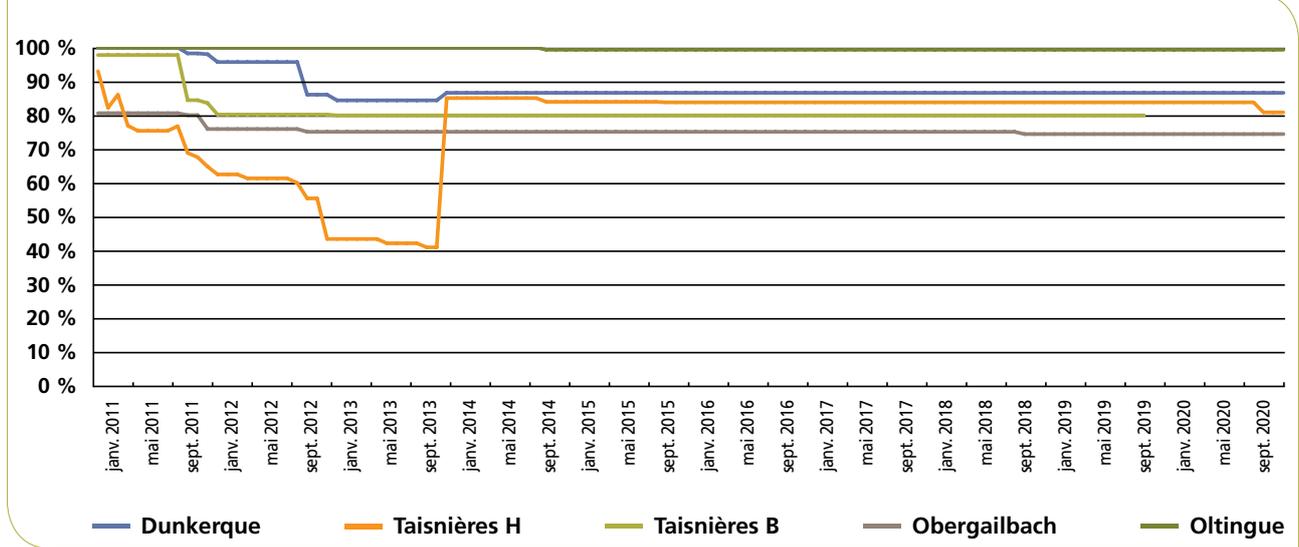
Des capacités demeurent néanmoins disponibles sur le long terme apportant des possibilités d'arbitrage supplémentaires et favorisant l'arrivée de nouveaux acteurs sur le réseau.

GRTgaz a également analysé l'utilisation des capacités souscrites. Comme

le montrent les schémas ci-après, les expéditeurs utilisent très largement la

capacité souscrite au cours des différents trimestres.

**Taux de souscription des capacités aux interconnexions avec les réseaux étrangers adjacents**

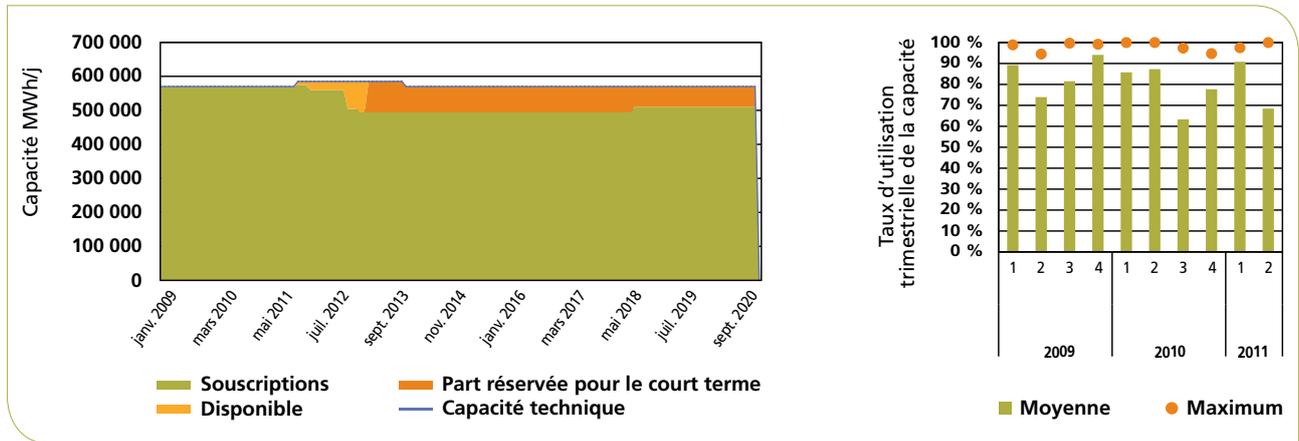


**Interconnexion avec le réseau norvégien à Dunkerque**

L'interconnexion avec le réseau de Gassco à Dunkerque présente le taux de souscription le plus élevé (88 % en moyenne sur la période). La demande importante sur ce

point a conduit GRTgaz à étudier la possibilité de capacités additionnelles. Suite aux discussions fin 2010 avec Gassco et dans le cadre de la Concertation Gaz,

GRTgaz commercialise 15 GWh/j supplémentaires à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2011 et pour une durée de deux ans<sup>2</sup>.



2. Les infrastructures de réseau principal situées en aval des points d'entrée Dunkerque et Taisnières H étant partiellement communes, des capacités fermes disponibles à Taisnières ont pu être commercialisées à Dunkerque, moyennant à Taisnières la conversion de ces dernières en capacités interruptibles.

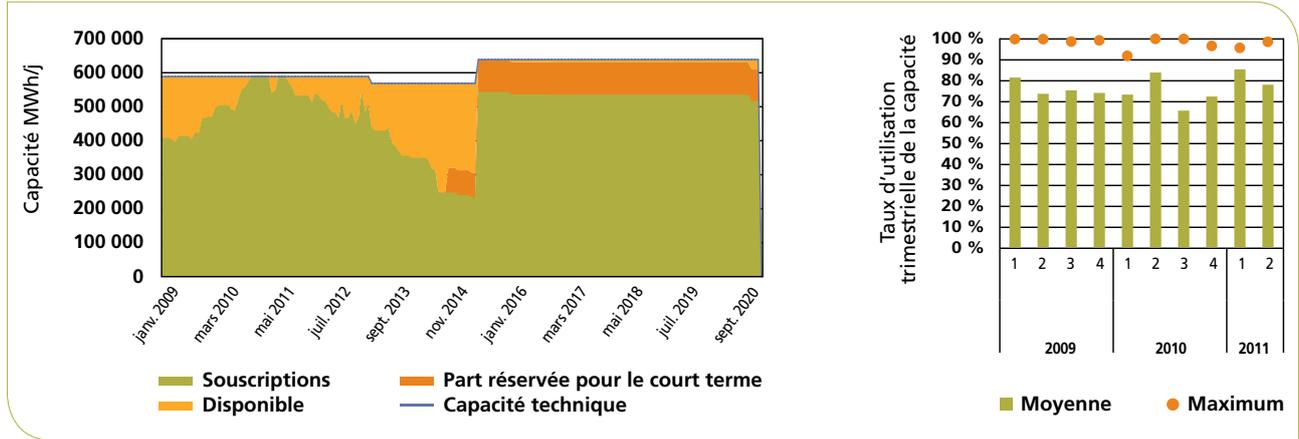
**Interconnexion avec le réseau belge à Taisnières**

S'agissant de l'entrée du gaz H, des comportements basés sur une approche court terme du marché sont visibles sur la période 2009-2013. Ainsi, on observe des creux de réservation de capacité depuis

l'hiver 2009 et un volant de capacité disponible sur le court terme.

Un intérêt important est porté à ce point à long terme: à l'occasion de la consul-

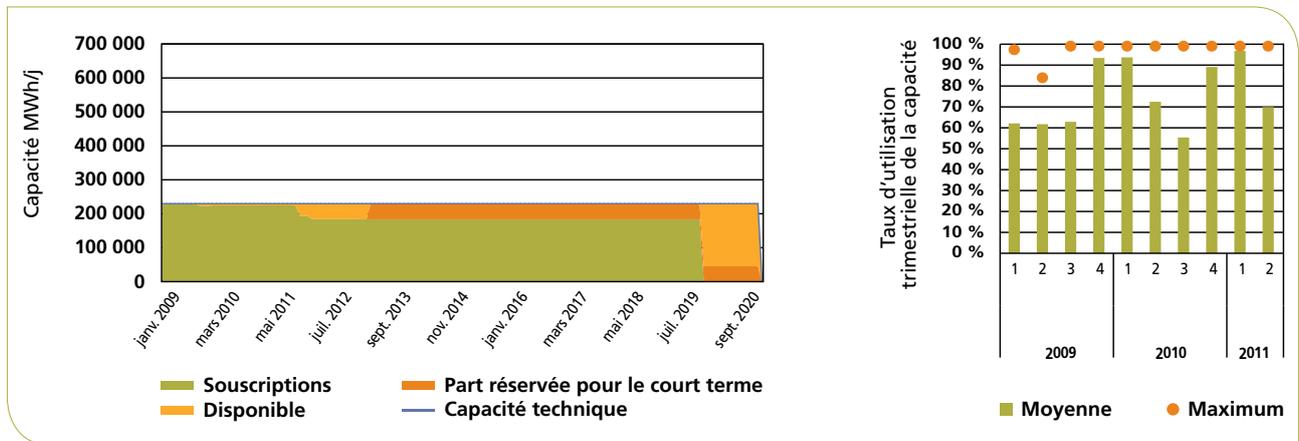
tation de marché organisée en 2009, des engagements ont été pris, générant la création de 50 GWh/j de nouvelles capacités fin 2013 couvrant la totalité des demandes exprimées.



S'agissant de l'interconnexion avec le réseau belge à bas pouvoir calorifique,

destinée à alimenter les clients du Nord de la France, son fonctionnement s'avère

fortement corrélé à la consommation dans cette zone.

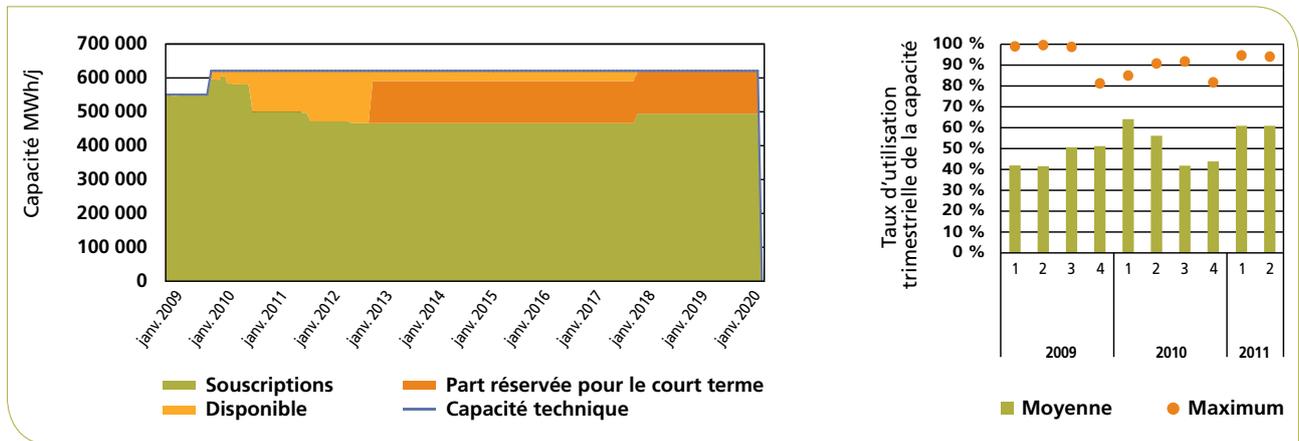


**Interconnexion avec l'Allemagne à Obergailbach**

Concernant le point d'entrée sur le réseau de GRTgaz à Obergailbach, l'augmentation de capacité de 430 GWh/j à 620 GWh/j entre 2008 et 2010 a permis

de lever la congestion existant auparavant et de répondre à la totalité des demandes exprimées lors de l'*open season*. Cette interconnexion paraît aujourd'hui cor-

rectement dimensionnée par rapport au besoin du marché, tout en laissant des capacités disponibles tant sur le court terme que sur le long terme.



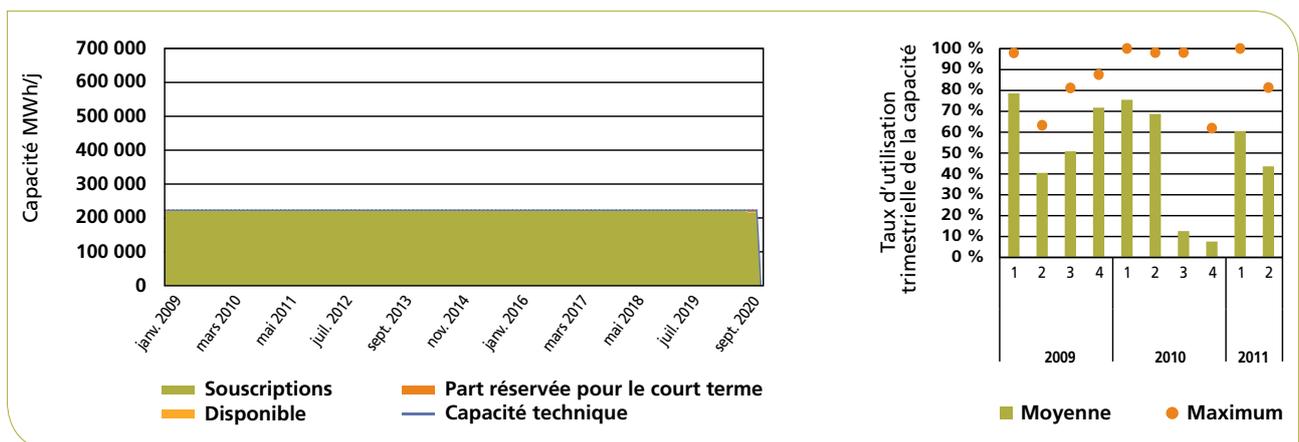
**Interconnexion avec la Suisse à Oltingue**

La capacité de sortie du réseau de GRTgaz à Oltingue est totalement souscrite sur le long terme. Point de sortie des transits de gaz depuis la France vers la Suisse et l'Italie, son taux d'utilisation est élevé. Une interruption des transits sur le réseau suisse

explique la baisse de flux au cours des 3<sup>e</sup> et 4<sup>e</sup> trimestres de l'année 2010.

Un certain nombre d'expéditeurs ont exprimé leur intérêt pour un accroissement de la capacité disponible au

niveau de ce point. Des études sont en cours avec l'opérateur adjacent afin de répondre à cette attente pour un développement à l'horizon 2016 (voir page 28).



**Liaison entre les zones d'équilibrage Nord et Sud**

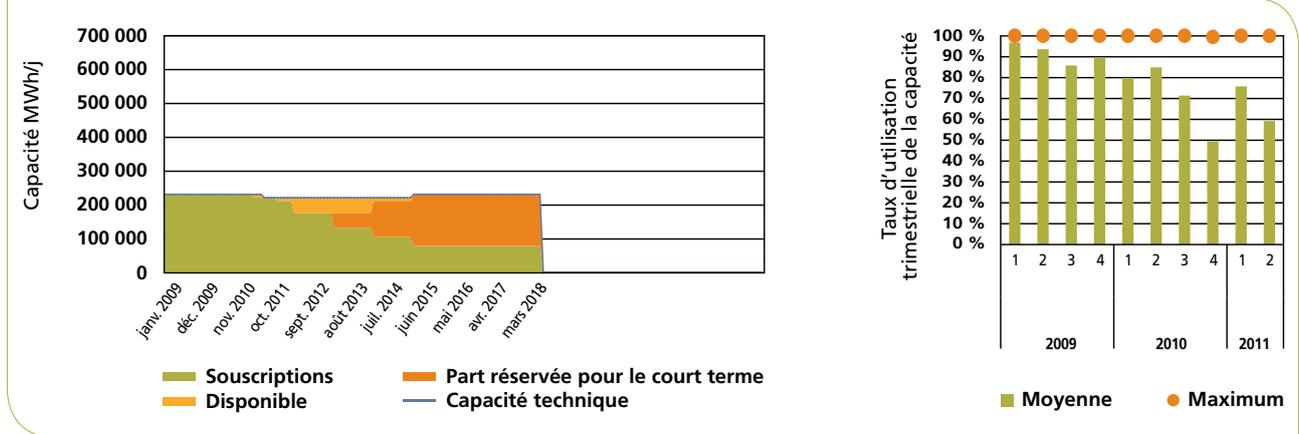
Créée en 2009 suite à la fusion des anciennes zones Nord, Est et Ouest, la liaison Nord-Sud connaît un taux élevé de souscription. Conséquence d'un niveau restreint de capacités physiques tant entre les zones Nord et Sud qu'au sein de la zone Sud, la limitation de la capacité commercialisée à 230 GWh/j donne lieu à une congestion contractuelle.

La consultation menée dans le cadre de l'open season France-Espagne a confirmé le besoin de développer les capacités d'interconnexion entre la zone Nord et la zone Sud. Ce besoin exprimé au premier semestre 2010 a vraisemblablement évolué du fait de la mise en service totale du terminal de Fos-Cavaou, qui conduit à une moindre sollicitation de cette liaison dans le sens historique des flux. En revanche, les flux dans le sens Sud-Nord

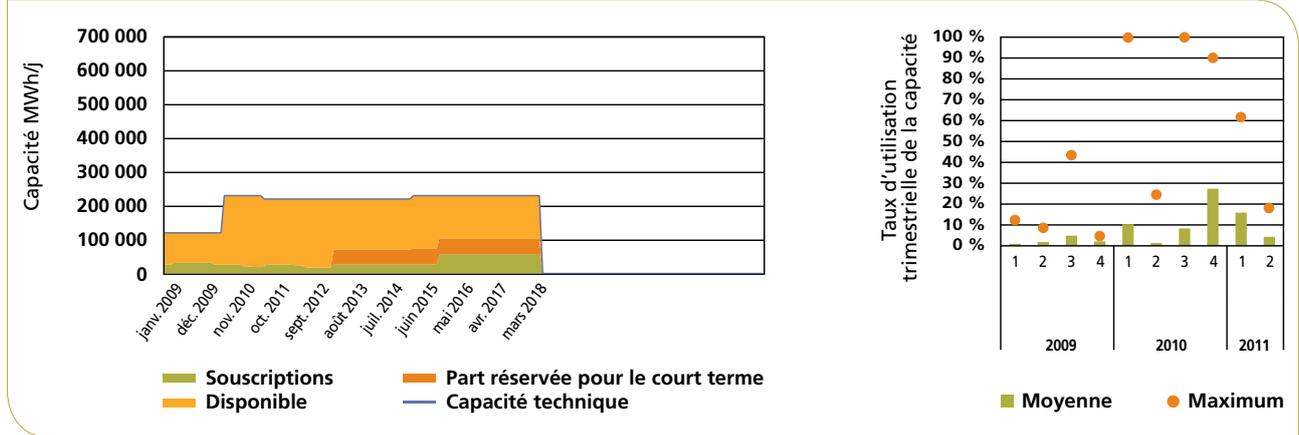
se développent au profit des acteurs dans le Nord qui bénéficient ainsi d'un accès renforcé aux sources de GNL.

Enfin, la Concertation Gaz a fait évoluer les règles de commercialisation pour permettre une meilleure répartition de la capacité entre les acteurs et favoriser l'accès à la zone Sud des acteurs dont le besoin d'approvisionnement est modeste.

**SENS NORD-SUD**



**SENS SUD-NORD**



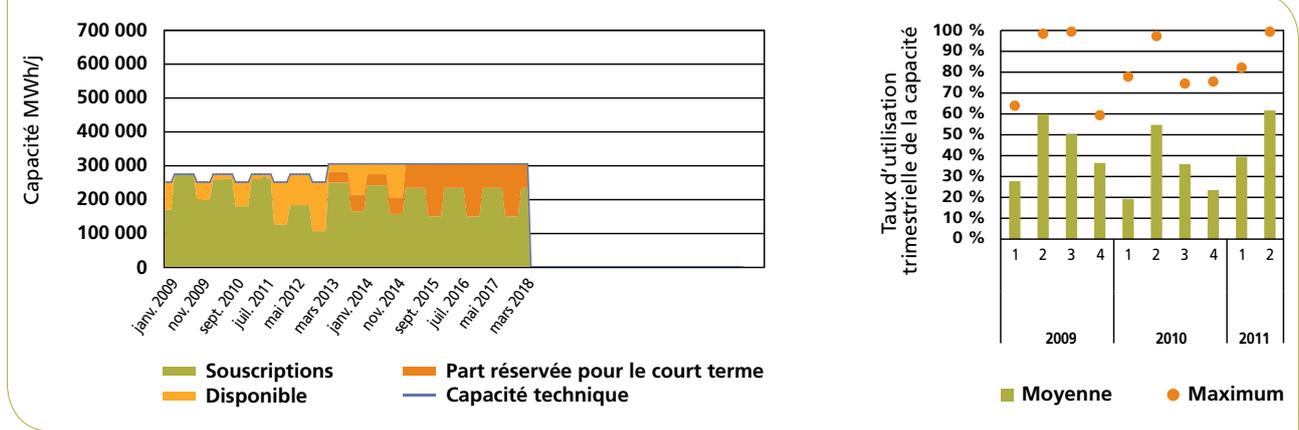
**Interconnexion avec le réseau de TIGF**

Le fonctionnement de la liaison avec TIGF est caractérisé par une forte saisonnalité. Suite aux consultations menées en 2009 puis en 2010 sur l'interconnexion entre

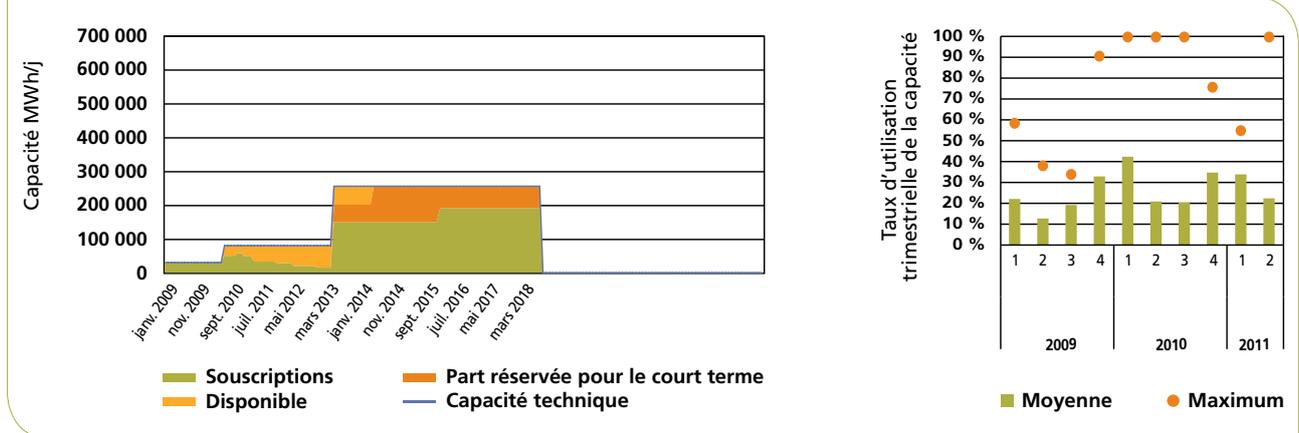
la France et l'Espagne, la demande du marché a permis le développement des interconnexions à Larrau et Biriadou, pour 2013 et 2015. Elle n'a pas été suffisante

pour justifier le développement du projet Midcat. Les capacités d'interconnexion des réseaux de GRTgaz et de TIGF vont évoluer en conséquence.

**SORTIE VERS LE RÉSEAU DE TIGF**



**ENTRÉE DEPUIS LE RÉSEAU DE TIGF**



# Un marché du gaz en évolution

## ■ Des projections de consommations orientées à la hausse

### UNE ANNÉE 2010 EXCEPTIONNELLE

L'année 2010 s'est avérée exceptionnelle pour le gaz naturel, la consommation mondiale enregistrant une croissance annuelle de 7 %. Ce rebond significatif compense largement le déclin historique enregistré durant l'année 2009 et permet ainsi à la consommation mondiale d'afficher un niveau supérieur à celui antérieur à la crise économique.

La consommation gazière de l'Union européenne a enregistré une croissance analogue en 2010 pour s'établir à environ 510 Gm<sup>3</sup> et retrouve un niveau proche de celui atteint avant la crise.

La hausse de la consommation européenne s'explique par des facteurs aussi bien structurels que conjoncturels que l'on peut distinguer en analysant les différents usages du gaz naturel.

La plus forte progression de la demande est liée à un facteur conjoncturel : les

conditions climatiques durant 2010, avec deux hivers consécutifs très rigoureux en Europe, ont engendré des consommations très significatives des secteurs résidentiel et tertiaire.

La reprise économique plus rapide qu'anticipée a soutenu fortement la demande gazière, notamment grâce à l'activité industrielle et à sa croissance au premier semestre 2010.

Enfin, la compétitivité des prix du gaz a favorisé cette source d'énergie dans le secteur industriel et la production d'électricité.

Au final, la consommation de gaz s'est accrue fortement dans tous ses usages : chauffage résidentiel et tertiaire, procédés industriels et production d'électricité.

### UNE PLACE PRÉPONDERANTE DURABLE POUR LE GAZ DANS LE MIX ÉNERGÉTIQUE

Selon le rapport annuel de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) publié en juin 2011, le gaz naturel serait proche d'un « âge d'or » du fait d'atouts significatifs : réserves prouvées abondantes et

géographiquement diversifiées, prix compétitif par rapport aux autres énergies et émissions de gaz à effet de serre les plus faibles parmi les énergies fossiles.

Ce rapport présente un nouveau scénario qui intègre notamment une croissance plus faible du nucléaire, une nouvelle politique énergétique en Chine et un rôle accru de la production de gaz non conventionnel. Ainsi, la demande mondiale de gaz naturel devrait progresser de 2 % par an, contre 1,4 % dans les estimations réalisées en 2010. Le gaz pourrait représenter plus d'un quart de la demande mondiale en énergie en 2035, contre 21 % actuellement. À l'horizon 2030, cette source d'énergie pourrait ainsi dépasser la part du charbon dans l'éventail du « mix » énergétique.

Près de 80 % de la hausse attendue de la demande en gaz entre 2010 et 2035 devrait provenir des pays non membres de l'OCDE, la Chine jouant un rôle prépondérant.

En Europe, à l'horizon 2035, la demande de gaz pourrait atteindre plus de 630 Gm<sup>3</sup> dans le nouveau scénario de l'AIE. Ce dynamisme accru de la demande provient essentiellement d'une réestimation des besoins pour la production d'électricité.

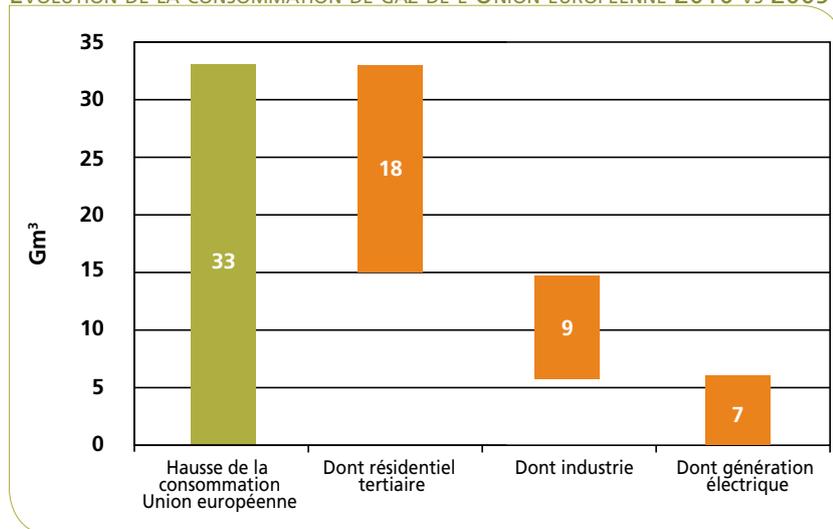
## ■ Des approvisionnements européens en recomposition

### DES IMPORTATIONS DE GNL EN FORTE AUGMENTATION EN 2010

En 2010, le niveau de production de l'Union européenne est resté stable, en particulier grâce à un accroissement fort de la production néerlandaise, et couvre 35 % de la demande.

De ce fait, les importations ont dû augmenter pour répondre à la hausse de la

### ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE GAZ DE L'UNION EUROPÉENNE 2010 vs 2009



Source GRTgaz d'après IHS CERA

## Les impacts de la catastrophe de Fukushima

Le drame vécu par le Japon le 11 mars 2011, séisme puis tsunami déclenchant le plus grave accident nucléaire depuis Tchernobyl, a des implications fortes pour le marché énergétique mondial.

Au Japon, environ 15 GW de capacité nucléaire sont hors-service à mi-2011. Des capacités de génération thermique (en majorité des centrales à charbon) ont également été endommagées.

Les centrales à cycle combiné gaz et les terminaux méthaniers ayant été épargnés par la catastrophe, le GNL devient par essence l'alternative énergétique du Japon pour faire face à ses besoins électriques. Le Japon est

le premier importateur mondial de GNL, avec des achats de l'ordre de 100 Gm<sup>3</sup>/an. Le besoin additionnel de GNL est estimé par les analystes dans une large fourchette de 6 à 12 Gm<sup>3</sup>/an.

En Europe, le gouvernement allemand a décidé le 15 mars 2011 d'arrêter immédiatement les réacteurs nucléaires les plus anciens (soit une capacité de 7 GW). En juin 2011, l'Allemagne a décidé l'arrêt de toute production nucléaire à l'horizon 2022 avec un échelonnement des fermetures des centrales à partir de 2015.

Par ailleurs, la Commission européenne a demandé à tous les producteurs électriques d'effectuer des « stress tests »

sur les centrales nucléaires européennes dont les résultats seront rendus publics fin 2011.

La catastrophe de Fukushima a ravivé les débats sur la sécurité des centrales nucléaires et la diversification des sources d'alimentation énergétique. Quels que soient les mix énergétiques existant dans les différents États membres, le gaz naturel se positionne d'ores et déjà parmi les énergies majeures du monde de demain.

À moyen et long terme, ce nouveau contexte est de nature à accroître la demande de gaz en Europe, ce qui devrait engendrer un besoin de nouvelles infrastructures gazières.

demande, avec un bond annuel de 25 % des importations de GNL de l'Europe, alors que dans le même temps les importations de gaz par gazoduc enregistraient une hausse annuelle plus mesurée de l'ordre de 2 %.

Le Qatar s'avère être le principal artisan de la progression de l'offre GNL : les volumes additionnels qataris, de l'ordre de + 16 Gm<sup>3</sup> en 2010, ont été importés principalement par le Royaume-Uni, l'Italie et la France.

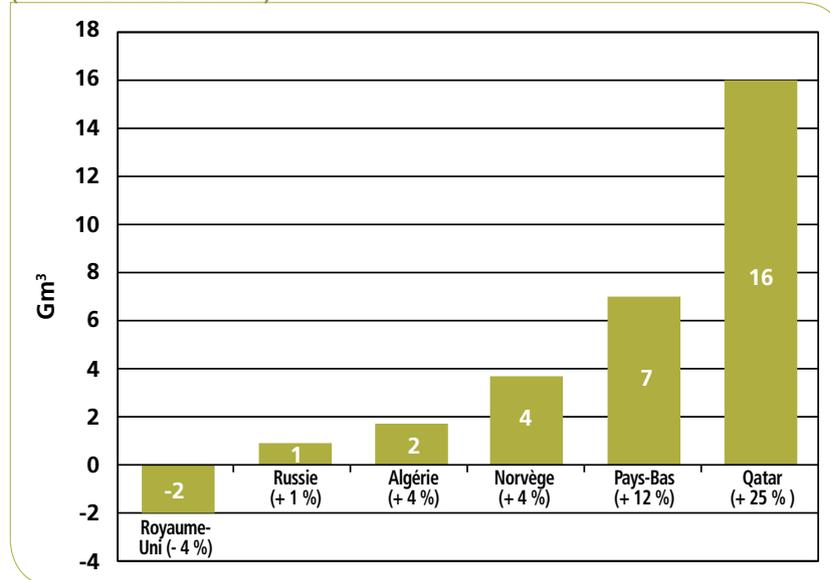
Les importations de GNL couvrent désormais 15 % de la demande de gaz en Europe.

Enfin, il convient de noter que les acteurs de marché ont effectué de très importants soutirages de gaz en stock pour compléter l'équilibre offre-demande en 2010.

### ÉVOLUTION DES PRIX DU GAZ EN EUROPE

Le marché du gaz a vécu en 2009 la naissance d'une bulle gazière, conjonction de la mise en service de nouvelles capacités d'exportation de GNL, du fléchissement de la demande mondiale de gaz et de la production de gaz non conventionnel aux États-Unis. Cette situation d'offre supérieure à la demande

### ÉVOLUTION DE L'OFFRE DE GAZ DANS L'UNION EUROPÉENNE 2010 vs 2009 (PAR PROVENANCE D'ORIGINE)



Source GRTgaz d'après IHS CERA et BP

a eu d'importantes conséquences sur les prix de marché du gaz aux États-Unis et en Europe.

En 2010, les prix des contrats long terme européens, reflétés par le prix moyen d'importation en Allemagne, se sont accrus de manière constante impactés

mécaniquement par la hausse tendancielle du prix du pétrole.

Les prix spot *day-ahead* en Europe, régis par l'équilibre offre-demande de court terme, ont également très fortement progressé en 2010 en raison principalement de la hausse de la demande.

Tout en restant globalement inférieurs aux prix des contrats long terme, les prix spot sont sujets à une forte volatilité, le différentiel entre ces deux références ayant pu atteindre de l'ordre de 10 €/MWh au cours de la période.

La comparaison entre le coût moyen du transport en France et les prix du gaz de court terme ou de long terme confirme l'intérêt d'investir dans de nouvelles

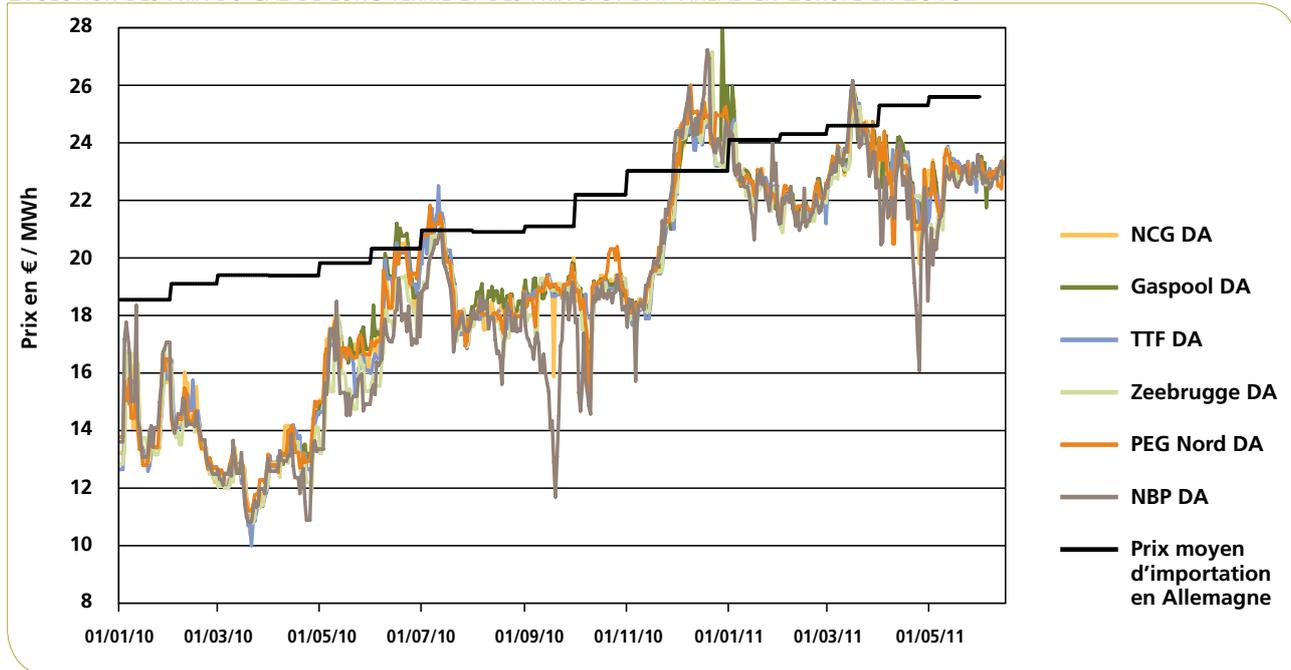
infrastructures pour répondre au besoin d'arbitrage entre flux gaziers rendu nécessaire par cette situation.

On note, par ailleurs, que les prix de marché dans le Nord-Ouest de l'Europe convergent déjà significativement. La poursuite de cette intégration des places de marché européennes pourrait également nécessiter des capacités d'interconnexion complémentaires.

**DES PLACES DE MARCHÉ DYNAMIQUES**

Les conditions de marché prévalant en 2010 ont favorisé une hausse très significative des volumes échangés sur toutes les places de marché en Europe. Ces places sont associées à des marchés organisés (bourses) qui rassemblent des transactions à l'achat et à la vente et fournissent une référence de prix commune et publique.

**ÉVOLUTION DES PRIX DU GAZ DE LONG TERME ET DES PRIX SPOT DAY-AHEAD EN EUROPE EN 2010**

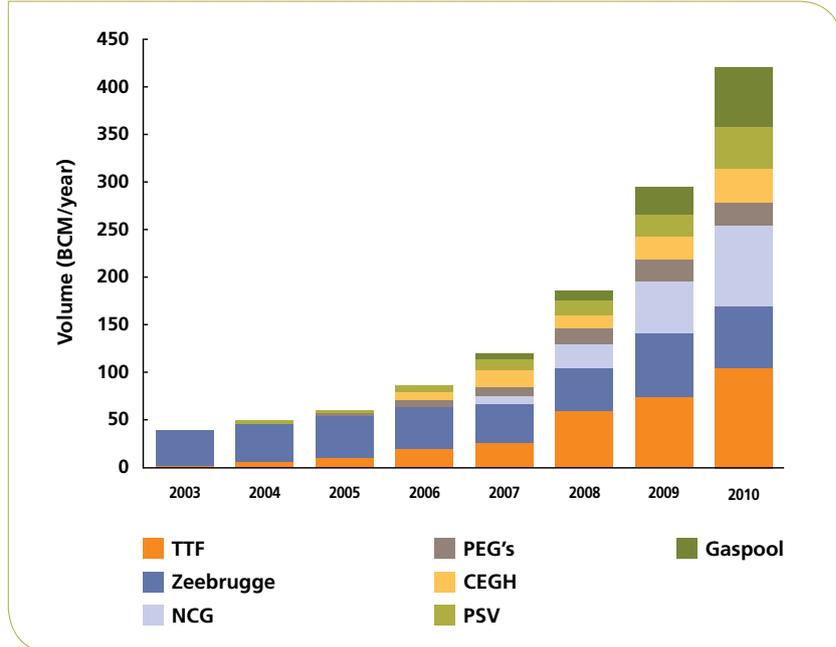


Source GRTgaz d'après BAFA et bourses électroniques

L'augmentation de la liquidité des marchés de gros a ainsi renforcé la concurrence: de nouveaux acteurs apparaissent et prennent des parts de marché tant pour des opérations de trading que pour la fourniture de gaz à des clients finals. Ces derniers ont par ailleurs accès directement à ces places de marché grâce à la gamme de solutions développée par GRTgaz (voir encadré).

L'incorporation de prix de marché dans les contrats qui lient les consommateurs à leurs fournisseurs traduit l'importance croissante des hubs gaziers en Europe. Il semble que les conditions soient réunies – fondamentaux offre/demande, essor des importations de GNL, jeu d'acteurs sur les différents maillons de la chaîne, mécanismes régulatoires, etc. – pour que le rôle des places de marché continue à se développer fortement dans un horizon proche.

**ÉVOLUTION DES VOLUMES ÉCHANGÉS SUR LES PLACES DE MARCHÉ EN EUROPE**



Source AIE

## Des places de marché dynamisées par l'accès des industriels au marché de gros

Afin d'assurer un accès optimal au marché pour les consommateurs industriels, GRTgaz a développé une gamme de solutions leur permettant notamment de se fournir directement sur le marché de gros, et d'optimiser leur approvisionnement selon leurs besoins, y compris en combinant des achats auprès de plusieurs fournisseurs :

- « Modulo » : sans être expéditeur, le client s'approvisionne auprès de plusieurs fournisseurs et module ses achats selon ses besoins. Il délègue l'équilibrage quotidien à un expéditeur d'équilibre qui intègre les livraisons des différents fournisseurs ;

- « Active » : le client est expéditeur et titulaire d'un contrat d'acheminement avec GRTgaz. Il achète directement son gaz sur le marché de gros et pilote son approvisionnement. Il confie son équilibrage à un expéditeur d'équilibre qui se charge d'acheminer le gaz jusqu'à ses sites ;

- « Solo » : le client prend en charge la totalité de son approvisionnement. Il achète directement le gaz naturel dont il a besoin. Il prend en charge l'équilibrage de ses consommations et l'acheminement du gaz jusqu'à ses sites ;

- « Intégrale » : le client consommateur confie l'approvisionnement de son site au fournisseur unique de son choix, qui gère l'ensemble de la fourniture, de l'acheminement et de l'équilibrage quotidien en fonction de la consommation des sites.

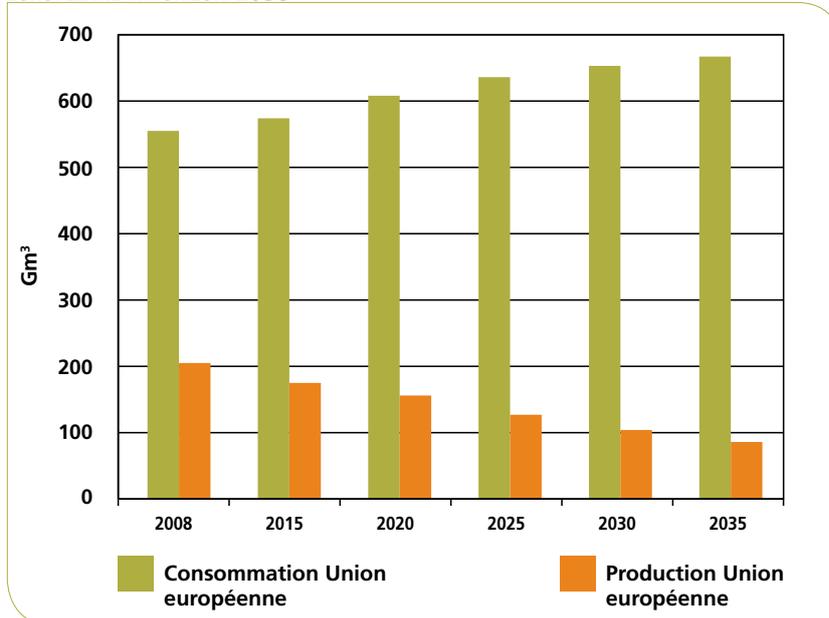
Cette gamme de solutions couvre un large spectre de besoins, et les solutions novatrices rencontrent un franc succès. À titre d'illustration, en juin 2011, 11 groupes industriels représentant 150 sites sur les 811 points de livraison du réseau de GRTgaz ont adopté le schéma « Active », et participent ainsi au dynamisme du marché de gros du gaz naturel.

### DES TENDANCES QUI DEVRAIENT SE CONFIRMER ET FAVORISER L'ÉMERGENCE DE NOUVELLES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES

La production domestique européenne devrait poursuivre son déclin, pour s'établir selon l'AIE à moins de 100 Gm<sup>3</sup> en 2035 (voir graphes ci-contre). Compte tenu de cette baisse concomitante à une hausse de la consommation, une part croissante de l'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel sera importée. L'AIE estime que les importations de gaz naturel dans l'Union européenne en 2035 augmenteront de 70 % par rapport à 2008, ce qui correspond à une hausse de 220 Gm<sup>3</sup>.

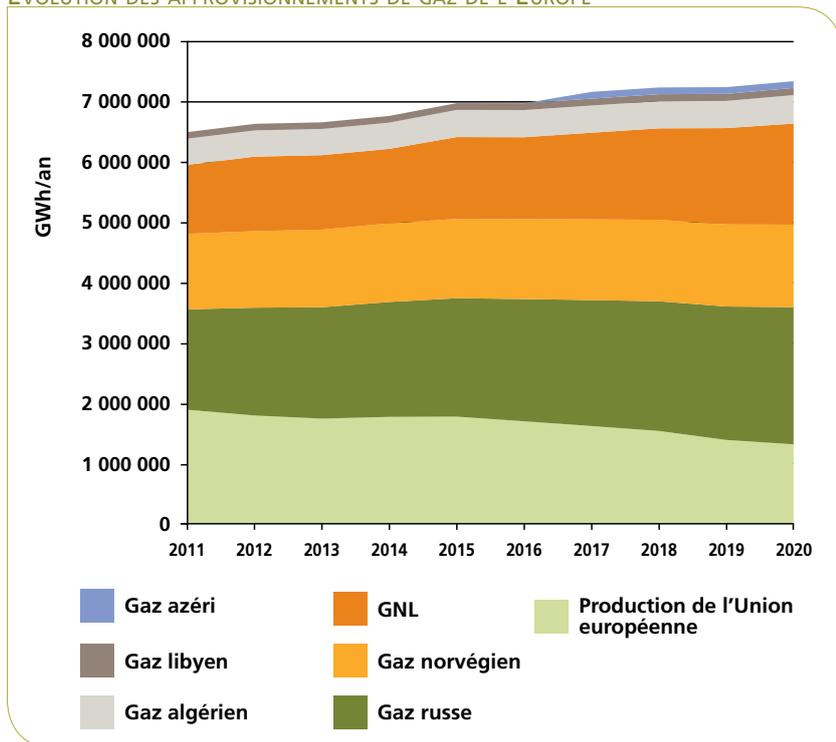
La Russie restant une des sources majeures de fourniture de gaz à l'Europe, les importations de l'Union européenne ont néanmoins vocation à se diversifier

ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION ET DE LA PRODUCTION DE GAZ DE L'UNION EUROPÉENNE À HORIZON 2035



Source AIE, World Energy Outlook, Section 1 : The Golden Age of Gas Scenario

## ÉVOLUTION DES APPROVISIONNEMENTS DE GAZ DE L'EUROPE



Source ENTSG

fortement dans les années à venir. Le GNL prendra une part de plus en plus importante dans le portefeuille des approvisionnements européens en s'appuyant en particulier sur les développements récents et à venir de capacités de regazéification (voir page 21).

La recomposition des approvisionnements gaziers en cours, liée aux évolutions relatives des prix des différentes sources d'approvisionnement, ne peut que promouvoir le rôle crucial des infrastructures gazières, seules garantes d'un développement fluide et pérenne du négoce physique de gaz naturel.

## Vers une harmonisation européenne des règles de marché

GRTgaz participe activement aux travaux d'harmonisation visant à instaurer en Europe un marché unique du gaz. Membre fondateur de l'ENTSG, GRTgaz contribue aux réflexions sur le *Target Model* (organisation cible du marché européen) et à la rédaction des *Network Codes* (codification des règles d'accès au réseau). La volonté de GRTgaz d'accompagner ces évolutions du marché se traduit concrètement par plusieurs initiatives élaborées en étroite collaboration avec l'ensemble des parties prenantes :

- en octobre 2010, GRTgaz et Fluxys ont lancé la commercialisation de capacités primaires « bundlées » entre deux hubs gaziers majeurs : Zeebrugge et le PEG Nord. Ce produit, qui concerne aujourd'hui des capacités mensuelles fermes, simplifie les échanges transfrontaliers grâce à une réservation unique. Il devrait intégrer dans un avenir proche la commercialisation de capacités journalières et pourrait être étendu à des capacités bundlées « Allemagne vers France » ;
- GRTgaz participe à l'élaboration du *Network Code* « Mécanismes d'Allocation

des Capacités », et prépare sa déclinaison opérationnelle en France. En complément des capacités physiques développées aux points d'interconnexion, le développement de nouveaux mécanismes d'allocation de capacités (CAM) vise à harmoniser les pratiques européennes et à optimiser l'allocation des capacités d'interconnexion existantes, notamment par le biais d'enchères organisées pour différentes échéances de réservation des capacités (intra-journalier, journalier, mensuel, trimestriel, annuel). Ce *Network Code* définit également le principe de capacités « bundlées » aux points frontières. Après examen de sa conformité aux lignes directrices de l'ACER, et consultation publique, la version finale du *Network Code* CAM sera soumise par l'ENTSG au Parlement européen et à la Commission européenne au deuxième semestre 2012 ;

- anticipant l'entrée en vigueur du règlement européen CE N° 715/2009, GRTgaz a lancé début 2011 un nouveau service de publication de données concernant son réseau pour renforcer la transparence de son activité. Nommé

« SMART GRTgaz », ce module web diffuse plus de 100 données, proches du temps réel, avec notamment : le niveau de stock en conduite en *within-day* et *day-ahead*, les déséquilibres à la programmation, la valorisation du solde des déséquilibres des expéditeurs, ou l'activité du marché secondaire de capacités. Tous les points pertinents du réseau sont couverts. GRTgaz continue à publier de nouveaux indicateurs, comme récemment l'indice de liquidité (quantités échangées/quantités livrées) ;

- enfin, conformément à la directive 2009/73/CE, GRTgaz renforce le rôle du marché dans l'équilibrage de son réseau. En parallèle avec l'élaboration du *Network Code* « Équilibrage », GRTgaz modifie progressivement les règles sur son réseau, qui conduiront l'entreprise à augmenter ses interventions sur la bourse du gaz Powernext. Cette organisation cible sera combinée à un indicateur de tension du réseau incitant les expéditeurs à contribuer à l'équilibre global du réseau de transport.

## ■ De nombreux projets d'infrastructures d'approvisionnement en Europe

En 2010, les terminaux méthaniens ont été les principales infrastructures d'importation mises en service, contribuant ainsi à la hausse significative des importations de GNL en Europe. Le GNL permet de profiter d'arbitrages intercontinentaux et de multiplier les sources et les routes d'importation du gaz. À ce titre, il représente pour l'Europe un important levier de sécurisation des approvisionnements et une source d'optimisation pour les acteurs de marché.

Un total d'environ 25 Gm<sup>3</sup> de capacités d'importation de GNL ont été mises en service en 2010 incluant :

- le terminal de Fos-Cavaou (8,5 Gm<sup>3</sup>/an), en France ;
- la phase 3 du terminal de Grain LNG (6,6 Gm<sup>3</sup>/an) au Royaume-Uni ; et
- la phase 2 du terminal de South Hook (10,5 Gm<sup>3</sup>/an) au Royaume-Uni.

En 2011, des projets d'infrastructures majeurs vont entrer en fonctionnement commercial :

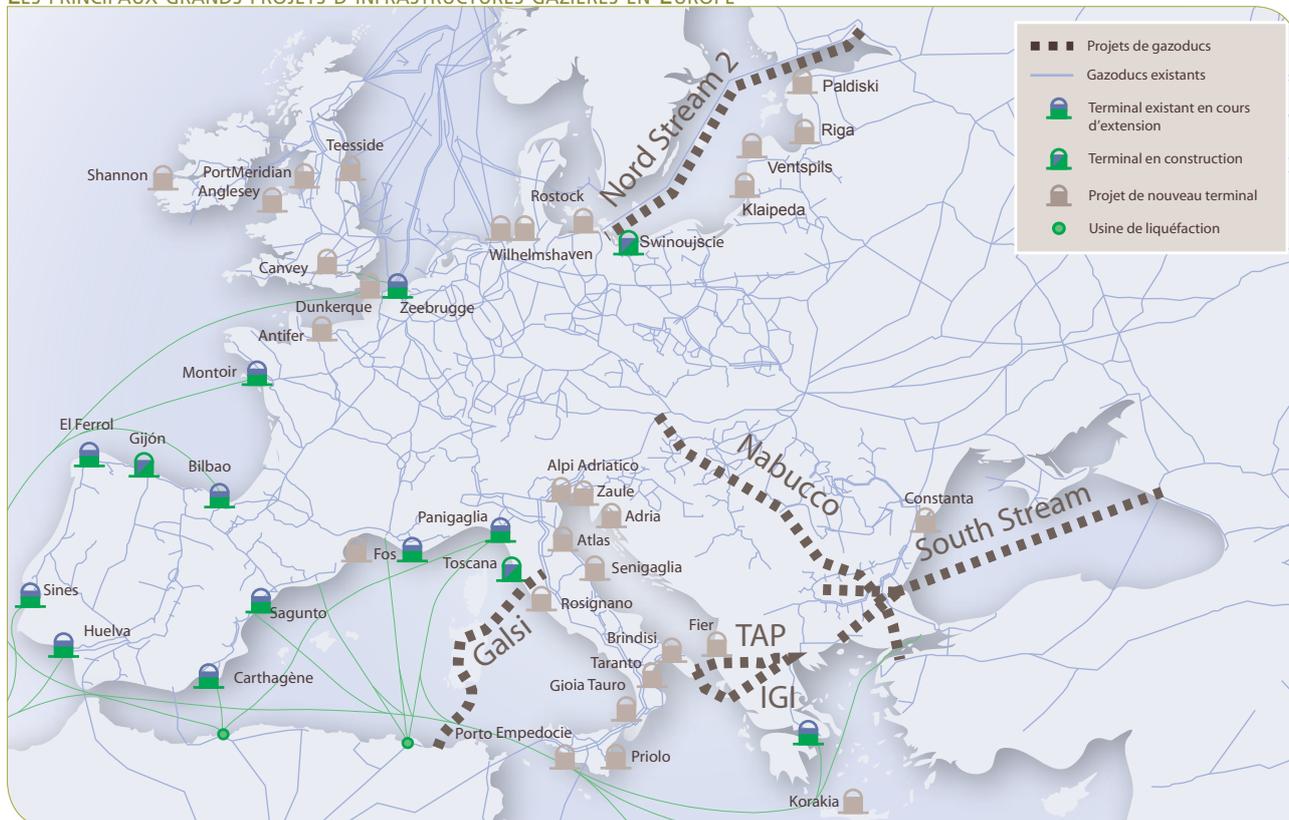
- Medgaz : ce gazoduc offshore relie Beni Saf en Algérie à Almeria en Espagne. Sa capacité est de 8 Gm<sup>3</sup>/an. Il a été mis en service en avril 2011 ;
- Nord Stream : ce gazoduc relie directement la Russie à l'Allemagne par la mer Baltique. La mise en service de la Phase 1 d'une capacité de 27,5 Gm<sup>3</sup>/an aura lieu fin 2011, le second gazoduc de capacité identique est en construction et pourrait être mis en service d'ici 2013. Le gazoduc Nord Stream ayant comme point d'atterrage le Nord de l'Allemagne, de nouveaux ouvrages sur le réseau allemand sont nécessaires : il s'agit des gazoducs NEL (capacité de 20 Gm<sup>3</sup>/an et mise en service fin 2013) et OPAL (capacité de 35 Gm<sup>3</sup>/an et mise en service fin 2011) ;
- Gate LNG : la capacité de ce terminal onshore basé à Rotterdam aux Pays-Bas est de 12 Gm<sup>3</sup>/an. Il devait être mis en service en septembre 2011 ;

- OLT LNG : la capacité de ce terminal offshore basé au large de Livourne en Italie est de 3,8 Gm<sup>3</sup>/an. Il devrait être mis en service fin 2011 ou début 2012.

Par ailleurs, de nouveaux projets d'investissements pour développer les infrastructures d'importation du gaz en Europe sont actuellement en cours d'étude :

- Nabucco : ce projet a pour but d'acheminer en Europe le gaz de la mer Caspienne, par un gazoduc entre la Turquie et l'Autriche. La capacité initiale de 8 Gm<sup>3</sup>/an, annoncée pour 2016, pourrait à terme être portée à 31 Gm<sup>3</sup>/an ;
- South Stream : ce gazoduc devrait permettre de diversifier les voies d'importation du gaz russe, en reliant la Russie à l'Europe (Italie, Grèce, Autriche) via la Bulgarie avec un gazoduc d'une capacité de 63 Gm<sup>3</sup>/an pour une mise en service prévue fin 2015 ;
- GALSI : ce gazoduc d'une capacité comprise entre 8 et 10 Gm<sup>3</sup>/an reliant l'Algérie à l'Italie via la Sardaigne est étudié pour une mise en service en 2015 ;

### LES PRINCIPAUX GRANDS PROJETS D'INFRASTRUCTURES GAZIÈRES EN EUROPE



- Trans Adriatic Pipeline (TAP) : d'une capacité de 10 Gm<sup>3</sup>/an, ce projet prévoit de relier la Grèce et l'Italie via l'Albanie ;
- Interconnector Greece Italy (IGI) : d'une capacité de 10 Gm<sup>3</sup>/an, ce gazoduc est un autre projet pour relier la Grèce et l'Italie.

D'autres projets de nouveaux terminaux méthaniers ou d'extensions de terminaux existants sont à l'étude. Ils se situent notamment en France, en Belgique et en Italie aussi bien que sur les façades maritimes ouest et sud de l'Europe.

En France, un nouveau terminal méthanier avec une capacité de regazéification de 13 Gm<sup>3</sup>/an entrera en service à la fin de l'année 2015. Dunkerque LNG a en effet annoncé le 27 juin dernier sa

décision finale d'investissement dans le terminal méthanier de Dunkerque aux côtés de Fluxys et Total. Le chantier de construction démarrera début 2012.

### ■ Des infrastructures prioritaires au niveau européen

L'Union européenne poursuit une politique énergétique ambitieuse visant à sécuriser l'approvisionnement de l'Europe en gaz et à achever la construction d'un marché intégré assurant le libre accès à une énergie fiable, compétitive et respectueuse de l'environnement.

Ces objectifs nécessitent des infrastructures énergétiques adaptées et intégrées

à l'échelle européenne, ce qui implique d'importants investissements notamment dans les réseaux de transport et leurs interconnexions.

L'enjeu est de permettre une circulation plus fluide du gaz entre les différents marchés, et une plus grande flexibilité du réseau européen en cas de crise. Sur ce dernier point, le règlement de sécurité des approvisionnements européens adopté en 2010 définit les bases d'une aide entre les États membres en cas de crise et met en place des incitations pour développer des flux bidirectionnels aux interconnexions entre les réseaux de deux États membres. Par ailleurs, afin de soutenir les projets de développements identifiés comme essentiels, la Commission européenne met en place des programmes d'aide financière.



### Plusieurs projets de développement de GRTgaz bénéficient de cofinancements de l'Union européenne au regard de leur contribution aux objectifs de la politique européenne.

La Commission européenne a attribué des subventions à GRTgaz en 2010 et 2011 dans le cadre des programmes PEER (Plan énergétique européen de relance, établi en 2009 lors de la crise pour contribuer à la reprise économique) et RTE-E (Réseaux transeuropéens de l'énergie).

Les projets concernés sont :

- en zone Nord, la construction de l'arc de Dierrey et du tronçon Pitgam-Nedon sur l'artère des Hauts de France ;
- en zone Sud, la nouvelle station de compression de Chazelles, le renforcement de l'artère du Rhône (Eridan), ainsi que les études de base pour l'alimentation de la Corse en gaz naturel à partir du projet de Gazoduc Algérie-Sardaigne-Italie (GALSI).



> Future station de compression à Chazelles (Charente)

## La sécurité d'approvisionnement au niveau européen

La crise survenue en 2009 entre la Russie et l'Ukraine a souligné la nécessité d'améliorer le dispositif européen en matière de sécurité d'approvisionnement tant au niveau de la préparation des différents États qu'au niveau de la coordination entre pays. Les travaux engagés ont abouti au remplacement de l'ancienne directive (2004/67/CE) par le règlement 994/2010 sur la sécurité d'approvisionnement en gaz, entré en vigueur le 3 décembre 2010 et dont les objectifs affichés sont les suivants :

- développer la capacité de l'Union européenne à gérer les crises d'approvisionnement en créant un niveau commun minimal de préparation dont l'atteinte est de la responsabilité de chaque État;
- améliorer la coordination des États membres face aux crises, et instaurer des principes de solidarité;
- inciter la réalisation des infrastructures nécessaires pour le marché européen et la sécurité d'approvisionnement;
- dépasser les limites des approches nationales.

Les principales dispositions du règlement concernent :

- la définition d'un niveau de risque commun;
- la définition d'un périmètre de consommateurs protégés regroupant a minima le marché résidentiel;
- l'instauration d'un standard minimal pour les infrastructures de transport qui devront être capables d'assurer l'alimentation de l'ensemble de leurs clients, à la pointe de froid, en cas de perte du plus gros point d'entrée sur le réseau;
- l'instauration d'un standard minimal en matière d'approvisionnement afin d'assurer l'alimentation des consommateurs protégés dans certaines conditions telles qu'une période de pointe de 7 jours;
- la mise en place de capacités physiques à rebours sur les interconnexions gazières entre États;
- une meilleure préparation de chaque État qui devra effectuer une évaluation des risques d'ici le 3 décembre 2011 et mettre en place un plan d'action préventif dans l'année qui suit;

- une meilleure organisation en cas de crise avec l'instauration de plans d'urgence nationaux et européens (à préparer d'ici le 3 décembre 2012) et la clarification des rôles et responsabilités;
- une meilleure transparence et la fourniture d'informations supplémentaires en prévention et en cas de crise;
- des mesures transparentes, non discriminatoires, n'apportant pas de distorsion sur le fonctionnement du marché et ne mettant pas en danger la sécurité des autres États ou de l'Union européenne.

Le réseau de GRTgaz répond déjà au standard minimal lié à la perte du plus gros point d'entrée. En revanche, GRTgaz envisage déjà de développer des capacités physiques à rebours vers la Belgique et l'Allemagne, si le marché le demande, ou si l'un de ces États le demande pour sa sécurité d'approvisionnement.



> Station de compression de Taisnières

Lors de sa communication du 17 novembre 2010 concernant les infrastructures énergétiques prioritaires, la Commission européenne identifie trois corridors prioritaires en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà :

- un corridor Sud devant acheminer le gaz directement de la mer Caspienne vers l'Europe, afin de diversifier les sources d'approvisionnement en gaz ;
- l'intégration et la connexion du marché balte de l'énergie à l'Europe centrale et du Sud-Est ;
- un corridor Nord-Sud en Europe occidentale visant à mieux interconnecter la péninsule Ibérique et l'Italie avec les marchés nord-ouest européens.

Les plans décennaux établis par les transporteurs, qui fournissent une vision partagée des besoins en développement pour répondre à l'évolution du marché, constituent un élément clé de cette démarche.

La décision prise par GRTgaz de réaliser Eridan, de même que les décisions attendues pour les investissements sur son réseau en vue du raccordement du terminal de Dunkerque et le développement de capacité vers la Belgique s'inscrivent d'ores et déjà dans cette logique.

## ■ La France au confluent des transits européens de gaz

La France présente plusieurs particularités notables, qui lui permettent de se positionner comme un marché majeur du gaz au cours des prochaines années.

### UNE CONSOMMATION IMPORTANTE ET ORIENTÉE À LA HAUSSE

La France est le 4<sup>e</sup> marché gazier européen, avec une consommation de l'ordre de 50 Gm<sup>3</sup>, représentant une part de 10 % de la demande de l'Union européenne. Ce marché affiche un fort dynamisme, illustré par la hausse annuelle de la consommation de 11 % en 2010 en raison de facteurs conjoncturels (hiver froid) et structurels (croissance économique et demande forte de gaz pour la génération électrique).

La consommation de gaz dédiée à la génération électrique affiche une tendance fortement haussière pour les prochaines années, conférant ainsi au marché français des perspectives de croissance supérieures à la moyenne européenne.

La consommation française pourrait croître d'environ 1,2 % par an en

moyenne sur la période 2011-2020. Cette augmentation traduit essentiellement le développement soutenu de la production d'électricité à partir de gaz naturel (cf. annexe I).

### UNE STRUCTURE DE MARCHÉ FAVORISANT LES ÉCHANGES

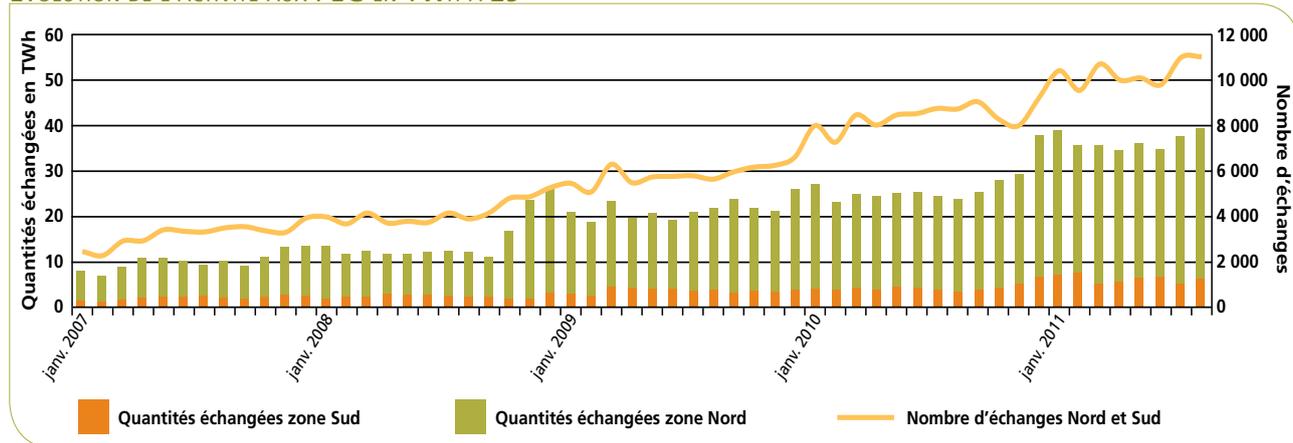
Les acteurs du marché peuvent s'appuyer sur deux points virtuels d'échange de gaz, qui favorisent la rencontre de l'ensemble des acteurs du marché gazier (consommateurs, fournisseurs, producteurs, traders...) et qui sont adossés à de larges zones entrées/sorties.

Depuis la mise à disposition de ces points virtuels d'échange de gaz, GRTgaz enregistre une forte progression des échanges et du nombre d'acteurs. Lancé en 2008, un marché organisé complète la gamme de services, stimulant la liquidité et la profondeur des échanges.

### DES CAPACITÉS DE STOCKAGE IMPORTANTES

Les stockages souterrains confèrent également un atout important au marché français avec plus de 12 Gm<sup>3</sup> de volume utile, soit la 3<sup>e</sup> capacité de stockage en

## ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ AUX PEG EN TWh À 25°



Source ENTSG

Europe représentant environ une part de 15 %. La modulation des stockages permet aux acteurs de marché d'optimiser leur fourniture de gaz aux clients finals ainsi que d'effectuer des opérations d'arbitrage court terme.

## DES FAÇADES MARITIMES FAVORABLES À L'IMPLANTATION DES TERMINAUX MÉTHANIERES

Les importations représentent la majorité de l'offre gazière française, la production domestique de Lacq devenant marginale. Elles se ventilent en 70 % d'approvisionnements par gazoduc et 30 % par GNL, soit une part de GNL plus importante que la majorité des pays européens. La capacité totale de regazéification française, la 3<sup>e</sup> en Europe, représente 24 Gm<sup>3</sup>/an soit 15 % du total européen.

Les approvisionnements français affichent une des plus grandes diversités en Europe regroupant en effet tous les principaux fournisseurs : Norvège, Russie, Pays-Bas, Algérie, Nigéria et Qatar.

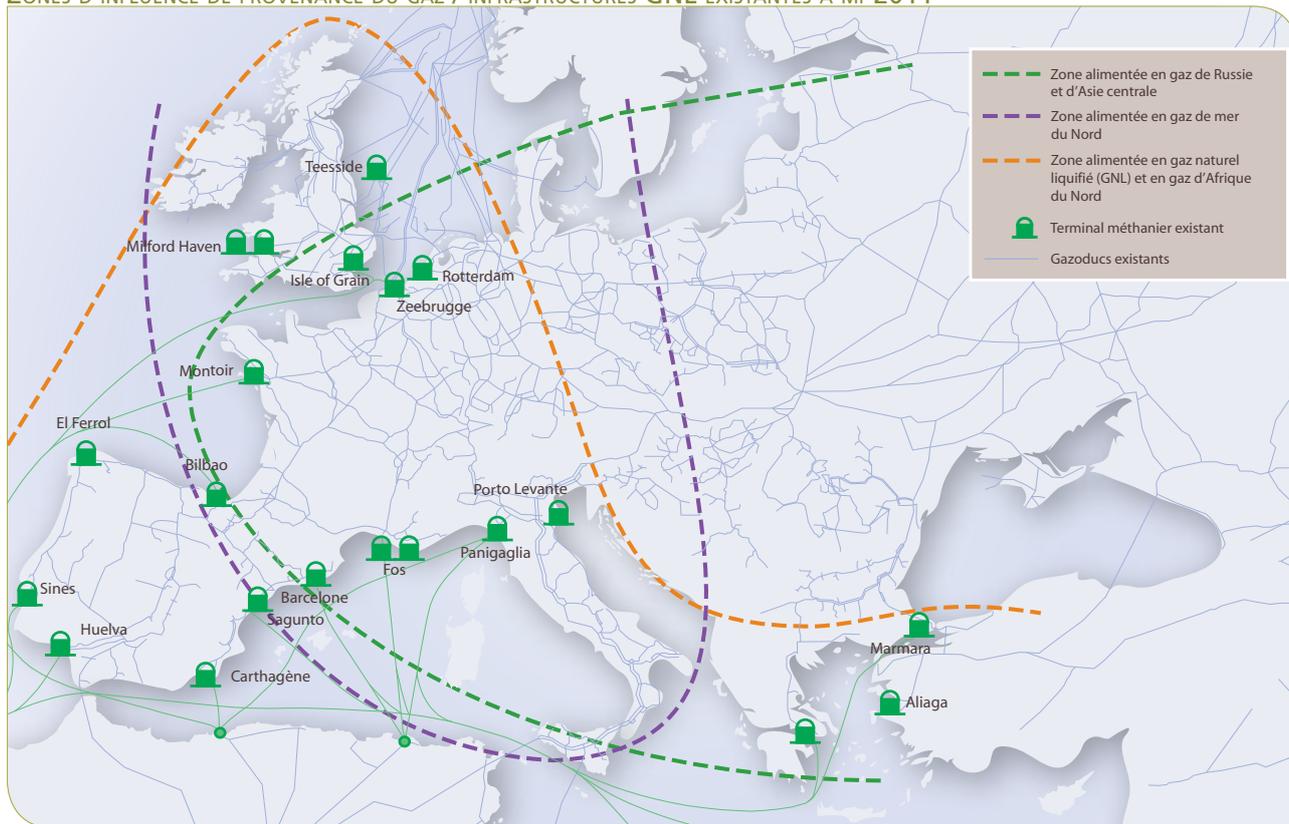
Compte tenu de l'essor du commerce mondial de GNL, la France bénéficie d'une position stratégique en raison de capacités de regazéification, existantes comme en projet, réparties sur ses façades atlantique et méditerranéenne, qui permettent ainsi une flexibilité accrue du shipping de GNL en provenance aussi bien du bassin atlantique que du bassin méditerranéen ou bien du Moyen-Orient.

Par ailleurs, ayant des frontières avec cinq autres pays européens situés au Nord comme au Sud de l'Europe, la France bénéficie d'interconnexions gazières importantes, y compris avec l'Italie via la Suisse.

À la jonction entre les marchés du Nord de l'Europe, du Sud de l'Europe et les nouveaux flux de GNL provenant du bassin atlantique ou des pays du Golfe, la France se place de fait comme un point clé du renforcement solidaire de la sécurité d'approvisionnement des États membres, encouragé par les instances européennes.

Forte de ces atouts, la France constitue de facto une zone d'arbitrage entre les flux de gaz en provenance de l'Est, de l'Ouest, du Nord et du Sud. Cette situation géographique privilégiée explique l'apparition de nouvelles infrastructures telles que le terminal de Dunkerque et l'intérêt du marché pour augmenter les capacités d'interconnexion avec les pays adjacents. Le besoin à moyen terme de capacités supplémentaires est évalué dans le cadre de consultations du marché (*open seasons*) décrites au paragraphe « Adaptation de l'offre à la demande » page 9.

## ZONES D'INFLUENCE DE PROVENANCE DU GAZ / INFRASTRUCTURES GNL EXISTANTES À MI-2011



## Impacts de la production d'électricité sur le système gaz français

### Une croissance soutenue de la production d'électricité centralisée à partir de gaz naturel

Au 1<sup>er</sup> septembre 2011, 12 centrales électriques sont connectées au réseau de transport de GRTgaz dont 8 fonctionnent en mode commercial pour une capacité installée de 5,3 GWe. D'autres projets sont actuellement au stade d'étude pour un éventuel futur raccordement.

Aujourd'hui, ces installations comptent pour un quart des capacités de livraison et des consommations des clients directement raccordés au réseau GRTgaz.

En dépit d'un ralentissement des raccordements programmés de nouvelles installations, celui-ci ne contredit pas une tendance forte favorable à l'usage du gaz naturel pour la production d'électricité : croissance de la demande électrique en France, retrait programmé de plusieurs pays européens du nucléaire, croissance des énergies renouvelables, atouts du gaz naturel sur les autres énergies fossiles pour la production d'électricité... À ce titre, la mise sur le marché de nouveaux cycles combinés à gaz à haut rendement (supérieur à 60 % PCI) et de forte puissance (supérieure à 500 MWe pour un peu plus de 400 MWe jusqu'alors), annoncée par certains turbinistes récemment, est de nature à renforcer l'attractivité du gaz

naturel pour la production d'électricité. À l'horizon 2020, et sur la base des projets en cours d'étude de raccordement, une capacité additionnelle de l'ordre de 4 GW de CCCG pourrait être installée.

Cette prévision intègre le projet d'une nouvelle centrale à proximité de Brest (en orange sur la carte) pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique de l'Ouest de la France. Les pouvoirs publics ont en effet lancé, en conformité avec le pacte électrique breton du 14 décembre 2010, un appel d'offres le 25 juin 2011 pour la construction d'une centrale à cycle combiné gaz de 450 MW environ. Ce projet nécessitera une adaptation importante du réseau existant pour développer les capacités nécessaires à son alimentation en gaz naturel.

Dans le cadre d'un système d'équilibrage journalier, l'arrivée massive sur le réseau GRTgaz des centrales électriques de forte puissance a un impact significatif sur la conduite du réseau de transport en cours de journée. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2011, et après deux années de concertation avec les acteurs de marché, toutes les centrales en fonctionnement commercial sont soumises au nouveau service spécifique de flexibilité intrajournalière, en tant que « site fortement modulé ». Ce service se base essentiellement sur des modalités opérationnelles au

quotidien permettant aux clients de réaliser les profils de consommation souhaités et à GRTgaz d'assurer la sûreté du système gaz.

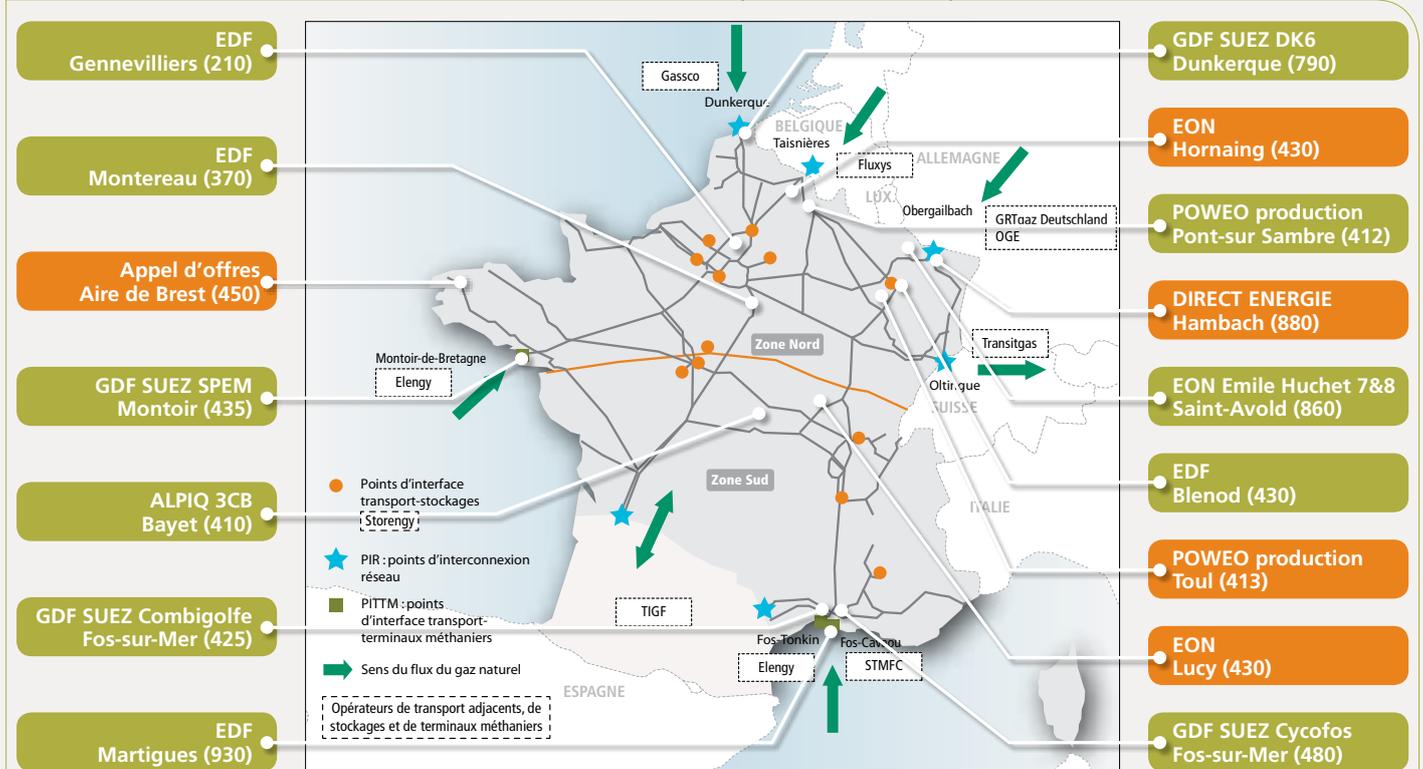
GRTgaz va continuer à accompagner ses clients en adaptant son offre à travers la Concertation Gaz pour accueillir de nouvelles centrales.

### En parallèle, de fortes incertitudes pèsent sur la production d'électricité décentralisée à partir de gaz naturel

Les tarifs d'obligation d'achat d'électricité mis en place à partir de la fin des années 90 ont permis à la cogénération fonctionnant au gaz naturel de connaître un véritable essor qui profite toujours aujourd'hui à l'industrie et à l'économie françaises. Ces contrats, d'une durée maximale de 12 ans non-renouvelables, arrivent pour la plupart à échéance entre 2010 et 2013. Souvent méconnus, ces moyens de production de chaleur et d'électricité combinés représentent une puissance électrique installée similaire à celle des centrales au gaz évoquées précédemment, soit environ 5 GW.

Plusieurs scénarii prospectifs, dont celui de l'Association Technique Énergie Environnement, prévoient une diminution de plus de moitié de la puissance électrique issue des cogénérations à échéance des contrats d'obligation d'achat.

### SITES DE PRODUCTION CENTRALISÉE D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DE GAZ NATUREL (1<sup>ER</sup> SEPTEMBRE 2011)



5 autres projets de centrales sont en cours d'étude pour le raccordement au réseau de transport de GRTgaz.

Légende : (...) : puissance électrique exprimée en MW      ■ Centrale consommant ou pouvant consommer du gaz naturel en 2011      ■ Centrale en projet avec prévision de consommation de gaz naturel après 2011

# Développement du réseau de transport de GRTgaz

L'analyse de la demande actuelle et de son évolution permet à GRTgaz d'identifier les ouvrages supplémentaires qu'il faudrait construire pour répondre :

- à l'évolution des consommations, notamment celles liées aux centrales à cycle combiné gaz ;
- aux changements souhaités concernant l'organisation du marché gazier français ;
- au développement de nouvelles capacités d'interconnexion, de regazéification ou de stockage.

La création de nouvelles capacités en entrée ou en sortie d'une zone de marché nécessite non seulement le développement des ouvrages de connexion à l'infrastructure adjacente mais aussi le renforcement du cœur de réseau, afin d'être en mesure d'acheminer les nouvelles quantités livrées sur l'ensemble des points de sortie de la zone (modèle entrée/sortie sans restriction retenu par GRTgaz).

Il en résulte que le renforcement d'un ouvrage du cœur de réseau (l'arc de Dierrey, par exemple) constitue généralement un dénominateur commun à plusieurs projets de développement de capacités pris individuellement. La date de mise en service de ce renforcement dépend alors du premier projet qui le déclenche. Le renforcement du cœur de réseau peut parfois se faire de façon progressive, comme dans le cas du doublement de l'axe sud-nord (doublement de l'artère du Rhône, puis de l'Est lyonnais, puis de l'artère de Bourgogne). Dans ce cas de figure, les développements sont décidés en fonction du calendrier des différents projets qui justifient ce renforcement. GRTgaz s'appuie sur les informations obtenues auprès des promoteurs des projets liés aux infrastructures adjacentes pour définir le programme des investissements nécessaires sur son cœur de réseau. Un changement de calendrier pourrait donc conduire GRTgaz à adapter ce programme en conséquence.

Dans la suite de ce chapitre, les projets de développement de capacités et les renforcements du réseau principal liés à ces projets sont présentés par zone.

## ■ Les développements de la zone Nord

La zone Nord de GRTgaz est aujourd'hui la plus active en termes d'ouverture du marché et d'activité au point d'échange gaz. Étant naturellement connectée aux grands marchés nord-européens, c'est une zone attractive qui séduit de nombreux acteurs. En particulier, depuis 2006 et 2007, plusieurs projets de terminaux méthaniers ont émergé dans la zone Nord. GRTgaz a engagé dès l'origine de ces projets une étroite collaboration avec leurs promoteurs afin de planifier les développements du réseau de transport correspondants. Fruit de cette collaboration, l'année 2011 est essentiellement marquée par la décision de réalisation du terminal méthanier de Dunkerque. Au sein de la zone Nord, une saturation est-ouest apparaît dès qu'un accroissement significatif des capacités d'entrée ou de sortie de la zone est envisagé (cf. annexe II). Pour lever cette congestion potentielle et être en mesure de garantir l'ensemble des développements de capacités envisagés ci-après, un renforcement du cœur de réseau est indispensable. Un tel renforcement est également nécessaire pour fusionner les zones Nord et Sud de GRTgaz.

Au vu de l'ensemble des projets de développement de capacités identifiés à ce jour en zone Nord, les renforcements suivants pourraient être nécessaires :

- une canalisation reliant la station de Cuvilly (Oise) à la station de Voisines (Yonne) en passant par la station de Dierrey (Aube), appelée « arc de Dierrey » ;
- le doublement complet de l'artère de Beauce ;

- le doublement de l'artère du Nord-Est entre la station de Laneuvelotte et la station de Voisines ;

- une canalisation reliant Chémery à Dierrey.

Compte tenu de la maturité des différents projets d'accroissement de capacités en zone Nord et compte tenu de l'échéance liée au raccordement du terminal méthanier de Dunkerque, l'arc de Dierrey va constituer la première étape de ce renforcement.

## DÉVELOPPEMENT DES TERMINAUX MÉTHANIER

### *Raccordement du nouveau terminal méthanier à Dunkerque*

Engagé depuis 2006, le projet de création d'un nouveau terminal méthanier à Dunkerque a franchi une étape cruciale cette année. Les actionnaires de la société Dunkerque LNG ont en effet pris la décision finale d'investissement de ce projet le 27 juin 2011. Le terminal d'une capacité de 13 Gm<sup>3</sup>/an alimentera en gaz naturel le marché français à partir de fin 2015.

Le raccordement du terminal au réseau de GRTgaz conduit à la réalisation des ouvrages suivants à l'horizon 2015 :

- la création d'une artère de liaison de diamètre 900 mm entre le terminal et la station de compression de Pitgam ; cette canalisation acheminera du gaz non odorisé ;
- le doublement de l'artère des Hauts de France entre Nedon et Cuvilly (123 km de diamètre 1 200 mm) et l'adaptation des stations d'interconnexion en conséquence ;
- la création de l'arc de Dierrey (environ 300 km en DN 1200) et l'adaptation en conséquence des stations d'interconnexion de Cuvilly, Dierrey et Voisines.

Ces investissements ont été approuvés par la CRE par délibération du 12 juillet 2011,

sous réserve d'un audit qui sera mené au second semestre 2011. La décision finale d'investissement de GRTgaz sera prise à l'issue de cet audit.

#### **Adaptation des capacités d'entrée à partir du terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne**

L'opérateur du terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne envisage deux extensions possibles du terminal dans les prochaines années.

La capacité annuelle du terminal pourrait passer dans une première phase de 10 Gm<sup>3</sup> à 12,5 Gm<sup>3</sup> en 2014-2015 puis à 16,5 Gm<sup>3</sup> dans une seconde phase en 2017. Une consultation du marché (phase non engageante) est actuellement menée par l'opérateur du terminal pour ces extensions.

Pour permettre l'émission sur le réseau des 2,5 Gm<sup>3</sup> supplémentaires en 2014-2015, la station de compression d'Auvers-le-Hamon (Sarthe) devra être renforcée (+ 10 MW).

Les ouvrages nécessaires pour permettre l'émission sur le réseau de GRTgaz de 16,5 Gm<sup>3</sup> par an à partir du terminal de Montoir-de-Bretagne en 2017 seraient les suivants, l'arc de Dierrey étant supposé réalisé :

- le doublement de l'artère du Maine (DN 1050);
- la canalisation Chémery - Dierrey;
- le renforcement de la compression à Dierrey.

#### **Raccordement d'un nouveau terminal méthanier à Antifer**

Depuis 2006-2007, un nouveau terminal méthanier était envisagé à Antifer à l'horizon 2016. Sa capacité était de 9 Gm<sup>3</sup>/an et pouvait être étendue éventuellement à 18 Gm<sup>3</sup>/an. Ce projet a été déclaré d'intérêt général par arrêté préfectoral du 18 juin 2009, mais a été suspendu début 2011. Le promoteur maintient cependant son projet qui pourrait être relancé ultérieurement.

Dans le cadre de son *Plan décennal de développement*, GRTgaz fait l'hypothèse que ce terminal sera mis en service à l'horizon 2020, avec une capacité de 9 Gm<sup>3</sup>/an. Pour créer ces nouvelles capacités d'entrée en zone Nord, les renforcements

de cœur de réseau précédents étant supposés réalisés, il serait nécessaire de construire une nouvelle canalisation d'environ 70 km entre le terminal et Elbeuf (Seine-Maritime), appelée « artère Caux-Roumois ».

#### **DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC LES RÉSEAUX ADJACENTS**

##### **Accroissement des capacités de la Belgique vers la France à Taisnières H**

En 2007, Fluxys et GRTgaz ont lancé une consultation coordonnée du marché pour évaluer les besoins de développement des capacités de transport de la Belgique vers la France. La phase engageante de cette consultation s'est terminée au premier semestre 2010 et a permis de mettre en évidence un besoin total de 640 GWh/j de capacités long terme en entrée sur la zone Nord de GRTgaz, au point Taisnières H à l'horizon 2013. Ce besoin de capacité nécessite la création de 50 GWh/j supplémentaires par rapport aux capacités actuelles commercialisées. Pour ce faire, les ouvrages suivants doivent être réalisés :

- la modification de la station d'interconnexion de Taisnières;
- la modification de la station de compression de Cuvilly;
- le doublement partiel de l'artère des Hauts de France sur environ 50 km.

La décision finale d'investissement a été prise par GRTgaz au cours de l'année 2011.

##### **Création des capacités de sortie vers la Belgique près de Veurne**

Du fait d'une différence de pratique en terme d'odorisation du gaz entre la France et la Belgique (contrairement à la France, le gaz n'est pas odorisé sur le réseau de transport en Belgique), aucun flux physique n'est actuellement envisageable de la France vers la Belgique, et aucune capacité ferme de sortie vers la Belgique n'est donc commercialisée par GRTgaz. Seules des capacités rebours interruptibles sont proposées aux acteurs du marché à Taisnières.

Avec le nouveau terminal méthanier à Dunkerque, GRTgaz aura l'assurance de

disposer chaque jour de quantités significatives de gaz non odorisé à proximité de la frontière belge. Dans ces conditions, il deviendra possible de commercialiser, à l'horizon 2015-2016, des capacités fermes de la France vers la Belgique via un nouveau point d'interconnexion entre le réseau de GRTgaz et de Fluxys à proximité de Veurne.

Conformément à une délibération de la CRE du 29 avril 2010, GRTgaz et Fluxys ont lancé le 31 mai 2010 une consultation coordonnée du marché (phase non engageante de l'*open season*) afin d'évaluer le besoin réel du marché.

Les résultats de cette consultation, qui s'est terminée fin août 2010, ont confirmé une demande d'environ 420 GWh/j pour 20 ans, dont l'essentiel émanait d'expéditeurs souhaitant acheminer du gaz du terminal de Dunkerque vers la Belgique.

Afin de tenir compte de ces résultats, GRTgaz et Fluxys ont proposé une évolution du schéma de commercialisation des capacités, qui a été approuvée par la CRE le 12 juillet 2011. La phase engageante de l'*open season* coordonnée devrait être lancée au cours de l'automne 2011 et proposera donc :

- à Veurne, des capacités de sortie du réseau de GRTgaz et d'entrée sur le réseau de Fluxys allouées de façon coordonnée et commercialisées respectivement par GRTgaz et Fluxys;
- au terminal de Dunkerque, des capacités d'entrée sur le réseau de Fluxys commercialisées par Fluxys via une prestation de transport contractualisée par Fluxys auprès de GRTgaz.

La création de cette nouvelle interconnexion nécessitera en France, en complément des investissements requis pour le raccordement du terminal de Dunkerque sur le réseau de GRTgaz :

- la modification de l'interconnexion de Pitgam;
- la création d'une artère d'environ 25 km et en DN 900 (ou DN 1050 suivant les résultats de l'*open season*) reliant la station d'interconnexion de Pitgam à Veurne (appelée « artère des Flandres »); cette canalisation transportera du gaz non odorisé.

### **Accroissement des capacités de sortie vers la Suisse à Oltingue**

Le principal point de sortie du réseau, vers la Suisse et l'Italie, est à Oltingue. Historiquement, la quasi-totalité des capacités de ce point de sortie est utilisée pour approvisionner l'Italie en gaz venant des Pays-Bas et de la Norvège.

Plusieurs expéditeurs ont fait part de leur intérêt pour des capacités de sortie supplémentaires à Oltingue. GRTgaz a engagé des discussions avec ENI GTI afin de pouvoir donner une suite favorable à cette demande et des études sont en cours de chaque côté de la frontière. Elles pourraient déboucher sur une consultation du marché, sous réserve d'une confirmation de l'opérateur suisse, dont l'actionnariat est amené à évoluer prochainement.

Au vu des premiers résultats d'étude sur le réseau de GRTgaz, un développement de l'ordre de 60 GWh/j à l'horizon 2016 semble pertinent.

Pour ce faire, l'arc de Dierrey étant supposé réalisé, une nouvelle station de compression devrait être construite à Champey (Meurthe-et-Moselle) ainsi qu'une modification de la station de Morelmaison. Par ailleurs, une partie des ouvrages suivants pourrait s'avérer nécessaire :

- le doublement partiel de l'artère du Nord-Est entre la station de Laneuvelotte et Voisines ;
- la création d'une station de compression à Cheppy (Meuse) ;
- le renforcement de la compression à Voisines.

### **Création de capacités d'entrée depuis la Suisse à Oltingue**

L'opérateur de transport en Suisse, ENI GTI, a consulté le marché en novembre 2009 puis en novembre 2010 pour évaluer la demande de capacité de transit de l'Italie vers la France. Cette consultation s'est conclue par des réservations sur cette route. SNAM RETE GAS, le transporteur italien, a pris des décisions d'investissement permettant d'exporter un volume de plus de 400 GWh/j de l'Italie vers la Suisse pour alimenter la France et l'Allemagne.

GRTgaz discute actuellement avec ENI GTI, Swisssgas, Transitgas et SNAM RETE GAS la coordination des travaux nécessaires à la création de capacités fermes d'entrée à Oltingue, afin de proposer des capacités depuis l'Italie vers la France via la Suisse, dans le cadre d'une future *open season*.

Le *Plan décennal de développement du réseau de GRTgaz* intègre l'hypothèse de 100 GWh/j créés en entrée à Oltingue, à l'horizon 2017.

Ce développement de capacités fermes nécessiterait le renforcement de l'artère du Nord-Est par un doublement de la canalisation entre Morelmaison et Voisines sur environ 80 km, en supposant l'arc de Dierrey réalisé. En fonction des contraintes de pression sur le réseau suisse, il pourrait également nécessiter de la compression supplémentaire (en cours d'étude).

### **Création des capacités de sortie vers le Luxembourg**

Les prévisions de croissance de la consommation luxembourgeoise ont conduit l'opérateur Creos à demander à GRTgaz d'étudier le renforcement des capacités d'interconnexion entre la France et le Luxembourg. L'interconnexion existante qui permet d'acheminer 0,3 GWh/j ne permet pas de faire face à la hausse prévue des consommations luxembourgeoises. Les études préliminaires menées mettent en évidence un besoin supplémentaire de capacités fermes de 9 ou 40 GWh/j à l'interconnexion entre les réseaux français et luxembourgeois.



> Chantier de pose de l'artère du Mâconnais

Les opérateurs ont lancé conjointement une phase non-engageante d'*open season* en novembre 2010. Celle-ci a confirmé le besoin de création de capacités fermes. Les deux opérateurs envisagent de poursuivre l'*open season* par le lancement d'une phase engageante début 2012 conformément au souhait des participants à la phase non-engageante.

Dans le cadre de ce plan, GRTgaz retient l'hypothèse d'un accroissement de 40 GWh/j des capacités de sortie vers le Luxembourg à l'horizon 2016. Pour ce faire, une nouvelle canalisation entre les artères de Lorraine et le Luxembourg devrait être construite, en supposant l'arc de Dierrey déjà réalisé.

### **Création des capacités de sortie vers l'Allemagne à Obergaillbach**

Dans le cadre de l'intégration des marchés européens, la Commission européenne a souligné l'importance de renforcer le corridor Sud-Nord en Europe de l'Ouest afin de mieux interconnecter la péninsule Ibérique aux marchés nord-ouest. Un tel développement permettrait en particulier au gaz en provenance des terminaux méthanières français ou espagnols d'atteindre le marché allemand qui bénéficierait ainsi d'une nouvelle source d'approvisionnement. Dans ce cadre, des pré-études d'émergence sont menées par GRTgaz pour évaluer la possibilité de créer des capacités fermes de sortie vers l'Allemagne à Obergaillbach. Des discussions dans ce sens ont été récemment engagées avec les deux opérateurs de transport allemands actifs à ce point d'interconnexion (*Open Grid Europe & GRTgaz Deutschland*).

Pour développer 100 GWh/j en sortie à Obergaillbach à l'horizon 2017, GRTgaz devrait réaliser les ouvrages suivants en complément de l'arc de Dierrey :

- le doublement de l'artère du Nord-Est entre la station de Laneuvelotte et Morelmaison ;
- la création d'une station de compression à Cheppy (Meuse) ;
- le renforcement de la compression à Voisines.

Cependant, comme pour la Belgique, les différences de pratique en termes d'odorisation du gaz entre la France et l'Allemagne interdisent actuellement tout

flux physique de gaz de la France vers l'Allemagne. Le développement de capacités fermes de la France vers l'Allemagne est donc conditionné par une harmonisation des pratiques européennes sur ce point. Dans ce cadre, GRTgaz étudie les différents scénarii envisageables pour adapter son réseau et autoriser l'export de gaz non odorisé.

### **DÉVELOPPEMENT DES STOCKAGES**

Les renforcements du cœur de réseau envisagés par GRTgaz intègrent le plan de développement des stockages communiqué par Storengy et répondent aux besoins exprimés par ce dernier.

## **■ Les développements de la zone Sud**

L'accès à la zone Sud s'est progressivement amélioré depuis 2009 par la conjugaison de deux éléments principaux :

- d'une part, le terminal de Fos-Cavaou est en service à hauteur de 100 % de sa capacité depuis le mois de septembre 2010. Cet apport de volumes supplémentaires en zone Sud a conduit à réduire le taux d'utilisation de la liaison Nord vers Sud, qui est passé d'environ 90 % en 2009 à près de 70 % en 2010 ;
- d'autre part, les travaux menés en 2010 dans le cadre de la Concertation ont permis d'améliorer les règles de commercialisation des capacités. La commercialisation est désormais organisée en plusieurs tours successifs d'allocation au prorata des demandes, donnant une meilleure visibilité aux expéditeurs pour la formulation de leurs demandes. Un mécanisme d'allocation garantie complète le dispositif et favorise l'accès à la capacité pour des expéditeurs ayant des besoins modestes.

Lancé en juillet 2011, le service de couplage de places de marché Nord et Sud, qui est actuellement en test, devrait permettre d'optimiser l'utilisation de la capacité de la liaison et de faciliter davantage l'accès à la zone Sud (voir encadré page 30).

Cependant, il existe encore de nombreux projets en zone Sud qui ne concernent plus uniquement l'approvisionnement de

la zone. Tirant profit de l'attractivité de la façade méditerranéenne pour importer du GNL en Europe, ils s'inscrivent pour la plupart dans le cadre de la diversification des sources d'approvisionnement et de l'augmentation à moyen terme des besoins de gaz naturel en Europe.

Comme en zone Nord, le développement des capacités d'entrée ou de sortie en zone Sud peut nécessiter un renforcement des ouvrages du cœur de réseau, afin de continuer à garantir les possibilités de transport existantes. En effet, une congestion apparaît notamment entre le nord et le sud de cette zone dès que les capacités d'entrée et/ou de sortie sont développées au sud.

Au vu de l'ensemble des projets de développement identifiés en zone Sud, le cœur de réseau devrait être renforcé selon un axe sud-nord entre Marseille et Dijon. Les ouvrages principaux permettant ce renforcement sont les suivants :

- le doublement de l'artère du Rhône entre la station de Saint-Martin-de-Crau (Bouches-du-Rhône) et la station de Saint-Avit (Drôme) ;
- le doublement de la canalisation de l'Est lyonnais entre Saint-Avit et Étretz ;
- le doublement de l'artère de Bourgogne entre Étretz et Voisines.

Compte tenu du nombre important de projets potentiels nécessitant le renforcement de cet axe à plus ou moins court terme, de l'importance de ce renforcement pour le bon fonctionnement et la sécurité d'approvisionnement des marchés européen et français et du soutien apporté par la Commission européenne à cet investissement par une subvention significative, GRTgaz a pris la décision de réaliser le renforcement de cet axe dans sa partie la plus méridionale. Ce projet, appelé Eridan, consiste, pour mi-2016, à doubler l'artère du Rhône et à adapter les stations d'interconnexions en conséquence. La CRE a approuvé cet investissement par délibération le 19 avril 2011.

Eridan permet en outre de développer la fluidité et la flexibilité de la zone Sud et constitue une étape indispensable au processus de fusion des zones. Il facilite également la réalisation à terme du corridor Nord-Sud en Europe de l'Ouest.

## Le couplage de marché sur le réseau GRTgaz : une première dans l'Europe du gaz naturel

Le 1<sup>er</sup> juillet 2011, GRTgaz a lancé, avec l'appui de la bourse Powernext, son service de couplage de marché entre les PEG Nord et Sud. Ce service, qui fonctionne avec succès dans le domaine de l'électricité depuis 2006, constitue une première dans le secteur du gaz en Europe. Il a nécessité une adaptation en profondeur du mécanisme de couplage aux spécificités du gaz naturel et aux modalités du trading en continu.

Les principes de ce service ont été élaborés avec l'ensemble des acteurs du marché, les associations professionnelles, et la CRE. La CRE a validé les propositions faites dans sa délibération du 19 avril 2011.

Le couplage du PEG Nord et du PEG Sud permet à GRTgaz d'accroître son offre de services aux expéditeurs, en leur proposant une nouvelle façon d'accéder à des capacités sur la liaison Nord-Sud. En effet, il consiste indirectement à proposer aux expéditeurs une prestation de transport entre PEG Nord et PEG Sud (ou vice versa), la veille pour le lendemain ainsi que le week-end. Ce service est proposé par l'intermédiaire de la bourse Powernext et s'appuie sur le produit de spread PEG Sud/PEG Nord lancé par Powernext le 25 mai 2011. Le service est commercialisé sous la forme d'une enchère implicite, dont le prix est révélateur de la situation du marché.

Il s'agit d'une première étape dans les solutions explorées par GRTgaz pour fusionner les zones Nord et Sud et offrir, à moyen terme, une zone unique d'équilibrage sur le réseau de GRTgaz. En réalisant la fusion partielle des carnets d'ordre des zones Nord et Sud de GRTgaz, ce service contribue à promouvoir l'efficacité et la fluidité du marché du gaz en France. Il permet en effet de rapprocher les prix des deux PEG Nord et Sud et d'accroître la liquidité et l'attractivité du marché français, plus particulièrement en zone Sud.

Dans un premier temps, le service a un caractère expérimental. Dans cette première phase, la capacité mise à disposition par GRTgaz est une capacité ferme, de 10 GWh/j, dans chacun des sens Nord vers Sud et Sud vers Nord (au jour le jour, la capacité est mise à disposition depuis le PEG présentant le prix le plus faible vers le PEG présentant le prix le plus élevé).

Un premier retour d'expérience sera organisé dès le mois d'octobre 2011. Il permettra de valider l'intérêt du marché pour ce type de service et d'envisager de futures évolutions à compter d'avril 2012. D'ores et déjà, la délibération de la CRE du 7 juillet 2011 permet de garantir, le cas échéant, la pérennisation du service de couplage au-delà du 1<sup>er</sup> avril 2012, en réservant pour ce mécanisme une capacité de 10 GWh/j à partir d'avril 2012.

cette adaptation ne devrait pas nécessiter d'investissement sur le réseau principal de GRTgaz au-delà d'Eridan.

### Raccordement d'un nouveau terminal méthanier à Fos-sur-Mer

La société Fos Faster LNG Terminal SAS a fait part à GRTgaz de son intention de construire un nouveau terminal méthanier à Fos-sur-Mer.

La mise en service de cette nouvelle infrastructure d'une capacité de regazéification de 8 à 16 Gm<sup>3</sup> par an est prévue en 2017.

Le débat public s'est déroulé du 6 septembre au 17 décembre 2010. Le bilan et le compte rendu du débat ont été rendus publics le 17 février 2011, respectivement par la Commission nationale du débat public (CNDP) et par la commission particulière. Fos Faster LNG Terminal SAS a décidé de poursuivre les études pour son projet et va lancer une consultation du marché qui se déroulera de juin à octobre 2011. GRTgaz et le promoteur mettent progressivement en place la contractualisation nécessaire au bon déroulement du projet.

Le raccordement de ce terminal pour une capacité de 8 Gm<sup>3</sup>/an pourrait nécessiter les investissements suivants :

- une canalisation entre le terminal et Saint-Martin-de-Crau ;
- le doublement de l'artère de l'Est lyonnais, en complément du doublement de l'artère du Rhône supposé réalisé en 2017 ;
- la fin du doublement de l'artère de Beauce.

### Adaptation des capacités d'entrée à partir du terminal méthanier de Fos-Cavaou

L'opérateur de ce terminal a fait part à GRTgaz de son intention d'étudier l'extension du terminal de Fos-Cavaou à l'horizon 2019. Le développement de ces capacités pourrait nécessiter :

- l'adaptation de l'interconnexion de Saint-Martin-de-Crau ;
- des renforcements au nord de la station d'Étrez (fin du doublement de la Bourgogne et renforcement des compressions sur un axe Saint-Martin – Voisines), si les ouvrages susceptibles d'être nécessaires pour les projets avant 2020 étaient réalisés.

### DÉVELOPPEMENTS DES TERMINAUX MÉTHANIER

#### Adaptation des capacités d'entrée à partir du terminal méthanier de Fos Tonkin

L'exploitant de ce terminal a lancé une *open season* début 2011 afin de valider auprès du marché l'intérêt de rénover

et/ou développer son terminal à l'horizon 2014-2015 pour une capacité de 3 à 7 Gm<sup>3</sup>/an. En parallèle, GRTgaz a lancé les études techniques et économiques nécessaires afin d'évaluer l'impact de ce développement sur le réseau.

Dans la mesure où il s'agit essentiellement de prolonger des capacités existantes,

**DÉVELOPPEMENTS DES STOCKAGES**

Storengy poursuit sa politique de développement des sites de stockage, notamment la construction du nouveau site de stockage de Hauterives (Drôme). GRTgaz, en liaison avec Storengy, procédera au raccordement du nouveau stockage au réseau de transport au niveau de la station de Saint-Avit.

Par ailleurs, la société Géométhane a annoncé à GRTgaz sa décision de rénovation et d'augmentation des capacités du stockage de Manosque. Géométhane envisage d'accroître la capacité d'injection du site de Manosque d'environ 125 % dès 2016 puis d'accroître la capacité de soutirage du site de Manosque d'environ 80 % en 2018.

Seul le développement des capacités de soutirage en 2018 pourrait nécessiter, en complément des renforcements du cœur de réseau déjà identifiés dans les paragraphes précédents, les ouvrages suivants :

- le doublement partiel de l'artère de Bourgoigne ;
- le renforcement des compressions de Saint-Avit, Étrez et Palleau.

**DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION AVEC LES RÉSEAUX ADJACENTS**

**Développement des capacités avec le réseau de TIGF et l'Espagne**

La demande du marché espagnol pour renforcer l'interconnexion avec la France, dans les deux sens, a été identifiée dès 2005.

Ce sujet a été au cœur des discussions de l'Initiative Gazière Régionale Sud, animée par les régulateurs espagnol, français et portugais, et à laquelle ont participé activement les expéditeurs et les transporteurs, dont ENAGAS, GRTgaz, Naturgas Energia Transporte et TIGF.

À la suite des *open seasons* menées en 2009 et 2010, il a été décidé d'accroître la capacité d'interconnexion de l'Espagne vers la France. Cette capacité sera portée de 115 GWh/j à 170 GWh/j en 2013 et 225 GWh/j en 2015.

Ces augmentations de capacité nécessitent, pour GRTgaz, le développement d'une nouvelle station de compression à Chazelles, à l'horizon 2013. Les autorisations administratives liées à ce projet ont été obtenues fin 2010, la construction a débuté à l'été 2011.

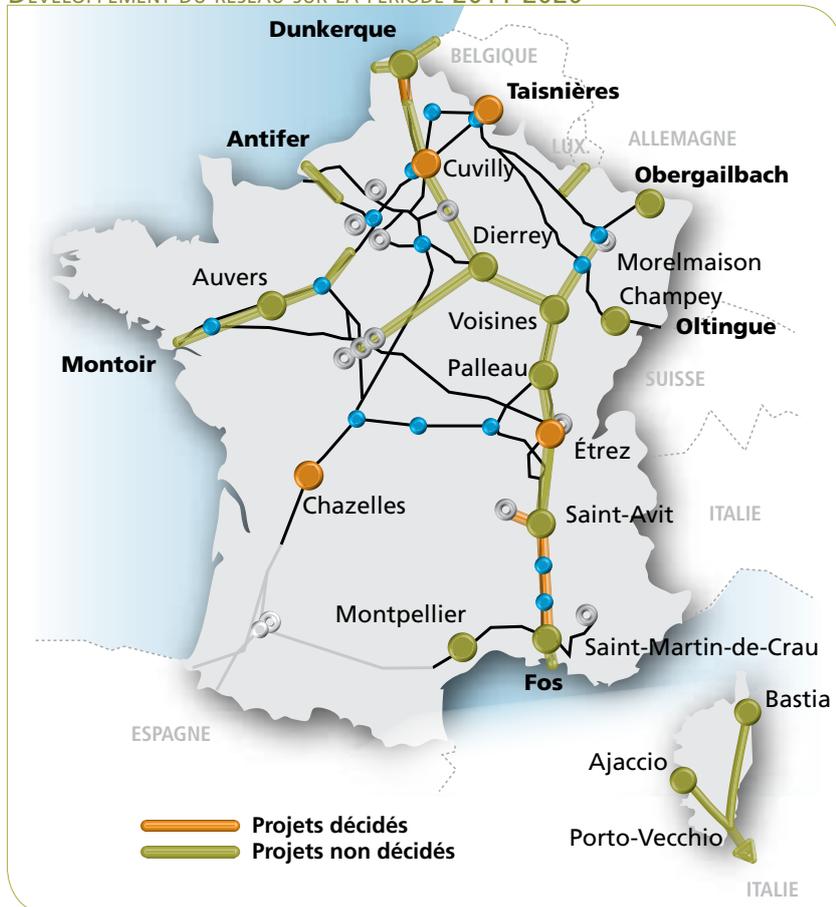
La création d'une nouvelle interconnexion à l'est des Pyrénées (projet Midcat) n'a pas été décidée à l'issue des *opens seasons* mentionnées précédemment, faute d'une demande suffisante. Une reprise économique pourrait faire évoluer à l'avenir le niveau de cette demande liée à la création d'un lien direct entre le marché espagnol et la zone Nord de GRTgaz, dans l'objectif d'une meilleure intégration de la péninsule Ibérique avec les marchés du Nord de l'Europe.

2020 est la nouvelle échéance envisagée pour le projet Midcat, comme indiqué par l'ENTSOG dans son Plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne. Cependant, cette échéance et les capacités envisagées devront être confirmées dans le cadre d'une nouvelle *open season* à engager dès que les expéditeurs en exprimeront le besoin dans le cadre de l'Initiative Gazière Régionale Sud. Les ouvrages suivants pourraient devoir être modifiés sur le réseau de GRTgaz pour acheminer le gaz jusqu'au cœur du réseau :

- le renforcement de la compression à Saint-Martin-de-Crau ;
- la création d'une compression à Montpellier ;
- l'adaptation de l'interconnexion de Saint-Martin-de-Crau.

Les renforcements du cœur de réseau spécifiques à ce besoin de capacités n'ont pas encore été évalués pour cette nouvelle échéance. Dans la mesure où tous les projets décrits dans les paragraphes précédents auraient vu le jour avant 2020, il pourrait être nécessaire de compléter le doublement du réseau au nord de la station de Palleau et de renforcer les stations de compression qui se situent entre Saint-Martin-de-Crau et Voisines.

**DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU SUR LA PÉRIODE 2011-2020**



### ■ Le développement de la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

Depuis sa création, GRTgaz s'est engagé dans une simplification de son offre en réduisant le nombre de zones entrées-sorties. Le nombre de zones a été réduit de 4 zones en 2005 à 2 au 1<sup>er</sup> janvier 2009. La poursuite de cette simplification, si elle était confirmée par le marché, se traduirait par la fusion des zones Nord et Sud.

La réalisation de cette étape implique de lever les congestions physiques existantes au niveau de la liaison Nord-Sud. Historiquement, le Sud-Est de la France a été majoritairement alimenté par du gaz naturel arrivant du terminal de Fos, complété par du gaz en provenance du Nord et empruntant les artères de l'Est, de Bourgogne, de l'Est Lyonnais et du Rhône. Les capacités au niveau de la

liaison reflètent ce schéma d'approvisionnement et sont limitées à 230 GWh/j.

GRTgaz a déjà étudié la fusion complète des zones selon deux approches différentes : la première basée sur des investissements supplémentaires, la seconde basée uniquement sur des mécanismes contractuels. Cette seconde approche discutée en 2009 avec la CRE et les différents acteurs du marché dans le cadre de la Concertation Gaz avait montré ses limites, du fait de la mise en place d'outils contractuels complexes et difficiles à dimensionner (*flow commitments*).

L'encadré ci-dessous rappelle les investissements identifiés dans le cadre de la première approche, pour fusionner les zones Nord et Sud.

Avec la réalisation de deux ouvrages majeurs du cœur de réseau, Eridan dans la zone Sud et l'arc de Dierrey en zone

Nord, il convient d'étudier à nouveau l'opportunité de définir une seule zone pour le réseau de GRTgaz. À la demande de la CRE, GRTgaz a confié la réalisation de l'étude à un cabinet indépendant. Ce dossier, piloté conjointement par le ministère, la Commission de régulation de l'énergie et GRTgaz, sera finalisé à la fin de l'année 2011.

Il conviendra alors d'évaluer les solutions susceptibles de lever les congestions, en termes de faisabilité, de coûts et d'impact sur les différents acteurs. Trois types de solutions, qui peuvent se combiner, sont envisagés à ce stade :

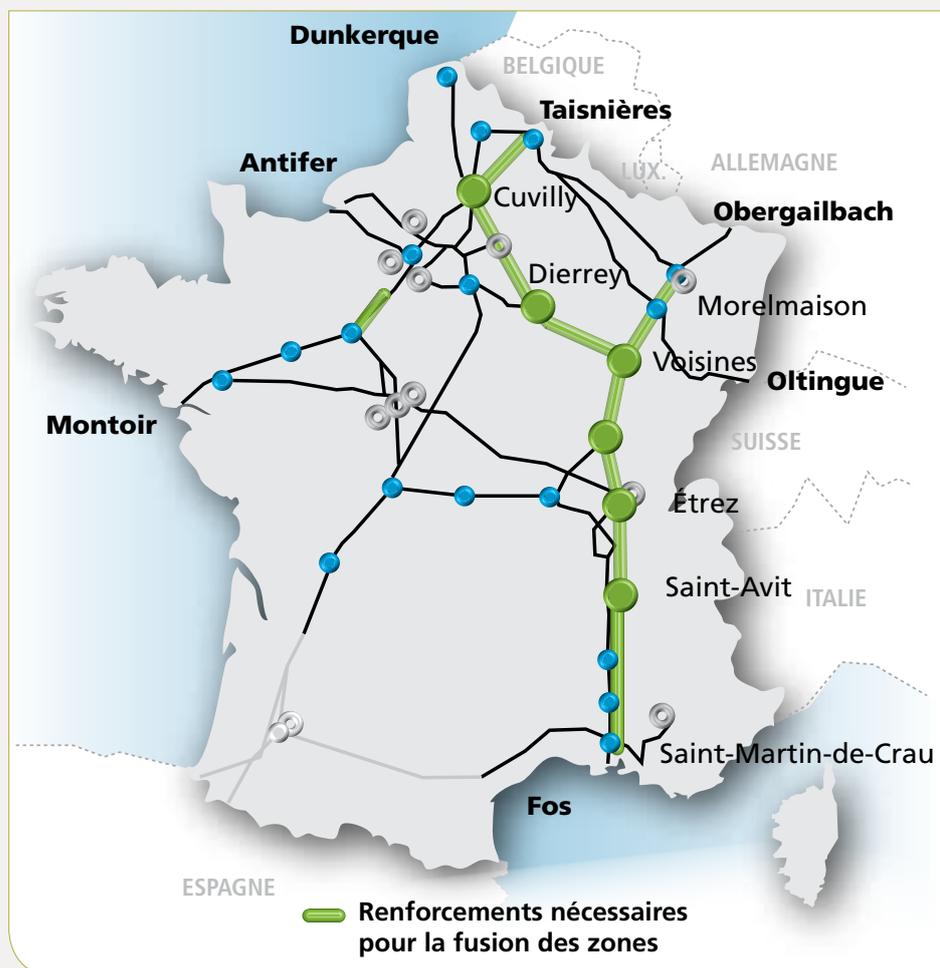
- des investissements ;
- des restrictions des conditions d'utilisation du réseau ;
- la contractualisation d'engagements de flux à plus ou moins long terme.

## Étude 2009 sur le développement et la fusion de la liaison Nord-Sud

Pour fusionner les deux zones de GRTgaz en recourant uniquement à des solutions de renforcement du réseau, l'étude conduite en 2009 montrait qu'il était nécessaire de doubler l'axe Lille-Marseille, pour un coût estimé de 2500 M€<sub>2009</sub>.

Les ouvrages à développer seraient alors les suivants :

- triplement de l'artère Taisnières - Cuvilly ;
- doublement de l'artère de Beauce ;
- nouvelle canalisation Cuvilly - Dierrey ;
- doublement de l'artère Dierrey - Voisines ;
- poursuite du doublement de l'artère du Nord-Est ;
- doublement complet de l'artère de Bourgogne ;
- doublement de l'artère du Rhône entre Saint-Martin-de-Crau et Saint-Avit ;
- renforcement des stations de compression et d'interconnexion de Cuvilly, Dierrey, Voisines, Étretz ;
- doublement de l'artère Est Lyonnais ;
- renforcement des stations de compression de Dierrey, Voisines, Palleau, Étretz et Saint-Avit.



## ■ Le raccordement de la Corse au gaz naturel

Le consortium GALSI (gazoduc Algérie - Sardaigne - Italie) projette d'établir une liaison sous-marine par gazoduc entre l'Algérie et l'Italie, en assurant au passage la desserte de la Sardaigne du sud au nord.

Le raccordement de la Corse au GALSI est inscrit dans le Programme Pluriannuel d'Investissement publié dans le Journal officiel le 15 décembre 2009.

Les études de faisabilité de l'ouvrage de desserte de la Corse en gaz naturel, commencées en 2008, ont permis d'établir un premier projet de tracé. Elles se poursuivent en liaison étroite avec les acteurs locaux dans le cadre du projet Cyrénée.

Le raccordement au GALSI pourrait s'effectuer à proximité de son point d'atterrissage, au niveau de la station de compression d'Olbia en Sardaigne.

Une canalisation sous-marine d'environ 100 km en DN 600 relierait ensuite Olbia aux environs de Porto-Vecchio en Corse.

À l'atterrissage serait construite une station d'interconnexion, où serait effectuée l'odorisation et d'où partiraient :

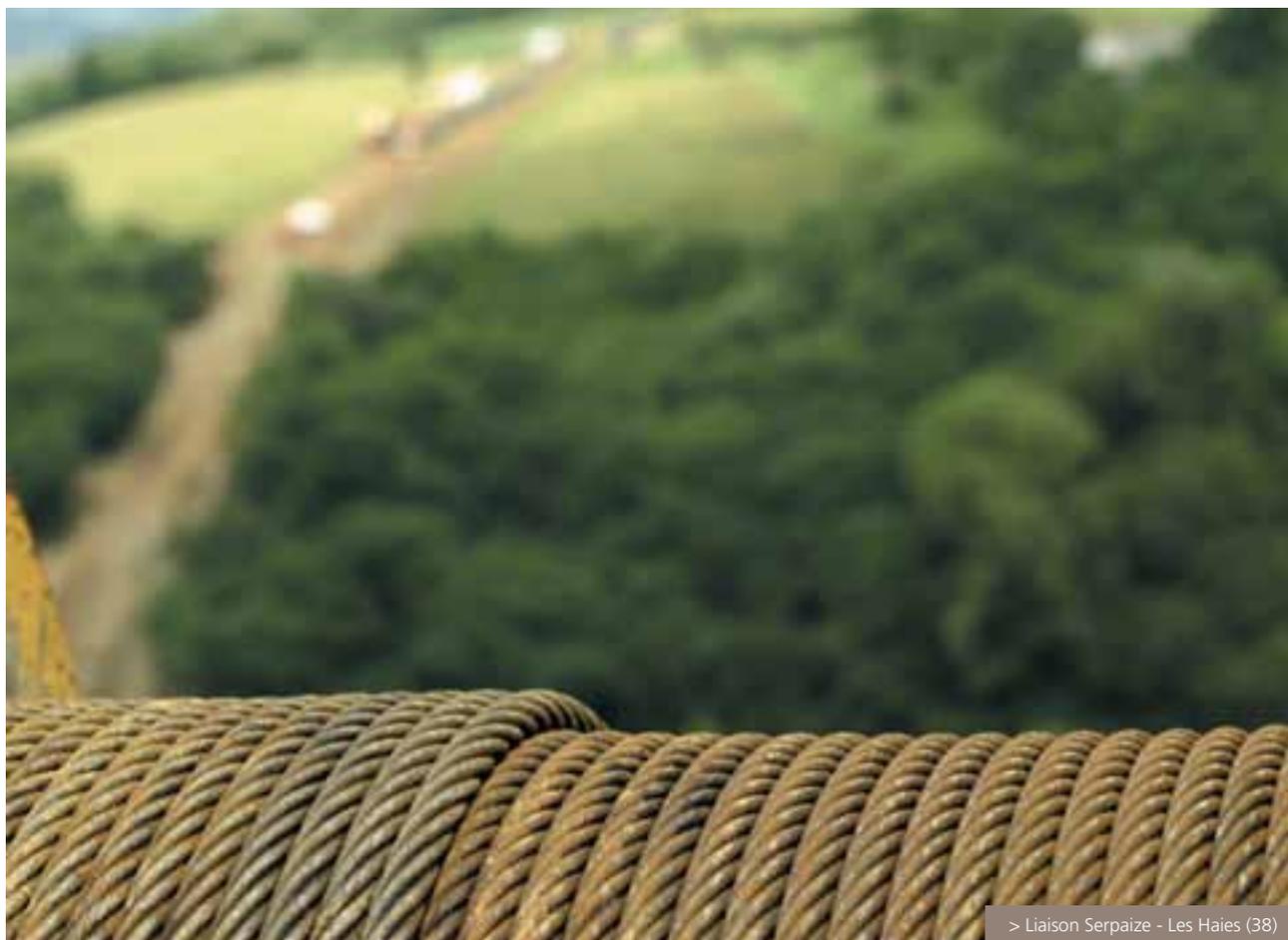
- une canalisation terrestre entre Porto-Vecchio et Bastia par la plaine orientale (environ 100 km en DN 400);
- une canalisation terrestre entre Porto-Vecchio et Ajaccio par le sud de la Corse (environ 100 km en DN 400).

Le projet GALSI étant étudié pour une mise en service en 2015, GRTgaz prévoit le raccordement de l'île à cette même échéance.

Un débat public volontaire a été organisé par la Commission nationale de débat public entre les mois de novembre 2010 et mars 2011. Il a permis de montrer l'attachement de la population corse au gaz naturel.

En alternative à l'alimentation de la Corse depuis la canalisation GALSI, une alimentation à partir d'une ou de deux barges GNL situées à Bastia et à Ajaccio est envisagée. Dans le cas d'une alimentation depuis une unique barge, la partie terrestre du projet Cyrénée reste d'actualité.

### PROJET DE RACCORDEMENT DE LA CORSE



> Liaison Serpaize - Les Haies (38)

# Calendrier prévisionnel de réalisation

Les nombreux projets d'infrastructures présentés dans le chapitre précédent démontrent l'attractivité et le dynamisme du marché français du gaz naturel.

## ■ Ouvrages mis en service dans les trois prochaines années

Les ouvrages qui seront mis en service dans les trois prochaines années sont liés au programme de renforcement du cœur de réseau de la zone Nord entrepris en 2007, à l'accroissement en 2010

des capacités d'entrée à Obergailbach, à l'accroissement des capacités d'entrée à Taisnières prévu en 2013 et à l'accroissement des capacités à l'interconnexion GRTgaz – TIGF prévu en 2013. La réali-

sation de l'ensemble de ces ouvrages a été décidée par GRTgaz et prévue dans le plan de financement de l'entreprise.

Ouvrages à adapter ou à construire	Mise en service	Demande de capacités générant le renforcement	Statut de la décision
Interconnexion d'Étrez	2011	Fluidification de la zone Nord	Décision de réalisation prise
Adaptation de l'interconnexion de Laneuvelotte	2012	Accroissement des capacités d'entrée à Obergailbach en 2010	Décision de réalisation prise
Doublement partiel de l'artère des Hauts de France (53 km en DN 1200)	2013	Accroissement des capacités d'entrée depuis la Belgique	Décision de réalisation prise
Adaptation de l'interconnexion de Taisnières	2013		
Adaptation de la compression à Cuvilly	2013		
Création d'une station de compression à Chazelles	2013	Accroissement des capacités de l'interconnexion GRTgaz – TIGF	Décision de réalisation prise

## ■ Ouvrages mis en service après 2013

Dans la liste ci-après, seul le projet Eridan (doublement de l'artère du Rhône) a fait l'objet d'une prise de décision de réalisation par GRTgaz.

La décision de réalisation des autres ouvrages sera prise par GRTgaz, lorsque :

- l'intérêt du marché aura été prouvé (par le biais de réservations de capacités par exemple) ;
- la décision de réalisation de l'infrastructure adjacente aura, le cas échéant, été prise ;
- le financement sera assuré ;
- l'investissement aura été approuvé par la CRE.

Pour établir le calendrier des ouvrages à construire, GRTgaz a pris en compte les informations indicatives fournies par les opérateurs d'infrastructures adjacentes en termes de capacités à développer et de dates de mise en service souhaitées.

Il convient cependant de garder à l'esprit que les ouvrages à construire ou à adapter – notamment ceux qui concernent le cœur de réseau – dépendent grandement de l'ordre d'arrivée et de l'importance des besoins d'accroissement de capacités d'entrée ou de sortie sur la zone de marché. Les ouvrages mentionnés ci-après

sont donc susceptibles d'être fortement revus si le calendrier des demandes de capacités venait à être modifié.

Par ailleurs, compte tenu de cette incertitude, les études de dimensionnement n'ont été menées que de façon préliminaire pour les échéances éloignées. Des analyses plus approfondies compléteront les premières études lorsque les besoins se préciseront, ce qui pourrait faire apparaître le besoin d'adapter d'autres ouvrages.

Ouvrages à adapter ou à construire	Mise en service	Demande de capacités générant le renforcement	Statut de la décision
Adaptation de la station de compression d'Auvers-le-Hamon	2015	Accroissement de capacités d'entrée à partir du terminal de Montoir (+ 2,5 Gm <sup>3</sup> /an)	En cours
Artère du Clipon (19 km en DN 900)	2015	Raccordement du terminal de Dunkerque	En cours
Doublement des Hauts de France de Nedon à Cuvilly (123 km, DN 1200)			
Arc de Dierrey (308 km, DN 1200)			
Adaptation des interconnexions de Pitgam, de Cuvilly, de Dierrey et de Voisines			
Artère de Flandres (25 km de DN 900)	2015	Création de capacités de sortie vers la Belgique	En cours
Adaptation de l'interconnexion de Pitgam			
Canalisation Porto-Vecchio – Bastia (100 km, DN 400)	2015	Raccordement de la Corse	En cours
Canalisation Porto-Vecchio et Ajaccio (100 km, DN 400),			
Canalisation sous-marine Olbia – Porto-Vecchio (100 km, DN 600)			
Doublement de l'artère du Rhône, (220 km, DN 1200) et modifications des interconnexions de Saint-Avit et de Saint-Martin-de-Crau	2016	Renforcement du corridor Sud-Nord en Europe de l'Ouest	Décision de réalisation prise
Artère de liaison avec le Luxembourg (45 km, DN 500) et adaptation de l'interconnexion	2016	Accroissement des capacités de sortie vers le Luxembourg	En cours
Nouvelle station de compression à Champey et station de Morelmaison	2016	Accroissement des capacités de sortie vers la Suisse	En cours
Doublement de l'artère du Maine	2017	Accroissement des capacités d'entrée à partir du terminal de Montoir (+ 4 Gm <sup>3</sup> /an)	En cours
Nouvelle artère entre Chémery et Dierrey			
Renforcement de la compression de Dierrey			
Doublement de l'artère du Nord-Est entre Morelmaison et Voisines (80 km, DN 1050) et interconnexions de Morelmaison et Voisines	2017	Accroissement des capacités d'entrée à partir de la Suisse	En cours
Artère de liaison entre le terminal et Saint-Martin-de-Crau	2017	Raccordement d'un nouveau terminal à Fos	En cours
Canalisation de l'Est lyonnais			
Adaptation des interconnexions d'Étrez et Saint-Avit			
Fin du doublement de l'artère de Beauce			
Doublement partiel de l'artère de Bourgogne	2018	Accroissement des capacités d'entrée à partir du stockage de Manosque	En cours
Renforcement des compressions de Saint-Avit, d'Étrez et de Palleau			
Fin du doublement de l'artère de Bourgogne	2019/2020	Extension du terminal de Fos-Cavaou	En cours
Renforcement des compressions sur l'axe Saint-Martin-de-Crau - Voisines		Accroissement des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne	
Création d'une station de compression à Montpellier			
Artère Caux-Roumois	2020	Raccordement du terminal d'Antifer	En cours

## PRÉVISION DE DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS AU COURS DE LA PÉRIODE 2011-2020

Situation au 1 <sup>er</sup> janvier:	2011	2012	2013	2014	2015	À terme (selon les développements retenus par les opérateurs d'infrastructures adjacentes)
<b>Entrées en zone Nord</b>						
PIR <sup>1</sup> Dunkerque	585	585	585	570	570	570
PITTM <sup>2</sup> Dunkerque					250	250 - 520
PIR Taisnières H	570	570	570	640	640	640
PIR Taisnières B	230	230	230	230	230	230
PIR Obergailbach	620	620	620	620	620	620
PITTM Montoir	370	370	370	370	420	420 - 550
PITM Antifer						315
GRTgaz Sud → GRTgaz Nord	230	230	230	230	230	Fusion envisageable à l'horizon du plan
PIR Oltingue						100
<b>Sorties en zone Nord</b>						
PIR Oltingue	223	223	223	223	223	280
PIR France Belgique					100	100
PIR Luxembourg						40
<b>Entrées en zone Sud</b>						
PITTM Fos	410	410	410	410	410	720 - 1 250 <sup>3</sup>
PIR TIGF → GRTgaz Sud	80	80	80	255	255	485
GRTgaz Nord → GRTgaz Sud	230	230	230	230	230	Fusion envisageable à l'horizon du plan
PIR Corse					20	20
<b>Sorties en zone Sud</b>						
GRTgaz Sud → TIGF	325	325	325	395	395	475

(1) PIR: point d'interconnexion des réseaux.

(2) PITTM: point d'interface transport terminal méthanier.

(3) Capacité globale à Fos en fonction des développements de terminaux méthaniers qui seront décidés.

## ANNEXE I

## La demande de gaz en France

### ■ Les obligations de service public

Les obligations de service public dans le secteur du gaz sont définies par le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004, et concernent tous les acteurs de la chaîne gazière en France. L'article 9 au titre II de ce décret instaure les obligations de l'opérateur de réseaux de transport de gaz, dont celle d'assurer la continuité de l'acheminement, hors période de maintenance ou circonstances de force majeure, dans les situations suivantes :

- un hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les 50 ans ;
- une température extrêmement basse pendant une période de trois jours telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les 50 ans.

Cette obligation s'applique aux transporteurs pour les clients domestiques, les clients non-domestiques n'ayant pas souscrit de contrat de fourniture interrompible et les clients assurant une mission d'intérêt général liée à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, tels que les services de santé, la défense nationale ou l'administration.

Pour satisfaire à cette obligation, GRTgaz doit dimensionner et faire évoluer son réseau de telle sorte qu'à tout moment les capacités d'acheminement et les capacités de sortie de son réseau soient disponibles et suffisantes pour satisfaire les besoins des consommateurs. Ainsi, GRTgaz bâtit ses propres prévisions d'évolution de la consommation, en volume et en pointe, à partir de jeux d'hypothèses qu'il définit.

### ■ L'information sur la demande de gaz

GRTgaz publie des informations régulières concernant l'activité de transport et l'évo-

lution des consommations de gaz naturel sur les zones desservies par son réseau dans la rubrique « Smart GRTgaz » de son site [www.grtgaz.com](http://www.grtgaz.com).

### ■ Hypothèses normatives d'évolution de la demande de gaz

GRTgaz segmente le marché pour effectuer l'analyse et élaborer ses modèles d'évolution de la demande de gaz, avec une typologie basée sur le clivage Résidentiel / Tertiaire / Industrie.

Pour les 3 premières années, GRTgaz s'appuie sur une consultation des gestionnaires de réseaux de distribution et des consommateurs directement raccordés au réseau de transport. Cette consultation permet de recueillir une évaluation des consommations qui est ensuite consolidée avec une vision macroéconomique du développement de la demande sur la base d'indicateurs tels que la croissance du PIB ou le prix des énergies.

À plus long terme, GRTgaz utilise une approche sectorielle pour cerner des évolutions tendanciennes de consommation à l'horizon de 10 ans.

Dans ce cadre, les principales hypothèses retenues pour l'étude prospective à 10 ans sont les suivantes :

**Secteur résidentiel et tertiaire :** baisse de la consommation de 0,6 % par an sur ce secteur sur la période 2011-2020, liée à la réduction des consommations unitaires compte tenu de la mise en place progressive de réglementations environnementales renforcées issues du paquet Énergie-Climat et du Grenelle de l'Environnement, compensée par la croissance du parc, notamment dans le tertiaire.

**Secteur industrie :** l'hypothèse de croissance de la demande de gaz naturel dans

l'industrie est évaluée à 0,7 % par an sur le période 2011-2020, notamment avec le développement de nouveaux usages pour le raffinage (usage du gaz naturel pour la chaleur de process et pour la production d'hydrogène). Après le fort ralentissement de l'activité industrielle lié à la crise économique de 2008-2009, les consommations de gaz des industriels ont amorcé une reprise au cours du 2<sup>e</sup> semestre 2009. Cette reprise s'est confirmée au cours de l'année 2010 et les consommations ont rejoint, début 2011, leur niveau d'avant-crise.

**Production d'électricité par des centrales à cycle combiné gaz :** sur les années 2010 à 2016, l'hypothèse de consommation retenue repose sur la connaissance des projets dont dispose GRTgaz et sur une évaluation de la probabilité de leur aboutissement au fil de leur avancement. En particulier, GRTgaz est en relation directe avec le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en France et les opérateurs qui développent des projets de centrales à cycle combiné gaz. Au-delà, GRTgaz maintient une évolution tendancielle de la demande de gaz pour la production d'électricité.

**Cogénérations :** les prévisions de consommation de gaz naturel par les cogénérations prennent en compte le renouvellement des contrats d'obligation d'achat qui arrivent pour la plupart à échéance entre 2008 et 2013. Beaucoup d'incertitudes demeurent sur la décision des gestionnaires quant au renouvellement de ces contrats. Nous faisons l'hypothèse qu'un tiers de la puissance installée en 2008 passera à terme en valorisation par le marché et qu'un tiers sera reconduit sous contrat d'obligation d'achat. En 2011 et 2012, la baisse de la puissance installée devrait être la plus forte, atteignant 10 à 12 %. En 2020, la consommation en gaz naturel des cogénérations représentera les deux tiers de celle de 2008.

## ■ Hypothèse de l'évolution de la demande de gaz dans le périmètre GRTgaz

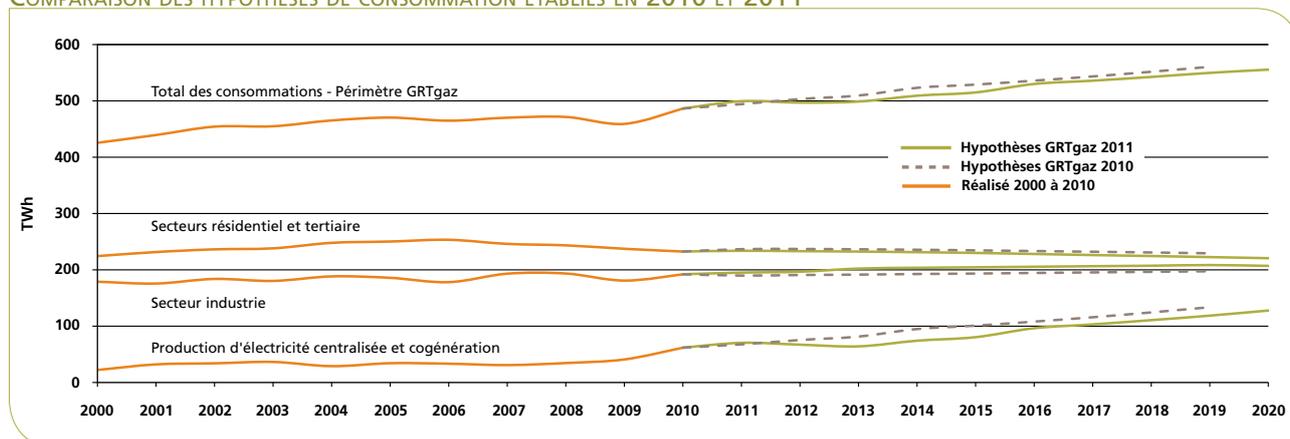
Le tableau suivant présente les hypothèses d'évolution de la demande de gaz établies en juillet 2011, sur le périmètre de GRTgaz, pour la période 2011-2020 et par secteur d'activité.

Hypothèses de juillet 2011 Unité: TWh	2010 <sup>1</sup>	2011	2012	2015	2020	TCAM <sup>2</sup> 2011-2020
Secteur résidentiel tertiaire (hors cogénération)	233	234	233	230	221	- 0,6 %
Secteur industrie (hors cogénération)	192	195	197	205	207	0,7 %
Production d'électricité centralisée et cogénération	62	70	67	80	128	6,8 %
Consommation propre aux gestionnaires de réseaux	4,1	4,2	4,2	4,2	4,3	0,4 %
<b>TOTAL</b>	<b>491</b>	<b>503</b>	<b>501</b>	<b>519</b>	<b>560</b>	<b>1,2 %</b>

(1) Consommations réalisées.

(2) TCAM: taux de croissance annuel moyen.

### COMPARAISON DES HYPOTHÈSES DE CONSOMMATION ÉTABLIES EN 2010 ET 2011



## ■ Hypothèse de la demande de gaz à la pointe

La consommation journalière telle qu'elle serait appelée lors d'une pointe de froid définie dans les obligations de service public est dite « pointe au risque 2 % » ou P2, correspondant à la température extrême T2 %.

La valeur pour l'année écoulée est le résultat de l'étude des consommations de l'hiver, extrapolée à la température extrême T2 %, selon la méthode dite de l'analyse de l'hiver.

Son évolution à moyen terme (3 ans) est établie à partir de la consultation des ges-

tionnaires de réseaux de distribution et des consommateurs directement raccordés au réseau de transport.

Son évolution à long terme est supposée suivre l'évolution des consommations en volume annuel.

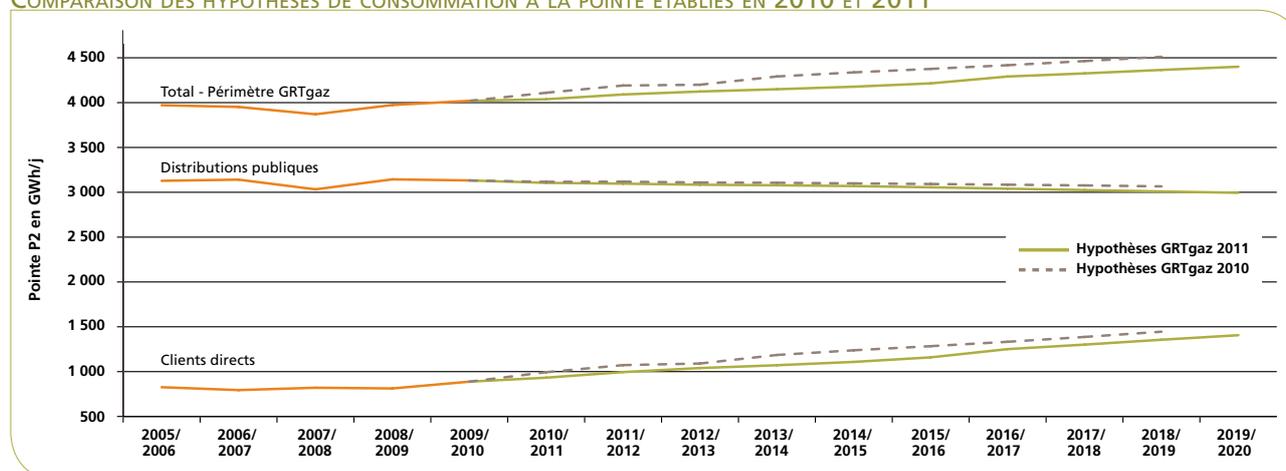
Pour la période 2010-2020, les consommations à la pointe P2 de froid au risque 2 %, en année gazière et sur le réseau de GRTgaz, établies en juillet 2011, sont indiquées dans le tableau suivant :

Hypothèses juillet 2011		TCAM 2010/11 2019/20	2010/ 2011	2011/ 2012	2012/ 2013	2015/ 2016	2019/ 2020
Total	Année gazière <sup>1</sup> (TWh)	1,3 %	498	501	501	529	557
	P2 <sup>2</sup> totale (GWh/j)	1,0 %	4 055	4 108	4 141	4 232	4 417
	P2 ferme (GWh/j)	1,0 %	3 970	4 024	4 057	4 147	4 333
Distributions publiques	Année gazière (TWh)	- 0,4 %	309	308	307	304	298
	P2 totale (GWh/j)	- 0,4 %	3 105	3 096	3 084	3 056	2 994
	P2 ferme (GWh/j)	- 0,4 %	3 105	3 096	3 084	3 056	2 994
Clients directs	Année gazière (TWh)	3,6 %	187	191	192	223	257
	P2 totale (GWh/j)	4,7 %	932	995	1 040	1 159	1 406
	P2 ferme (GWh/j)	5,0 %	851	914	959	1 078	1 325
Consommations propres GRTgaz	Année gazière (TWh)	0,4 %	2	2	2	2	2
	P2 totale (GWh/j)	-	17	17	17	17	17
	P2 ferme (GWh/j)	-	17	17	17	17	17

(1) Année gazière: du 1<sup>er</sup> novembre de l'année N au 31 octobre de l'année N + 1.

(2) Demande de gaz à la pointe de froid au risque 2 %.

#### COMPARAISON DES HYPOTHÈSES DE CONSOMMATION À LA POINTE ÉTABLIES EN 2010 ET 2011



## ANNEXE II

# Détermination des capacités commerciales du réseau

## ■ Définition des capacités du réseau aux points d'interconnexion et aux liaisons

GRTgaz commercialise l'acheminement sous forme de capacités fermes dont l'utilisation est garantie contractuellement à l'expéditeur pendant la durée de sa souscription dans des conditions standard d'exploitation et de capacités interruptibles dont l'utilisation n'est pas garantie.

La pleine utilisation des capacités fermes et interruptibles proposées par GRTgaz conduit à une saturation du réseau. Toute augmentation des capacités de transport du réseau de GRTgaz passe donc par des investissements supplémentaires.

## ■ La méthode de détermination des capacités

Du fait de la logique de zone, et du maillage du réseau, les capacités commercialisables sur les différents points du réseau sont interdépendantes. Elles sont déterminées en étudiant sur un grand nombre de scénarii les congestions éventuelles au sein du réseau. Les capacités fermes retenues sont les capacités maximales qui n'engendrent pas de congestion dans des conditions standard d'utilisation du réseau.

La démarche est identique lorsqu'à l'inverse il s'agit de déterminer les ouvrages nécessaires au développement de capacités données.

La modélisation permettant la détermination des capacités d'un réseau fait donc appel à un ensemble de paramètres, notamment les caractéristiques tech-

niques des infrastructures qui composent le réseau, les contraintes d'exploitation du réseau et la répartition des flux de gaz dans le réseau.

### LE RÉSEAU DE GRTgaz - SES CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

Le réseau de transport est principalement constitué de canalisations, et de stations de compression ou d'interconnexion.

Pour les canalisations, les caractéristiques techniques influant sur les capacités du réseau sont : le diamètre, la pression maximale de sécurité (PMS), la longueur et la rugosité. Ces caractéristiques conditionnent les pertes de charge dans la canalisation, c'est-à-dire la baisse de pression observée lorsque le gaz est transporté tout au long de l'ouvrage. Fondamentalement, la capacité d'un réseau est directement liée aux pertes de charge générées dans les canalisations.

Les stations de compression permettent de relever la pression du gaz dans les canalisations lorsque les pertes de charge ont conduit la pression à un niveau trop bas. Les caractéristiques techniques des stations de compression sont principalement la puissance, les débits maximum et minimum qui peuvent être comprimés et les limites de taux de compression (rapport entre la pression aval et la pression amont).

Les caractéristiques d'autres ouvrages de réseau, tels que les vannes de régulation qui génèrent des pertes de charge singulières, influent également sur les capacités.

Toutes ces caractéristiques sont connues pour les ouvrages existants ou décidés, elles sont prévisionnelles dans le cadre d'un projet d'infrastructure nouvelle.

### LE RÉSEAU DE GRTgaz - SES CONTRAINTES D'EXPLOITATION

Les contraintes d'exploitation définissent des conditions de disponibilité de niveaux de pression minimale à respecter en différents points du réseau pour assurer l'acheminement et la livraison du gaz. Ces conditions sont déterminées par GRTgaz afin de respecter ses obligations de service public dans le cadre de l'alimentation de réseaux de distribution et ses engagements contractuels dans le cadre des contrats de raccordement signés avec les clients industriels.

### LE MARCHÉ DU GAZ - LE FACTEUR CALORIFIQUE DU GAZ IMPORTÉ

La capacité physique d'un réseau de transport s'exprime en débit volumique alors que les transactions entre expéditeurs et/ou consommateurs sont réalisées en énergie. Afin de proposer une offre de capacité commerciale cohérente avec les besoins des expéditeurs et clients, GRTgaz est amené à faire des hypothèses sur le facteur calorifique du gaz importé. Celles-ci sont mises à jour régulièrement et ce au regard des flux observés sur chaque point d'entrée.

### LE MARCHÉ DU GAZ - LA RÉPARTITION DES FLUX DANS LE RÉSEAU

Les flux effectivement constatés sur le réseau dépendent de l'utilisation des capacités souscrites aux points d'entrée/sortie par les expéditeurs, du niveau des consommations et du recours aux stocks. Des points d'entrée peuvent être utilisés de façon préférentielle dans certaines situations de marché (cf. arbitrage entre les différentes sources d'approvisionnement court ou long terme). C'est notamment le cas, en été, avec le gaz

injecté dans les stockages souterrains. De même, en hiver, le soutirage des stockages souterrains peut être privilégié aux importations de gaz aux points frontières. GRTgaz est donc amené à prendre en compte de nombreux scénarii d'approvisionnement, avec différentes conditions climatiques, afin de déterminer les flux gaziers dimensionnants pour son réseau.

## ■ Les conditions d'exploitation du réseau

La détermination des capacités est réalisée sur la base de conditions normales d'exploitation du réseau qui reposent sur des jeux d'hypothèses de répartition des flux considérés comme réalistes et acceptables.

Ces hypothèses sont élaborées par GRTgaz sur la base de sa connaissance des flux passés et de sa vision sur leurs évolutions à venir. Ces conditions couvrent une large plage de cas climatiques depuis la pointe de froid (correspondant à une température extrêmement basse pendant une période de trois jours telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les 50 ans ainsi que le définit le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz) jusqu'aux journées du mois d'août où les consommations sont minimales.

Elles supposent un usage des stockages souterrains lié à la température, ceux-ci étant utilisés en injection en été et en soutirage en hiver. En particulier, le niveau maximal de soutirage pris en compte pour la détermination des capacités de transport dépend du niveau de consommation et donc de la température (par exemple, le soutirage des stockages à un niveau maximal n'est pas considéré comme un scénario d'utilisation normale du réseau s'il fait modérément froid). Ce mécanisme d'utilisation des stockages par les expéditeurs est cohérent avec les dispositions des décrets n° 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz et n° 2006-1034 du 21 août 2006 relatif à l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel.

Le cadre de validité des capacités fermes proposées par GRTgaz permet donc à chaque expéditeur de faire face à ses obligations de service public notamment en ayant recours aux stockages souterrains pour l'alimentation des clients en hiver et en permettant leur remplissage durant la période estivale. En outre, une large gamme de stratégies d'approvisionnement est rendue possible depuis les points d'entrée du réseau.

## ■ Situations particulières

L'exploration des différentes stratégies d'approvisionnement possibles a conduit GRTgaz à identifier deux situations particulières où des flux minimaux sont nécessaires, d'une part à Obergailbach et, d'autre part, à Montoir pour assurer le bon fonctionnement du réseau sous

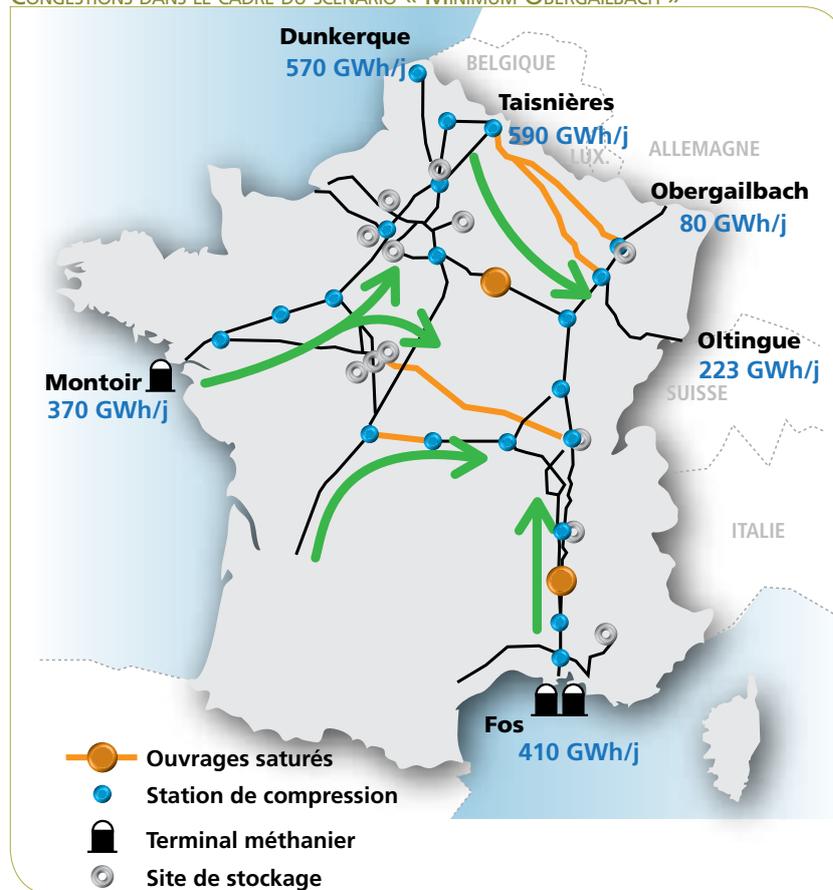
certaines conditions de température et de flux exposées ci-dessous.

### LE « MINIMUM OBERGAILBACH »

À partir d'un niveau de consommation correspondant à une température froide, l'augmentation des flux de gaz en provenance des autres points d'entrée du réseau (Fos excepté) combinée à une utilisation maximale de la liaison Nord-Sud engendre une saturation du réseau dans le sens Ouest vers Est qui rend nécessaire un appoint de gaz à Obergailbach pour alimenter la partie Est du réseau.

Le niveau le plus contraignant apparaît dans le cas d'une pointe de froid extrême (telle qu'il s'en produit une tous les 50 ans). À ce niveau de température extrême, il peut être nécessaire de disposer d'un flux de gaz minimum en entrée à Obergailbach de l'ordre de 80 GWh/j.

### CONGESTIONS DANS LE CADRE DU SCÉNARIO « MINIMUM OBERGAILBACH »



### LE « MINIMUM MONTOIR »

Au 1<sup>er</sup> janvier 2009, GRTgaz a mis en place une grande zone Nord. Ce remodelage de l'offre de GRTgaz a été rendu possible grâce à un programme d'investissement commencé en 2007 et qui s'achèvera en 2011.

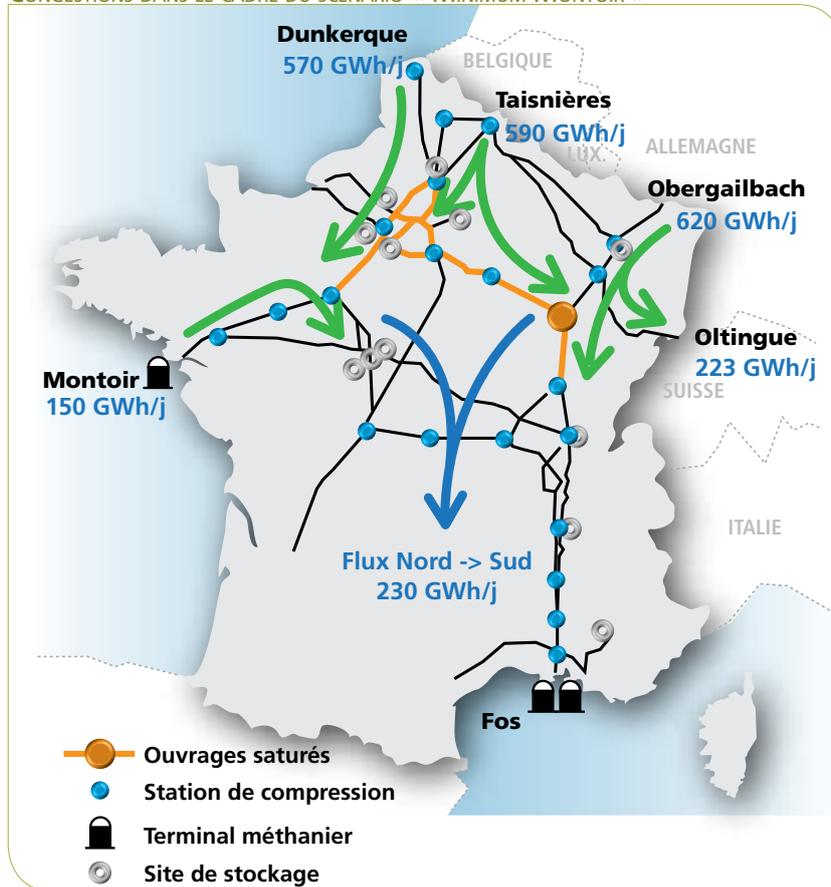
En attendant l'achèvement du programme de décongestion Nord et en particulier la mise en service du doublement de l'artère de Beauce entre Fontenay et Saint-Arnoult et de la station de compression de Fontenay,

des conditions particulières d'utilisation des capacités fermes de la liaison Nord vers Sud doivent être affichées en hiver. En effet, pendant cette période, lorsque les flux depuis le nord et l'est du réseau vers l'ouest et le sud sont à leur niveau maximum, la saturation de nombreux ouvrages est atteinte. Pour utiliser l'intégralité de la capacité entre la zone Nord et la zone Sud, il peut alors être nécessaire pour un niveau de consommation correspondant à une température modérément froide de disposer d'une émission minimale depuis le terminal de Montoir. Cette émission peut atteindre 150 GWh/j.

À des températures plus froides, cette condition est remplie du fait de la nécessité, pour les expéditeurs, d'importer suffisamment de gaz pour répondre aux besoins des consommateurs de la zone, tout en transitant du gaz vers le sud.

Ce scénario contraignant disparaîtra avec la mise en service du doublement de l'artère de Beauce entre Fontenay et Saint-Arnoult et de la station de compression de Fontenay.

### CONGESTIONS DANS LE CADRE DU SCÉNARIO « MINIMUM MONTOIR »



## ANNEXE III

# Financement des investissements pour la période 2011-2013

Fin 2010, le Conseil d'Administration de GRTgaz a approuvé l'enveloppe financière correspondant à la réalisation du plan triennal d'investissement. Cette enveloppe intègre les besoins liés aux investissements figurant dans le *Plan décennal de développement du réseau de GRTgaz* et dont la mise en service est attendue entre 2011 et 2013.

La liste de ces investissements est rappelée ci-dessous :

Ouvrage à adapter ou à construire	Mise en service
Interconnexion d'Étrez	2011
Adaptation de l'interconnexion de Laneuvelotte	2012
Doublement partiel de l'artère des Hauts de France (53 km en DN 1200)	2013
Adaptation de l'interconnexion de Taisnières	2013
Adaptation de la compression à Cuvilly	2013
Création d'une station de compression à Chazelles	2013

## ANNEXE IV

## Repères de réalisation des projets

L'objectif de cette annexe est de faciliter la compréhension des enjeux et challenges qui caractérisent les grands projets de GRTgaz. Elle décrit, de façon simplifiée, les grandes étapes de la construction des canalisations et des stations de compression.

La réalisation de ces grandes infrastructures gazières passe par l'acceptation de l'ouvrage, notamment localement, ce qui nécessite des démarches de communication et de concertation importantes et convaincantes. Il s'agit d'un challenge à fort enjeu pour GRTgaz car les exigences en la matière sont de plus en plus fortes. Par ailleurs, ces démarches sont essentielles pour la réalisation des projets : la durée de ces phases est prépondérante dans la durée du projet et l'obtention des autorisations de réalisation des ouvrages est stratégique pour chacun des projets.

Pour convaincre, GRTgaz doit savoir anticiper les attentes. Il doit être exemplaire sur le plan de la sécurité et du respect de l'environnement. C'est pourquoi GRTgaz s'emploie à réduire l'impact de son activité durant les chantiers ainsi que pendant l'exploitation de ses installations.

Dans la suite, des zooms sont réalisés sur l'intégration environnementale des ouvrages de GRTgaz ainsi que sur les délais normatifs de ces projets.

GRTgaz cherche à intégrer au mieux les nouveaux ouvrages dans leur environnement et travaille en étroite collaboration avec les acteurs locaux.

Les débats publics qui se sont déroulés pour les grands projets Eridan et arc de Dierrey en 2009 et 2010, ainsi que le débat local organisé avec l'appui de la CNDP pour le projet Cyrénée en Corse, illustrent cette volonté de dialogue (voir encadré).

GRTgaz s'appuie sur les compétences d'organismes partenaires :

- la FNSEA et l'APCA, dans le cadre d'un protocole qui permet de concilier la pose et la présence d'une canalisation avec les activités agricoles ;

- la Fédération des Parcs naturels régionaux, le Muséum national d'histoire naturelle, NatureParif et l'ONF, dans le domaine du respect de l'environnement et des paysages (voir encadré : présentation du guide ONF) ;

- les chambres de commerce et d'industrie des territoires traversés afin de recourir autant que possible à l'emploi local ;

- l'OPPBTP, dans le domaine de la prévention et de la sécurité.

Les grandes étapes du déroulement de la construction des canalisations et des stations de compression sont décrites dans la suite de cette annexe.

### Délais normatifs des Grands Projets

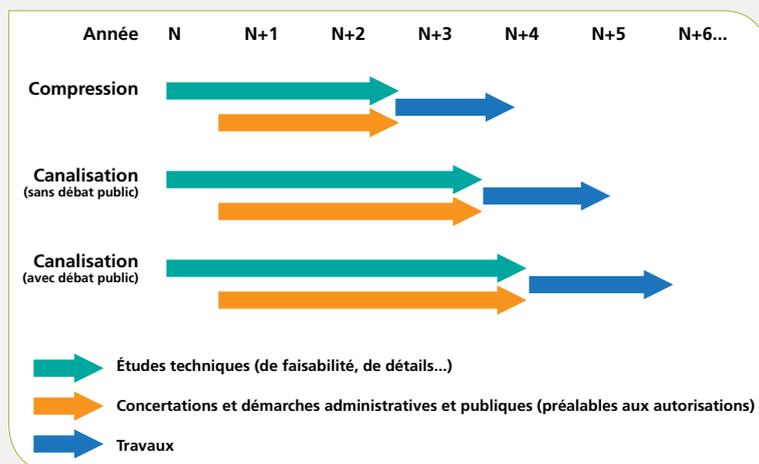
Les grands projets d'infrastructures de transport de gaz nécessitent des délais longs pour réaliser :

- les études techniques de faisabilité, de détails, de points singuliers, etc. ;
- les informations et concertations préalables du public et des parties concernées et, pour les ouvrages d'enjeu national (canalisations de plus de 200 km), des débats publics ;
- les études d'impacts, les études de sécurité, les études spécifiques afin de constituer les dossiers d'autorisation ;
- la consultation administrative et les enquêtes publiques ;
- les autorisations de passage avec processus de signature de

conventions amiables et, quand nécessaire, le processus de servitudes légales ;

- les approvisionnements des matériels ;
- les consultations et sélections des prestataires de travaux ;
- les états des lieux préalables et l'organisation des chantiers ;
- la réalisation et le contrôle des travaux ;
- la(les) mise(s) en service, la(les) remise(s) en état et la(les) réception(s) des travaux.

Entre le lancement des études et la mise en service de ces grands projets, les plannings de ces grands projets s'étalent sur plusieurs années (de 4 à 6 ans environ) comme suit :



## Limiter l'impact des projets sur l'environnement

Lors de la conduite des travaux, GRTgaz s'engage à respecter l'environnement écologique, économique et à assurer la sécurité de ses ouvrages.

Plusieurs études sont réalisées avant le début des travaux dans un seul but : élaborer un tracé garantissant la sécurité des personnes et des biens tout en préservant l'environnement. Les principaux impacts liés aux travaux seront essentiellement temporaires.

Le projet intègre dès l'amont les contraintes spécifiques relatives, notamment, à la faune et à la flore locales, en réalisant une étude d'impact, menée par un tiers expert, en concertation avec les collectivités territoriales, associations et autres acteurs régionaux. Cette étude d'impact permet de lister tous les éléments naturels que le projet va rencontrer, qu'ils soient liés à la faune ou à la flore. Cette étude permet d'ajuster le tracé afin de minimiser les impacts, et de définir quelles mesures peuvent être prises pour que le chantier se déroule de façon satisfaisante du point de vue de la préservation de l'environnement.

En parallèle, chaque projet évalue la sécurité des installations, du personnel et des riverains dans une étude de sécurité. Des mesures spécifiques peuvent être mises en place à la suite de ces études pour réduire la probabilité et la gravité potentielle d'un accident avec, par exemple, des canalisations plus épaisses, des dalles de protection, des mesures

spécifiques de surveillance. Ces études, qui sont un élément du dossier administratif, sont consultables lors de l'enquête publique.

Pour des raisons de sécurité et permettre d'éventuelles interventions, une bande de servitude de 10 à 20 mètres est définie, qui ne pourra accueillir ni construction, ni modification du profil, ni arbre de grande taille. Les propriétaires signent une convention de servitude avec GRTgaz. Ils restent entièrement propriétaires de leur terrain.

Une totale remise en état (basée sur un état des lieux précis dressé avant les travaux) est réalisée : GRTgaz veut ainsi garantir aux propriétaires et aux exploitants une exécution parfaite de ces travaux. Ainsi, GRTgaz s'engage à reconstituer la nature des sols : les couches successives sont remises en place, les fossés et talus reprofilés, les clôtures et drainages remis en état. L'état des lieux après travaux est ensuite dressé avec le propriétaire ou l'exploitant agricole afin de vérifier la bonne remise en état du terrain. Il permet de valider la remise en état.

Avant et après la mise en service des installations, GRTgaz utilise tout un panel de vérifications afin de s'assurer de la sécurité de l'ouvrage, sous le contrôle de l'administration.

Au final, les traces du passage d'une canalisation de transport de gaz disparaissent, à l'exception des balises jaunes qui en signalent la présence.

## Le débat public organisé pour le projet arc de Dierrey

a conduit à l'organisation de :

- 19 réunions publiques dont 3 thématiques rassemblant au total près de 900 personnes ;
- 5 rendez-vous locaux (permanences d'une journée tenues par les membres de la CPDP qui accueillent le public ou la presse pour toute question) qui ont touché environ 50 personnes au total ;
- 1 conférence de presse.

La Commission particulière du débat public estime à 30 000 le nombre de personnes qui se sont impliquées dans ce débat.

## Le guide pour une intégration paysagère des gazoducs en forêt

est le fruit d'une collaboration entre l'ONF et GRTgaz. Il répertorie les différentes solutions techniques permettant une bonne intégration paysagère des gazoducs en forêt, lors des différentes phases d'un projet.



# PROJETS DE POSE DE CANALISATIONS

## **Procédures de concertation publique et d'autorisation**

Les tracés de pose des gazoducs souterrains sont soumis à la consultation des collectivités locales, des services de l'État et du public.

Préalablement à cette consultation réglementaire, GRTgaz s'engage à informer le public et les parties concernées des caractéristiques principales du projet. Cette phase d'information s'effectue généralement par des réunions en mairie et des réunions publiques, pendant lesquelles GRTgaz explique les raisons de ce projet, son déroulement et présente le ou les tracés possibles.

L'objectif de cette **phase de concertation** est d'élaborer un tracé de moindre impact garantissant la sécurité des personnes et des biens tout en préservant l'environnement.

À l'issue de la phase de concertation et des études, le tracé proposé est soumis pour avis à **une consultation administrative et à une enquête publique** sur l'ensemble des communes concernées. Le public peut durant cette phase poser des questions auxquelles GRTgaz apportera une réponse écrite. Questions et réponses figureront dans le dossier technique final présenté au Préfet.

Le résultat de cette double consultation permet d'apporter, en tant que de besoin et dans le respect de l'intérêt général, des aménagements au tracé initialement prévu. Ce n'est qu'à l'issue de ces procédures et au vu de leurs résultats que le Préfet approuve le projet et déclare les travaux d'utilité publique.

En parallèle, GRTgaz propose à chacun des propriétaires concernés la signature d'une convention de servitude amiable.

1



### **Concertation - consultation**

GRTgaz est conduit à renforcer le réseau pour garantir la sécurité de l'approvisionnement des consommateurs ou permettre le raccordement de nouveaux clients. Le choix du tracé fait l'objet d'une consultation des divers acteurs ou organismes afin d'établir le meilleur compromis entre les contraintes environnementales, agricoles, réglementaires et les aspects financiers.

2



### **État des lieux avant travaux**

Avant le démarrage du chantier, un constat des lieux avant travaux permet de dresser un état des lieux initial des parcelles concernées et servira de base au versement des indemnités de dommages de fin de chantier.

3



### **Piste de travail et préparation des tubes**

La piste de travail permet la circulation des engins et le stockage des déblais de la tranchée. Des clôtures provisoires sont constituées en cas de nécessité. Le « bardage » consiste à transporter, décharger et aligner les tubes le long de la piste. Le « cintrage » permet d'adapter les tubes au relief et au tracé, pour le passage des courbes et dénivelés.

7



#### Remise en état

Le profil initial du terrain est rétabli, les clôtures reconstruites à neuf, les fossés et talus reprofilés. Un état des lieux après travaux a pour but de vérifier la bonne remise en état du terrain. De plus, il permet de déterminer, en comparaison avec l'état des lieux initial, les dommages causés et d'établir le montant des indemnités correspondantes. Seules les bornes jaunes de repérage témoignent de la présence de la canalisation dans le sous-sol.

6



#### Mise en fouille

La conduite, pouvant mesurer plusieurs centaines de mètres, est déposée avec soin au fond de la tranchée. La canalisation est recouverte en respectant le tri des terres. La nature des sols est ainsi reconstituée en respectant la configuration initiale.

## Les principales étapes d'un chantier de pose d'un gazoduc en 7 points

4



#### Soudage

Les tubes sont soudés bout à bout, soit en soudage manuel, soit en soudage automatique. Les soudures sont contrôlées par radiographie ou par ultrasons afin de s'assurer de la bonne exécution de l'assemblage de la ligne.

5



#### Ouverture de la tranchée

Le terrassement est effectué en séparant les terres de fond de tranchée des terres végétales qui seront remises en place après les travaux pour permettre la reprise rapide des cultures.

# PROJETS DE CONSTRUCTION DES STATIONS DE COMPRESSION

## Procédures de concertation publique et d'autorisation

Ces projets font l'objet d'une enquête publique voire de réunions publiques afin de permettre aux habitants de prendre connaissance du projet, d'être informés du déroulement du chantier, et d'échanger avec l'équipe projet de GRTgaz.

Cependant, GRTgaz n'attend pas cette phase pour **informer le public** et les parties concernées des caractéristiques principales du projet. Cette phase d'information s'effectue généralement par des réunions en mairie et des réunions publiques pendant lesquelles GRTgaz explique les raisons de ce projet, son déroulement et présente la ou les implantations possibles.

Suite à cette phase d'études et de concertation, le projet est soumis pour avis à **une consultation administrative et à une enquête publique**. Durant cette phase, le public peut poser des questions qui figureront avec les réponses dans le dossier technique final présenté au Préfet.

Ce n'est qu'à l'issue de ces procédures et au vu de leurs résultats que **le Préfet approuve le projet**.



1

## Concertation - consultation

En circulant dans les canalisations, le gaz naturel est ralenti du fait du frottement sur les parois. L'effet cumulatif de ce phénomène physique conduit à une baisse de pression en extrémité du réseau. Les stations de compression permettent de redonner de la pression au gaz naturel afin que celui-ci soit transporté sur de grandes distances et dispose d'une pression suffisante pour être livré aux points de cession : réseau de distribution et industriels. Le choix de l'emplacement d'une station de compression fait l'objet d'une consultation visant à trouver une solution adaptée sur le plan technique et de moindre impact vis-à-vis de la population et de l'environnement.



2

## Enquête publique et demande de permis de construire, choix des entreprises

En parallèle, des dossiers techniques seront constitués en vue de lancer les appels d'offres de réalisation de l'ouvrage. Les sociétés retenues dans les différents corps de métiers réaliseront les études et les travaux d'installation de la station. Le dossier comprenant, entre autres, une étude d'impact et une étude de dangers est adressé à l'administration. À l'issue de l'enquête administrative, une enquête publique est ordonnée, et l'autorisation du Permis de Construire est délivrée. L'instruction du dossier par la DRIRE débouche sur une autorisation de construction et d'exploitation délivrée par le Préfet.

## Choix et installation des compresseurs

Les compresseurs de gaz naturel sont des exemplaires uniques, car fabriqués sur mesure en fonction des caractéristiques des réseaux amont et aval. On distingue deux grands types de compresseurs : les électro-compresseurs et les turbocompresseurs. Chaque machine est installée dans un abri de taille variable suivant la conception du compresseur et sa puissance.



3

7



### Des visites de contrôle régulières

Des équipes se rendent régulièrement sur les sites pour effectuer les manœuvres nécessaires et les vérifications d'usage : niveau de pression, éventuelles émissions de gaz, etc., ainsi que la maintenance nécessaire aux différents équipements. Des essais sont effectués pour s'assurer du bon fonctionnement de l'installation. Lorsque ceux-ci sont satisfaisants, les différentes entreprises prestataires s'en vont, et l'installation est remise en service.

## Le déroulement en 7 points d'un chantier de construction de station de compression

### Les bâtiments annexes

D'autres bâtiments sont construits sur le site : un bâtiment électrique, où sont rassemblées toutes les fonctions de commande des machines ainsi que le système de contrôle-commande de la station ; un bâtiment technique dans lequel sont assurés la maintenance, le stockage des pièces de rechange ; et un bâtiment administratif où se trouvent des bureaux, pour le suivi du fonctionnement de la station, après le raccordement au réseau.



4

6



### Vue d'ensemble de la station

L'ensemble de la station occupe un espace assez important (souvent plusieurs hectares) car ses divers équipements sont isolés géographiquement pour des raisons de sécurité, notamment en cas d'incendie. Les stations de compression sont considérées comme des installations classées pour la protection de l'environnement. Ainsi, hormis les bâtiments, ne dépassent de terre que les actionneurs de robinets permettant de gérer les mises en relation des différentes canalisations depuis la surface (de façon motorisée ou manuelle).

5



### Un fonctionnement télécommandé

Sur le réseau de GRTgaz, la très grande majorité des stations de compression est entièrement télécommandée, sans personnel. La gestion des stations est assurée depuis le Centre de Répartition National, qui gère directement les stations depuis le dispatching basé à Paris ou via des dispatchings régionaux.



GRTgaz, société anonyme au capital de 536 213 880 euros,  
dont le siège social est situé 6, rue Raoul Nordling 92270 Bois-Colombes,  
immatriculée sous le numéro 440 117 620 RCS Nanterre

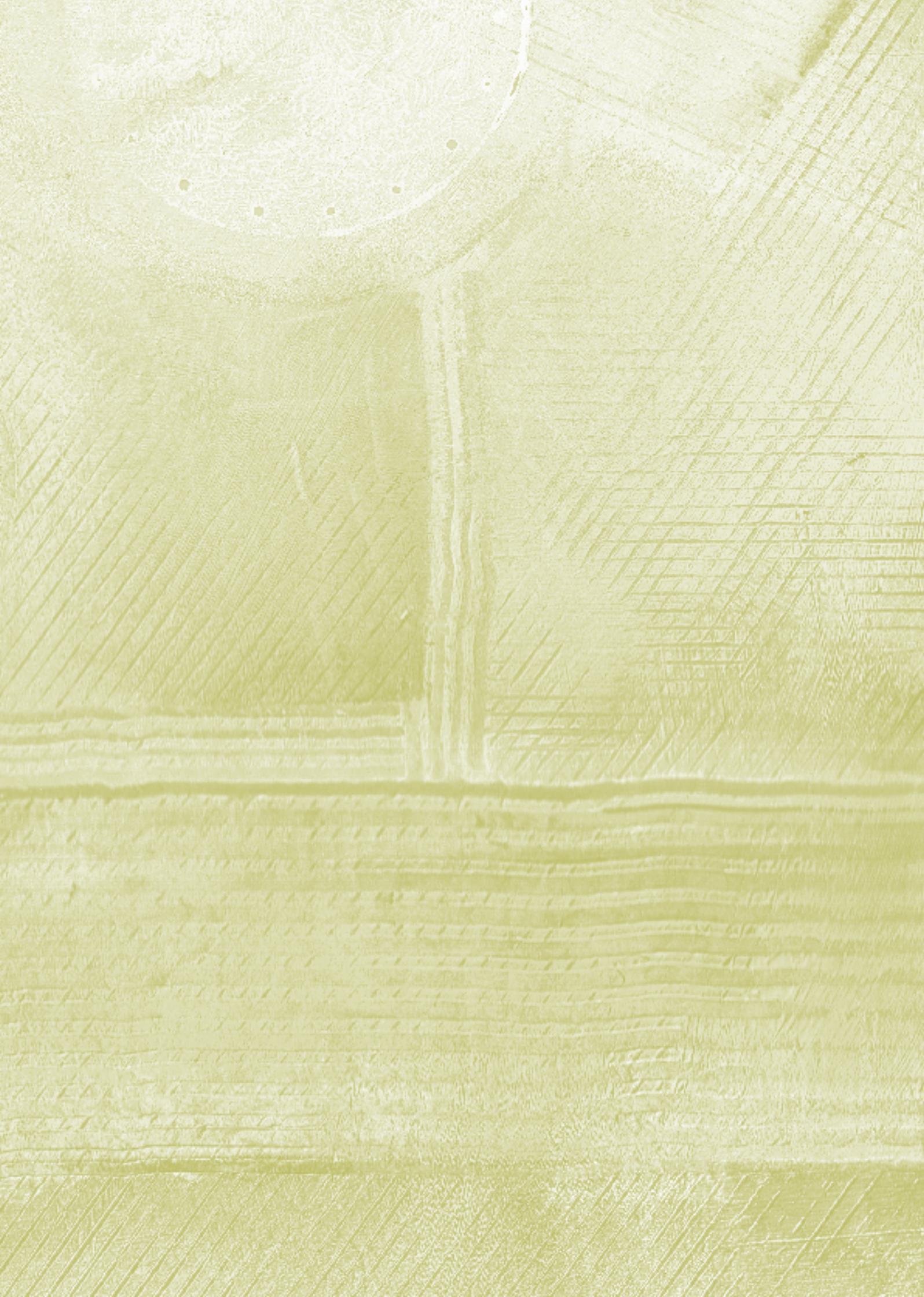
Octobre 2011 - Référence médiathèque : 2RTB0911

Photo de couverture : station de compression de Saint-Martin-de-Crau

Crédits photos : GRTgaz / GDF SUEZ / INTERLINKS IMAGE, Antoine Antoniol, Hamid Azmoun, Gilles Crampes, Nicolas Dohr, Philippe Dureuil,  
Philippe Grolier, Pierre-Francois Grosjean, Noël Hautemanière, Arnaud Hébert, Charles Studio, Mathieu Thouseau, Stephan Zaubider

Illustrations : Lucie Bertrand (lbcreations@orange.fr)

Conception et réalisation : **créapix** - 01 47 42 00 11





**Construisons le transport de demain**

**DIRECTION GÉNÉRALE**

Immeuble BORA  
6, rue Raoul Nordling  
92277 Bois-Colombes Cedex  
Tél. : 01 55 66 40 00

[www.grtgaz.com](http://www.grtgaz.com)