



ÉTUDE PROSPECTIVE
SUR LE DÉVELOPPEMENT
DU RÉSEAU
DE TRANSPORT

2008-2017

SOMMAIRE

Avant-Propos	4
I. Le réseau de GRTgaz et son dimensionnement	6
I.1 Le réseau de GRTgaz, parmi les plus étendus en Europe	6
I.2 L'offre de GRTgaz, basée sur les zones entrée/sortie	7
I.3 Vers une simplification significative de l'offre de GRTgaz au 1 ^{er} janvier 2009	8
I.4 La dynamique de développement du réseau	9
II. L'environnement du transport de gaz en Europe	10
II.1 De nombreux projets d'infrastructures d'approvisionnement en Europe	10
II.2 La France au confluent des ressources européennes	12
III. Stratégie de développement de GRTgaz	14
IV. Développements en cours et envisagés	15
IV.1 Les développements des interconnexions avec les terminaux méthaniers	15
IV.2 Les développements des interconnexions avec les transporteurs adjacents	16
IV.3 Synthèse des capacités développées	20
IV.4 Les conséquences du développement des capacités d'entrée et de sortie sur le cœur de réseau	21
IV.5 L'accroissement des capacités de liaison entre les zones entrée/sortie et la fusion des zones	23
V. Hypothèse indicative d'investissements sur la période 2008 - 2017	26
Annexe I La consommation en France et les souscriptions normalisées	27
Annexe II Capacités du réseau	31
Annexe III Les investissements de GRTgaz	34

Avertissement.

Par nature, le présent document prospectif est communiqué à titre indicatif. Il ne peut donc pas engager une quelconque responsabilité de GRTgaz notamment quant à la réalisation ou non des projets présentés, des données et/ou documents inexacts, incomplets, omis ou sujets à interprétation. Cependant, GRTgaz fait ses meilleurs efforts afin que, à sa date de publication, ce document transcrive la vision prospective la plus juste que GRTgaz peut avoir à 10 ans sur le marché du gaz, au vu notamment du contexte actuel, de ses compétences, et des documents et informations en sa possession.



AVANT-PROPOS

L'investissement dans les infrastructures gazières est un enjeu central dans la construction du marché intérieur du gaz. Dans son Livre Vert, publié en mars 2006, sur la stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable, la Commission européenne souligne l'urgence des investissements nécessaires en Europe pour garantir la sécurité des approvisionnements et le développement d'un marché concurrentiel.

Dans la construction du marché intérieur du gaz, le rôle des transporteurs est essentiel. Il consiste à développer et promouvoir un accès des tiers au réseau, transparent et non discriminatoire, fondé sur une offre de transport adaptée aux besoins des clients.

L'amélioration de l'offre d'accès, tant dans sa forme commerciale que dans le niveau des capacités offertes, est une préoccupation constante de GRTgaz : le développement de nouvelles capacités d'acheminement est un axe majeur de sa stratégie.

Cependant, alors que l'ouverture du marché se poursuit, une grande incertitude pèse sur l'évolution du système gazier dans son ensemble : sur les consommations, alors que la Commission européenne a confirmé au premier trimestre 2007, avec des objectifs ambitieux à l'horizon 2020, la volonté des États membres de lutter contre le réchauffement climatique en développant les énergies renouvelables (ENR) et en réduisant les consommations d'énergie ; mais également sur les flux gaziers intra-européens, et les projets de gaz naturel liquéfié (GNL) et de grands gazoducs internationaux tardant à se concrétiser.

Dans cet environnement en forte instabilité, les expéditeurs et opérateurs d'infrastructures adjacentes (terminaux méthaniers, réseaux de transport d'autres gestionnaires, centrales à cycle combiné...); dont GRTgaz dépend fortement pour définir les développements nécessaires de son réseau, affirment avec force leurs besoins de nouvelles capacités de transport destinées à l'arbitrage, sans pour autant être en mesure de concrétiser rapidement leurs engagements.

Au vu de ce nouveau contexte, GRTgaz ne dispose plus d'une vision

déterministe de l'évolution du réseau mais se doit d'apporter au marché les éléments techniques et économiques qui aideront les acteurs à définir au mieux les besoins d'acheminement sur lesquels ils sont prêts à s'engager.

Ainsi, GRTgaz a souhaité dans cette nouvelle étude prospective 2008-2017 mettre clairement en évidence les impacts, sur le réseau, des différents projets d'interconnexion identifiés à ce jour. Pour ce faire, une distinction a été introduite entre le cœur du réseau principal, véritable moteur de flux gaziers, et les interconnexions assurant la jonction des différentes infrastructures adjacentes à ce cœur de réseau.

À ce titre également, un éclairage particulier est donné sur le développement de liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz.

Trois réserves méritent cependant d'être soulignées concernant ce nouveau document :

- Faute de recul suffisant, l'impact en termes de besoin de transport de gaz d'un strict respect des objectifs fixés par la Commission européenne en matière de lutte contre le réchauffement climatique, n'a pas été étudié.
- En lien avec cette première réserve, l'émergence de nombreuses centrales à cycle combiné gaz entraînera de nouveaux besoins de transport de modulation qu'il conviendra d'étudier et de satisfaire de façon concertée avec les fournisseurs de flexibilité.
- Du fait de la durée de réalisation des ouvrages de transport, parfois plus longue que celle nécessaire au développement de certaines infrastructures adjacentes et de la multiplicité des projets, voire des tensions sur le marché de l'ingénierie, la réalisation de ces ouvrages pourraient être en risque sur les délais.

Par ailleurs, il convient de rappeler que, conformément à l'article 21 de la loi 2003-08 du 3 janvier 2003 modifiée par la loi 2006-1537 du 7 décembre 2006, le programme d'investissements de GRTgaz est soumis annuellement à l'approbation de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), et que le montant total des investissements est validé par le Conseil d'administration de GRTgaz.

Structure du présent document

L'étude prospective sur le développement du réseau de transport 2008-2017 s'articule autour de cinq parties.

La première partie rappelle les principales caractéristiques du réseau de GRTgaz et expose les fondamentaux permettant le dimensionnement des capacités.

La seconde partie présente l'ensemble des éléments de contexte perçus par GRTgaz comme ayant une influence et une importance dans le développement du réseau de transport. Ainsi, tant l'évolution des routes du gaz approvisionnant l'Europe, à l'amont, que l'évolution de la demande de gaz en France, à l'aval, conditionnent le développement des capacités d'acheminement reliant les fournisseurs aux clients finals.

La troisième partie expose la stratégie de GRTgaz en matière de développement des infrastructures.

Dans une quatrième partie, sont présentés les projets de développement et les renforcements susceptibles d'être nécessaires à la satisfaction des besoins de capacités du marché.

Enfin, une cinquième partie synthétise les investissements que GRTgaz pourrait être amené à entreprendre sur la période 2008-2017.

Cette étude prospective est accompagnée de trois annexes décrivant :

- les hypothèses retenues par GRTgaz pour l'évolution des consommations de gaz en France et des souscriptions normalisées;
- la méthodologie utilisée par GRTgaz pour identifier les congestions et définir les renforcements nécessaires sur le réseau;
- le détail des investissements envisagés sur la période par finalité.

LE RÉSEAU DE GRTgaz ET SON DIMENSIONNEMENT



1.1 Le réseau de GRTgaz, parmi les plus étendus en Europe

Avec environ 31 700 km de canalisations à haute pression, le réseau de GRTgaz a permis d'acheminer en 2007 près de 700 TWh de gaz naturel et ainsi de satisfaire une consommation de l'ordre de 450 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 l'ensemble des zones de GRTgaz;
- avec des réseaux de distribution en aval, qui acheminent le gaz jusqu'aux consommateurs finals.

Physiquement, la quasi-totalité du gaz naturel consommé en France étant importé, le gaz naturel entre dans le réseau aux points d'interconnexion aux frontières et sort en aval vers les réseaux de distribution, ou encore directement vers de grands clients industriels. Le gaz naturel entré dans le réseau de GRTgaz et qui n'est pas consommé en France, transite vers les réseaux adjacents. Enfin, une part importante du gaz naturel acheminé sur le réseau de GRTgaz est injectée et soutirée dans les stockages de gaz naturel, principalement pour couvrir la modulation climatique des consommations mais aussi, de plus en plus, pour 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 relie les points d'interconnexion avec les réseaux de transport adjacents, les terminaux méthaniers et les stockages. Ce réseau est 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. Le corollaire de cette spécificité est qu'un ouvrage du cœur de réseau ne peut être affecté spécifiquement à l'acheminement du gaz en provenance d'une entrée ou à destination d'une sortie.



Principales artères du cœur de réseau (source GRTgaz)

Le réseau régional est composé des éléments du réseau qui permettent d'acheminer le gaz depuis le réseau principal 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.

1.2 L'offre de GRTgaz, basée sur les zones entrée/sortie

Le réseau est divisé en zones entrée/sortie qui permettent d'assurer le fonctionnement du marché, c'est-à-dire l'accès des fournisseurs de gaz à leurs clients, ainsi que les échanges de gaz entre les fournisseurs. C'est au sein de chacune de ces zones que chaque expéditeur doit équilibrer ses entrées et ses sorties de gaz. Ces zones entrée/sortie sont ainsi également appelées zones d'équilibrage.

Le modèle entrée/sortie permet aux utilisateurs du réseau d'ignorer les liens physiques entre les points d'entrée et les points de sortie du réseau, ce qui permet un fonctionnement souple et concurrentiel du marché gazier.

Le réseau de GRTgaz est développé selon le modèle « entrée/sortie sans restriction » (*fully unrestricted entry-exit*), qui offre les fonctionnalités suivantes :

- tout consommateur de la zone peut être alimenté en gaz par n'importe quel point d'entrée de la zone et, réciproquement, tout fournisseur sur un point d'entrée peut alimenter n'importe quel consommateur de la zone ;
- corollaire de cette fluidité, les volumes de gaz, une fois présents sur la zone, peuvent être échangés sans indication de la source ni de la destination, et les capacités souscrites sont également échangeables sans contrainte entre expéditeurs ;
- les capacités demandées peuvent être souscrites, à hauteur des quantités disponibles, quelle que soit la finalité envisagée.

Sur chaque zone d'équilibrage, les expéditeurs disposent, pour optimiser l'acheminement, de services complémentaires aux fonctionnalités d'entrée et de sortie :

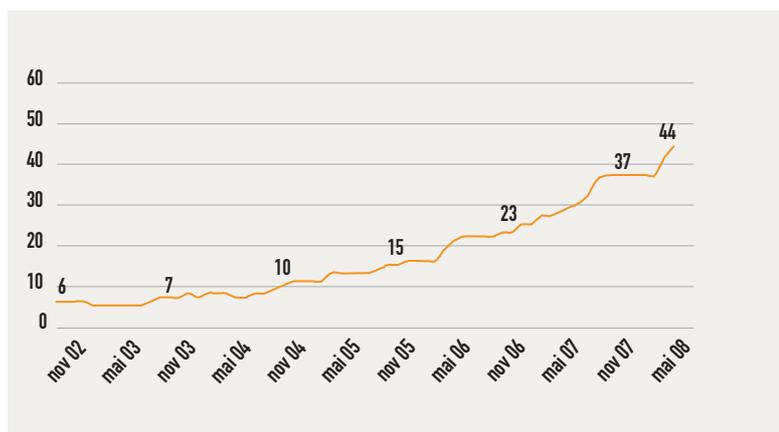
- un service d'accès à un Point d'Échange Gaz (PEG) où des transactions d'achat/vente de gaz peuvent être enregistrées, bientôt complété par la mise en place d'une bourse d'échange de gaz, associée à chacune de ces zones ;
- des services de conversion de gaz de qualité H vers B, ainsi que de B vers H ;
- une gestion du déséquilibre de bilan des expéditeurs (écart entre les entrées et les sorties), basée sur des mécanismes de marché ;
- l'accès à des services de stockage, portés par l'opérateur de stockage.

L'existence de plusieurs zones entrée/sortie traduit les limitations de capacité physique qui existent dans le cœur du réseau principal de transport et l'impossibilité, dans certains cas, d'assurer

la livraison d'un consommateur de gaz d'une zone à partir d'un point d'entrée situé dans une autre zone entrée/sortie.

Pour déterminer les capacités de transport commercialisables dans le cadre du modèle entrée/sortie, GRTgaz réalise des simulations de flux de gaz, sous-tendues par des hypothèses raisonnables. Cette démarche est décrite en annexe 2 du présent document.

Au 1^{er} mai 2008, GRTgaz comptait 44 expéditeurs actifs sur son réseau.



Évolution du nombre d'expéditeurs sur le réseau de GRTgaz (source GRTgaz).

L'augmentation du nombre d'expéditeurs (multiplication par deux depuis fin 2006) traduit l'intérêt des acteurs européens pour le marché français. Des producteurs de gaz ainsi que des consommateurs intensifs sont venus compléter un panel jusqu'alors composé essentiellement de fournisseurs traditionnels du marché, de détaillants et de traders. Cette évolution accompagne l'ouverture totale du marché du gaz en France au 1^{er} juillet 2007.

1.3 Vers une simplification significative de l'offre de GRTgaz au 1^{er} janvier 2009

L'organisation du transport de gaz en France évoluera très fortement à compter du 1^{er} janvier 2009, afin de favoriser et d'accompagner le développement du marché.

Les principaux éléments de cette évolution sont :

- le profond remodelage de l'offre d'accès au réseau avec la réduction du nombre de zones entrée/sortie, de quatre à deux, pour GRTgaz à compter du 1^{er} janvier 2009. Ainsi, tous les consommateurs de la grande zone Nord nouvellement créée auront directement accès à un choix élargi de sources de gaz. Les fournisseurs présents dans cette zone fusionnée bénéficieront d'un potentiel d'arbitrage renforcé entre les différents points d'entrée de la zone ;
- trois zones entrée/sortie placées en série, pour l'ensemble du territoire français : deux zones, Nord et Sud, opérées par GRTgaz, et une zone opérée par TIGF ;
- une interconnexion unique entre la zone Nord et la zone Sud de GRTgaz ;
- une interconnexion unique entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF, opérée en coordination étroite par les deux transporteurs et commercialisée de façon conjointe.

Les bénéfices attendus de ces évolutions sont sensibles :

- une simplification générale de l'accès au réseau et au marché, sur tout le territoire, pour tous les expéditeurs et consommateurs ;
- pour les expéditeurs qui n'utilisent qu'un ou deux points d'entrée dans les trois zones actuelles du Nord de la France, une possibilité d'accès, dans des conditions de transport identiques à leurs concurrents, à tous les consommateurs de la nouvelle zone fusionnée ;
- une augmentation du potentiel d'arbitrage entre les différentes sources de gaz, pour les expéditeurs qui utilisent déjà plusieurs points d'entrée.

Par ailleurs, Powernext¹ prévoit de créer en France, à la fin de l'année 2008, une bourse du gaz sur l'ensemble des Point d'Échange Gaz. GRTgaz soutient cette initiative qui permettra d'accroître la liquidité et l'efficacité des marchés et qui offrira des opportunités pour améliorer encore le dispositif d'équilibrage et pour concevoir à terme des couplages entre places de marchés.

GRTgaz procédera aux adaptations techniques de son système qui rendront possibles les transactions sur le nouveau marché organisé et le fonctionnement de la bourse.

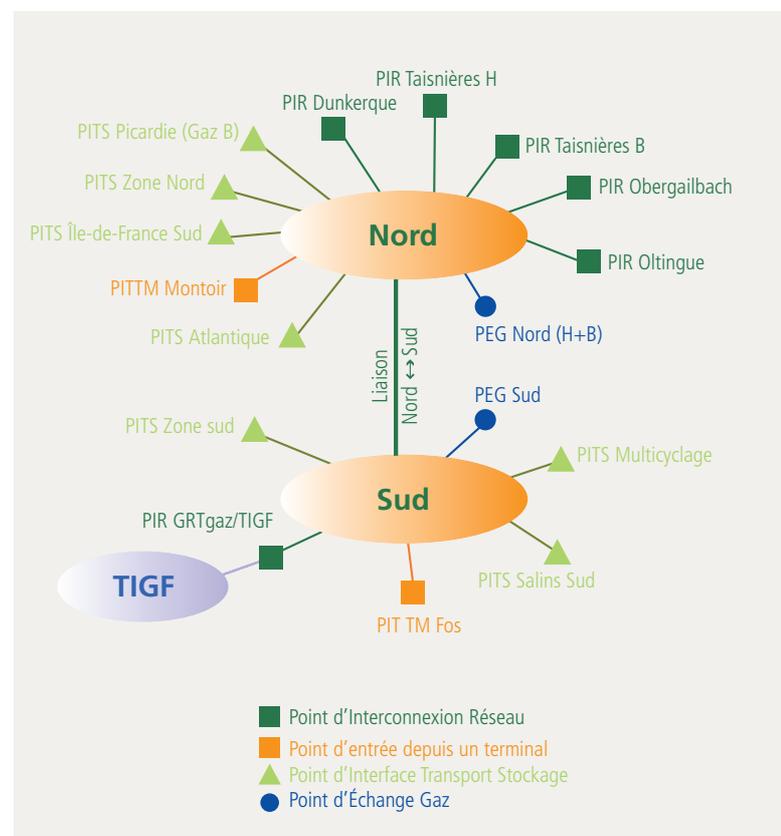


Schéma tarifaire applicable au 1^{er} janvier 2009 (source GRTgaz).

1. Powernext SA, créée en 2001, est une entreprise disposant du statut de Système Multilatéral de Négociation assurant 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 %.

1.4 La dynamique de développement du réseau

Dans la période antérieure à l'ouverture du marché, le transport de gaz naturel conduisait essentiellement à acheminer des flux réguliers et connus longtemps à l'avance (globalement la consommation prévue et quelques transits réguliers), à partir des points d'entrée sur le territoire français.

Depuis l'ouverture des marchés de l'énergie, cette activité a considérablement évolué. Il s'agit toujours de garantir, sous certaines conditions climatiques, l'acheminement du gaz pour la consommation, mais également d'offrir à chaque expéditeur un réseau lui permettant d'optimiser son portefeuille d'achats et de ventes de gaz, selon des critères qui lui sont propres (coût, disponibilité des ressources...).

Ainsi, les expéditeurs doivent pouvoir diversifier leurs fournisseurs afin de renforcer la sécurité de leurs approvisionnements et tirer le meilleur parti des opportunités offertes par les producteurs, exporter plus largement des quantités reçues en France vers des marchés voisins, accéder aisément aux services de stockage et échanger, avec le minimum de contraintes, des volumes de gaz avec d'autres négociants.

L'enjeu majeur auquel doit répondre le transporteur est d'apporter au marché les capacités de transport et les services nécessaires et suffisants, en temps et en heure, dans des conditions économiques compatibles avec la qualité attendue par les utilisateurs du réseau.

Le développement du réseau régional reste basé sur la couverture des besoins de transport à la pointe de consommation, très généralement la pointe de froid. Pour déterminer ces besoins, GRTgaz élabore ses propres hypothèses concernant l'évolution des consommations desservies par son réseau, en volume et en pointe (cf. Annexe 1).

Le développement du réseau principal est en revanche beaucoup plus complexe. Il s'agit pour GRTgaz de construire les capacités demandées – et payées – par le marché. Or, le processus d'élaboration de cette demande et d'engagement des expéditeurs à acheter les capacités est éminemment plus délicat. Il dépend très largement de projets dont la décision ne relève pas de GRTgaz, comme la réalisation de nouveaux terminaux méthaniers, ou de

projets liés à des opérateurs adjacents comme le développement des interconnexions aux frontières.

Aussi GRTgaz organise une concertation continue avec toutes les parties prenantes, notamment avec les opérateurs d'infrastructures adjacentes :

- via le développement coordonné du réseau de transport avec le développement des terminaux méthaniers ;
- via les *open seasons* (consultations du marché) aux points d'interconnexion aux frontières ;
- via les différentes instances mises en place pour organiser la concertation, en particulier les Initiatives Régionales animées par l'European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG).

Cette concertation permet d'identifier les développements du réseau nécessaires pour créer ou accroître les capacités aux interconnexions et aux liaisons entre les différentes zones entrée/sortie.

Les besoins de renforcement du cœur du réseau principal de transport, au sein même de chaque zone entrée/sortie, sont induits par les développements de capacités d'entrée et de sortie de la zone. Le modèle entrée/sortie implique qu'aucune saturation ne doit empêcher un expéditeur de desservir un client à partir de n'importe quel point d'entrée de la zone. Les adaptations de réseau nécessaires sont identifiées en imposant le respect de ce principe à un fonctionnement du réseau sous contraintes de flux, sous-tendues par des hypothèses raisonnables (cf. Annexe 2).

Les ouvrages du cœur de réseau principal servent indistinctement à l'ensemble des entrées et des sorties de la zone. Ainsi, le développement d'un ouvrage du cœur de réseau peut être justifié par l'accroissement de capacité de plusieurs entrées ou de plusieurs sorties. C'est pourquoi, dans le présent document, ces développements sont analysés séparément des interconnexions et des liaisons, bien qu'en lien avec ces dernières.



L'ENVIRONNEMENT DU TRANSPORT DE GAZ EN EUROPE

II.1 De nombreux projets d'infrastructures d'approvisionnement en Europe

Les projets d'approvisionnement de gaz en Europe sont nombreux et se matérialisent par de multiples projets d'infrastructures (gazoducs ou terminaux méthaniers). Ces initiatives sont guidées par le besoin de satisfaire une demande dynamisée par la production d'électricité et d'offrir aux acteurs les moyens de répondre aux enjeux liés à l'ouverture des marchés de l'énergie et à l'internationalisation des échanges.

ACCROISSEMENT DES BESOINS DE GAZ EN EUROPE

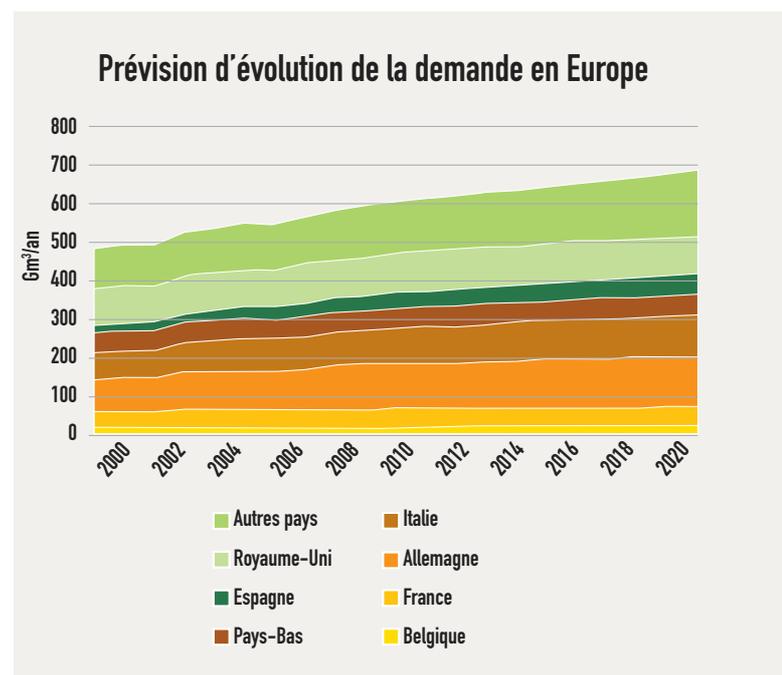
La demande de gaz en Europe est tirée essentiellement par la production d'électricité. Outre le fait que le gaz émet moins de CO₂ que le fioul ou le charbon, il est le combustible de choix pour les nombreux acteurs souhaitant développer leurs propres capacités de production d'électricité : coûts et délais de construction des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) relativement faibles, et bonne disponibilité et compétitivité du combustible. La demande d'électricité en augmentation régulière, concomitante avec la faiblesse des investissements dans la production d'électricité au cours de la dernière décennie, constitue également un facteur qui justifie le fort intérêt des acteurs pour ce type de projets, en France comme en Europe.

En outre, la production d'électricité à partir de gaz naturel constitue, par sa disponibilité, un complément adapté au développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, caractérisée par une très forte intermittence.

Dans le même temps, un tassement des consommations de gaz dans le secteur résidentiel et tertiaire pourrait se produire du fait de l'augmentation du prix de cette énergie (liée à la croissance du prix du pétrole) et des progrès en termes d'isolation des habitations.

Cette tendance pourrait se confirmer avec les récentes prises de position de la Commission européenne en matière de lutte contre le réchauffement climatique, relayées en France par le « Grenelle de l'environnement ». Il faut cependant noter que tous les effets de cette nouvelle politique n'ont pas encore été cernés, compte tenu notamment

de l'absence, à ce stade, de mesures concrètes permettant d'atteindre les objectifs très ambitieux établis par la Commission européenne.



(Source Global Insight – Octobre 2007.)

La production européenne continue quant à elle de décliner, notamment au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne, en dépit d'un accroissement de la production norvégienne.

Des quantités croissantes de gaz naturel devront donc être importées de pays producteurs situés en dehors de l'espace économique européen.

CAPACITÉS D'ARBITRAGE INDISPENSABLES

L'industrie mondiale du gaz connaît depuis quelques années des évolutions majeures.

Le modèle économique historique, basé sur des contrats long terme, fréquemment indexés sur le pétrole, laisse peu à peu la place à des contrats à plus court terme, où le prix est déterminé non plus par le prix du pétrole mais, de plus en plus, par l'équilibre offre-demande du gaz naturel. Ainsi au niveau mondial, les cargaisons GNL, qui

traditionnellement suivaient des routes fixes, font de façon croissante l'objet d'arbitrages. Avec la libéralisation en Europe, le gaz arrivant par gazoduc voit lui aussi la variabilité des flux s'accroître, répondant aux signaux de prix de part et d'autre du continent.

Dans ce contexte, les projets de nouvelles infrastructures gazières se multiplient pour permettre les nouveaux schémas d'approvisionnement souhaités par les acteurs du marché.

NOUVELLES ROUTES D'APPROVISIONNEMENT

Les projets de nouvelles infrastructures d'acheminement du gaz vers l'Europe sont nombreux, par canalisations ou par méthaniers.

Les principaux projets de gazoducs

Le projet « Nord Stream » reliera directement la Russie et l'Allemagne par la mer Baltique, avec la mise en service prévue d'un premier gazoduc en 2011 d'une capacité initiale de 27,5 Gm³/an pouvant être portée à 55 Gm³/an, et avec la mise en service d'un second gazoduc d'ici 2013.

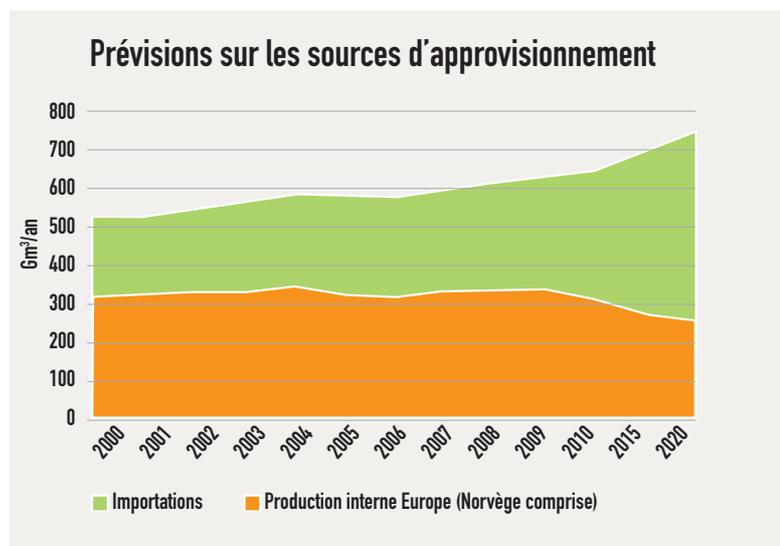
Le projet « Nabucco » doit permettre d'accéder aux zones de production de la mer Caspienne et du Moyen-Orient via la Turquie, créant ainsi de nouvelles sources d'approvisionnement pour l'Europe. La mise en service du gazoduc, d'une capacité de 8 Gm³/an, est prévue pour 2013. Cette capacité devrait être portée à 31 Gm³/an par la suite.

Le projet « South Stream » reliera les zones de production de la mer Caspienne à la Bulgarie avec un gazoduc d'une capacité de 30 Gm³/an, pour une mise en service prévue en 2013. Ce projet est complété par un gazoduc vers la Grèce et l'Italie et un autre vers l'Autriche.

Le projet « Trans Adriatic Pipeline (TAP) », d'une capacité de 10 Gm³/an reliant la Grèce et l'Italie via l'Albanie, avec une mise en service prévue en 2010, et le projet « Interconnector Greece Italy (IGI) » d'une capacité entre 8 et 10 Gm³/an reliant également la Grèce et l'Italie, avec une mise en service prévue en 2012.

Le projet « GALSI », avec la construction d'un gazoduc entre l'Algérie et l'Italie via la Sardaigne d'ici 2012, pour une capacité entre 8 et 10 Gm³/an.

Le projet « Medgaz » reliant l'Algérie et l'Espagne, avec la mise en service d'un gazoduc d'une capacité de 8 Gm³/an prévue en 2009.



(Source Global Insight – Octobre 2007.)

Les projets de terminaux méthaniers

Le GNL s'est fortement développé ces dernières années dans le monde. Cette tendance se poursuivra, le transport par méthanier, lorsqu'il est possible, étant plus économique que le transport par gazoduc pour relier les zones de production de plus en plus éloignées des zones de consommation. Il permet en outre de limiter les risques liés à l'instabilité politique des pays de transit, et offre des possibilités d'arbitrage intercontinental.

Les façades maritimes des pays situés à l'ouest et au sud de l'Europe sont propices au développement de terminaux méthaniers.

La plupart des projets de terminaux GNL se situent dans les pays suivants : Royaume-Uni, Pays-Bas, Espagne, Italie, Belgique et France.

Cependant, des projets sont également en cours d'étude dans d'autres pays tels que l'Allemagne, la Pologne ou la Croatie.



Principaux projets d'infrastructures gazières en Europe au 1^{er} mai 2007 (source GRTgaz).

II.2 La France au confluent des ressources européennes

DEMANDE DE GAZ EN CROISSANCE EN FRANCE

La France a une place importante dans le marché européen du gaz naturel avec des consommations résidentielles et industrielles de l'ordre de 50 Gm³/an, soit près de 10 % de la consommation européenne. Comme dans le reste de l'Europe, cette consommation va croître essentiellement du fait d'un dévelop-

pement soutenu de la production d'électricité à partir de gaz et de l'utilisation accrue du gaz pour le raffinage et la grande industrie. Sur la période 2008 – 2017, un taux de croissance moyen annuel de la consommation de 1,6 % est envisagé (cf. Annexe 1).

OUVERTURE TOTALE DU MARCHÉ

Depuis juillet 2007, tous les consommateurs peuvent choisir leurs fournisseurs de gaz naturel.

Au 31 mars 2008, l'observatoire des marchés de l'électricité et du gaz naturel de la CRE montre que les sites non résidentiels bénéficiant d'une offre de marché représentent 60 % des consommations. Près du tiers de ces consommations était approvisionné par

des fournisseurs alternatifs. Les sites résidentiels, quant à eux, sont essentiellement alimentés par les fournisseurs historiques avec un contrat aux tarifs réglementés.

Douze nouveaux fournisseurs alternatifs figurent sur la liste des fournisseurs publiée par la CRE, à côté des 24 fournisseurs historiques (dont 22 entreprises locales de distribution).

FAÇADE MARITIME VALORISÉE PAR LE DÉVELOPPEMENT DU GNL

La France dispose d'une des plus importantes façades maritimes en Europe continentale. Depuis 2006, cinq projets nouveaux de terminaux méthaniers ou d'extension ont émergé

en France, à Dunkerque, Antifer, Montoir-de-Bretagne, au Verdon et à Fos-sur-Mer, soulignant l'attractivité des côtes françaises pour l'implantation des infrastructures de GNL.

ZONE D'ARBITRAGE DES RESSOURCES GAZIÈRES EUROPÉENNES

La France, du fait de sa position géographique, est à la confluence des principaux flux d'approvisionnement en Europe. Les projets de développement de terminaux méthaniers à l'ouest et au sud-ouest de l'Europe pourraient placer la France au cœur du marché du gaz et générer l'émergence d'un arbitrage ouest-est significatif.

Que ce soit pour des raisons économiques, stratégiques, ou environnementales, de très fortes incertitudes pèsent sur la réalisation de ces nouveaux projets d'infrastructures d'approvisionnement en

Europe. Par ailleurs, l'utilisation de ces capacités à un instant donné dépendra de nombreux paramètres tels que l'attractivité du marché américain ou asiatique, la consommation domestique en Russie, le développement des exportations du golfe Persique, ...

C'est en premier lieu en France que pourraient s'opérer les arbitrages entre les différentes ressources gazières européennes, conférant ainsi au réseau de transport de GRTgaz une place particulière dans la sécurité d'approvisionnement et dans la réalisation du marché unique.

VISION PARTAGÉE AVEC LES ACTEURS DU MARCHÉ

La démarche de concertation et d'échange engagée en 2005 par l'ERGEG dans le cadre des « Gas Regional Initiatives » (GRI) sur les régions Sud et Nord-Ouest a confirmé également la nécessité d'un développement coordonné des capacités d'interconnexion de

la France avec l'Espagne, la Belgique et l'Allemagne. GRTgaz a poursuivi en ce sens des relations étroites avec TIGF, Enagás, Fluxys, EGT, GDF-DT et ENI GTI.



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE GRTgaz

GRTgaz exploite, maintient et développe le réseau de transport, d'une part pour assurer l'acheminement des consommations qu'il dessert conformément à ses obligations de service public et, d'autre part, pour être en mesure de répondre aux nouveaux besoins des expéditeurs et ainsi contribuer fortement à la construction du marché unique européen.

Conformément aux besoins identifiés, GRTgaz prévoit d'accroître les capacités d'interconnexion de son réseau avec les réseaux adjacents pour permettre à tout moment l'adaptation du réseau de transport européen aux modifications de schémas d'approvisionnements susceptibles d'être mis en place. GRTgaz continuera de consulter le marché pour déterminer les besoins de renforcement nécessaires des interconnexions, préalablement à toute réalisation.

Dans ce cadre, la stratégie de développement du réseau de GRTgaz répond à cinq objectifs :

1. créer les nouvelles capacités d'entrée nécessitées par les projets de création de terminaux méthaniers ou de renforcement de terminaux méthaniers existants ;
2. renforcer les capacités d'entrée et/ou de sortie depuis les réseaux adjacents, aux frontières, et avec TIGF en France ;
3. renforcer les capacités du cœur du réseau en cohérence avec les développements des interconnexions et des stockages. Tout

développement significatif d'une interconnexion apporte en effet du gaz supplémentaire dans le cœur du réseau et génère des congestions qui doivent être levées pour assurer le fonctionnement fluide des zones entrée/sortie ;

4. augmenter les capacités de liaison entre les zones entrée/sortie de GRTgaz, voire supprimer complètement les congestions physiques et fusionner les zones entrée/sortie ;
5. développer les capacités du réseau régional afin de faire face aux pointes de consommation.

En outre, en complément de ces objectifs de développement, GRTgaz doit investir significativement dans son réseau pour répondre à d'autres finalités, en particulier pour faire face à de nouvelles normes réglementaires, mais aussi pour renouveler progressivement les installations les plus anciennes.

IV DÉVELOPPEMENTS EN COURS ■ ET ENVISAGÉS



IV.1 Les développements des interconnexions avec les terminaux méthaniers

DÉVELOPPEMENTS INDUITS PAR LE TERMINAL DE FOS CAVAOU (EN VOIE D'ACHÈVEMENT)

Le raccordement du nouveau terminal de Fos Cavou au réseau sera complètement achevé à la fin de 2008. Il aura conduit à poser une nouvelle canalisation en fort diamètre entre le terminal et la station de compression de Saint-Martin-de-Crau. Parallèlement, l'interconnexion de Saint-Martin-de-Crau a été

profondément remaniée pour assurer la distribution des flux de gaz dans tous les cas de figure. GRTgaz et TIGF sont également conduits à renforcer le cœur de leur réseau, notamment pour GRTgaz au niveau de l'artère de Guyenne. Ces travaux seront achevés fin 2008 pour GRTgaz.

LES PROJETS ENVISAGÉS DE TERMINAUX MÉTHANIERES

En 2006 et en 2007, l'émergence de plusieurs projets de terminaux méthaniers a conduit GRTgaz à engager des discussions avec leurs promoteurs pour identifier les besoins de capacité et assurer la cohérence, en taille et en délai, entre le développement des capacités de regazéification et les capacités d'interconnexion et d'acheminement du réseau.

Ces projets sont, du nord au sud :

- un nouveau terminal à Dunkerque, annoncé pour une capacité de 9 Gm³/an, avec une extension possible à 16 Gm³/an ;
- un nouveau terminal à Antifer, annoncé pour une capacité de 9 Gm³/an, avec une extension possible à 18 Gm³/an ;
- l'extension des capacités du terminal de Montoir-de-Bretagne en deux étapes, une première étape à 12,5 Gm³/an, une seconde étape possible à 16,5 Gm³/an ;
- un nouveau terminal au Verdon, situé au sud de l'estuaire de la Gironde, d'une capacité de 9 Gm³/an, avec une extension possible à 15 Gm³/an ;
- un nouveau terminal à Fos, annoncé pour une capacité de 8 Gm³/an.

Les projets de Dunkerque, d'Antifer et du Verdon ont fait l'objet de débats publics entre septembre et décembre 2007, dont les bilans ont été publiés récemment par la Commission Nationale du Débat

Public (CNDP). GRTgaz a été associé à la conduite des débats relatifs aux projets de Dunkerque et d'Antifer.

Afin d'anticiper les développements nécessaires du réseau de transport, GRTgaz a entamé, dès l'origine de ces projets, des discussions étroites avec les promoteurs de chaque projet situé sur le territoire de GRTgaz, et avec TIGF concernant l'impact du projet du Verdon. L'objectif est d'assurer la cohérence entre les capacités de regazéification qui seront effectivement développées et les capacités de transport nécessaires pour répondre aux besoins des expéditeurs.

Cette concertation s'est concrétisée par la signature d'une convention d'étude avec certains opérateurs de projets de terminaux méthaniers et la mise en place d'un partenariat pour la coordination de la commercialisation des capacités de transport et de regazéification.

Par ailleurs, à la demande de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et en concertation avec les opérateurs des terminaux méthaniers, ainsi qu'avec les expéditeurs, GRTgaz a adapté les conditions tarifaires d'accès au réseau de transport en aval d'un terminal méthanier.

LES INVESTISSEMENTS D'INTERCONNEXION INDUITS PAR LES PROJETS ENVISAGÉS DE TERMINAUX MÉTHANIERIS

La création de nouvelles capacités d'entrée sur le réseau à partir des terminaux méthaniers implique des développements majeurs du réseau de transport.

En effet, pour accueillir de nouvelles quantités de gaz à partir de ces points sans réduire pour autant la capacité des points d'entrée existants, ni la fluidité du réseau, il est nécessaire :

- de créer ou de renforcer la jonction entre le terminal méthanier et le cœur du réseau principal ;
- de renforcer, dans la plupart des cas, la capacité du cœur de réseau. En l'absence d'un tel renforcement, les capacités fermes devraient être limitées du fait de l'insuffisance de la capacité du cœur de réseau.

C'est pourquoi les investissements nécessaires à l'accueil d'un terminal méthanier ne se limitent pas aux seuls investissements de raccordement et de jonction du terminal avec le cœur du réseau, mais s'étendent à des investissements potentiellement très importants dans le cœur du réseau.

Il est possible que ces projets de terminaux ne voient pas tous le jour et, par conséquent, que tous les investissements de transport envisagés ne soient pas nécessaires. Ceci dépendra essentiellement des décisions de réalisation de la part des promoteurs des projets de terminaux, ces décisions ne devant intervenir qu'au cours des prochaines années.

C'est pourquoi :

- GRTgaz analyse les projets et les investissements nécessaires (en interconnexion et dans le cœur de réseau) afin d'être en mesure de les réaliser au plus près de la date de mise en service des terminaux, dans l'hypothèse où les terminaux se décident et se réalisent effectivement. Dans ce cadre, des dossiers d'études et de consultations ont déjà été engagés.
- Les projets considérés sont soumis à la condition de réalisation effective des terminaux et d'engagement de souscription des expéditeurs sur le réseau.
- Les investissements considérés sont indicatifs. Ils ne présentent aucun caractère d'engagement à ce stade de la part de GRTgaz.

Les investissements nécessaires dans le réseau de GRTgaz pour traiter la réalisation des raccordements et jonctions entre les terminaux de Dunkerque, Antifer, Montoir-extension et le cœur de réseau sont estimés aujourd'hui à un montant de 660 M€^{courants} sur la période 2008-2017.

Ce montant ne comprend pas :

- Les investissements à réaliser dans le cœur de réseau pour transporter le gaz au sein des zones entrée/sortie. Ces investissements de cœur de réseau, pour une large part communs à d'autres projets, sont abordés au paragraphe IV.4.
- Les investissements de raccordement du terminal du Verdon et d'un troisième terminal à Fos.

IV.2 Les développements des interconnexions avec les transporteurs adjacents

LE DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS D'ENTRÉE À OBERGAILBACH

En 2005, GRTgaz a lancé une consultation du marché afin de recueillir les besoins pour de nouvelles capacités d'entrée à Obergailbach.

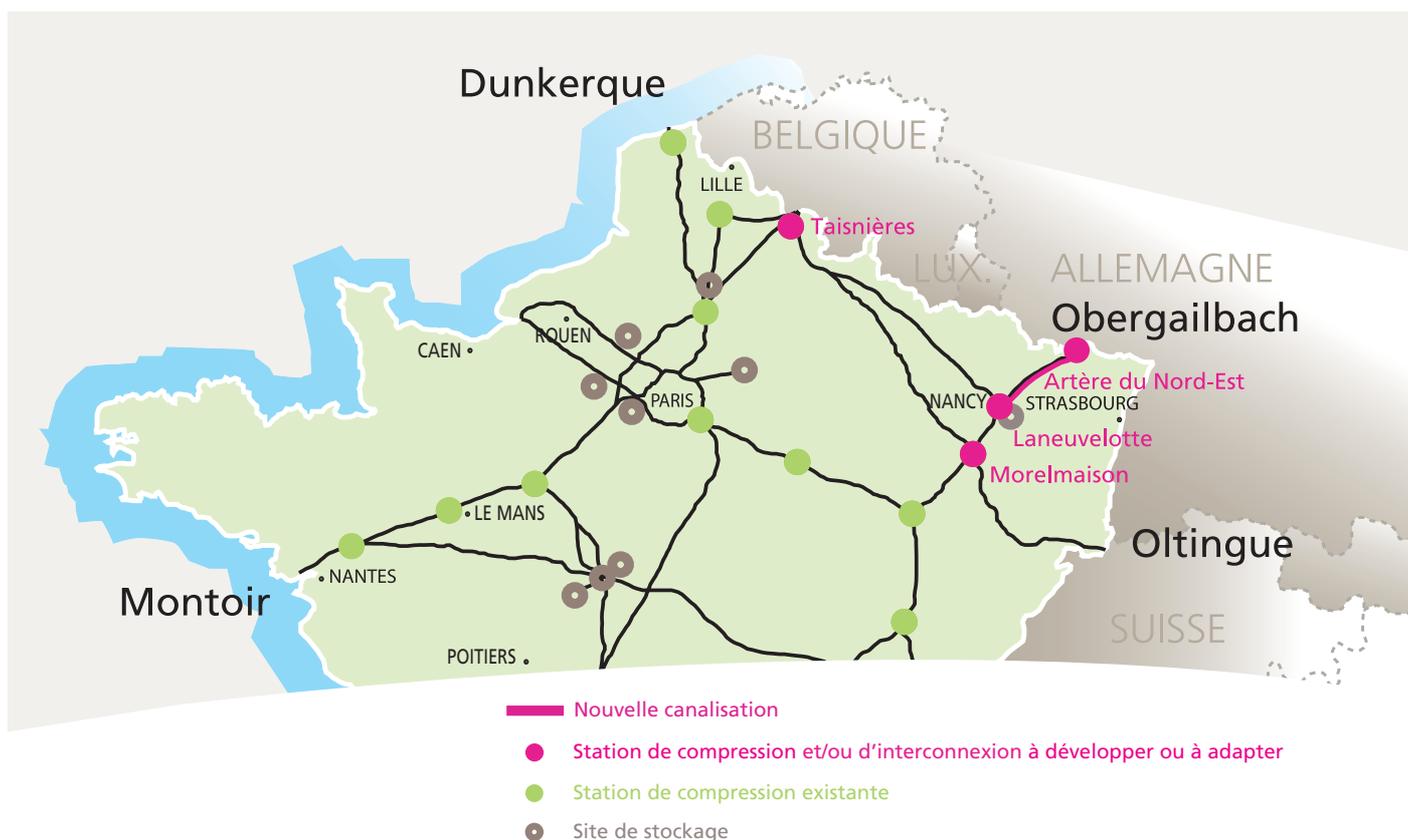
Les résultats de cette consultation ont conduit GRTgaz à planifier le développement des capacités d'entrée en deux étapes :

- une première étape de développement permet d'accroître la

capacité ferme d'entrée de 120 GWh/j, fin 2008. La capacité ferme atteindra alors 550 GWh/j ;

- une seconde étape permettra d'atteindre une capacité ferme d'entrée de 620 GWh/j, fin 2009.

Les nouvelles infrastructures nécessaires au projet de développement des capacités d'entrée à Obergailbach sont indiquées sur la carte ci-après.



Projets de développement des capacités d'entrée à Obergailbach (source GRTgaz)

Les dates prévisionnelles de mise en service de ces nouvelles infrastructures sont présentées dans le tableau suivant.

Projets	Dates prévisionnelles de mise en service
Artère du Nord-Est (doublement + adaptation de la station de réception d'Obergailbach)	2008
Station de compression de Laneuvelotte (renforcement)	2008 / 2009
Station d'interconnexion de Laneuvelotte	2010
Station d'interconnexion de Morelmaison (adaptation)	2009
Station d'interconnexion de Taisnières H (adaptation)	2009

La station d'interconnexion de Laneuvelotte est entièrement rénovée et adaptée pour assurer, dans la durée, une capacité d'acheminement cohérente avec les nouvelles capacités d'entrée à Obergailbach. Compte tenu de l'obsolescence de certaines installations de la station d'interconnexion existante, l'investissement sur cette station ne relève pas seulement du développement des capacités à Obergailbach mais aussi de la rénovation de ces installations.

Les dépenses d'investissement s'élèvent à 120 M€_{courants} sur la période 2007 – 2011.

Début 2008, E.On Gastransport a lancé une consultation portant

sur l'ensemble des points d'entrée et de sortie de son réseau, notamment le point d'interconnexion Medelsheim / Obergailbach.

GRTgaz est en mesure de développer les capacités à Obergailbach à hauteur d'environ 100 GWh/j d'ici 2013. La capacité ferme d'entrée à ce point pourrait alors atteindre 720 GWh/j.

Sous réserve d'une demande suffisante pour justifier ce développement et de règles d'allocation à définir avec l'accord de la CRE, GRTgaz envisage d'allouer ces éventuelles nouvelles capacités aux expéditeurs ayant obtenu des capacités à Medelsheim dans le cadre de l'open season 2008 d'E.On Gastransport.

LES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS À TAISNIÈRES

En 2007, Fluxys et GRTgaz ont lancé une consultation coordonnée du marché pour recueillir les besoins de développement des capacités de transport du nord de la Belgique vers la France.

L'objectif de cette consultation est en particulier de recueillir la demande d'interconnexion entre le marché de Zeebrugge en Belgique et le marché du PEG Nord en France, ainsi qu'entre le marché du TTF aux Pays-Bas et le PEG Nord via la Belgique.

Cette consultation, qui devait s'achever début 2008, a été suspendue. GRTgaz est aujourd'hui dans l'attente de la définition des conditions de ce transit en Belgique, afin de mener à son terme cette consultation coordonnée et de prendre les décisions correspondantes.

La première phase de cette *open season*, non engageante, avait marqué un fort intérêt des expéditeurs pour souscrire de nouvelles capacités sur ces liaisons entre marchés situés au cœur de l'Europe.

GRTgaz a analysé les investissements à réaliser pour répondre à la demande selon les différents niveaux attendus. Dans tous les cas, ces investissements portent essentiellement sur le cœur de réseau. En effet, l'interconnexion de Taisnières

se situe dans le cœur du réseau principal de transport, car elle permet tout aussi bien de transporter le gaz entré à Taisnières que, dans certains scénarios, de transporter le gaz entré à Obergaillbach au sein de la grande zone Nord.

Par ailleurs, GRTgaz s'est engagé, dans le cadre du projet de fusion de Suez et de Gaz de France, à développer des capacités fermes de la France vers la Belgique, à Taisnières. En effet, le niveau des capacités d'entrée en projet, notamment depuis les terminaux méthaniers, pourrait conduire à une inversion du sens physique des flux à Taisnières. Jusqu'ici, cette possibilité a été bloquée par le fait que le gaz est odorisé en France sur l'ensemble du réseau de transport, tandis qu'en Belgique la présence de soufre artificiel dans le gaz sur le réseau de transport est prohibée.

C'est pourquoi GRTgaz prévoit de placer en sortie de son réseau une installation de désodorisation du gaz. Toutefois, le procédé est complètement innovant à cette échelle. Une installation pilote fonctionne en 2008 au Centre de Recherche de GRTgaz, afin de qualifier complètement l'intérêt économique du projet, avant d'extrapoler l'installation en vraie grandeur à Taisnières. L'objectif de mise en service de cette installation, a priori d'une capacité de l'ordre de 80 GWh/j, est fixé en 2012.

LES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS AVEC LE RÉSEAU DE TIGF ET L'ESPAGNE

En 2005, GRTgaz et TIGF ont conclu un accord afin de développer de façon coordonnée les capacités de leurs réseaux respectifs dans le sud de la France. L'objectif premier de cette coordination était d'assurer l'exutoire du gaz en provenance du nouveau terminal de Fos-Cavaou, dont la construction démarrait au même moment, y compris dans le cas où le flux physique de gaz s'inverserait à la frontière espagnole, pour passer du sens historique nord vers sud au sens sud vers nord. Pour faire face à ce scénario, le renforcement de l'artère de Guyenne, qui s'étend sur le territoire de TIGF et de GRTgaz, a été engagé.

Depuis 2005, les perspectives de développement du réseau de transport dans le sud de la France ont fortement évolué. D'une part de nouveaux projets de terminaux ont émergé au Verdon et à Fos et, d'autre part, la demande du marché espagnol pour renforcer l'interconnexion avec la France, dans les deux sens, a été nettement confirmée par les acteurs de marché et les régulateurs. Toutefois, cette demande ne se limite plus seulement à l'interconnexion proprement dite, mais elle s'étend à la demande d'un lien entre le marché espagnol et le PEG Nord, lui-même lié aux marchés du nord de l'Europe.

Cette demande implique à terme de réaliser des ouvrages de transport depuis la frontière pyrénéenne jusqu'au nord de la France, afin d'assurer le transit du gaz entre ces régions éloignées. Ce n'est donc plus seulement l'interconnexion à la frontière entre les deux pays qui est concernée, mais bien l'ensemble du cœur de réseau

de GRTgaz.

Ce sujet a été placé au centre des discussions de l'Initiative Régionale Sud, animée par les régulateurs français, espagnols et portugais, et à laquelle participent activement les transporteurs, notamment ENAGÀS, GRTgaz et TIGF.

Une première étape de concertation a conduit à partager une compréhension des capacités physiques et commerciales, ainsi qu'à rapprocher les processus de décision. En effet, l'Espagne s'inscrit dans le cadre d'une planification centralisée des infrastructures, tandis que la France s'appuie sur la consultation et l'engagement contractuel des expéditeurs avec l'organisation d'*open seasons*.

À l'issue de cette première étape, les opérateurs de transport et les régulateurs se sont accordés à proposer un processus global de consultation du marché par *open season* sur le besoin de nouvelles capacités entre l'Espagne et la France. Ce processus portera sur deux axes de développement et pourrait se dérouler en une ou deux phases.

Un processus de consultation global portant sur un ou deux axes de développement

Le développement des capacités est envisagé dans les deux sens, de la France vers l'Espagne et de l'Espagne vers la France. Il est prévu aujourd'hui de consulter le marché pour collecter les engagements sur deux axes de développement :

a - Le développement de la « voie Ouest »

Ce développement permettrait de compléter d'ici à 2013 le renforcement de la route qui passe par le point d'interconnexion existant à Port-de-Larrau et par l'artère de Guyenne. Il permettrait d'accroître les capacités entre :

- l'Espagne et la zone TIGF,
- la zone TIGF et la zone GRTgaz Sud.



Capacités totales prévisionnelles correspondant au développement de la « voie Ouest » en GWh/j (source GRTgaz)

Le développement de la « voie Ouest » nécessite un programme d'investissements significatif dans les réseaux d'Enagàs et de TIGF, et, pour GRTgaz, la création d'une nouvelle station de compression à Chazelles, sur l'artère de Guyenne, située dans le cœur du réseau.

Ce programme ne coïncidera pas avec un renforcement de la capacité de liaison entre la zone GRTgaz Sud et la zone GRTgaz Nord, ce dernier n'étant pas réalisable avant 2015. Il est à noter toutefois que si la capacité de cette liaison dans le sens nord vers sud est saturée, ce n'est pas le cas dans le sens sud vers nord, pour laquelle la capacité restant disponible aujourd'hui est importante

b - Le développement de la « voie Est », avec le projet MIDCAT (Midi - Catalogne)

Ce développement permettrait de développer pour 2015 la capacité d'interconnexion physique par l'est des Pyrénées, sur une nouvelle route qui passerait dans le secteur du col du Perthus.

Ce développement permettrait de renforcer les capacités entre l'Espagne et la zone GRTgaz Sud. Cette nouvelle capacité pourrait être commercialisée de façon à permettre aux expéditeurs d'acheminer le gaz de l'Espagne à la zone Sud de GRTgaz et réciproquement.

Dans le même temps la capacité de liaison entre les zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud serait également renforcée par une route Est, empruntant l'axe Vallée du Rhône / Lyonnais / Bourgogne (Cf. § IV.5).

L'ensemble des ouvrages à construire pour développer cette voie Est est très important et conduit à un investissement également très

élevé. En considérant une décision en 2009, les délais ne permettent pas de prévoir une mise en service avant 2015.

Le programme « Est » comprendrait l'interconnexion MIDCAT, entre la frontière et l'artère du Midi, puis, dans le cœur du réseau, le doublement de l'artère du Rhône et le doublement partiel des artères de l'Est Lyonnais, de Bourgogne et éventuellement de l'artère du Midi.

Il est à noter que ces renforcements dans le cœur du réseau de GRTgaz, dont le doublement de l'artère du Rhône, contribuent à d'autres projets que le développement de l'interconnexion France - Espagne et le renforcement de la liaison Nord - Sud, parmi lesquels, le développement des interconnexions à de nouvelles capacités de regazéification dans la zone de Fos-sur-Mer et à de nouvelles capacités de stockages salins au sud de la France.

Dans tous les cas, les décisions d'investissements sont subordonnées aux approbations de la CRE en France, et des conseils d'administration des transporteurs en ce qui concerne les plans financiers.

À court terme le développement de la voie Est nécessite de préciser avec le marché sous quelle forme les capacités de cette voie pourront être commercialisées, deux grandes options pouvant en première analyse être envisagées :

- sous la forme de capacités additionnelles entrée/sortie entre les trois zones, ENAGÁS, TIGF et GRTgaz. Dans cette hypothèse les capacités « Est » viendraient s'ajouter simplement aux capacités de la voie « Ouest », dans un même lien contractuel ;
- sous la forme de capacités reliant directement le nouveau point de sortie de la zone ENAGÁS (région du Perthus) à l'entrée dans la zone GRTgaz Sud (sur l'artère du Midi). Dans cette hypothèse les capacités Est se distingueraient contractuellement des capacités Ouest.

Processus de consultation et de décision en une ou deux phases

Dans le cadre du GRI Sud, il est prévu d'engager l'ensemble du processus de consultation du marché à l'automne 2008. Ce processus devra préciser :

- les services proposés au marché ;
- les niveaux tarifaires envisagés ;
- les plannings prévisionnels d'engagement et de réalisation ;
- les modalités d'allocation des capacités.

Les transporteurs visent à recueillir à brève échéance les engagements du marché nécessaires au déclenchement du développement de la « voie Ouest ». Le développement de la « voie Est », plus complexe, nécessite de définir précisément au préalable les services et les enjeux financiers. Il conviendra notamment de définir l'impact sur les tarifs de GRTgaz des investissements de la liaison Nord - Sud, tant en structure qu'en niveau.

Compte tenu de ces enjeux, et pour éviter de retarder la commercialisation et les décisions relatives à la voie Ouest, le processus d'open season pourrait au besoin être organisé en deux phases.

LE DÉVELOPPEMENT 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; Le transit est stable et utilise une grande partie des capacités de ce point de sortie. GRTgaz a cependant reçu des marques d'intérêt de la part de plusieurs expéditeurs pour développer la capacité de sortie à Oltingue.

À cet effet, GRTgaz a entamé des discussions avec l'opérateur aval du réseau de transport ENI GTI. La faisabilité du renforcement en Suisse n'est pas acquise à ce stade. Pour GRTgaz, il pourrait être nécessaire de renforcer l'artère des Marches du Nord Est.

IV.3 Synthèse des capacités développées

En 2008, les renforcements déjà décidés ou en cours de réalisation par GRTgaz permettent de développer les capacités d'entrée à Obergailbach et à Fos pour le terminal de Fos Cavaou. Au terme de ces investissements, la situation des capacités sera synthétiquement la suivante :

PRÉVISIONS DE CAPACITÉS FERMES EXISTANTES ET ENGAGÉES AUX POINTS D'ENTRÉE ET DE SORTIE DE LA ZONE NORD					
GWh/j	2008	2009	2010	2011	2012
entrées					
PIR Dunkerque	570	570	570	570	570
PIR Taisnières H	590	590	590	590	590
PIR Taisnières B	230	230	230	230	230
PIR Obergailbach	430	550	620	620	620
PITTM Montoir	360	360	370	370	370
GRTgaz Sud → GRTgaz Nord	120	120	120	230	230
sorties					
PIR Oltingue	223	223	223	223	223

PRÉVISIONS DE CAPACITÉS FERMES EXISTANTES ET ENGAGÉES AUX POINTS D'ENTRÉE ET DE SORTIE DE LA ZONE SUD					
GWh/j	2008	2009	2010	2011	2012
entrées					
PITTM Fos	200	400	400	400	400
PIR TIGF → GRTgaz Sud	10	30	80	80	80
GRTgaz Nord → GRTgaz Sud	230	230	230	230	230
sorties					
GRTgaz Sud → TIGF	93	325	325	325	325

Le développement de nouvelles capacités d'entrée et de sortie lié aux projets des terminaux méthaniers et aux différentes interconnexions conduirait à un accroissement très significatif des capacités.

PRÉVISIONS DE CAPACITÉS FERMES AUX POINTS D'ENTRÉE ET DE SORTIE DE LA ZONE NORD	
GWh/j	À terme (selon les développements retenus par les opérateurs d'infrastructures adjacentes)
entrées	
PITTM Dunkerque	360 ⁽¹⁾
PIR Taisnières H	770
PIR Taisnières B	230
PIR Obergailbach	720
PITTM Montoir	420 ⁽¹⁾
PITTM Antifer	315 ⁽¹⁾
GRTgaz Sud → GRTgaz Nord	230 ⁽²⁾
sorties	
PIR Oltingue	280

(1) Hypothèse de modulation du terminal de 330 jours par an.

(2) Sans développement de la liaison Nord-Sud.

PRÉVISIONS DE CAPACITÉS FERMES AUX POINTS D'ENTRÉE ET DE SORTIE DE LA ZONE SUD	
GWh/j	À terme (selon le calendrier retenu par les opérateurs d'infrastructures adjacentes)
entrées	
PITTM Fos	410
PIR TIGF → GRTgaz Sud	255
PIR Midcat → GRTgaz Sud	230
GRTgaz Nord → GRTgaz Sud	230 ⁽²⁾
sorties	
GRTgaz Sud → Midcat	180 ⁽²⁾
GRTgaz Sud → TIGF	375

(2) Sans développement de la liaison Nord-Sud.

Les développements engagés permettent un accroissement des capacités d'entrée et de sortie du réseau GRTgaz de l'ordre de 30 % entre 2008 et 2011 (de l'ordre de 200 GWh/j dans la zone Nord et 500 GWh/j dans la zone Sud). Si tous les projets envisagés se concrétisent, ces capacités seraient augmentées de près de 80 % à terme par rapport à 2008, avec un développement équivalent dans la zone Nord et dans la zone Sud.

IV.4 Les conséquences du développement des capacités d'entrée et de sortie sur le cœur de réseau

LES RENFORCEMENTS NÉCESSAIRES

Dans le cadre de la gestion des zones entrée/sortie, les renforcements du réseau nécessaires au développement des points d'entrée et de sortie ne se limitent pas au réseau immédiatement adjacent à ces points d'interconnexion. Les renforcements nécessaires s'étendent également au cœur de réseau afin de pouvoir gérer des scénarios extrêmement variés. En effet, sans développement des capacités au cœur du réseau, des congestions apparaîtront avec les nouvelles capacités d'entrée, privant les nouveaux approvisionnements d'exutoires suffisants et limitant leur zone d'influence.

Ainsi, avec le développement des terminaux méthaniers dans la zone d'équilibrage Nord, il deviendrait possible d'alimenter l'ensemble de cette zone, soit exclusivement par du GNL issu des terminaux méthaniers situés à l'ouest de la zone, soit uniquement par du gaz en provenance des frontières avec l'Allemagne et la Belgique situées au nord-est de la zone. Cette situation place le cœur de réseau en contrainte, car il doit alors pouvoir acheminer des flux maximaux dans les deux sens. La croissance des capacités d'entrée du réseau de GRTgaz implique nécessairement le développement

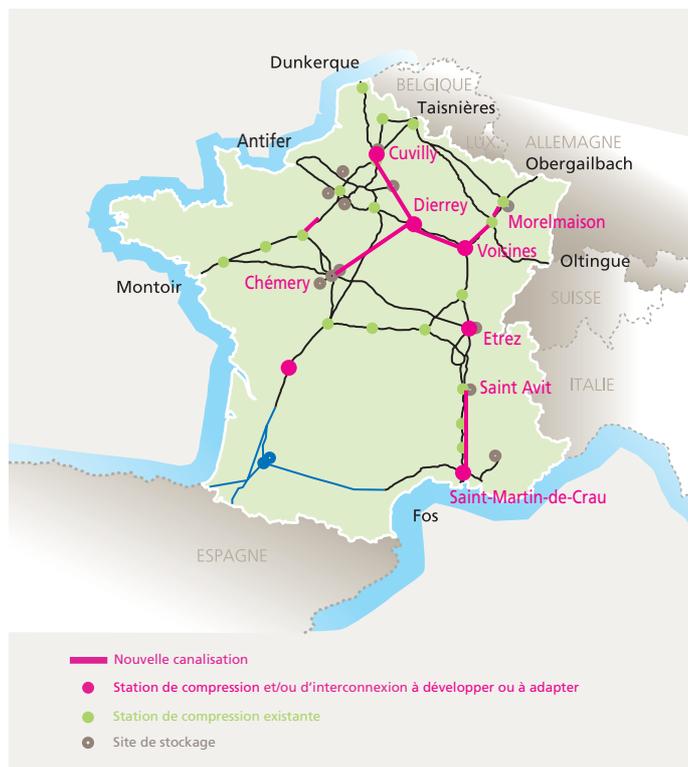
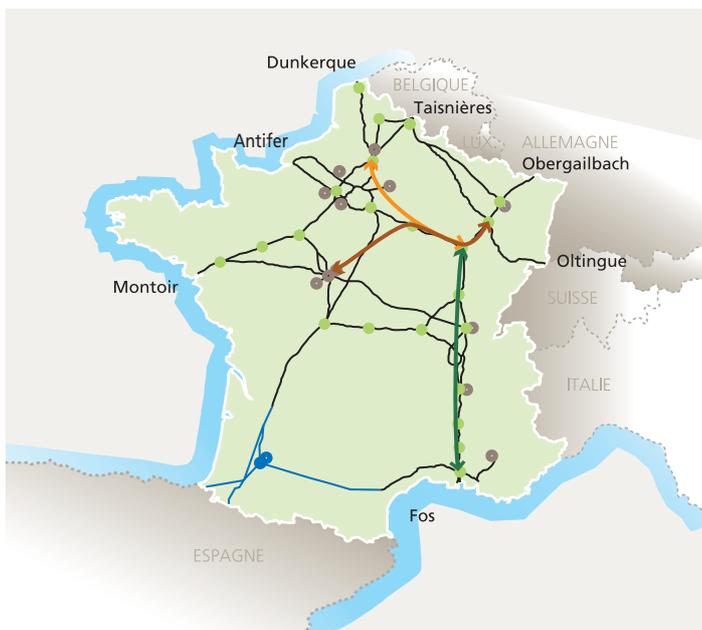
du cœur du réseau afin d'acheminer ce gaz et de permettre les nouveaux scénarios d'approvisionnement et d'arbitrage entre les ressources de gaz.

L'accroissement des capacités d'entrée et de sortie impacte significativement le cœur du réseau, tant dans la zone Nord que dans la zone Sud. Pour traiter ces nouveaux flux d'entrée, totalement ou partiellement, il sera nécessaire d'en-

gager le renforcement du cœur de réseau sur plusieurs axes de transport, impliquant de poser de nouvelles canalisations de très fort diamètre, avec les compressions associées, en particulier :

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

Renforcements nécessaires sur le cœur du réseau (source GRTgaz)



L'ordre de grandeur des investissements qui seraient à réaliser au cœur du réseau dans la période 2008-2017, en lien avec les prévisions de capacités d'entrée et de sortie évoquées dans les tableaux du paragraphe précédent, s'élèverait à environ 2000 M€^{courants}, principalement concentrés entre 2012 et 2015. Par rapport à ce scénario, toute diminution ou augmentation des capacités d'entrée ou de sortie pourrait entraîner respectivement une baisse ou une hausse des renforcements du cœur de réseau.

Il est à noter que la création d'un terminal au Verdon impactera significativement le cœur du réseau de GRTgaz. En effet, le nouveau flux physique de gaz viendrait potentiellement s'ajouter aux flux issus d'Espagne et de Fos, nécessitant a minima de doubler les artères du Rhône et de l'Est-Lyonnais, afin d'acheminer l'ensemble des flux en direction du nord. Cet impact sur le cœur du réseau est indépendant du tracé du raccordement, qu'il soit directement raccordé au réseau de TIGF au sud de la Gironde, ou au réseau de GRTgaz au nord de la Gironde (ces différentes options sont en cours d'analyses).

Le développement des CCCG, important et relativement concentré dans le Sud-Est, le Nord, l'Est et l'Île-de-France, impacte également le cœur de réseau, en générant des flux de sortie très concentrés vers ces zones, accompagnés d'une modulation horaire.

Pour GRTgaz il apparaît :

- qu'une bonne part de ces projets devrait être engagée pour permettre le développement de ces nouvelles capacités d'entrée et de sortie;

- mais qu'aucun des projets majeurs de nouveau terminal n'a été décidé aujourd'hui, et pas davantage aux interconnexions frontalières ; il est possible que certains de ces projets ne voient pas le jour.

Aussi GRTgaz se prépare à la fois à assurer la réalisation de ces ouvrages majeurs mais considère que les décisions de réalisation – donc d'investissement – ne pourront être prises que lorsque :

- **les projets des opérateurs adjacents seront formellement décidés;**
- **l'engagement des expéditeurs à souscrire les nouvelles capacités de transport sera acquis.**

Par ailleurs, le planning de réalisation de ces travaux dépendra de multiples éléments qui sont hors de la maîtrise de GRTgaz :

- le calendrier des décisions des opérateurs adjacents, qui impactera la détermination des ouvrages nécessaires de cœur de réseau et leur ordre d'engagement;
- les procédures d'autorisation de ces ouvrages;
- la disponibilité des ingénieries, fournisseurs et entreprises de travaux, dans un contexte durable de tension de ce marché.

C'est pourquoi, faute de visibilité sur les plannings de décision des terminaux, comme des opérateurs adjacents, il convient de prendre avec prudence les prévisions de développement, et de ne les considérer qu'à titre indicatif jusqu'à leur engagement effectif.

CONSÉQUENCES ÉCONOMIQUES

Les développements envisagés à terme sur le réseau de GRTgaz, interconnexions et renforcement du cœur de réseau, risquent de représenter un coût important qui s'accompagnerait vraisemblablement, le cas échéant, d'une hausse tarifaire. Dans ce contexte la péréquation tarifaire opérée par GRTgaz sur les Points d'Interconnexion Réseau, les Points d'Interconnexion Terminaux Méthaniers et les Points de Sortie pourrait être questionnée.

Le cœur de réseau a la particularité qu'un de ses ouvrages sert potentiellement à traiter les flux de gaz en provenance ou en direction de tous les points d'interconnexion. Il est ainsi difficile d'affecter tel ou tel ouvrage du cœur de réseau à tel ou tel terminal méthanier, ou encore à tel ou tel point d'entrée/sortie frontière.

Une telle affectation demeure possible en pure théorie marginaliste et pourrait suggérer d'affecter le coût sur le tarif du point d'entrée. Mais cette politique conduirait à des effets d'aubaine, ou inversement très pénalisants, selon l'ordre d'arrivée des projets, peu compatibles avec la conduite de ces projets majeurs. Ainsi, le premier terminal qui serait décidé verrait le tarif du point d'entrée correspondant supporter l'essentiel des coûts du développement du cœur de réseau. Le terminal suivant ou encore le développement de l'interconnexion avec un autre réseau bénéficierait des capacités ainsi créées.

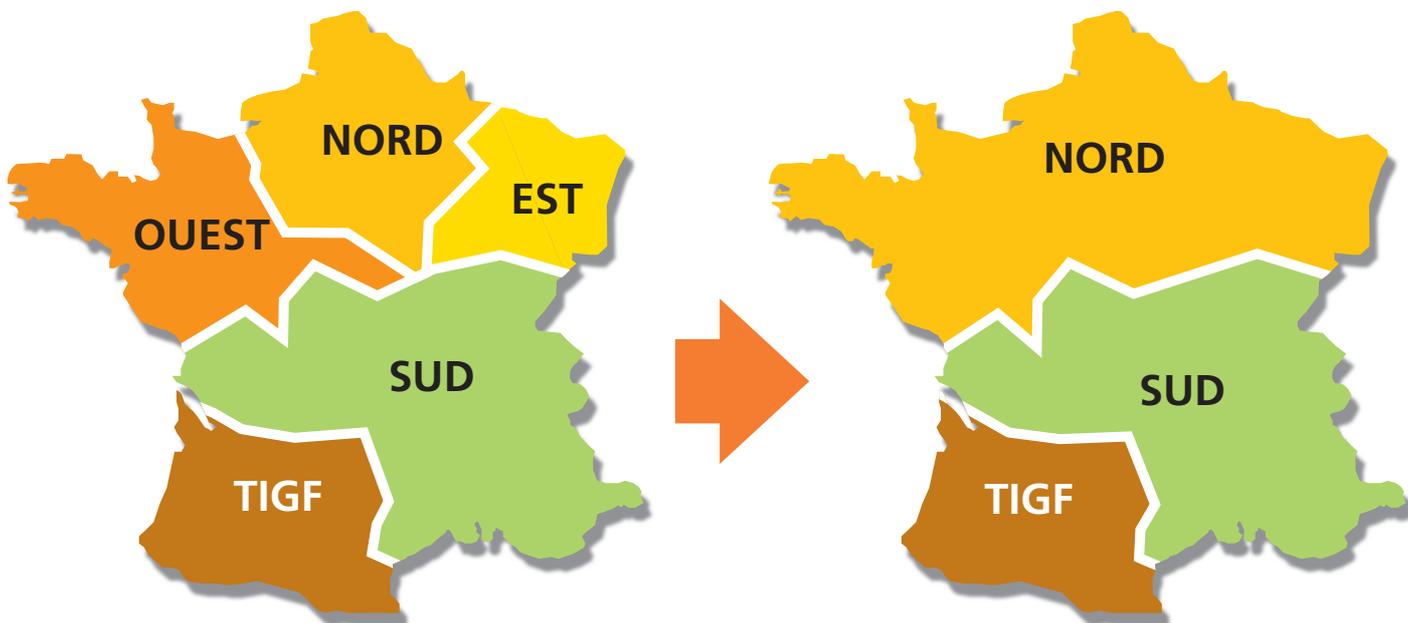
Au vu de ces éléments, GRTgaz reste favorable au principe de péréquation qui présente l'avantage de simplifier l'offre d'acheminement pour les expéditeurs.

IV.5 L'accroissement des capacités de liaison entre les zones entrée/sortie et la fusion des zones

LA FUSION DE TROIS ZONES D'ÉQUILIBRAGE AU 1^{ER} JANVIER 2009

Le réseau de transport n'était pas conçu historiquement pour une utilisation souple des points d'entrée, mais pour des flux connus à l'avance, basés sur les contrats long terme d'approvisionnement. Les limitations physiques associées à ce réseau ont ainsi conduit au découpage en 4 zones entrée/sortie au 1^{er} janvier 2007, répercutant aux utilisateurs les contraintes sur les flux.

Pour adapter le réseau aux besoins du marché, GRTgaz a engagé les investissements nécessaires à la fusion des trois zones situées au nord de la France. Cette fusion se traduira en 2009 par un réel bénéfice pour les expéditeurs qui pourront sans limite acheminer leur gaz sur l'ensemble de la nouvelle zone Nord, à partir de n'importe quel point d'entrée sur cette zone. Il en résultera également une simplification du schéma tarifaire actuel.



Évolution du schéma tarifaire au 1^{er} janvier 2009 – Passage de 4 à 2 zones (source GRTgaz)

À cette échéance, le nombre de zones en France sera donc réduit à trois : les deux zones GRTgaz, Nord et Sud, et la zone TIGF, interconnectées en série.

La zone Nord se décompose en deux périmètres d'équilibrage physique, liés respectivement au gaz H et au gaz B.

Pour améliorer la fluidité entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF, GRTgaz et TIGF ont entamé un processus d'harmonisation de leurs conditions d'accès, en mettant notamment en place des règles communes pour la souscription et l'allocation des capacités et la gestion de la congestion. Tout expéditeur qui souscrit de la

capacité chez GRTgaz ou TIGF, à l'interface entre les deux réseaux, est assuré de disposer de la même capacité sur l'autre réseau.

Par ailleurs, la simplification de la représentation contractuelle aboutira à une liaison unique entre les zones GRTgaz Sud et TIGF. Les transporteurs reprennent ainsi à leur compte la complexité de gestion d'interfaces physiques multiples pour ne proposer qu'un concept simple au marché : entre deux zones entrée/sortie, il n'existe pour l'expéditeur qu'un seul chemin. L'ensemble de ces dispositions doit permettre d'améliorer l'intégration du marché des zones Sud de GRTgaz et TIGF dès 2009.

LE DÉVELOPPEMENT DE LA CAPACITÉ ENTRE LES ZONES NORD ET SUD DE GRTgaz

La commercialisation des capacités disponibles entre les deux zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz a été faite au début de 2008. Elle a montré une demande des expéditeurs supérieure à la capacité offerte, et les capacités disponibles ont été allouées au prorata des demandes.

Dans ce contexte, la question du développement de la capacité entre ces deux zones, particulièrement dans le sens nord vers sud, est activement posée par le marché.

En pratique, la congestion entre le nord et le sud de la France est profondément marquée dans le réseau. En effet, historiquement les fortes zones de consommation du sud-est de la France étaient desservies par le GNL arrivant à Fos, et complétées par le gaz descendant du nord de la France vers le sud, principalement par le couloir Est empruntant les artères de l'Est, de Bourgogne, de l'Est-Lyonnais et du Rhône. Ainsi, la capacité de transport commercialisable de la zone Nord à la zone Sud de GRTgaz est limitée à 230 GWh/j.

Cette congestion résulte non seulement d'une limitation de la capacité des ouvrages proches de la frontière des deux zones, mais également, et surtout, d'un manque de capacité permettant à l'intérieur des zones Nord et Sud d'amener le gaz des points d'entrées (Fos ou Taisnières) vers la liaison.

La création de l'ordre de 200 GWh/j de capacités supplémentaires conduirait schématiquement à doubler les capacités d'acheminement d'un axe Lille - Marseille. Les investissements principaux à consentir 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;
- doublement partiel de l'artère du Nord-Est;
- doublement partiel 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 et Etrez.

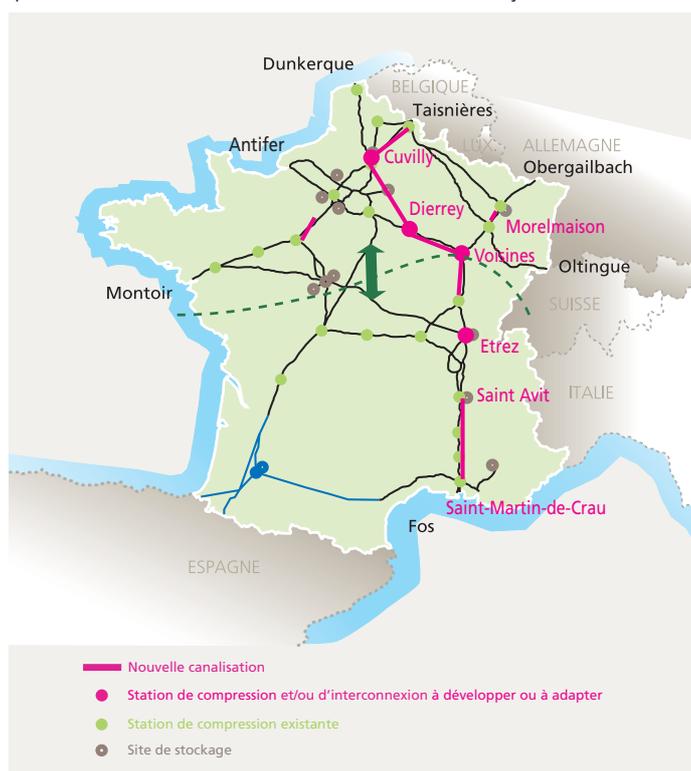
Ces développements conduisent à poser plus de 800 km de canalisations. L'importance exceptionnelle de ce programme comporte un risque sur le délai standard de réalisation des grands ouvrages, qui est de l'ordre de 5 à 6 ans.

Le montant global de ces développements est estimé aujourd'hui à environ 1 600 M€₂₀₀₈.

Si le coût de cet accroissement de capacité devait être recouvert uniquement via les recettes de la liaison, le tarif de liaison devrait être triplé pour atteindre environ 700 €/MWh/j en euros constants (200 €/MWh/j envisagé en 2009).

Cependant, les ouvrages de cœur de réseau envisagés pour l'accroissement des capacités de la liaison Nord-Sud permettent également, moyennant le développement des interconnexions, un accroissement des capacités d'entrée-sortie sur le réseau de l'ordre de 300 GWh/j au Nord et de 200 GWh/j au Sud.

Dans le cas où le cœur de réseau aurait déjà été renforcé au titre du développement des points d'entrée et de sortie, les investissements supplémentaires à engager, estimés à environ 400 M€₂₀₀₈, seraient très inférieurs aux ordres de grandeurs évoqués ci-dessus. L'impact tarifaire serait nettement moindre dans la mesure où une partie des coûts d'investissement serait couverte par les recettes provenant des nouveaux points d'entrée. Dans ce cas, le coût de la liaison pourrait rester inférieur au seuil de 300 €/MWh/j.



(source GRTgaz)

LA FUSION DES DEUX ZONES GRTgaz NORD ET SUD

L'étape ultime du processus de simplification du système couvert par GRTgaz consisterait à ne créer qu'une seule zone d'équilibrage. Cette fusion nécessiterait cependant des investissements très importants.

En effet, une zone unique reviendrait à pouvoir desservir l'ensemble du territoire couvert par GRTgaz, soit environ 80 % de la consommation française, par le gaz en provenance de deux ou trois points d'entrée, alternativement au Nord, au Sud, à l'Est ou à l'Ouest.

Les investissements supplémentaires correspondent à l'achèvement du doublement de l'axe Lille - Marseille, à savoir :

- achèvement du doublement de l'artère du Nord-Est;
- achèvement du doublement de l'artère de Bourgogne;
- doublement de l'artère Est Lyonnais;
- renforcement des stations de compression de Dierrey, Voisines, Palleau, Etrez et Saint Avit.

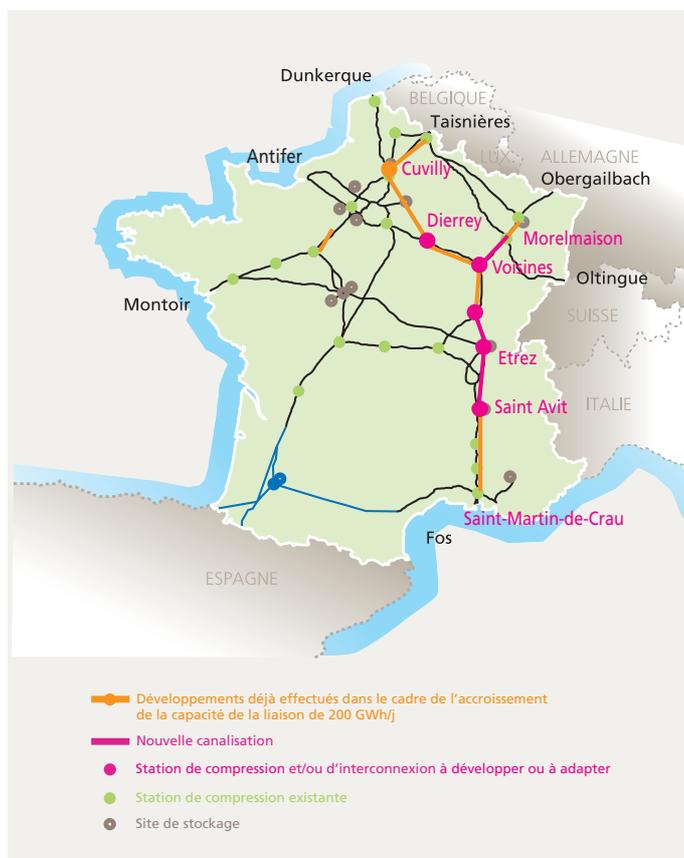
Le coût d'investissement d'une telle fusion est estimée à environ 800 M€₂₀₀₈ supplémentaires, venant s'ajouter au 1 600 M€₂₀₀₈ nécessaires à l'augmentation de la liaison Nord-Sud de 200 GWh/j. Du fait de la disparition des termes de liaison, la totalité du coût devrait être imputé aux autres termes tarifaires. Ce coût total (2 400 M€₂₀₀₈), engendrerait un quasi doublement des termes de capacité d'entrée et de sortie du réseau principal tels qu'envisagés pour 2009. Ces coûts d'investissement peuvent paraître élevés au regard de la situation d'autres pays en Europe, qui ont déjà développé une seule zone sur leur territoire, et conduisent à s'interroger sur ce qui différencie la situation française.

En pratique, les différences entre pays sont très importantes :

- La France présente une densité de consommation gaz beaucoup plus faible que tous ses voisins européens, résultant d'un territoire étendu au regard d'une consommation finale et de transit de gaz limités. En pratique une zone unique entrée/sortie GRTgaz présenterait une surface sept à huit fois supérieure à la zone unique des Pays-Bas, ou de la Belgique.
- La France possède des points d'entrée répartis sur toutes ses frontières et sa façade maritime, de telle sorte que les flux de gaz peuvent prendre toutes les directions, alors que chez ses voisins européens les flux de gaz restent en très grande partie mono-directionnels.

- En France, les zones entrée/sortie sont gérées en l'absence de lien entre entrée et sortie, sans condition lors de la souscription, et sans contrainte de flux imposée aux expéditeurs.

Il faut ajouter que la création d'une zone unique induira mécaniquement une hausse des coûts des investissements nécessaires au développement ultérieur de nouvelles capacités d'entrée. En effet, toute nouvelle congestion induite par un nouveau point d'entrée serait à lever sur la zone unique et non plus sur une zone « limitée » à la moitié de la France.



(source GRTgaz)

V HYPOTHÈSE INDICATIVE D'INVESTISSEMENTS SUR LA PÉRIODE 2008 - 2017

Il est délicat de construire une prévision d'investissements sur l'ensemble de la période, en raison de la multiplicité des projets envisagés et de la grande incertitude pesant sur leur réalisation, les décisions n'intervenant probablement pas avant une ou plusieurs années. L'exercice est d'autant plus délicat que les projets présentent entre eux de fortes interactions quant à leurs conséquences sur le cœur du réseau de transport.

Toutefois, il est intéressant de formuler une hypothèse sur les investissements futurs, notamment pour mesurer l'impact possible des investissements envisagés sur les tarifs de transport de GRTgaz et évaluer ainsi globalement leur pertinence. Cette perspective à court et moyen terme constitue une base de dialogue avec l'ensemble des acteurs du marché : expéditeurs, ingénieries, entreprises de construction...

Cette hypothèse d'investissements a été construite en intégrant :

- Les investissements de fluidité en cours de réalisation, qui représentent 545 M€.
- Les projets de développement pour lesquels GRTgaz a déjà entrepris des études de faisabilité, donc hormis notamment le développement de la liaison Nord/Sud. Pour l'ensemble de ces projets une hypothèse de 60 % des investissements a été retenue, afin de tenir compte du fait que ces projets ne se réaliseraient probablement pas tous, ou pas tous simultanément ; il résulte de cette estimation une nouvelle enveloppe d'investissements liés au développement de ces projets de 2000 M€ sur la période.
- Les programmes d'investissements non liés à la fluidité, qui peuvent être estimés avec un certain degré de confiance en dehors de toute rupture dans le cadre réglementaire, représentent 2400 M€.

Dans ce cadre l'hypothèse indicative d'investissements s'élève à environ 5000 M€ sur la période. Il est tout à fait clair que cette hypothèse n'a qu'un caractère exploratoire, et que le montant réel des investissements dépendra des projets réellement engagés parmi les projets connus à ce jour ou encore à venir.

En prenant cette hypothèse d'investissement et en lui associant une hypothèse parallèle sur les capacités de transport qui seront développées, soit 60 % des projets envisagés dans cette hypothèse, il est possible de mesurer l'impact économique des investissements.

Le ratio « Base d'actifs régulée / Capacités d'entrée offertes » est utilisé pour mesurer cet impact. Il s'agit d'un indicateur très simplifié, mais de nature à éclairer sur la tendance du prix moyen de transport, toutes choses égales par ailleurs.

Cet indicateur est évalué en monnaie courante, avec une hypothèse d'inflation à 2 % par an. Il montre :

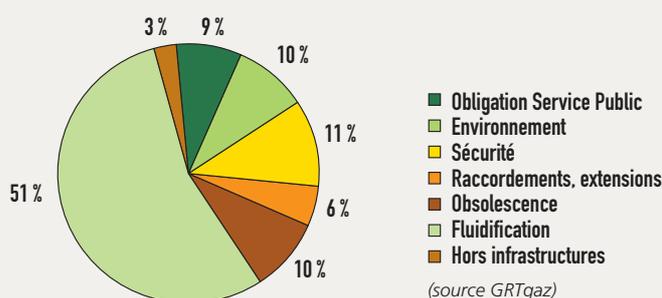
- sur l'ensemble de la période 2008-2017, une hausse moyenne annuelle supérieure à l'inflation de l'ordre de 1 %, soit proche de 3 % par an ;
- sur le début de période, soit de 2008 à 2012, une hausse moyenne annuelle supérieure à l'inflation d'un peu plus de 2 %, soit un peu plus que 4 % par an.

Cette tendance montre que les investissements envisagés impliquent une hausse du tarif de transport, au-delà de l'inflation des prix de détail. Cette hausse reste modérée, en particulier si on la rapporte à l'évolution actuelle des coûts de réalisation des ouvrages et à l'évolution actuelle des prix de l'énergie.

Toutefois, on constate que la hausse est plus élevée à court terme, ceci s'expliquant par la concomitance du développement de la fluidité, déjà bien engagée par la décongestion du réseau au nord et par les renforcements des capacités d'entrée à Obergaillbach et Fos, avec le programme de réduction des émissions polluantes.

Enfin, il est clair que la décongestion du réseau entre Nord et Sud, partielle ou totale, conduirait à une évolution beaucoup plus marquée. Cette évolution reste d'ailleurs délicate à mesurer, puisque les investissements à réaliser pour une telle décongestion sont très différents selon que les interconnexions sont développées par ailleurs.

Répartition des investissements par finalités





ANNEXE I LA CONSOMMATION EN FRANCE ET LES SOUSCRIPTIONS NORMALISÉES

1 - 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 des transporteurs, 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 cinquante ans ;
- une température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans.

Cette obligation s'applique aux transporteurs pour les clients domestiques, les clients non-domestiques n'ayant pas souscrit de

contrat de fourniture interruptible, 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 livraison soient disponibles et suffisantes pour les besoins des consommateurs.

À cette fin, GRTgaz retient des hypothèses normatives d'évolution de la consommation, en volume et en pointe. Ces hypothèses normatives doivent être raisonnablement prudentes, afin de couvrir les risques définis ci-dessus pour l'activité de transport, et n'ont pas vocation à être utilisées dans un autre contexte.

2 - La demande de gaz par secteur

Pour élaborer ses hypothèses normatives d'évolution de la demande de gaz, GRTgaz utilise un modèle intégrant plusieurs facteurs macroéconomiques et prenant en compte une segmentation du marché par typologie de clients (Résidentiel / Tertiaire / Industrie / Énergie).

Pour les hypothèses à moyen terme, à l'horizon de 3 ans, 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 des prévisions de consommation qui sont ensuite consolidées 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.

Au-delà de 3 ans, GRTgaz utilise l'approche sectorielle pour cerner les évolutions tendanciennes de consommation. Dans ce cadre, les principales hypothèses retenues pour cette étude prospective 2008-2017 sont les suivantes :

- **Résidentiel, tertiaire et Gaz Naturel Véhicule** : + 0,3 % par an en moyenne sur la période 2007-2017, compte tenu des effets de l'évolution du climat et de la mise en place progressive de réglementations environnementales, notamment à la suite du « Grenelle » de l'Environnement.

- **Industrie et raffinage** : + 1,2 % par an en moyenne à l'horizon 10 ans, grâce au développement des usages matière première, raffinage (production d'hydrogène) et biocarburants. Hors raffinage et biocarburants, la progression est de 0,7 % par an. La production de biocarburants est tirée par des objectifs d'incorporation en hausse. Elle devrait compenser les effets d'une réglementation moins favorable à l'industrie sucrière prise dans le cadre de l'Organisation Mondiale du Commerce.

- **Production d'électricité centralisée** : l'hypothèse de consommation retenue à court et moyen terme repose sur la connaissance des projets et sur une évaluation de la probabilité de leur aboutissement. GRTgaz est, en effet, en relation directe avec RTE (gestionnaire du réseau de transport d'électricité en France) et les opérateurs qui développent des projets de centrales à cycle combiné gaz (CCCG). À plus long terme, GRTgaz utilise les hypothèses d'offre et de demande d'électricité élaborées par RTE et reprises par la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique (PPIe).

- **Cogénération** : l'hypothèse retenue est celle d'une stabilité des consommations de gaz naturel, avec une forte incertitude liée à l'évolution du cadre réglementaire applicable.

Le tableau suivant présente les hypothèses normatives de la demande de gaz sur le périmètre de GRTgaz, pour la période 2008-2017 et par secteur d'activité :

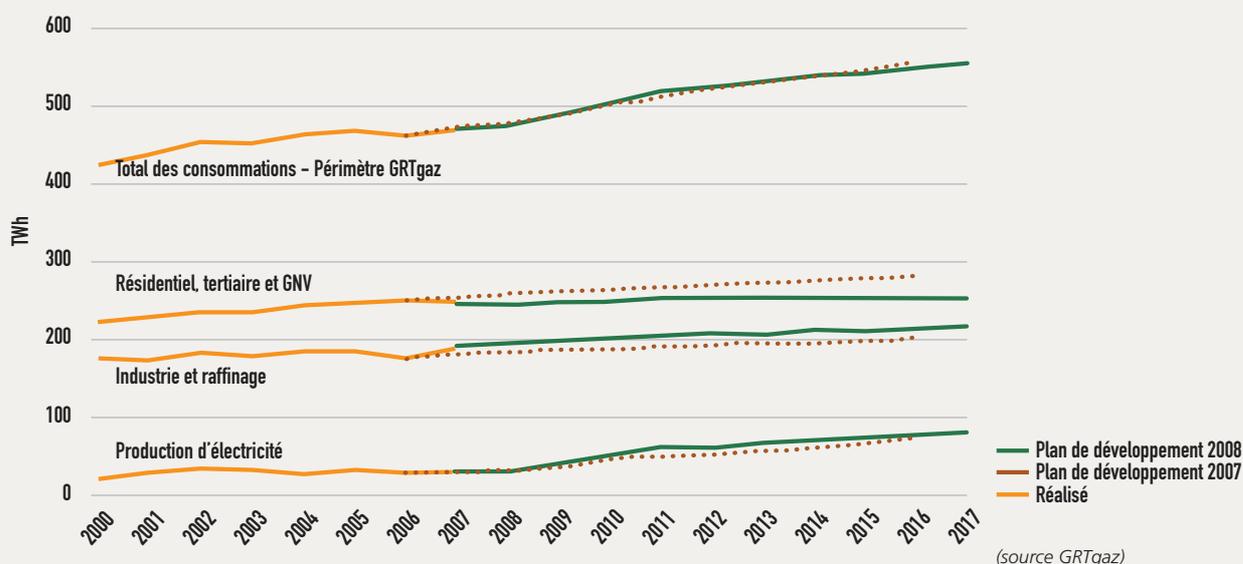
Hypothèses de mai 2008 Unité : TWh	2007*	2008	2010	2015	2017	TCAM** 2007-2017
Secteur résidentiel tertiaire	246	247	250	254	254	0,3 %
Secteur industrie y compris raffinage	193	198	203	214	217	1,2 %
Industrie hors raffinage et biocarburants	181	182	186	192	195	0,7 %
Production d'électricité centralisée et des cogénérations	31	32	51	76	83	10,4 %
Consommations propres aux gestionnaires de réseaux	6	6	6	6	6	0,6 %
TOTAL	476	483	510	549	561	1,6 %

*Consommations réalisées

**Taux de croissance annuel moyen

N.B. : GRTgaz publie sur son site internet www.grtgaz.com des informations régulières concernant l'évolution des consommations de gaz sur son territoire.

Comparaison des hypothèses de consommation établies en 2007 et 2008



(source GRTgaz)

3 - La demande de gaz en pointe

MODÉLISATION DES CONSOMMATIONS DE POINTE

Le décret relatif aux obligations de service public prend en compte un scénario climatique défini comme une période de trois jours à une température extrêmement basse telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans. Ce scénario, appelé « pointe de froid 2 % », est le plus contraignant pour le réseau régional de transport, c'est-à-dire la partie du réseau qui assure la desserte de gaz vers les consommateurs.

Pour respecter ses obligations, GRTgaz doit évaluer la demande de gaz à la pointe de froid 2 % afin d'adapter les capacités d'acheminement sur le réseau régional et les capacités de livraison.

En fonction de leur niveau de consommation, les consommateurs de gaz naturel sont alimentés soit directement à partir du réseau de transport (on parle de « clients directs »), soit à partir d'un réseau de distribution.

Les clients directs, centrales de production d'électricité, raffineries, gros industriels ou sites tertiaires importants, connaissent bien leur demande de gaz à la pointe, qu'ils ont d'ailleurs souvent les moyens de piloter en modulant leur activité. GRTgaz considère donc que la capacité nécessaire pour ces consommateurs est celle souscrite par les expéditeurs qui les alimentent.

Les consommateurs raccordés aux réseaux de distribution, a contrario, ne connaissent pas précisément leur demande de gaz à la pointe, notamment parce que la plupart d'entre eux ne font pas l'objet d'une relève journalière de leurs consommations.

En revanche, les quantités livrées aux réseaux de distribution sont mesurées ou calculées chaque jour ; GRTgaz a donc la possibilité d'estimer la demande de gaz à la pointe au moyen d'une « analyse de l'hiver ».

LA MÉTHODE EMPLOYÉE POUR L'ANALYSE DE L'HIVER

Chaque année, GRTgaz se fonde sur une analyse de l'hiver écoulé pour extrapoler la demande de gaz dans le scénario de pointe de froid 2%.

Le décret relatif aux obligations de service public intègre le fait, constaté empiriquement, que la quantité de gaz consommée un jour donné pour se chauffer dépend non seulement de la température du jour, mais aussi de celles de la veille et de l'avant-veille (inertie thermique).

Il est possible, par une étude statistique, de définir les poids α_0 , α_1 et α_2 à affecter aux températures des jours j , $j-1$ et $j-2$ pour que la moyenne pondérée ($\alpha_0 \cdot T_j + \alpha_1 \cdot T_{j-1} + \alpha_2 \cdot T_{j-2}$) qui en résulte présente la meilleure corrélation possible avec la consommation du jour j .

Cette moyenne pondérée, appelée « température efficace », est utilisée par GRTgaz pour analyser les consommations journalières en période froide. La température efficace est calculée avec la formule suivante :

$$T_{eff} = 0,64 T_j + 0,24 T_{j-1} + 0,12 T_{j-2}$$

La détermination de la demande de gaz à la pointe pour les réseaux de distribution repose sur le modèle suivant :

- Les installations de chauffage sont mises en service en deçà d'une certaine température seuil « T_s ». La consommation à la température T_s est notée « E_0 ».
- Pour des températures efficaces plus froides que T_s , la consommation augmente proportionnellement à $(T_s - T_{eff})$, le coefficient

de proportionnalité étant le gradient noté G .

- La demande de gaz à la pointe est déterminée en ajoutant à E_0 le produit du gradient par $(T_s - T_{eff})$, où T_{eff} désigne la température efficace résultant d'une « période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans ».

On a donc, pour chaque jour j , la consommation donnée par la relation suivante :

$$E_j = E_0 + G (T_s - T_{eff})$$

Cette relation devient, à la pointe de froid :

$$E_2 = E_0 + G (T_s - T_{2eff})$$

- avec :
- E_j la consommation mesurée ou calculée pour le jour j ;
 - E_0 la consommation à la température seuil T_s ;
 - E_2 la consommation à la pointe de froid 2%.

Les consommations utilisées pour les analyses sont celles en journée gazière, déterminées entre 6 heures le matin du jour j et 6 heures le lendemain matin. Les consommations des week-ends, jours fériés, ponts et vacances scolaires ne sont pas prises en compte, car elles sont sensiblement inférieures aux consommations des autres jours à température équivalente.

Par souci d'homogénéité avec la consommation du jour « j », la température du jour « j » est prise égale à la moyenne de huit températures instantanées, relevées toutes les trois heures entre 6 heures du matin le jour « j » et 3 heures le lendemain matin.

ÉVOLUTION DES CONSOMMATIONS DE POINTE EN FRANCE

L'hypothèse de consommation à la pointe de froid déduite de l'analyse de l'hiver 2007-2008 est inférieure de l'ordre de 4% à celle de l'hiver 2006-2007.

Ce phénomène récent pourrait s'expliquer notamment par un changement de comportement des consommateurs, en particulier des ménages, sous le double effet de la hausse du prix des énergies et de l'impact du « Grenelle » de l'Environnement. Faute de recul, il est difficile de déterminer aujourd'hui si cette baisse est encore

conjoncturelle ou constitue déjà une tendance de fond.

Pour la période 2008 – 2017, les hypothèses de consommation à la pointe de froid 2% et en année gazière, sur le réseau de GRTgaz, sont données dans le tableau ci-dessous.

On constate que la demande de gaz à la pointe est approximativement égale à 1% de la consommation annuelle pour les clients raccordés aux réseaux de distribution et à 0,5% de cette consommation annuelle pour les clients directs.

Hypothèses de mai 2008		TCAM *** 2007/08 2017/18	2007/08	2010/11	2015/16	2017/18
TOTAL	Année gazière* (TWh)	1,7 %	481	520	560	571
	P2** totale (GWh/j)	1,4 %	3866	4142	4405	4456
	P2 ferme (GWh/j)	1,5 %	3710	3984	4253	4307
Distributions publiques	Année gazière (TWh)	0,4 %	315	320	326	327
	P2 totale (GWh/j)	0,4 %	3031	3084	3142	3151
	P2 ferme (GWh/j)	0,3 %	2983	3031	3082	3088
Clients directs	Année gazière (TWh)	4,0 %	163	196	230	240
	P2 totale (GWh/j)	4,6 %	817	1042	1245	1286
	P2 ferme (GWh/j)	5,4 %	710	938	1154	1201
Consommations propres GRTgaz	Année gazière (TWh)	0,7 %	4,1	3,8	4,2	4,4
	P2 totale (GWh/j)	0,7 %	17,0	15,9	17,5	18,3
	P2 ferme (GWh/j)	0,7 %	17,0	15,9	17,5	18,3

*Année gazière : du 1^{er} novembre de l'année N au 31 octobre de l'année $N + 1$ **P2 : demande de gaz à la pointe de froid au risque 2% ***Taux de croissance annuel moyen

4 - Les souscriptions normalisées

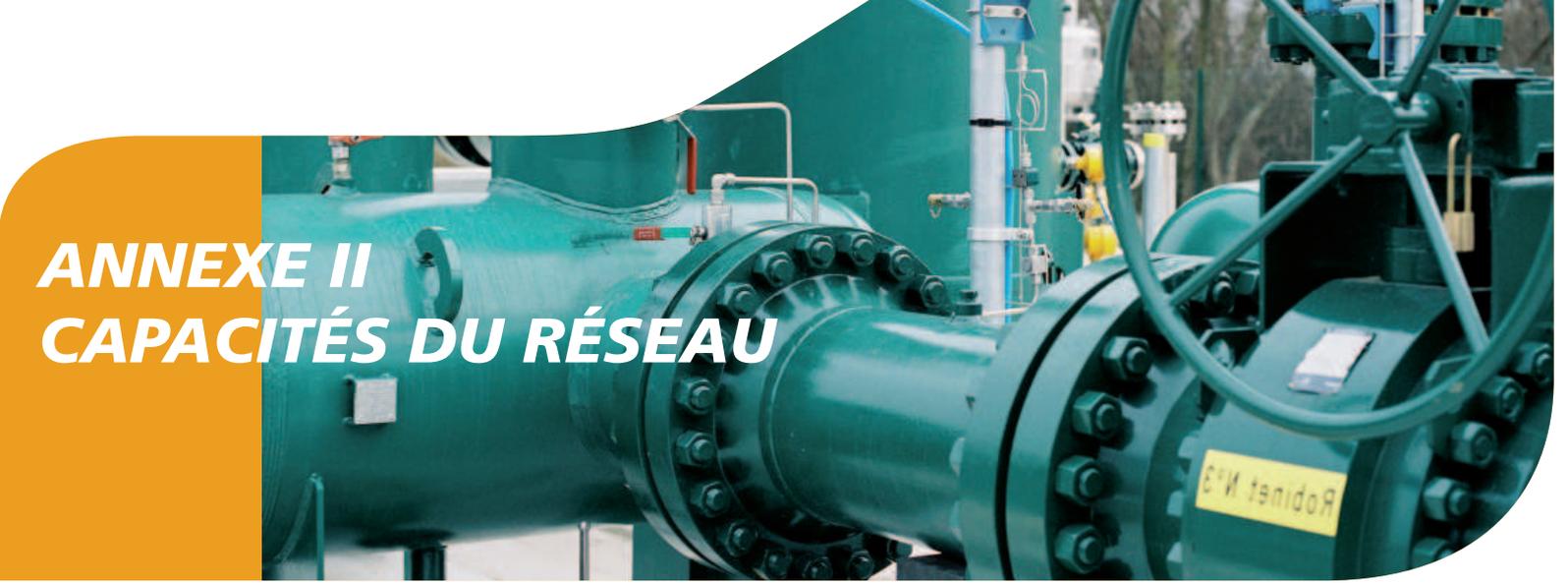
Chaque fournisseur qui achemine du gaz sur le réseau de transport et qui alimente des clients à partir d'un réseau de distribution doit souscrire une capacité de livraison au PITD, c'est-à-dire au Point d'Interface entre le réseau de Transport et le réseau de Distribution auquel ses clients sont raccordés. Conformément à l'obligation de continuité de fourniture, la capacité de livraison à souscrire doit permettre d'acheminer le gaz à hauteur de la consommation des clients à la pointe de froid 2 %.

Le calcul des capacités de livraison aux PITD a été normalisé suivant une méthode élaborée dans le cadre du GTG (Groupe de Travail Gaz), instance de concertation animée par la Commission de Régulation

de l'Énergie et regroupant les différents acteurs concernés, fournisseurs et opérateurs d'infrastructures notamment.

Cette méthode est décrite dans le document « Système de souscriptions normalisées des capacités de transport aux PITD », disponible sur le site internet www.gtg2007.com. Sur la base de cette méthode, les souscriptions de capacité de livraison pour le mois écoulé sont calculées par GRTgaz pour chaque fournisseur à la fin de chaque mois, en prenant en compte l'évolution de son portefeuille de clients.

Les souscriptions normalisées de capacité de livraison aux PITD sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2007.



ANNEXE II CAPACITÉS DU RÉSEAU

1 - Définition des capacités du réseau aux points d'interconnexion et aux liaisons

L'accès des expéditeurs au réseau de transport français est assuré par un système tarifaire à 5 zones d'équilibrage : 4 zones pour GRTgaz et une zone pour TIGF.

Pour simplifier cet accès et attirer de nouveaux acteurs en France, GRTgaz s'est engagé dans un programme de réduction du nombre de zones d'équilibrage. Ainsi, au 1^{er} janvier 2009, le nombre de zones du schéma tarifaire de GRTgaz sera réduit de 4 à 2, en fusionnant les zones Nord, Est et Ouest.

À cette échéance, le nombre de zones en France sera réduit à trois : les deux zones GRTgaz, Nord et Sud, et la zone TIGF.

Pour réaliser la simplification de son système tarifaire, GRTgaz doit investir dans de nouvelles infrastructures pour développer les capacités physiques au cœur de son réseau. Ces développements, qui sont en cours de réalisation, permettront de lever les congestions existantes entre les zones et ainsi de supprimer les liaisons qui les séparent. Ce programme de décongestion a été entamé en 2007, avec la mise en service de la station de Cuvilly, et s'échelonne jusqu'en fin 2010.

Pour acheminer du gaz sur le réseau de GRTgaz, un expéditeur doit souscrire des capacités d'entrée, de sortie et des capacités de liaison inter-zones s'il est actif sur plusieurs zones. La capacité du réseau en un point d'entrée, de sortie ou sur une liaison correspond au débit maximum de gaz qu'il est possible de transporter en ce point.

On distingue les capacités fermes dont l'utilisation est garantie contractuellement à l'expéditeur pendant la durée de sa souscription dans des conditions normales d'exploitation et les capacités interruptibles dont l'utilisation n'est pas garantie.

La pleine utilisation des capacités fermes proposées par GRTgaz conduit à une saturation du réseau. Toute augmentation des capacités de transport du réseau de GRTgaz passe donc par des dispositions constructives. Le fait générateur d'une augmentation de capacité peut être un appel au marché (processus d'*open season* lié à une interconnexion ou à une liaison), un projet de construction d'infrastructure nouvelle à l'amont (ex. terminal méthanier) ou à l'aval du réseau (nouveau client, par exemple centrale à cycle combiné au gaz).

2 - La méthode de détermination des capacités

La détermination des capacités d'un réseau nécessite un ensemble de données qui sont les caractéristiques techniques des infrastructures qui composent le réseau, les contraintes d'exploitation du réseau et la répartition des flux de gaz dans le réseau. Les ouvrages à construire sont dimensionnés suivant des prévisions de capacités à développer et en considérant des scénarios d'utilisation des capacités du réseau que GRTgaz élabore sur la base de sa vision des flux de gaz dans les années à venir.

Les caractéristiques techniques

Le réseau de transport est principalement constitué de canalisations et de stations de compression.

Pour les canalisations, les caractéristiques techniques influent 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.

Les 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.

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 stockages. Certains points d'entrée peuvent être

privilegiés par rapport à d'autres par les expéditeurs dans certaines situations de marché. De plus, en hiver, le soutirage des stockages souterrains peut être privilégié par rapport aux entrées de gaz aux points frontières dans d'autres cas de figure. En été, les injections vers les stockages souterrains peuvent avoir lieu depuis des sources de gaz différenciées selon la période considérée.

D'un point de vue général, il n'est ni possible ni pertinent pour GRTgaz de procéder à l'exploration de toutes les combinaisons de flux envisageables aux points d'entrée et de sortie du réseau. En effet, explorer toutes les solutions de configurations d'approvisionnement sur le réseau réduirait notablement le niveau des capacités fermes que GRTgaz pourrait proposer à la vente ou, pour les capacités nouvelles, conduirait à investir dans des installations qui seraient très largement sous-utilisées.

3 - Les scénarios d'utilisation dimensionnants

La détermination des capacités est donc réalisée sur la base de scénarios de répartition des flux considérés comme réalistes et acceptables.

Ces scénarios sont élaborés par GRTgaz sur la base de sa connaissance des flux passés et de sa vision sur leurs évolutions à venir. Ils correspondent à des scénarios d'utilisation normale de son réseau dans le cadre desquels sont déterminées les capacités fermes du réseau de transport de GRTgaz. Le principe du calcul consiste à maximiser, à réseau donné, les capacités offertes aux expéditeurs aux différents points d'entrée/sortie.

Les scénarios pris en compte 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 cinquante 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'à la journée du mois d'août où les consommations sont minimales.

Par ailleurs, les scénarios d'utilisation du réseau considèrent un usage climatique des stockages souterrains, qui sont 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 couvre donc tous les cas climatiques permettant 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.

4 - Développement de capacités nouvelles aux interconnexions et besoin de renforcement du cœur de réseau

Les capacités d'interconnexion peuvent être générées par le renforcement du réseau existant ou par l'arrivée d'un nouveau projet d'infrastructure. Dans les deux cas, une concertation entre les opérateurs est nécessaire pour le dimensionnement des ouvrages de part et d'autre du point d'interconnexion. Ce processus de concertation est actuellement engagé autant dans le cadre de l'*open season* pour le développement du point d'entrée Taisnières que pour les projets de construction de nouveaux terminaux méthaniers (nouvelles capacités d'entrée) ou celui de liaison vers et depuis l'Espagne à l'Est des Pyrénées (nouvelles capacités d'entrée et de sortie).

Le but de cette concertation est double pour GRTgaz : la conception des ouvrages directement liés au point d'entrée ou de sortie concerné d'une part, et d'autre part la prise en compte des capacités nouvelles dans les scénarios d'utilisation du réseau. En effet, la création de capacités supplémentaires en entrée ou en sortie du

réseau modifie les possibilités de répartition des flux sur le réseau en élargissant les stratégies d'approvisionnement offertes aux expéditeurs. L'augmentation de capacités d'entrée ou de sortie du réseau doit donc, dans le cadre d'un système entrée sortie, s'accompagner d'une augmentation de la fluidité du réseau, ce qui se traduit par des besoins de renforcement non seulement à proximité des points d'entrée et de sortie concernés par les augmentations mais aussi dans le cœur du réseau de GRTgaz.

Le développement de capacités d'interconnexion nécessite des investissements non seulement au niveau du point d'entrée ou de sortie considéré mais aussi, potentiellement, au sein de l'ensemble de la zone d'équilibre auquel est rattaché ce point, afin de maintenir, et si possible d'améliorer, la fluidité au sein de la zone en question.

ANNEXE III LES INVESTISSEMENTS DE GRTgaz



Le plan d'investissement global de GRTgaz répond à des finalités de nature différente.

1 - Les obligations de service public

Le service public dans le secteur du gaz naturel est défini par le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004. Ce décret instaure un certain nombre d'obligations à l'ensemble des acteurs de la chaîne gazière

(voir Annexe I- 1- Les obligations de service public).
Sur la période 2008 – 2017, GRTgaz prévoit d'investir environ 450 M€_{courants} pour répondre à ces obligations de service public.

2 - La réglementation sur l'environnement

GRTgaz doit s'assurer que ses installations respectent les normes et les réglementations édictées en matière d'environnement. Les évolutions récentes de la réglementation nécessiteront des investissements importants de mise en conformité.

Le parc de turbocompresseurs de GRTgaz est concerné par l'arrêté du 11 août 1999 relatif à la réduction des émissions polluantes des moteurs et turbines à combustion. Pour se mettre en conformité avec cette réglementation, GRTgaz a engagé un programme de dépollution de ces installations consistant à réduire les émissions d'oxyde d'azote (NOx).

La mise en conformité de onze stations de compression est en cours de réalisation. Pour certaines d'entre elles, les travaux engagés au titre de la réglementation s'accompagnent d'un développement de la puissance de compression afin d'optimiser les investissements. C'est le cas, par exemple, pour la station d'Évry-Grégy dont la puissance est augmentée pour contribuer à la fusion des zones Nord, Est et Ouest.

Sur la période 2008 – 2017, GRTgaz prévoit d'investir 490 M€_{courants} dans l'adaptation de ses installations pour respecter la réglementation sur l'environnement.

3 - La réglementation sur la sécurité des installations

GRTgaz doit s'assurer que ses installations respectent les normes et les réglementations édictées en matière de sécurité. Les évolutions récentes de la réglementation nécessiteront des investissements importants de mise en conformité.

En 2006, la sécurité des installations de transport de gaz naturel a fait l'objet d'une nouvelle réglementation. Ainsi, l'arrêté du 4 août 2006 a remplacé la précédente réglementation établie par l'arrêté du 11 mai 1970. Ce nouvel arrêté définit les prescriptions minimales applicables à la conception, la construction, l'exploitation et l'arrêt temporaire ou définitif des canalisations de transport de gaz combustibles, d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés, et de produits chimiques, pour préserver la sécurité des personnes et des biens et assurer la protection de l'environnement. Des guides professionnels

sont en cours d'élaboration afin de spécifier les dispositions techniques pour la mise en œuvre de ce nouvel arrêté.

Le respect des dispositions de la nouvelle réglementation nécessitera de renforcer la protection d'une partie du réseau dont l'environnement s'est modifié au fil du temps avec, notamment, une augmentation de l'urbanisation. GRTgaz estime qu'il lui faudra poser des protections mécaniques, sous forme de dalles de béton, sur environ 800 km de réseau.

Les investissements de mise en conformité avec les réglementations sur la sécurité des installations sont estimés à environ 570 M€_{courants} sur la période 2008 – 2017.

4 - Les raccordements et extensions du réseau

Le développement du réseau régional de transport répond principalement aux besoins de nouvelles capacités d'acheminement liés à l'augmentation de la demande de gaz. Les développements nécessaires s'inscrivent donc dans le respect des obligations de service public.

Au titre de ces obligations, GRTgaz doit également s'assurer de la conformité du gaz livré aux clients finals, notamment concernant l'odorisation. Le contrôle de la qualité du gaz s'effectue par la mise en place d'appareils de mesure et d'analyse chromatographique.

Le développement du réseau régional doit enfin répondre aux demandes de raccordement de nouveaux clients. À ce titre, les développements de réseau les plus significatifs concernent le raccordement des centrales électriques au gaz. L'industrie des biocarburants est un autre secteur en développement, notamment en Champagne et en Picardie. La réglementation sur l'environnement conduit certaines industries, notamment la pétrochimie, à substituer les combustibles polluants par le gaz naturel.

Le dynamisme des centrales électriques au gaz

Le développement de la production d'électricité à partir du gaz est le principal relais de croissance de la consommation de gaz en France. Il en résulte un dynamisme du raccordement de nouveaux sites lié aux nombreux projets de centrales électriques au gaz.

Au 1^{er} mai 2008, plus d'une quarantaine de projets, supportés par

dix promoteurs, étaient identifiés. La plupart sont des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) dont le rendement est plus élevé que les turbines à combustion (TAC) mais qui nécessitent cependant un investissement initial plus important. Parmi ces projets, onze font l'objet d'un contrat de raccordement signé entre leur promoteur et GRTgaz. Ces onze projets représentent une capacité de production électrique de 4 600 MWe.

Un grand nombre de projets prévoit à terme l'installation de deux groupes, en général d'une puissance unitaire de 400 MWe, correspondant à une consommation unitaire journalière d'environ 20 GWh/j.

Certains de ces projets nécessitent le renforcement du réseau régional, voire du réseau principal. C'est en particulier le cas de l'artère de Bretagne Nord et de l'artère de Provence.

Sur la base du portefeuille de projets et de la probabilité de réussite de chacun estimée par GRTgaz, l'investissement nécessaire au raccordement des centrales électriques est estimé à 120 M€_{courants} sur la période 2008 – 2017.

Au total, les investissements prévus pour le raccordement de nouveaux clients – distributions publiques et clients directement raccordés au réseau de transport, y compris les centrales électriques – ainsi que les extensions du réseau vers de nouvelles zones de desserte s'élèvent à 280 M€_{courants} sur la période 2008 – 2017.

5 - La fiabilisation de l'outil industriel

GRTgaz investit dans le renouvellement de son outil industriel afin de maintenir le niveau de performance et de fiabilité nécessaire pour assurer sa mission de transporteur.

Les investissements engagés au titre de la fiabilisation de l'outil industriel ont pour objectif de maintenir le niveau de performance attendu des installations au regard des services offerts par GRTgaz à ses clients.

L'obsolescence des installations est le principal motif de renouvellement. Ainsi, la maintenance de plus de 4000 postes de livraison de gaz nécessite des investissements récurrents pour remplacer tout ou partie des matériels lorsque ceux-ci ne présentent plus la fiabilité suffisante ou que leur technologie devient obsolète.

Par ailleurs, GRTgaz inspecte régulièrement ces canalisations à la recherche des défauts qui apparaissent avec le temps. La détection

de défauts nécessite le plus souvent de remplacer des tronçons de canalisation. Les opérations de remplacement occasionnent une indisponibilité partielle ou totale de l'ouvrage conduisant à une réduction des capacités d'acheminement sur une période de temps limitée.

En plus des programmes récurrents de maintenance, GRTgaz est conduit à engager des actions importantes sur des installations plus ciblées. C'est le cas pour plusieurs stations d'interconnexion en région parisienne ainsi que pour la station d'interconnexion de Laneuvelotte. Cette dernière fait l'objet d'une rénovation complète afin de la moderniser et d'adapter sa capacité de transit à l'augmentation des capacités d'entrée à Obergaillbach en 2009.

Afin de maintenir un niveau de performance optimum de ses installations, GRTgaz prévoit d'investir de l'ordre de 510 M€ sur la période 2008 – 2017.

6 - La fluidification du réseau

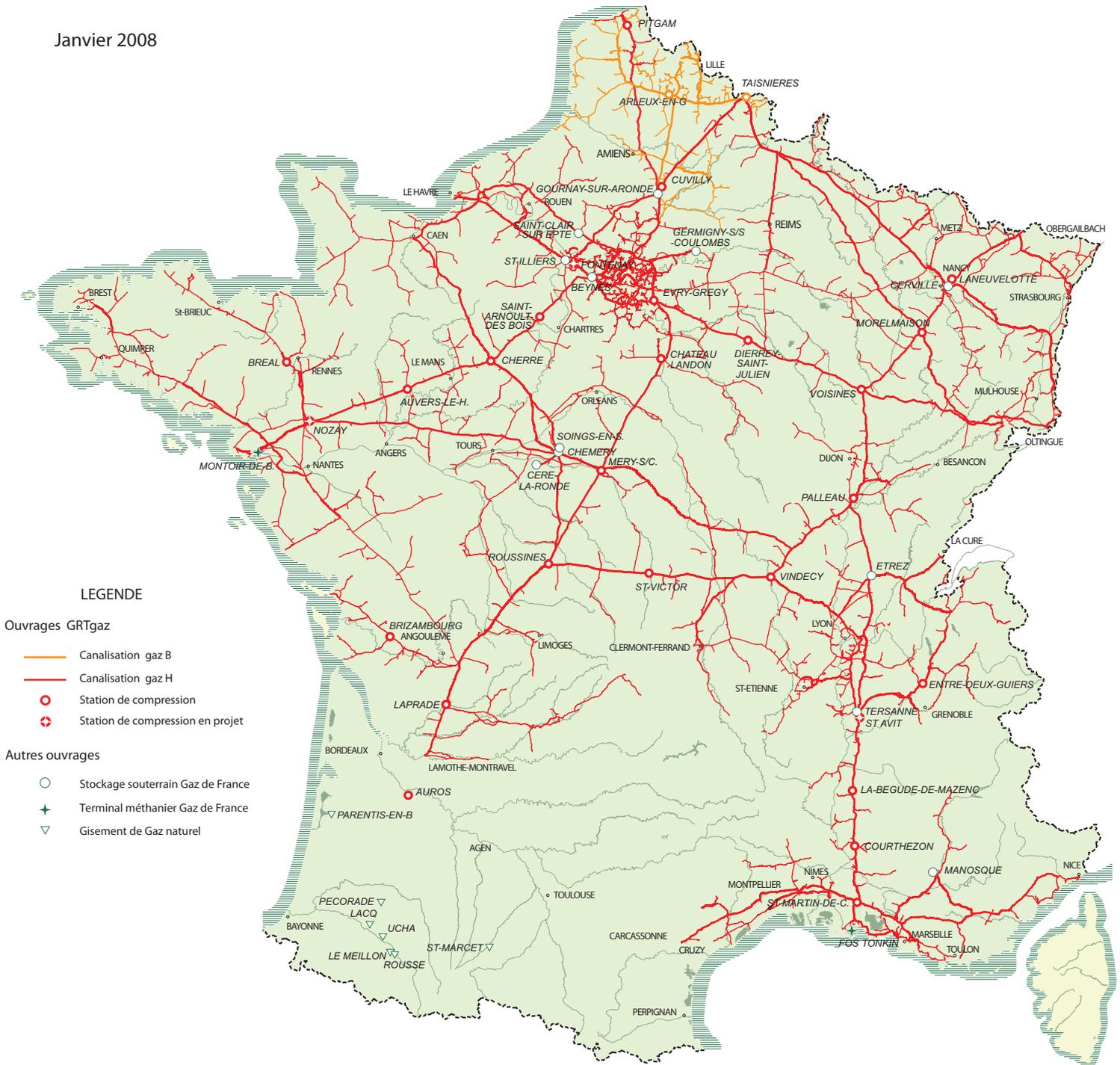
Les investissements liés à cette finalité sont largement exposés dans le corps du présent document. Sur la période 2008 – 2017, l'hypothèse indicative d'investissements au titre de la fluidification du réseau de GRTgaz et du développement des capacités d'entrée et de sortie du réseau principal s'élève à environ 2500 M€_{courants}.

7 - Autres investissements

Les autres investissements, ou investissements hors infrastructures, concernent essentiellement l'immobilier, le mobilier, l'outillage et le système d'information commercial. Sur la période 2008 – 2017, ces investissements « hors infrastructures » représentent 150 M€_{courants} pour GRTgaz.

Réseaux de GRTgaz

Janvier 2008





2, rue Curnonsky 75017 Paris
téléphone 01 47 54 30 00

www.grtgaz.com

 Groupe Gaz de France