



**Commission de Régulation de l'Energie**  
**Consultations Publiques**  
2, rue du Quatre Septembre  
75084 Paris Cedex 02

Interlocuteur : Manuel CABANILLAS

Objet : Consultation publique sur le développement de capacités fermes de transport de gaz naturel de la France vers la Belgique

Paris, le 17 mars 2010

Madame, Monsieur,

Veillez trouver la contribution de Gas Natural Europe à la consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie sur le développement de capacités fermes de transport de gaz naturel de la France vers la Belgique.

Nous restons à votre disposition pour clarifier ou développer nos commentaires sur ce sujet.

Veillez agréer, Madame, Monsieur, l'expression de nos sincères salutations.

Luis BERTRAN  
Directeur Général

## 2.1. Possibilité de réexporter des flux de gaz non odorisé à partir de la région de Dunkerque

**Question 1 :** Pour vous la mise en place de capacités fermes physiques de la France vers la Belgique par la création d'un nouveau point d'interconnexion à Veurne présente-t-elle un intérêt ?

Gas Natural Europe est favorable à la création de capacités fermes physiques de la France vers la Belgique.

Un tel projet va dans le sens d'une meilleure fluidité des échanges au sein de la zone North-West Europe ; il facilitera la création d'un marché régional voire européen (discuté au sein des Gas Regional Initiatives de l'ERGEG) et contribuera à la sécurité des approvisionnements.

Compte tenu des nouveaux équilibres envisageables en France dans les années à venir (remontée du gaz depuis l'Espagne, projets de terminaux méthaniers, ...), disposer d'un service d'acheminement ferme en remplacement de l'actuel service de rebours interruptible nous semble pertinent.

## 2.2. Capacités proposées

Remarque préliminaire aux questions suivantes :

Avec le projet de Dunkerque LNG, la construction d'une conduite directe a également été envisagée, reliant directement le terminal méthanier au réseau belge, sans raccordement au réseau de GRTGaz.

Une telle ligne directe présenterait un certain nombre d'avantages et un réel intérêt économique pour les parties prenantes.

D'un autre côté, faire porter l'investissement par GRTGaz et l'intégrer à son réseau permettrait d'en faire bénéficier tous les expéditeurs et profiterait au marché.

Gas Natural est favorable à ce que les investissements soient réalisés par GRTGaz, et que les produits commercialisés aient des caractéristiques contractuelles (fermeté, conditionnalité, tarif ...) à même de refléter les particularités physiques sous-jacentes.

En particulier, il serait intéressant d'étudier la possibilité, grâce à ces nouvelles infrastructures, d'exporter de la modulation horaire vers la Belgique où les contraintes d'équilibrage requièrent une telle granularité.

**Question 2 :** Que pensez-vous des produits de capacité de sortie au point d'interconnexion de Veurne envisagés dans l'Open Season entre la France et la Belgique ?

Nous pensons qu'il est effectivement opportun de distinguer des capacités fermes liées au PIR Dunkerque et des capacités conditionnelles/interruptibles liées à l'émission du terminal de Dunkerque LNG.

Néanmoins, nous estimons que le produit 'Capacité conditionnelle' devrait être accessible à l'ensemble des acteurs du marché et que cet Open Season sera l'occasion de signifier leur intérêt pour un produit de ce type.

## 2.3. Visibilité tarifaire en France

**Question 3 :** Que pensez-vous de l'application d'un terme tarifaire de proximité pour les expéditeurs acheminant du gaz vers la nouvelle interconnexion de Veurne depuis le PIR Dunkerque ou le terminal méthanier de Dunkerque LNG ?

Nous comprenons que ce terme de proximité répond à une logique de réfectivité des coûts, susceptible d'éviter la construction d'une ligne directe depuis Dunkerque.

Néanmoins, nous craignons que cela induise une distorsion dans les termes tarifaires du modèle entrée/sortie actuel.

Nous n'y sommes donc pas favorables.

**Question 4 :** Que pensez-vous de la différence de tarification envisagée pour les capacités fermes et les capacités conditionnelles ?

Nous estimons que les caractéristiques des capacités conditionnelles sont comparables à celles des capacités interruptibles sur la liaison Nord/sud (en partie liées à l'émission de gaz sur Montoir).

Par conséquent, une remise de l'ordre de 50% sur le terme tarifaire nous semblerait justifiée.

**Question 5 :** Etes-vous favorables à la tarification envisagée concernant les capacités développées grâce à la station de désodorisation à Taisnières H ?

Gas Natural estime que les investissements, ainsi que les dépenses opérationnelles, engendrés par une telle installation de désodorisation sont clairement trop élevés au regard de la faible capacité créée grâce à cette installation. A titre de comparaison, les coûts d'odorisation en Belgique sont aujourd'hui de 0,93€/1000 m3, soit environ 10 fois moins que le coût envisagé.

De plus, cette installation n'a jamais été testée à l'échelle industrielle et est toujours soumise à l'approbation des consommateurs finaux côté belge car la garantie de qualité n'est pas évidente.

Enfin, nous ne comprenons pas la logique d'une interconnexion qui permettrait d'odoriser un gaz le jour J lors de son entrée en France pour le désodoriser le lendemain lors de sa sortie physique vers la Belgique...

Pour l'ensemble de ces raisons, nous formulons donc un avis défavorable sur la création de cette installation dont la pertinence économique et technique est grandement contestable.

En tout cas, si une décision d'investissement pour cette station de désodorisation est finalement prise, les coûts associés à cette installation ne devraient pas être alloués aux expéditeurs détenant des capacités d'entrée au PIR Dunkerque ou au PITTM Dunkerque LNG, puisque ces flux n'ont pas besoin d'être désodorisés.

De façon plus générale, ce projet de désodorisation correspond à un engagement pris par les groupes Gaz de France et Suez lors de leur fusion (voir ci-dessous extrait de la décision de la Commission Européenne du 14.XI.2006 dans l'Affaire n°COMP/M.1480) :

D.II.3 Investissement transport complémentaire pour permettre la remontée de flux physiques vers la Belgique

- 84 Les Parties s'engagent à ce que GRTgaz mette en service à compter de janvier 2010 une installation de désodorisation au point d'entrée « TAISNIERES H » pouvant assurer un flux physique vers la Belgique à hauteur de 300.000 m3/h.

Compte tenu du retard pris par le groupe GDFSuez (date du 1<sup>er</sup> janvier 2010 dépassée), nous souhaiterions que l'engagement n°84 soit finalement remplacé par un engagement du groupe GDF Suez à réaliser les investissements nécessaires à la nouvelle interconnexion de Veurne. Autrement dit, la Décision Finale d'Investissement pourrait être validée ex-ante par le Conseil d'Administration de GRTgaz et uniquement conditionnée à la satisfaction du test économique et à l'approbation par la CRE

## 2.4. Capacités court terme au PIR Veurne

**Question 6 :** Voyez-vous un intérêt à la fixation d'un quota de capacités de court terme au point d'interconnexion de Veurne?

La fixation d'un quota Court Terme répond à une logique régulièrement appliquée dans ce genre de processus, et associée à l'existence de capacités Long Terme potentiellement saturées.

Les capacités Court Terme aujourd'hui disponibles en rebours Taisnières sont des capacités interruptibles, alors que les capacités qui pourraient être créées à Veurne auraient un caractère ferme. En réserver une partie pour une potentielle souscription à court terme permettrait à certains acteurs d'accéder, plus tard, à des capacités d'un niveau de fiabilité supérieure.

Nous sommes donc favorables à cette mesure avec un quota de l'ordre de 15-20% car elle sera bénéfique au marché. Mais elle est pertinente et n'a de sens qu'à condition que le coût de ces capacités Court Terme soit supporté par l'ensemble du système et non pas par les quelques expéditeurs qui prendront le pari de s'engager à long terme au PIR Veurne.

## 3. Déroulement de l'Open Season

**Question 7 :** Que pensez-vous du déroulement envisagé pour l'Open Season ?

Le déroulement envisagé pour cette Open Season nous paraît conforme aux recommandations de l'EREGG. Nous souhaitons néanmoins ajouter que nous comptons sur une forte coordination entre les opérateurs de réseaux afin que le produit créé soit défini clairement de chaque côté de la frontière.

**Question 8 :** Que pensez-vous des durées d'engagements qui pourraient être demandées au marché ?

La durée d'engagement demandée doit permettre une répartition raisonnable du risque d'investissement entre l'opérateur et les expéditeurs. Davantage de transparence sur le test économique envisagé et sur les

investissements prévus nous permettraient de nous prononcer de façon plus précise sur la façon dont doivent se répartir les risques entre opérateur et expéditeurs.

Un engagement de 10 ans nous semble une durée plus classique et raisonnable pour une procédure d'Open Season.

De façon plus générale, nous estimons que certaines procédures d'Open Season pourraient inclure une sensibilité volume/prix : les participants pourraient fournir des offres engageantes en indiquant le niveau qu'ils sont disposés à souscrire selon différents scénarii de niveau tarifaire (3-4 scénarii selon les solutions techniques et effets d'échelle envisageables).

#### **4. Calendrier**

**Question 9 :** Que pensez-vous du calendrier envisagé ?

Le calendrier envisagé nous paraît adéquat mais devra être adapté si la Décision Finale d'Investissement de Dunkerque LNG devait finalement être retardée.

Le résultat de la délibération étant un facteur déterminant dans le processus de décision des potentiels clients du terminal de Dunkerque LNG, celle-ci doit intervenir au plus vite.

**Question 10 :** Selon vous, la mise en place de capacités « rebours fermes » de la France vers la Belgique grâce à des mécanismes de type « engagement de flux » présente-t-elle un intérêt par rapport aux capacités rebours existantes ?

Une solution de « Flow Commitments » pourrait effectivement être envisagée pour assurer la fermeté de flux rebours. C'est une option qui a été étudiée dans le cadre de la concertation sur la fusion des zones Nord et Sud mais elle était envisagée comme une mesure provisoire, dans l'attente de la mise en service de nouveaux investissements.

Concernant les flux France↔Belgique qui font l'objet de la présente consultation, c'est une option qui pourrait être envisagée mais uniquement de façon transitoire.

Compte tenu des infrastructures qui seront mises en service d'ici 2015 (dont le terminal de Dunkerque) et des nouveaux équilibres de flux prévisibles en France à cet horizon, une solution de Flow Commitment ne peut pas être considérée comme une solution pérenne

A court terme, puisque 80 GWh/j de capacité de « rebours ferme » avaient d'ores et déjà été annoncés dans le cadre des engagements pris par les groupes Gaz de France et Suez lors de leur fusion, l'expéditeur GDFSuez devrait d'ores et déjà s'engager sur un 'Flow Commitment' à hauteur de 80 GWh/j ; et ce, sans qu'aucune rémunération ne lui soit reversée en échange.

**Question 11 :** Avez-vous d'autres remarques ?

Comme lors des dernières Open Seasons, il sera nécessaire de mettre en place des steps-out shippers/opérateurs de réseaux si les travaux envisagés prennent plus de temps, ou si le terminal de Dunkerque prend du retard.