

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel en France et le développement des interconnexions gazières avec l'Espagne

Réponse d'E.ON France

Question 1 :

Quel est votre retour d'expérience sur la mise en place de la nouvelle structure du transport à trois zones d'équilibrage au 1er janvier 2009 ?

La nouvelle structure du transport à 3 zones d'équilibrage a été une avancée par rapport à l'ancienne structure à 5 zones. Elle permet à la plupart des shippers d'avoir accès à une grande zone nord et a significativement augmenté la profondeur et la liquidité du marché.

Cependant, **l'obligation de nomination sur la liaison Nord-> Sud reste pénalisante pour les nouveaux entrants** ayant un portefeuille réduit en zone Sud.

A notre sens, il est donc encore possible d'améliorer les modalités opérationnelles d'utilisation de la liaison.

Question 2 :

Partagez-vous l'analyse sur les difficultés identifiées pour l'accès au réseau de transport de gaz au sud de la France ? Avez-vous identifié d'autres contraintes ?

Nous partageons l'analyse sur les difficultés identifiées pour l'accès au réseau de transport de gaz au sud de la France. En témoigne la commercialisation de la capacité Nord-Sud en 2008 pour laquelle la demande des expéditeurs a été sept fois supérieure à la capacité disponible, ce qui a conduit à allouer des capacités fortement réduites par rapport aux demandes effectuées.

Nous confirmons également la **difficulté d'accès aux capacités d'entrées long terme dans le Sud, sur les terminaux GNL de Fos.**

Par ailleurs, **le mécanisme d'UIOLI court terme mis en place sur la liaison Nord-Sud est inefficace**, du fait de la possibilité de renomination en intra-journalier, sans prise en compte d'un prorata temporis : les capacités acquises en UIOLI court terme pour un jour gazier donné ont une valeur très faible, car elles peuvent être perdues en totalité jusqu'à la fin de ce jour gazier, en cas de renomination par l'expéditeur détenant initialement la capacité.

Question 3 :

Que pensez-vous de la proposition du groupe de travail de la Concertation Gaz relative à la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz ? Quelle est votre analyse sur sa faisabilité ?

Comme indiqué dans nos commentaires du rapport du groupe de travail de la Concertation Gaz (page 36), **le groupe Eon soutient fortement la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud, sur la base des mécanismes réglementaires et contractuels envisagés par le groupe de travail.**

En effet, chacun de ces mécanismes a été mis en œuvre avec succès pour d'autres réseaux de transport, notamment en Allemagne pour les engagements de flux. Certes, les environnements peuvent être différents, mais nous pensons que les fondamentaux restent pleinement transposables au réseau de transport de gaz en France, et que la multiplicité des options possibles dans cette transposition permettra, au moment des études de détail, de trouver une solution adaptée.

De plus, ces mécanismes ne nécessitent **pas d'investissements importants**, et donc permettent de ne pas augmenter les tarifs d'accès au réseau de transport pour le consommateur final.

Enfin, ces mécanismes permettent une **mise en œuvre rapide, à l'horizon 2011**, souhaitable pour remédier rapidement à la congestion du réseau de transport entre le Nord et le Sud de la France.

Question 4 :

Que pensez-vous du schéma fondé sur l'aménagement de la structure à trois zones, tel que décrit au paragraphe 4.2 ? Si ce schéma est adopté, pensez-vous qu'il est souhaitable de l'appliquer en 2011, ou d'attendre 2013 ?

Nous sommes opposés au schéma fondé sur l'aménagement de la structure à trois zones tel que décrit au paragraphe 4.2.

D'une part, nous pensons que le développement de la liquidité sur la zone TIGF n'est possible qu'en traitant au préalable, avant d'aborder la question du coût d'accès, le problème de l'**harmonisation des règles opérationnelles et contractuelles entre les 2 GRTs**, en particulier les 2 points suivants :

- Harmonisation du système d'équilibrage de TIGF avec celui de GRTgaz (création d'un marché d'équilibrage, gestion identique des comptes d'écarts, etc.)
- Mise en œuvre sur la zone TIGF des mêmes règles de cessions de gaz en stock lors des changements de fournisseur

De plus, **le passage du terme tarifaire de la liaison GRTgaz Sud et TIGF à 0€ nous semble non souhaitable** pour plusieurs raisons :

- Comme cela est justement souligné par la note de consultation de la CRE au paragraphe 4.1, il n'est pas souhaitable que l'évolution de la structure contractuelle du réseau modifie les conditions d'accès au système gazier français : avec cette solution, les termes tarifaires entre la France et l'Espagne sont fortement augmentés, alors que cette augmentation est jugée « non souhaitable » dans le cas de la fusion Nord/Sud.
- L'augmentation du prix de la liaison N > S (+25%) crée une discrimination entre les utilisateurs du réseau, en faisant payer aux consommateurs présents dans le sud de la France une partie du Transit vers la zone TIGF et vers l'Espagne.

D'autre part, comme indiqué dans nos commentaires du rapport du groupe de travail de la Concertation Gaz (p. 36), **nous estimons que le dispositif de capacités conditionnelles à la liaison Nord > Sud n'est pas efficace** : en effet, ce dispositif requiert un total d'engagements de flux de 600 GWh/j, cumulés à Montoir, Fos et Obergailbach, et ne permet de libérer que 100 GWh/j de capacités fermes à la liaison Nord > Sud (cf. § 4.2.2.3 du rapport du groupe de travail). En comparaison, le mécanisme d'engagement de flux proposé dans le cadre de la fusion Nord Sud requiert uniquement un engagement de flux de 350 GWh/j à Fos pour garantir la fusion complète des zones ! (cf. § 4.1.2.1 du rapport du groupe de travail)

Enfin, **la justification du calcul n'est pas communiquée** : pourquoi l'attribution des capacités conditionnelles estimées entre 190 et 220 GWh/j (Cf 4.2.2.3 du rapport du groupe de travail) ne permet de libérer que 100 GWh/j de capacités fermes pour les autres expéditeurs ?

Question 5 :

Dans l'hypothèse où les zones Nord et Sud de GRTgaz ne seraient pas fusionnées, préféreriez-vous la solution d'aménagement de la structure à trois zones telle que décrite au paragraphe 4.2 ou le maintien de la structure actuelle ?

Nous préférons le maintien de la structure actuelle, en attendant la résolution des obstacles empêchant la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz : nous considérons en effet que la solution d'aménagement à 3 zones n'est pas suffisante et satisfaisante (cf. question 4 ci-dessus) et serait un frein pour la mise en œuvre future de la fusion des zones Nord et Sud.

Question 6 :

Pensez-vous que le dispositif de capacités conditionnelles, tel que décrit au paragraphe 2.2.b), est de nature à répondre aux difficultés rencontrées par certains expéditeurs pour accéder au sud du territoire ?

Cf. réponse au dernier paragraphe de la question 4.

Question 7 :

Que pensez-vous du mécanisme de capacités restituables envisagé pour les terminaux méthaniers régulés ?

Ce mécanisme entraînerait une discrimination entre les expéditeurs détenteurs de capacités standards et ceux qui ont été bénéficiaires de capacités restituables (avec obligation d'utilisation) : dans ce cas, le tarif des capacités restituables ne peut pas être identique.

Question 8 :

Si le schéma fondé sur l'aménagement de la structure à trois zones, tel que décrit au paragraphe 4.2, était mis en œuvre, seriez-vous favorable à une péréquation des termes tarifaires aux PITS ? Que pensez-vous des autres évolutions tarifaires envisagées pour compenser la perte de revenu liée à la suppression du terme tarifaire à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF ?

Nous serions **favorables à une péréquation des termes tarifaires aux PITS.**

Concernant les évolutions tarifaires envisagées, nous avons répondu à cette question dans la question 4.

Question 9 :

Etes-vous favorable à la commercialisation à long terme (10 ans et plus) d'une partie des capacités entre zones d'équilibrage en France ? Que pensez-vous de la proposition des GRT (paragraphe 1.2 c) de commercialiser à long terme 80 % de ces capacités dans le cadre de l'open season relative à l'axe Ouest ? Que pensez-vous de l'autre option, décrite au paragraphe 4.4, consistant à ne commercialiser à long terme que les capacités nouvellement créées ?

Concernant l'Open Season France-Espagne, nous ne sommes pas favorables à la commercialisation à long terme (10 ans et plus) d'une partie des capacités entre zones d'équilibrage, car dans le cas des interfaces Nord > Sud et Sud > TIGF, ces capacités sont sursouscrites, et cela ne permettra pas à des nouveaux entrants de pouvoir participer au marché : les capacités allouées aux nouveaux entrants seront fortement réduites par rapport à leurs demandes initiales.

Nous sommes plutôt favorables à la seconde option, consistant à ne commercialiser à long terme que les capacités nouvellement créées entre les zones d'équilibrage. Les autres capacités doivent continuer à être commercialisées suivant les règles actuellement en vigueur.

Question 10 :

Avez-vous des remarques ou des propositions complémentaires ?

En conclusion, Eon souhaite que cette consultation débouche sur une **visibilité contractuelle et tarifaire durable et à long terme** : à titre d'exemple, la visibilité tarifaire réduite à 2 ans dans la zone TIGF est aujourd'hui un frein au développement du marché gazier français. **Seule la fusion des zones Nord et Sud garantira une structure contractuelle stable à long terme**, permettant un développement efficace du marché.

Eon rappelle par ailleurs que **les évolutions de la structure contractuelle ne doivent pas entraîner de distorsions des conditions d'accès** aux zones et au transit, lors de la modification des termes tarifaires.