

## Consultation publique sur l'évolution des places de marché de gaz en France

Contribution ANTARGAZ

22 juin 2012

### Remarque préliminaire de terminologie

Pour éviter toute confusion, le terme « PEG » employé dans nos réponses ci-dessous signifie place de marché, à distinguer du terme « ZET », Zone d'Equilibrage.

### **Q1. Jugez-vous souhaitable de poursuivre la consolidation des PEGs ? Pensez-vous que le maintien de la structure actuelle des PEGs est une option envisageable ?**

Antargaz est favorable à la réduction des places de marché en France, une concentration conduisant mécaniquement à une augmentation de la liquidité. La structure actuelle à 4 PEGs (et bientôt 3 au 1<sup>er</sup> avril 2013 avec la disparition du PEG Nord B) peut se maintenir à court terme, mais il est inéluctable que le développement du marché du gaz naturel au niveau Européen conduira à une réduction du nombre de places de marché, au niveau de chaque état voire de façon transfrontalière. Il est donc important que chaque pays et chaque GRT prenne les initiatives nécessaires pour concentrer avant tout les places de marché sous son périmètre.

Nous comprenons toutefois que la question posée va au-delà de la question des places de marché, la CRE entendant par le terme « PEG » non seulement place de marché mais aussi zone d'équilibrage. Dans ce sens, comme nous l'avons indiqué dans notre contribution transmise le 19 avril 2012, il nous semble souhaitable d'aller vers une réduction du nombre de zones d'équilibrage, de façon notamment à simplifier les règles opérationnelles d'accès au réseau pour les expéditeurs et de faciliter l'intégration des différentes places de marché. Cette tendance s'observe dans tous les pays d'Europe de l'ouest, mais à des rythmes et selon des modalités parfois bien différentes.

Nous remarquons toutefois que ces évolutions sont bien souvent envisagées du point de vue quasi exclusif du marché de gros. Or – et cela a été rappelé par de nombreux acteurs – les coûts des GRT liés à ces fusions de zones seront répercutés mécaniquement sur les clients finals. Il convient donc de s'assurer que ces coûts soient justifiés par les bénéfices qu'en tireraient les consommateurs. Or nous faisons le constat que d'un côté, les coûts semblent assez clairement estimés, les études consacrées à ce sujet en attestent, mais de l'autre, les bénéfices restent purement qualitatifs, bien souvent sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement, de l'augmentation de la concurrence ou encore de l'augmentation de la liquidité.

**Q2. Etes-vous favorable à l'harmonisation des procédures et des systèmes d'information de GRTgaz et TIGF liés à ces évolutions? Pensez-vous souhaitable que les deux GRT français adhèrent à la plate-forme commune de commercialisation des capacités annoncée en avril 2012 ?**

Il nous semble évident que l'harmonisation des procédures, des règles opérationnelles et des SI des GRT doivent se poursuivre. En particulier, nous constatons que les coûts de développement SI prennent une part grandissante dans les coûts des GRT, ce poste doit donc être particulièrement suivi.

**GRTgaz est déjà membre de l'initiative de plate-forme commune de commercialisation des capacités, il nous paraît pertinent que TIGF y adhère également.**

**Q3. Que pensez-vous des conclusions de l'étude KEMA ? Partagez-vous l'analyse de la CRE ?**

L'étude KEMA a eu le mérite d'analyser en profondeur les contraintes du réseau physique de GRTgaz, ce qui permet aujourd'hui de quantifier les contraintes, tant en terme de volume qu'en termes de coûts. Au vu des contraintes physiques sur la liaison Nord-Sud, et de la volatilité des coûts en fonction notamment des hypothèses de différentiel de prix entre l'Asie et l'Europe, il ne nous semble pas raisonnable d'envisager une fusion des zones GRTgaz Nord et Sud sur la base de mécanismes contractuels, cela pouvant conduire à une dérive des coûts. **Nous partageons donc l'analyse de la CRE.**

**Q4. Dans le contexte actuel, jugez-vous pertinent d'engager des investissements d'une telle ampleur au regard des bénéfices attendus ?**

Ces investissements aboutiraient à des augmentations tarifaires clairement hors de proportion avec les bénéfices visibles pour les consommateurs finals, et ce dans un contexte où tous les autres coûts augmentent également (molécule, distribution, stockage, taxes etc.).

**Nous sommes donc opposés à l'engagement de ces investissements.**

**Q5. Quel jugement portez-vous sur la solution proposée par GRTgaz associant investissements et mécanismes contractuels?**

L'approche consistant à associer investissements et mécanismes contractuels semble en première approche être un compromis intéressant. Cela étant, nous ne pouvons que constater que la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud aboutira nécessairement à une augmentation des coûts totaux d'approvisionnement pour les clients finals.

Or une telle fusion n'est en aucun cas nécessaire puisqu'elle ne répond à aucun besoin exprimé par les consommateurs finals, hormis par une minorité d'entre eux.

**Par conséquent, nous sommes opposés à toute fusion des zones GRTgaz Nord et Sud, quel que soit la structure et le mécanisme envisagés.**

**Q6. Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la création d'un PEG commun GRTgaz Sud - TIGF?**

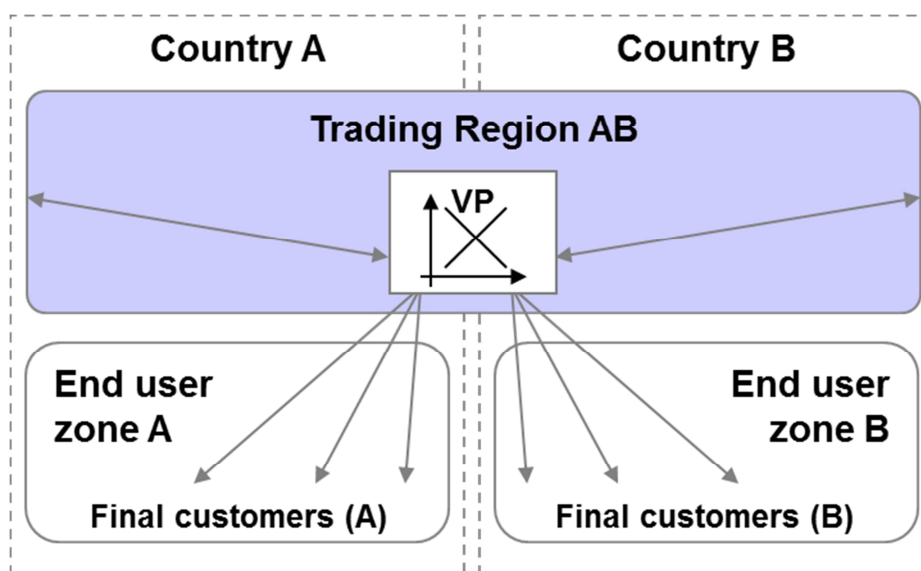
L'analyse de la CRE est effectuée dans le cadre d'une fusion complète des zones d'équilibrage, ie une seule place de marché et une seule zone d'équilibrage.

Comme nous l'avons indiqué lors de notre contribution transmise le 19 avril 2012, l'intégration des marchés européens du gaz naturel étant un processus inéluctable, vu le contexte de la zone TIGF (taille, points d'entrée, situation géographique, absence de congestion majeure avec GRTgaz Sud etc.), la question n'est pas tant de savoir si la zone TIGF doit être élargie, mais bel et bien de savoir quand, et sous quelle forme cet élargissement aura lieu.

Nous maintenons cette opinion, mais souhaitons par ailleurs porter à l'attention de la CRE le concept de « trading region », développé dans le Gas Target Model<sup>1</sup>. Ce document précise en particulier : *"In case the concept of trading regions – as an intermediate step – is deemed appropriate, it shall be ensured that there is one virtual trading point and that gas can be transported between the trading region and end-user zones without constraints."*

Ce concept s'illustre parfaitement par le schéma suivant, extrait d'un document de travail du CEER :

*Gas Target Model: Trading Region*



Il convient d'ailleurs de noter que ce modèle correspond précisément à celui existant actuellement en Belgique, avec un unique GRT, une seule place de marché et 4 zones d'équilibrages (bientôt 2 au 1<sup>er</sup> octobre 2012).

Au vu des problématiques, essentiellement politiques, d'une fusion complète des zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF sans étape transitoire, nous pensons que ce modèle pourrait s'avérer particulièrement pertinent pour traiter cette problématique tout en ouvrant la voie à une fusion complète. En effet, ce concept a le mérite de fusionner les places de marché, tout en conservant deux zones d'équilibrage distinctes ; son implémentation ne soulèverait donc pas autant de problèmes de structure juridique, de gouvernance et de SI qu'une fusion complète, tout en étant une étape intermédiaire - et irréversible - vers une telle fusion.

<sup>1</sup> CEER Vision for a European Gas Target Model - Conclusions Paper (Ref: C11-GWG-82-03) [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EEER\\_HOME/EEER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Gas/Tab/C11-GWG-82-03\\_GTM%20vision\\_Final.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EEER_HOME/EEER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Gas/Tab/C11-GWG-82-03_GTM%20vision_Final.pdf)

**Q7. Pensez-vous que le couplage de marché puisse constituer une alternative à la création d'un PEG unique GRTgaz Nord et Sud ? Pensez-vous que le couplage de marché puisse constituer une solution alternative à la création d'un PEG commun GRTgaz Sud et TIGF ou une première étape avant ce PEG commun ? Dans cette hypothèse, comment traiter la coexistence éventuelle d'un prix nul pour la capacité court terme avec le prix actuel de la capacité ferme réservée à long terme à l'interface GRTgaz Sud-TIGF ?**

Le couplage de marché n'est qu'un mécanisme de commercialisation de court terme des capacités disponibles restantes en J-1. Ce n'est en aucun cas une alternative à une fusion de zones, ni même une première étape vers une telle fusion. Ce mécanisme n'a par ailleurs de sens véritable que pour une liaison à minima partiellement congestionnée. Il n'est donc pas pertinent à l'interface GRTgaz Sud – TIGF.

**Q8. Partagez-vous l'analyse comparée de la CRE des différentes options envisageables ?**

Nous estimons que l'option de statu quo a été omise, aussi bien en ce qui concerne GRTgaz Nord – Sud que GRTgaz Sud – TIGF. Même si cette option ne va pas dans le sens de la consolidation des places de marché et des zones d'équilibrage que nous soutenons, cela devrait néanmoins figurer comme une option.

**Q9. Partagez-vous l'analyse de la CRE ? Pensez-vous que le maintien du PEG TIGF soit envisageable à long terme ? Pensez-vous que le rapprochement du PEG TIGF avec le marché espagnol soit une option réalisable à court ou moyen terme ?**

Comme évoqué à la Q6, le maintien d'une zone TIGF n'est pas pérenne à long terme. Par ailleurs, nous estimons qu'un rapprochement avec le marché espagnol reste du domaine de la rhétorique, notamment pour les raisons évoquées par la CRE. En conséquence, la seule option viable pour TIGF est un rapprochement, sous une forme ou une autre, avec GRTgaz (Sud). La question est de savoir quand et sous quelle forme.

**Q10. Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les options cibles envisageables ? Laquelle des trois cibles a votre préférence ?**

La cible que nous préconisons est une fusion complète des zones GRTgaz Sud et TIGF, avec comme étape intermédiaire une fusion des places de marché de GRTgaz Sud et TIGF (cf. « trading region »).

**Q11. Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité d'une évolution rapide de la structure du marché ? Pensez-vous nécessaire que les premières évolutions interviennent au plus tard en 2015 ?**

La solution que nous préconisons est tout à fait envisageable dès 2015, voire plus tôt.

**Q12. Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE sur les évolutions possibles au 1er avril 2015 ? Laquelle des deux options à votre préférence ? Dans le cas du PEG GRTgaz unique, faudrait-il décider simultanément de la mise en place d'un couplage de marché entre GRTgaz Sud et TIGF ? Dans le cas du PEG commun GRTgaz Sud - TIGF, faudrait-il lancer simultanément les études pour le doublement de l'artère de Bourgogne ?**

En ce qui concerne (i) une fusion GRTgaz Nord – Sud dès 2015 et (ii) le couplage GRTgaz Sud – TIGF, nous avons déjà répondu à ces questions aux Q7 et Q11. Nous y sommes opposés.

Pour ce qui est de la fusion GRTgaz Sud – TIGF, il semblerait en effet pertinent de lancer par la même occasion les études sur le doublement de l'artère de Bourgogne.

<b>Q13. Avez-vous d'autres remarques à formuler ?</b>
---

Si la vision cible retenue par la CRE et la majorité des acteurs s'avérait être une fusion des zones GRTgaz Nord – Sud sur la base d'outils mixtes investissements + mécanismes de marché, nous ne sommes pas favorables à ce que la fusion soit actée par anticipation dès 2015 en ne reposant que sur des mécanismes contractuels.