

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

### **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 ?**

Oui. Eni soutient l'idée d'une évolution de la structure actuelle du marché français. Le maintien de trois PEG n'est pas compatible avec le projet européen d'intégration des marchés et d'évolution des places de marché et ne paraît pas envisageable, d'autant plus que la structure actuelle empêche le développement de la liquidité du marché Français du gaz et la naissance d'un prix qui puisse représenter une référence.

L'existence de trois PEG et les difficultés d'accès à la zone Sud du pays représentent à notre avis des obstacles très importants à l'entrée de nouveaux fournisseurs dans le marché, et donc au développement de la compétition en France, et risquent de marginaliser le marché français dans le contexte européen surtout si on considère que l'interconnexion entre les zones Nord et Sud est le seul lien via gazoduc avec le marché Ibérique .

Eni souhaite également souligner comme une évolution des places de marché en France soit urgente mais que sa réalisation (par exemple par le moyen d'une progressive fusion des zones existantes) ne soit pas une cible à obtenir à tout prix.

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

Oui. Eni est favorable à une harmonisation des procédures et des systèmes d'information de GRTgaz et TIGF. Cette harmonisation est non seulement utile pour les fournisseurs présents sur les deux réseaux des deux GRT, mais aussi nécessaire en vue de l'intégration européenne des marchés. La participation des deux GRT à la plate-forme européenne commune serait dans cette même optique également souhaitable.

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

Eni ne discute pas les conclusions de l'étude KEMA. L'étude est basée sur des hypothèses et des scénarios qui amènent à des conclusions qui mettent en évidence les faiblesses du système français. Comme il a été exposée lors des deux Ateliers organisées sur le sujet par la CRE le chiffrage des dites conclusions peut varier beaucoup selon les réelles conditions du marché.

En ce qui concerne l'analyse de la CRE des solutions proposées par KEMA nous soutenons l'idée que une fusion purement contractuelle des PEG Nord et Sud ne pourrait être envisagée qu'à titre transitoire et nous partageons les doutes concernant les potentielles difficultés juridiques liées à ce type de solution. Dans notre vision une fusion effective des deux PEG nécessite de la mise en service d'investissement qui réduisent les congestions structurelles existantes entre Nord et Sud.

Tout cela dit nous souhaitons que toutes les solutions soient tenues en compte pour réaliser une feuille de route vers la cible d'un seul PEG français. Aucune solution doit être considérée comme alternative ou d'obstacle aux autres.

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

La solution qui voit la fusion des deux PEG GRTgaz uniquement par le moyen d'investissement qui élimineraient complètement toute congestion entre les deux zones paraît, selon les chiffres proposés par GRTgaz, extrêmement coûteuse (impacte tarifaire aux alentours de 15%) et de très longue réalisation (2020), ce qui n'est pas compatible avec les conditions de marchés actuelles. Les impacts tarifaires d'une telle solution seraient extrêmement importants et, dans le contexte très incertain qui est celui actuel, il est difficile d'évaluer les bénéfices et les opportunités dérivant de ces très lourds investissements.

C'est donc pour cette raison que Eni n'est pas favorable à cette solution et s'exprime par contre en faveur d'une solution moins coûteuse (impact tarifaire environ 5%) et dont les bénéfices (75% de réduction des congestions) seraient plus proches dans le temps (2018). Cela n'exclut pas, évidemment, d'envisager de nouveaux investissements quand le contexte économique sera plus clair.

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

Eni considère que une solution hybride, associant investissements et mécanismes contractuels représente, parmi les solutions proposées, le meilleur compromis entre une solution complètement contractuelle, qui ne résoudrait pas complètement les congestions et paraît impliquer des potentielles distorsions du marché et des difficultés juridiques de réalisation et une fusion purement physique des deux zones par des nouveaux investissements, ce qui paraît impliquer des coûts extrêmement élevés et des temps de réalisation très longs (voir réponses aux questions Q3 et Q4). Cette solution a un double avantage : des investissements contenus qui impacteraient de façon limitée sur le tarif, et des bénéfices réels en réduction des congestions attendus pour 2018 mais qui peuvent être anticipés à travers des mécanismes « contractuels ».

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

Tout en considérant indispensable la création d'une seule zone de marché Eni partage l'analyse de la CRE concernant la création d'un « grand PEG Sud » tout en réduisant progressivement les congestions actuellement présentes entre Nord et Sud.

En ce qui concerne les coûts de cette opération, la fusion des PEG GRTgaz sud et TIGF est en effet réalisable pour 2015 et nécessite d'interventions moins lourdes et moins coûteuses par rapport à la fusion des deux PEGs GRTgaz. Comme la CRE rappelle dans son analyse, les changements nécessaires à l'harmonisation des systèmes d'information sont d'ailleurs en partie déjà implicitement imposés par la réglementation européenne à travers les Codes de Réseau.

Eni partage également l'analyse de la CRE concernant les bénéfices de la réalisation d'une « grande zone Sud » qui seraient sans doute moins importants que ceux d'une fusion entre GRTgaz Nord et GRTgaz Sud puisque la réalisation d'une « grande zone Sud » ne permettrait

pas une convergence des conditions de prix sur le marché français, à cause de la persistance des congestions entre les zones Nord et Sud et n'aurait pas les mêmes impacts positifs pour le développement d'une place de marché liquide et d'un prix de référence pour le marché Français en Europe par rapport à une fusion des deux PEG GRTgaz.

**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 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 ?**

Eni partage complètement l'analyse de la CRE concernant le couplage de marché et considère que ce mécanisme est l'un des éléments d'amélioration du fonctionnement des marchés qui peut être très utile pendant une phase transitoire avant la fusion des zones, mais qui ne peut en aucun cas être considéré une alternative à la fusion. Il s'agit d'une solution de court terme d'optimisation qui ne peut pas être utilisée pour la fourniture au clients finals et ne peut donc pas remplacer une fusion obtenue par le moyen d'investissements structurels.

Pour la question spécifique concernant la coexistence éventuelle d'un prix nul en *day ahead* avec le prix actuel des capacités de long terme il faut aussi rappeler que les CAM prévoient déjà l'application de mécanismes d'enchères pour l'allocation des capacités pour toutes les durées (du *day ahead* au long terme) ce qui définira les prix des différents produits de capacité.

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

Oui. Eni exprime son souhait que les options envisageables ne soient pas considérées comme strictement alternatives mais que dans le but d'atteindre la cible (un PEG France unique) chaque option soit intégrée dans une feuille de route et soit mise en place en tout ou en partie.

Par exemple une fusion des PEG Sud, moins coûteuse et plus rapide, ne doit pas être alternative à une fusion des PEG GRTgaz, qui nécessite plus de temps et de ressources. Une fusion purement contractuelle, qui peut être mise en place très rapidement, ne doit pas exclure l'évolution vers une fusion hybride une fois que les projet en cours de réalisation seront mis en service.

**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 ?**

Oui Eni partage la vision de la CRE concernant la zone TIGF.

Le maintien à long terme d'un PEG TIGF nous semble irréaliste et non cohérent avec la progressive intégration des marchés au niveau européen.

Le PEG TIGF devra, à terme, nécessairement se rapprocher de l'un des marchés voisins. Tout de même le rapprochement avec le marché espagnol nous paraît peu crédible et plus difficile à réaliser en comparaison à la possibilité de fusion avec le réseau GRTgaz.

Ce rapprochement n'aurait, d'ailleurs, aucun impact positif pour le marché français vu que les problèmes de liquidité dans la Zone Sud sont déterminés par le manque de capacité d'interconnexion avec la Zone Nord. Il ne faut pas non plus négliger les difficultés liées aux différences entre les deux systèmes en termes de règles ce qui risque d'impacter sur la définition d'un prix de marché.

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

Pour Eni la solution préférée reste la réalisation d'un PEG France unique à la cible, mais, comme il a déjà été précisé, il ne s'agit pas d'une cible à tout prix, mais d'une solution souhaitable dans un contexte d'équilibre entre coûts et bénéfices.

Dans l'attente d'une fusion de toutes les zones du marché français une solution qui rendrait le système plus « simple » est la fusion entre le PEG GRTgaz Sud et le PEG TIGF, solution qui nous paraît réalisable facilement avec un court délai.

**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 ?**

Eni confirme sa préférence pour la mise en place de solutions rapides, même si transitoires, et l'intérêt pour la définition précise du modèle cible et d'une feuille de route vers la dite cible. L'immobilisme serait un très mauvais signal envoyé aux acteurs du marché Européen.

Les premières évolutions de la structure de marché devraient avoir lieu le plus tôt possible et de façon progressivement définitive. Une progressive évolution vers un marché unique en France serait cohérente avec le processus d'intégration des marchés Européens et permettrait d'accroître significativement l'attractivité du marché français et par conséquent la compétition du marché.

**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 ?**

Eni partage l'analyse de la CRE mais souhaite souligner, comme noté plus haut (Q1, Q5, Q6, Q11), que les solutions proposées ne doivent pas être considérées comme « alternatives ». En cohérence avec cette vision nous considérons que les deux options doivent être envisagées au 1<sup>er</sup> avril 2015 et être mise en œuvre en parallèle. Le choix d'une option ne devrait donc pas conditionner, retarder ou empêcher la mise en place des autres. Pour la fusion des PEG GRTgaz Nord et Sud il est pour Eni souhaitable de mettre en place une solution contractuelle transitoire dont les mécanismes contractuels seraient progressivement affaiblis au fur et à mesure que les projets actuellement en phase de réalisation seront mis en service.

Deux phases intermédiaires pourraient être envisagées :

**2015:** fusion des PEGs GRTgaz SUD et TIGF et introduction d'éventuels mécanismes contractuels/commerciaux pour réduire les congestions entre zone Sud et zone Nord.

**2018 :** mise en service des investissements en cours de réalisation et fusion hybride avec le PEG Nord.

**Q13. Avez-vous d'autres remarques à formuler ?**

Pendant les dernières semaines les zones GRTgaz Sud et TIFG ont souffert et souffrent de plus en plus souvent de problèmes liés à la pénurie de gaz et qui provoquent une réduction de la liquidité des marchés du sud et une importante augmentation des prix, sans considérer l'augmentation des risques concernant l'injection de gaz dans le stockages pendant l'été.

Ces problèmes sont dus principalement à l'insuffisante capacité d'interconnexion entre les zones Nord et Sud du réseau GRTgaz mais sont accrus par les éléments qui suivent :

- le manque de capacité disponible en *day-ahead*;
- le fait que la capacité interruptible est souvent interrompue pour cause de travaux de maintenance de grande entité et de longue durée. Il arrive parfois que l'entité effective de l'interruption soit inférieure de celle annoncé ce qui ne permet pas aux *shippers* d'avoir un signal correct pour fournir leurs propres clients.

Dans l'attente de la mise en service des investissements nécessaires pour la solution physique des congestions entre Nord et Sud, il nous paraît indispensable d'intervenir dès maintenant en mettant en place des mesures transitoires qui puissent affaiblir les distorsions dues au manque de capacité d'interconnexion.

De la part de GRTgaz nous proposons de :

- réduire au minimum les travaux de maintenance prévus en améliorant les récentes interventions dans ce sens;
- informer les *shippers* en avance de la réelle entité des travaux;
- augmenter la capacité disponible entre les deux zones;
- mettre en place des enchères en *day ahead* pour allouer la capacité disponible sur la liaison.

Pour ce qui concerne les interventions que Storengy pourrait mettre en place nous proposons de :

- réduire les obligations concernant l'injection de gaz en été (*tunnel*)
- permettre le remplissage complet des stockage jusqu'à la fin du mois d'Octobre sans pénalités d'injection.