

## Consultation de la Commission de régulation de l'énergie relative à l'évolution des places de marché de gaz en France

Contribution POWEO  
22 juin 2012

***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 ?***

L'analyse faite par POWEO au cours de ces dernières années reste inchangée : la consolidation des PEGs nous semble indispensable pour rendre le marché français suffisamment attractif par rapport aux autres marchés européens (au sud notamment). La situation actuelle pénalise fortement le développement des hubs français dans un contexte où la liquidité des autres marchés européens augmente fortement et où ces marchés continuent à s'organiser : le marché allemand s'est organisé autour du NCG et Gasunie (TTF) et Fluxys (Zeebrugge) ont annoncé vouloir fusionner leurs réseaux.

Les marchés européens sont en concurrence pour devenir la référence de prix européenne et pour attirer les investissements (on peut par exemple noter que Paul van Gelder, CEO de Gasunie, a précisé que le rapprochement entre Fluxys et Gasunie renforcera la position des deux pays dans la négociation des prix et des volumes de gaz). La France doit ainsi rattraper son retard de manière à inciter les investissements (terminaux méthaniers, stockages, interconnexions, CCG/TAC, clients industriels) à se réaliser en France et à accroître la sécurité d'approvisionnement.

La consolidation des PEGs, notamment au Sud, est un sujet en débat depuis plusieurs années. Il est aujourd'hui indispensable que la CRE donne de la visibilité aux acteurs sur la manière dont seront organisés les PEGs à horizon 2020.

Cette consolidation des PEG ne doit cependant pas être dogmatique ; elle doit être menée en ayant pour objectif la recherche d'un optimum économique. POWEO considère donc que les mesures ne nécessitant pas de nouveaux investissements doivent être mises en place de manière prioritaire.

Deux cibles possibles, non exclusive l'une de l'autre, nous semblent donc envisageables à ce stade :

- Fusion des PEG Sud et TIGF pour former une grande zone Sud, accompagnée de mécanismes contractuels « court terme » permettant de résorber certaines congestions conjoncturelles et donc une décongestion partielle de la liaison Nord - Sud
- Selon le niveau d'investissement et dans un calendrier cohérent avec le contexte économique actuel, une fusion totale des PEGs.

Le statut quo n'est pas une option.

**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 ?**

Nous considérons qu'il est indispensable d'harmoniser les procédures et les systèmes d'information. En effet, des coûts fixes importants sont liés au développement de plusieurs SI, et dans la mesure où l'interface avec les GRD est identique, que les codes européens permettront la mise en place de règles unifiées en termes d'allocation des capacités, d'équilibrage et de gestion des congestions, et qu'enfin il n'est pas envisageable de garder une zone TIGF telle qu'elle existe aujourd'hui, nous souhaitons que la CRE incite les GRT à mettre en place, dès que c'est possible, des partenariats commerciaux et/ou industriels de manière à réduire les coûts.

Dans le cas où GRTgaz et TIGF n'arriveraient pas à se mettre d'accord sur la mise en place d'un SI commun pour la gestion de l'équilibrage, POWEO considère que le consommateur final ne doit pas supporter les coûts résultants. Une telle décision, qui est de l'unique responsabilité des GRT, aurait en effet un bénéfice nul voir négatif pour le marché du gaz. Dans ce cas, POWEO souhaite que les tarifs ATR ne couvrent pas les coûts associés au développement de deux SI.

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

L'étude KEMA a permis de valider l'existence de congestions potentielles entre les zones Nord et Sud. Cette étude est complète et les solutions fournies sont exhaustives.

Nous souhaitons attirer l'attention sur l'analyse associée au coût des dispositifs pour annuler les congestions structurelles. Il est en effet nécessaire de comparer une situation où les zones sont fusionnées avec celle où les zones ne sont pas fusionnées pour définir quel est le vrai coût des dispositifs proposés.

- Si les zones ne sont pas fusionnées, le prix du gaz au PEG Sud aura tendance à converger vers celui du prix du GNL. Cette convergence sera d'autant plus forte que les niveaux de TOP à Fos seront faibles. Dans ce cas, le coût de la congestion est porté par les expéditeurs s'approvisionnant au PEG Sud et donc par les clients de la zone Sud
- Si les zones sont fusionnées en incitant des flux de GNL à Fos, c'est le GRT qui portera la différence de prix entre le prix du PEG GRTgaz et le prix du GNL. Dans ce cas, le coût de la congestion est porté par le GRT, et il est inclus dans ses tarifs. C'est donc au final l'expéditeur et les clients qui porteront également ce coût.

Les grandes différences entre ces deux mécanismes sont :

- L'introduction d'une volatilité dans les coûts de transport contre laquelle il n'est pas possible de se couvrir efficacement sur les marchés
- La péréquation des prix de marché du gaz au niveau du PEG GRTgaz.
- Une désoptimisation économique des coûts d'approvisionnement puisqu'il reviendrait à GRTgaz d'assurer l'équilibre Offre-Demande du système gazier.

C'est pour cette raison que nous sommes favorables aux mécanismes de marché qui permettent de réduire ou d'annuler les congestions conjoncturelles ; nous ne sommes en revanche pas favorables à la mise en place de mécanismes contractuels destinés à annuler les congestions structurelles ; en effet :

- Combien d'acteurs pourront répondre sur des volumes allant entre 200 et 500 GWh/j ? Il y a un risque fort d'absence de concurrence dans ces appels d'offres
- Difficulté de mise en œuvre des engagements de flux à Fos. Cela nécessiterait certainement la revue des contrats d'approvisionnement à Fos
- Quand bien même ces engagements de flux à Fos seraient possibles, cela correspond à un scénario dans lequel il existe un déficit de gaz dans le Sud (du fait de la consommation, des injections stockages et/ou des sorties vers l'Espagne). Quel est l'intérêt économique de contraindre des expéditeurs à amener du gaz à Fos pour le faire sortir ensuite en Espagne ?
- Cela nécessiterait alors de conditionner les arrivées à Fos par de la capacité réduite en sortie vers TIGF ou alors d'organiser des appels d'offres à la fois à Fos et à la frontière espagnole

- Ces mécanismes ne sont pas pérennes dans le temps et seraient mis en place en réponse à un scénario de prix particulier, alors qu'il existe une certaine volatilité des prix

Nous partageons donc l'analyse de la CRE sur le principe d'un mix investissements et mécanismes contractuels pour réduire les congestions structurelles.

Si des investissements sont décidés (cf questions 4 et 5), il conviendra alors de se poser la question de la mise en place de mécanismes contractuels temporaires (dans l'attente de la réalisation de ces investissements) pour réduire les congestions structurelles.

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

Nous sommes opposés à des investissements massifs permettant la fusion des zones nord et sud. Il nous semble important de ne pas « sur réagir » dans un contexte actuel très changeant (« shale gas », essor du GNL, place du gaz dans le mix énergétique etc...). 1800 M€ d'investissements représente un montant très important et les bénéfices ne seront certainement pas de ce niveau pour le consommateur final.

Ainsi nous souhaitons :

- Fusionner les PEG TIGF et GRTgaz Sud le plus rapidement possible car cela peut se faire sans investissements
- Utiliser les mécanismes contractuels court terme préconisés par KEMA pour libérer de la capacité Nord / Sud et fluidifier les flux à l'interface des deux zones
- En parallèle, analyser la fusion Nord / Grand Sud avec des investissements modérés dans un souci de recherche d'optimum économique

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

L'idée d'un mix investissements / mécanismes contractuels est séduisante car elle permettrait de couvrir sur le long terme le coût de la fusion Nord/Sud. Toutefois, avant de prendre une décision d'investissement, il est nécessaire d'avoir une vision complète des prévisions d'évolution du tarif de GRTgaz et de TIGF à horizon 2020 comme demandé lors des deux ateliers organisés par la CRE. De nombreux investissements sont déjà programmés (sécurité, renforcement du cœur de réseau pour le terminal de Dunkerque LNG, interconnexion France Espagne,...) et vont devoir être financés par une hausse des tarifs de GRTgaz et au final par les clients finals.

Une analyse économique détaillée devra être réalisée concernant les investissements proposés ; une analyse coûts vs bénéfices devra notamment être réalisée et le mode de financement de ces investissements devra clairement être précisé. En outre, le contexte économique actuel nous semble trop incertain pour lancer ce projet ; il nous semble nécessaire d'attendre un environnement plus « stable » que ce soit en terme de perspectives de croissance économique ou de place du gaz dans le mix énergétique français.

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

La fusion des zones TIGF et Sud ne pose pas de problèmes particuliers d'un point de vue physique. La principale difficulté réside dans la mise en place d'un schéma dans lequel les deux GRT délèguent auprès d'une troisième organisation la gestion du hub et de l'équilibrage. Le modèle de marché allemand fonctionne de cette manière en regroupant 6 TSO différents. Il a été mis en place très rapidement autour du « Cooperation Agreement (KoV) » structurant les rôles des TSO et leurs relations autour du gestionnaire de hub « NetConnect Germany ». Nous estimons que ce modèle pourrait être appliqué très rapidement à une Grande Zone Sud, dès le 1<sup>er</sup> avril 2014.

Comme détaillé ci-dessous, le gestionnaire de hub commun a pour responsabilités la gestion de l'équilibrage et le lien entre les différentes capacités souscrites auprès des TSO par les expéditeurs, les transferts sur le hub, la facturation des déséquilibres etc... :



## Core activities of NetConnect Germany

### Balancing group management

- Entering into balancing group contracts
- Linking of balancing groups
- Monitoring and settlement of balancing group imbalances
- Invoicing

### Virtual trading point

- Processing of gas transfers between traders
- Providing gas exchange connectivity

### Control energy management

- Bilateral procurement of ext. control energy
- Exchange-based procur. of ext. control energy
- Operation of the control energy platform

### Information platform

- Data portal for BGM and ExNO\*
- Contract portal for VTP customers
- Market area data

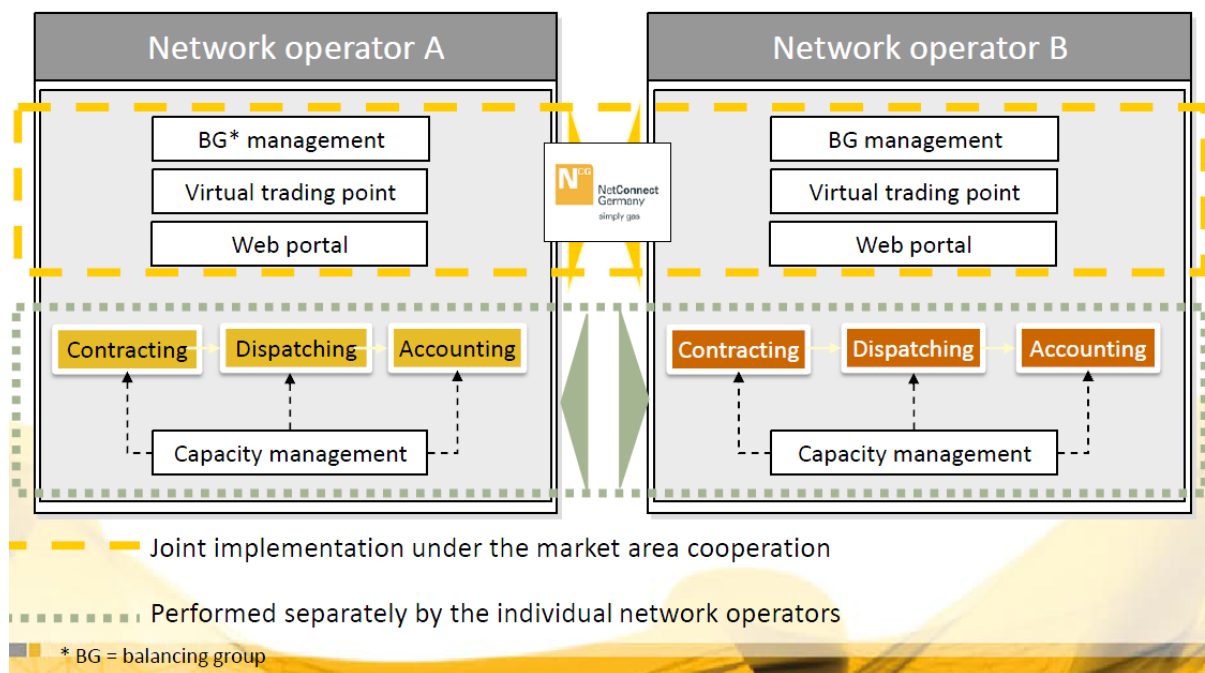
\* BGM = balancing group manager ExNO = exit network operator

Source : BGM customer event, Septembre 2011

Les TSO conservent leur rôle de commercialisation des capacités, de dispatching et de facturation :



## Coordination ensures a smooth market area cooperation with NCG as the umbrella organisation



Source : BGM customer event, Septembre 2011

La fusion des zones Sud et TIGF ne garantit pas un développement immédiat de la liquidité mais c'est un prérequis pour une zone sud attractive permettant l'entrée de nombreux acteurs et l'émergence progressive d'une référence de prix.

**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 correspond à un mode de commercialisation des capacités en J-1 pour J. Il ne s'agit en aucune manière d'une alternative à la fusion des zones Nord et Sud.

Concernant l'interface Sud – TIGF qui est non congestionnée, le constat est le même : elle permet d'avoir les mêmes effets qu'un hub fusionné en termes de prix mais ne procure pas les avantages de la fusion en terme de liquidité. Un mécanisme de market coupling Sud / TIGF impliquerait l'émergence d'un spread de marché égal à 0, une baisse significative des revenus de TIGF et in fine à des termes tarifaires à 0. Etant donné l'inexistence des congestions à l'interface Sud-TIGF et dans l'hypothèse de la mise en place d'un couplage à cette interface, il serait alors nécessaire de proposer aux expéditeurs disposant de capacités de transit entre GRTgaz et TIGF de rendre leur capacité aux GRT.

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

Nous partageons l'analyse comparée de la CRE des différentes options envisageables. Si la liste des avantages / gains et inconvénients / risques est complète, elle ne montre pas l'importance de chacun des points. Dans le scénario « PEG GRTgaz outils contractuels » les risques liés à la volatilité du coût de la fusion nous paraît très important. Dans le scénario « PEG GRTgaz Investissements », le risque de « coûts élevés et risques de coûts échoués » nous paraît également majeur. C'est pourquoi nous ne sommes pas favorables à ces deux scénarios.

Comme indiqué précédemment, la fusion Sud / TIGF doit être opérée au plus vite, et concernant l'interface Nord / Sud, la mise en place de mécanismes contractuels court terme doit être décidée afin de soulager la liaison nord – sud, et en parallèle mener l'étude d'opportunité sur une fusion basée sur un doublement de l'artère de Bourgne.

**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 réalisation à court ou moyen terme ?**

Le maintien du PEG TIGF n'est pas envisageable à long terme. La taille de la zone n'est pas compatible avec les travaux européens actuels pour lesquels une place de marché liquide est un pré requis.

Les options sont effectivement de se rapprocher du marché espagnol ou de la zone Sud de GRTgaz. Le marché espagnol est très peu mature et très peu liquide, une fusion entre ce marché et TIGF nous semble peu pertinente à court terme. Nous pensons que le marché espagnol doit tout d'abord s'organiser et rendre ses places de marché plus attractives avant une éventuelle fusion avec TIGF.

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

Parmi les trois cibles citées, nos préférences vont comme suit :

1. « Un PEG Nord et un grand PEG Sud regroupement le PEG GRTgaz Sud et le PEG TIGF »
2. « Un PEG France qui regrouperait les trois PEGs actuels » si un optimum économique serait trouvé sur la base de mécanismes contractuels court terme et d'investissements
3. « Un PEG GRTgaz unique et un PEG TIGF associé au marché de la péninsule ibérique » qui nous semble le moins pertinent mais que nous pouvons garder en mémoire si aucune autre évolution n'était possible

**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 ?**

Comme évoqué lors de la Q1, une évolution rapide de la structure du marché est nécessaire pour rendre le marché français plus attractif qu'il ne l'est aujourd'hui. Ce sujet est analysé depuis plusieurs années maintenant, a fait l'objet d'une lettre de notre part en 2008 et a contribué à la création du groupe « Fusion Nord / Sud » au sein de la Concertation Gaz :

Les constats que nous évoquons dans cette lettre sont malheureusement encore d'actualité :



« La valeur du gaz dans la zone Sud n'est pas connue »

« Si pour les fournisseurs, cette limitation d'accès direct entraîne un surcoût d'accès à cette zone, elle les empêche surtout de structurer leur portefeuille d'approvisionnement pour satisfaire leurs besoins de façon compétitive et avec des risques physiques limités »

« Deux types de solutions, non exclusives l'une de l'autre, semblent possibles pour parvenir à cette fusion :

- des investissements significatifs sur le réseau de transport
- des aménagements réglementaires et contractuels basés notamment sur des contraintes sur les flux imposés sur certains points d'entrée, et sur un mécanisme d'ajustement par appel au marché »

En quatre années, le constat n'a malheureusement que très peu évolué, l'allocation des capacités Nord / Sud a été améliorée et des investissements de cœur de réseau décidé (Eridan notamment), mais il est désormais nécessaire d'accélérer le processus de fusion des zones.

Ainsi l'évolution des places de marché de gaz en France doit commencer par la fusion Sud / TIGF. Une décision doit être prise le plus rapidement possible car il n'y a pas d'alternatives concernant TIGF, et la gouvernance du gestionnaire de hub doit être définie pour aboutir à une fusion dès le 1<sup>er</sup> avril 2014.

***Q12. Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE sur les évolutions possibles au 1<sup>er</sup> avril 2015 ? Laquelle des deux options a 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 ?***

Nous estimons que parmi les deux évolutions possibles vues par la CRE au 1<sup>er</sup> avril 2015, la deuxième doit être menée de manière prioritaire. En parallèle, et comme vu précédemment, des mécanismes contractuels court terme doivent être mis en œuvre le plus rapidement possible, ainsi qu'une étude pour le doublement de l'artère de Bourgogne permettant d'atteindre la première évolution identifiée par la CRE, mais certainement au-delà du 1<sup>er</sup> avril 2015.

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