

Atelier CRE n°1 du 21 mars 2012

Evolution de la structure contractuelle des réseaux de transport

Participants :	 Liste des participants
Ordre du jour :	<ul style="list-style-type: none">• Rappel des enjeux• Présentation des évolutions possibles• Présentations du point de vue des transporteurs<ul style="list-style-type: none">○ GRTgaz○ TIGF• Présentations d'acteurs du marché<ul style="list-style-type: none">○ Powernext○ Poweo○ UNIDEN○ GDF Suez• Echanges avec les participants sur :<ul style="list-style-type: none">○ Bilan de la situation actuelle○ Evolutions envisageables

Version :	# pages	Commentaires :	Rédacteur / relecteur :	Version antérieure :
1.0	3	CR initial rédigé par la CRE	CRE	-

1. Introduction de la séance : M. Jean-Yves OLLIER, Directeur Général des services de la CRE

Monsieur Ollier souligne le dynamisme du marché français du gaz, où l'on assiste à un bon développement des échanges et de la concurrence. Toutefois, en termes de structure du marché, d'autres pays avancent plus rapidement, l'Allemagne a par exemple annoncé son passage à une zone d'équilibrage unique pour 2013. Cet atelier marque un premier temps de réflexion auquel la CRE a souhaité associer l'ensemble du marché. **La CRE s'est fixé pour objectif de parvenir d'ici juillet 2012 à une orientation claire sur l'évolution du nombre de zones d'équilibrage en France, dans l'objectif de poursuivre le développement du marché français au bénéfice des clients finals.**

L'évolution de la structure contractuelle des réseaux de transport est une question difficile, d'importance stratégique pour les prochaines années. La réflexion collective et la prise en compte de l'intérêt général doit donc primer sur l'expression des intérêts individuels.

2. Présentation CRE : M. Dominique JAMME, Directeur des infrastructures et des réseaux de gaz

[Présentation 1 : CRE \(728,16 ko\)](#)

Dans la perspective de réduire le nombre de places de marché en France sur le réseau de transport, la CRE présente les quatre principales évolutions pouvant être envisagées :

1. Fusion GRTgaz Nord et Sud reposant sur des investissements
2. Fusion GRTgaz Nord et Sud reposant sur des outils contractuels
3. Fusion GRTgaz Nord et Sud reposant sur une approche mixte
4. Création d'une zone d'équilibrage commune à GRTgaz Sud et TIGF

La CRE souligne sa volonté de poursuivre la réduction du nombre de places de marché, elle ajoute que suffisamment d'études ont été réalisées, et que le moment est venu de prendre des décisions

A l'issue de sa présentation, **la CRE invite les participants à contribuer par écrit d'ici le 13 avril, en français ou en anglais, en formulant des propositions, des remarques ou des propositions d'amendement sur les différentes solutions présentées.**

3. Présentation GRTgaz : M. Philippe-Jean GARNIER, Directeur de l'offre

[Présentation 2 : GRTgaz \(541,73 ko\)](#)

GRTgaz rappelle l'intérêt pour le marché et pour GRTgaz de faire évoluer le « Market Design » et considère que suffisamment d'études ont été menées. Il indique que le mécanisme de couplage de marché est un élément intéressant qui atteint toutefois ses limites en cas de déséquilibre physique du réseau. Il ajoute que l'expérience allemande de fusion des zones sur la base de mécanismes contractuels d'engagements de flux n'a pas été totalement convaincante.

Selon GRTgaz, seule une fusion reposant sur des investissements permettra de décongestionner physiquement le réseau, de créer de nouvelles capacités, de créer de la liquidité et d'améliorer la sécurité d'approvisionnement. Cependant, ce bénéfice doit être analysé au regard d'un montant d'investissement important de l'ordre de 1 800 M€.

Une approche mixte associant investissements et mécanismes contractuels permettrait de réduire, dans une moindre mesure, les congestions physiques Nord → Sud en été d'environ 150 GWh/j et d'aider au développement ultérieur de capacités sans toutefois permettre une fluidité totale du réseau de GRTgaz.

Enfin, GRTgaz indique qu'il reste disponible pour mettre en œuvre un rapprochement GRTgaz Sud – TIGF si celui-ci était décidé.

4. Présentation TIGF : M. Jean-Loup MINEBOIS

[Présentation 3 : TIGF \(364,38 ko\)](#)

TIGF indique être en faveur d'une fusion GRTgaz Nord et Sud sur la base d'un panachage d'outils. Il ajoute que certains éléments de l'étude Kema méritent d'être vérifiés. Il est par exemple surpris de l'ampleur de la congestion sur l'axe Nord → Sud en été évaluée à 35 TWh puisque cela correspond à la consommation totale de la zone GRTgaz Sud en été. TIGF ajoute que cette évaluation a été calculée avec un taux d'interruptibilité de 100 % alors que par ailleurs dans l'étude il est mentionné un taux d'interruptibilité des capacités de 50%, ce qui réduit l'ampleur de la congestion de moitié. Il ajoute que la conversion proposée de ferme en interruptible de la totalité des 100 GWh par jour de capacités (sur 395 GWh par jour) entre GRTgaz Sud et TIGF devrait vraisemblablement être réduite.

Concernant le rapprochement GRTgaz Sud – TIGF, il y est défavorable. Afin de comparer les différentes solutions présentées par la CRE, TIGF indique qu'il faudrait *a minima* mettre à jour l'étude menée en 2009 pour disposer d'éléments comparables à ceux produits par Kema dans son étude sur la fusion GRTgaz Nord et Sud. Enfin, les bénéfices d'un rapprochement GRTgaz Sud – TIGF sont à mettre au regard des contraintes de mise en œuvre (rapprochement de 2 entreprises ayant leur culture propre, des SI distincts, mise en place d'une gouvernance bicéphale).

TIGF indique être prêt à réaliser un couplage de marché avec GRTgaz, d'ici la fin de cette année, voire avec le transporteur espagnol, si cela répond à une demande du marché.

5. Présentation Powernext : Jean-Pierre GOUX

[Présentation 4 : Powernext \(276,76 ko\)](#)

Powernext revient sur la fusion des 3 zones Ouest, Nord et Est en 2009 qu'il juge très positive. En effet, il constate que le nombre d'expéditeurs a beaucoup augmenté et que la liquidité s'est fortement

développée. La création de la grande zone Nord a été une condition nécessaire (mais pas suffisante) au développement de la liquidité dans le Nord de la France.

Il estime qu'une zone de trop petite taille, telle la zone TIGF de 3 Gm³/an, ne permet pas d'amorcer le développement de la liquidité. Selon lui, un couplage de marché est intéressant mais n'apportera pas au marché une solution aussi satisfaisante qu'un regroupement de places de marché.

6. Présentation Poweo : Frédéric Contie, Directeur négoce et optimisation d'actifs

[Présentation 5 : Poweo \(232,32 ko\)](#)

Poweo indique qu'une fusion de zones est le meilleur moyen d'améliorer la sécurité d'approvisionnement tout en satisfaisant un optimum économique. Il estime qu'il est nécessaire de poursuivre au plus vite, sans études supplémentaires, la dynamique de fusion des zones, en commençant par les mécanismes qui nécessitent le moins d'investissement, tels que le rapprochement GRTgaz Sud – TIGF. Il ajoute qu'en cas de congestion importante, le recours aux investissements est nécessaire, les outils contractuels ne permettant pas la fusion des zones, ou alors à un coût qui risque d'être exorbitant.

7. Présentation UNIDEN : Hugues de Montessus

[Présentation 6 : UNIDEN \(230,76 ko\)](#)

L'UNIDEN estime qu'il est urgent de fusionner les zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz sur la base d'outils contractuels proposés par Kema et qu'il serait inutile de mener plus d'études. La partition en zones crée des contraintes et génère des écarts de prix, entre les différentes zones, car le prix de la zone Sud est fixé par rapport à la zone Nord (ou Zeebrugge ou TTF) avec un premium significatif, pouvant avoir un impact économique important pour un consommateur industriel. Selon l'UNIDEN, la séparation en 2 zones de la zone GRT a également d'importants effets auto-bloquants sur le développement de la liquidité sur ces 2 zones, et augmente la congestion nord-sud en décourageant le débarquement de LNG à Fos.

8. Présentation GDF Suez (Branche Energie Europe) : Jean-Marie TEXEIRA

[Présentation 7 : GDF Suez \(128,45 ko\)](#)

GDF Suez considère que les niveaux d'obligations Take-or-pay retenus dans l'étude Kema ont pour effet de minorer, d'une part, le niveau de la congestion Nord → Sud et, d'autre part, les coûts de la fusion Nord-Sud. Elle estime que ces niveaux d'obligations Take-Or-Pay pourront être dans le futur significativement plus bas que ceux retenus dans l'estimation de Kema.

9. Echanges avec les participants

La CRE propose d'orienter les échanges autour des questions suivantes :

- 1) Bilan de la situation actuelle :
 - Quels ont été les apports de la création d'une grande zone Nord ?
 - La situation actuelle, avec 3 zones distinctes est-elle satisfaisante ? Peut-elle être pérennisée ?
- 2) Echanges sur les évolutions envisageables :
 - Quels sont les coûts / bénéfices / risques des évolutions présentées ?
 - Quels seraient les gains d'une fusion GRTgaz Nord et Sud ? D'une zone commune GRTgaz Sud - TIGF ?

Gazprom indique que ce sujet ne concerne pas uniquement les consommateurs industriels mais l'ensemble des segments de clientèle. Il rappelle que le coût annuel de l'ensemble des infrastructures gazières est de l'ordre de 5,5 Md€ par an et que dans le cadre de la fusion on évoque un surcoût limité à 150 M€ par an. Gazprom se déclare favorable à une fusion sur la base d'investissements car il estime que cela pourrait faciliter l'accès à la zone Sud. Il regrette qu'aucune courbe présentant les effets d'une fusion sur les niveaux de prix n'ait été présentée, il ajoute qu'une fusion devrait permettre de réduire les écarts de prix entre les différentes zones d'équilibrage.

Total Gas and Power ne partage pas les niveaux des écarts de prix entre les zones mis en avant par l'UNIDEN pour justifier la fusion de zones et rappelle que le l'écart Nord-Sud a été seulement de 0,15 €/MWh en day ahead sur les 12 derniers mois. Total indique que la réduction du nombre de zones, financée par les consommateurs français, risque d'avantager le marché espagnol qui pourrait alors importer encore plus facilement du gaz depuis la France, bénéficiant ainsi de nouvelles capacités d'arbitrage, pour envoyer son GNL en Asie par exemple. Le statu quo lui semble être la solution la plus acceptable car il n'est souhaitable ni de décider des investissements qui semblent excessifs, ni de mettre en œuvre des mécanismes de type engagements de flux qui conduiraient à faire porter au marché français le prix du GNL en Asie.

EON indique que la fusion Nord → Sud lui paraît indispensable, de préférence sur la base d'investissements. Il souligne l'importance de développer l'attractivité du marché français qui est un marché importateur. Comme l'UNIDEN, il estime que le maintien de plusieurs zones – sachant que l'export vers l'Espagne risque d'augmenter – risque d'engendrer une augmentation des coûts dans les zones sud et TIGF et ainsi accroître encore l'écart de prix avec la zone GRTgaz Nord. EON ajoute que la fusion en Allemagne a été bénéfique pour les consommateurs industriels et a facilité les projets de Centrales à cycles combiné gaz. Il ajoute qu'un rapprochement GRTgaz Sud et TIGF lui semble simple à mettre en œuvre mais reste moins prioritaire.

Uprigaz estime qu'il faut relativiser les conclusions de l'étude Kema et élargir le débat à toutes les parties prenantes en vue d'obtenir un consensus. Elle ajoute qu'il faudra étudier plus en profondeur les synergies potentielles avec le marché espagnol. Uprigaz indique qu'elle voit peu d'intérêt à un rapprochement GRTgaz Sud - TIGF car cela générera moins de bénéfices qu'une fusion GRTgaz Nord et Sud. .

GDF Suez (Branche infrastructures) souligne qu'il faudra étudier les impacts d'une fusion sur les infrastructures de stockage et les terminaux méthaniers. Il souligne par ailleurs que les montants à investir seront importants et devront être financés.

Rio Tinto souligne que le processus de mise en œuvre d'une fusion est long. Il lui semble donc urgent de prendre une décision et de ne pas multiplier les études.

L'**AFG** souligne que les avantages de fusions de zones sont surtout qualitatifs et regrette que l'on n'ait pas mesuré les coûts et bénéfices de manière plus globale. L'AFG indique qu'il faudra vérifier les estimations de coûts et mesurer l'impact sur les tarifs réglementés de vente auprès du consommateur final.

Alpiq estime que les coûts d'une fusion GRTgaz Nord et Sud sont exorbitants, il s'interroge par ailleurs sur l'origine des 35 TWh manquants annoncés dans l'étude Kema puisqu'aujourd'hui, tous les consommateurs dans le sud de la France sont bien alimentés en gaz. Il soulève aussi ce qu'il considère comme un paradoxe : alors qu'Eridan a été construit pour faire monter le gaz GNL de Fos vers le Nord, l'on réfléchit aujourd'hui à des investissements, dans le cas d'une fusion GRTgaz Nord et Sud, visant à faire descendre le gaz pipe dans le Sud. Concernant le rapprochement GRTgaz Sud-TIGF, Alpiq ne pense pas que cela permettra d'augmenter significativement la liquidité du marché dans le sud mais cela permettra en revanche de développer la concurrence car la taille limitée de la zone de TIGF est actuellement un frein pour certains expéditeurs qui ne souhaitent pas entrer sur une zone de seulement 35 TWh, compte tenu des coûts importants que cela génère.

L'**UNIDEN** ne pense pas qu'un rapprochement GRTgaz Sud – TIGF permette d'améliorer le manque de liquidité dans le sud. Etant donné la taille limitée de la zone TIGF, cela ne devrait pas permettre d'augmenter sensiblement le niveau actuel de liquidité de la zone GRTgaz Sud.

Poweo estime quant à lui qu'un rapprochement GRTgaz Sud et TIGF engendrera nécessairement une plus grande liquidité, à un coût faible, en créant une plus grande zone au sud avec de nombreuses sources de gaz différentes (2 terminaux méthaniers à Fos, les interconnexions avec l'Espagne, les stockages).