

CRE – Consultation publique du 21 juillet 2010 de la Commission de régulation de l'énergie sur les tarifs et conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel

3.1 Evolution de la structure tarifaire dans le nord du territoire

1. Question 1: Etes-vous favorable à la fusion des zones Nord H et Nord B au 1^{er} avril 2013?

Réponse: Oui, cela simplifiera la structure et accroîtra la liquidité du marché du Nord de la France.

2. Question 2: Etes-vous favorable à la mutualisation totale du cout de conversion de gaz H en gaz B (service « base » uniquement) dès le 1^{er} avril 2011 ?

Réponse: Oui. Nous supposons en outre que même si la consultation publique ne mentionne pas le service de conversion du gaz B au gaz H, ce coût sera également mutualisé en vue de préparer la fusion des deux qualités.

3.2 Evolution de la structure tarifaire dans le sud du territoire - questions 3, 4 et 5:

3. Quels enseignements tirez-vous des résultats de l'étude des réseaux menée par GRTgaz et TIGF?

Réponse: La liquidité dans le sud de la France a besoin d'être améliorée. L'établissement d'un tarif à 0 sur l'interface TIGF et PEG S y contribuera. En avril 2013, TIGF doit être en mesure d'obtenir le système et les ressources nécessaires pour y faire face.

4. Etes-vous favorable à une diminution du terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud au 1^{er} avril 2011, si la création d'une place de marché unique dans le sud au 1^{er} avril 2013 est retenue?

Réponse: Oui. Comme les deux zones se rapprochent peu à peu, la liquidité va augmenter et le marché dans le Sud de la France devrait devenir plus actif.

5. Etes-vous favorable aux autres évolutions de la structure tarifaire envisagées?

Réponse: Comme mentionné ci-dessus, nous soutenons la suppression du tarif entre PEG S et TIGF.

Une augmentation des tarifs aux points d'interface transport stockage (PITS) en tant que telle se traduira par une diminution de l'attrait du stockage. Cela peut se justifier si cette augmentation reflète le coût du développement du stockage sur le réseau de transmission. Nous comprenons difficilement pourquoi les tarifs des produits existants devraient augmenter.

Nous approuvons que la responsabilité des investissements dans le réseau de transport pour accueillir des terminaux de GNL soit placée sur l'opérateur de terminaux de GNL. Cela évitera une mutualisation des coûts de GNL.

Nous ne sommes, cependant, pas certains de l'impact de ce développement dans le sud de la France. S'il en résulte une capacité moindre de GNL et des tarifs de stockage plus élevés, il faudrait probablement accroître les investissements dans le réseau de transport pour fusionner PEG N et PEG S pour éviter la segmentation continue du pays en deux zones de prix. Cette segmentation serait au détriment du développement du marché dans le sud de la France, si elle se traduisait par un coût plus élevé du gaz dans le PEG S.

4. Conditions d'accès pour les centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel – questions 6, 7, 8, 9 et 10:

6. Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière proposé par GRTgaz?

Réponse: En général, il semble raisonnable de payer les volumes modulés aussi longtemps que le prix reste proportionné et transparent. Le prix du service proposé nous semble élevé et l'élément de coût fixe nous paraît en contradiction avec le raisonnement motivant le service. Si l'objectif est d'éviter de la modulation infra-journalière et de récompenser une production journalière plate, les coûts fixes doivent être maintenus aussi bas que possible.

Une discussion autour d'un mécanisme d'ajustement du gaz similaire à celui qui existe pour l'électricité fait défaut. Nous comprenons que les contraintes physiques pourraient nécessiter des mesures locales/régionales pour gérer des contraintes locales/régionales du réseau. Il devrait cependant être possible de lancer des appels d'offres transparents pour une mise en concurrence des offres du gaz d'équilibrage à des endroits spécifiques (locales/régionales). Des consommateurs fortement modulés peuvent ainsi potentiellement être une source de gaz par simple changement de leurs profils de production. Les appels d'offres seraient de préférence de courte durée et de taille raisonnable. Cela pourrait aider à réduire d'avantage les coûts d'équilibrage du réseau comparé à la seule conclusion des contrats avec Storengy, Elengy et TIGF.

Nous nous référons en outre au modèle cible " Buying and selling of flexible gas and balancing services by TSOs " tel que proposé par l'ERGEG dans le projet « Draft Pilot Framework Guidelines 18 August 2010 » et nous soutenons un développement en cette direction.

7. Etes-vous favorable à la répercussion des coûts supplémentaires liés à la flexibilité infra-journalière aux sites fortement modulés à travers un service spécifique ?

Réponse: Non. Si les clients paient par rapport à leurs volumes modulés et l'amplitude de leurs profils, tous les clients pourraient être inclus. La contradiction au niveau des coûts fixes devient alors évidente, puisque même les clients sans volumes modulés devront les payer. En créant un service spécifique, les CCG sont singularisés et pénalisés par rapport à d'autres clients dans le réseau.

8. Que pensez-vous du seuil de 0,8 GWh de volume modulé journalier moyen proposé par GRTgaz pour l'application du service de flexibilité infra-journalière ?

Réponse: Le seuil semble être mis en place afin d'évincer les clients actuels du nouveau service. Nous pensons que tous les clients - indépendamment de leurs volumes modulés infra-journaliers - doivent faire face également aux éléments du service proposé. Cela

encouragerait tous les utilisateurs du réseau à réduire leur besoin de volumes modulés.

9. Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière envisagé par la CRE?

Réponse: Le service tel que proposé par le régulateur est meilleur que ce qui est proposé par GRTgaz. Les coûts fixes sont réduits et les coûts totaux sont inférieurs.

Il reste à éclaircir comment la proposition finale tient compte du fait que les centrales déjà payent l'équivalent d'une modulation de 0,8 GWh / j ($\sim 1,5 \text{ €} / \text{MWh} / \text{j}$).

Comme mentionné au-dessus, nous trouvons cependant que tous les clients doivent faire face aux éléments dans le service proposé par les règles et régulations générales du réseau.

10. Etes-vous favorable à la définition de deux services distincts, un service de flexibilité infra-journalière pour la programmation la veille pour le lendemain et un service pour les renominations en cours de journée?

Réponse: Pour faire face au besoin de volumes modulés le mieux possible, le GRT a besoin de programmations fiables la veille pour le lendemain (J-1) et les clients du réseau devraient être incités à nommer aussi correctement que possible. Il ne devrait pas y avoir d'autres sanctions sur les renominations qu'un éventuel refus du GRT si des contraintes physiques du système les rendent impossible.

Les écarts de nominations qui causent des déséquilibres journaliers doivent être réglés à un prix qui reflète le mieux possible la valeur du gaz utilisé pour équilibrer le système. Cela fournira les incitations nécessaires aux acteurs du marché à nommer correctement. Des sanctions ou des avantages supplémentaires se traduiraient par des investissements inutiles qui réduisent l'utilité totale. Toutefois, si des sanctions / avantages (au-delà du prix du marché) devaient être jugées nécessaires, le GRT doit avoir l'obligation de justifier la nécessité de telles sanctions / avantages de façon transparente et doit tendre vers des valeurs insignifiantes (voire nulles) pour ces sanctions / avantages.

Sur la base de ce raisonnement, nous ne soutenons pas la création de ces deux services distincts.

Nous nous référons en outre au modèle cible " Imbalance charges" tel que proposé par l'ERGEG dans le projet « Draft Pilot Framework Guidelines 18 August 2010 » et nous soutenons un développement en cette direction.

Il faut garder à l'esprit que les structures sur le marché du gaz auraient un effet sur la structure du marché d'électricité. Nous soulignons qu'il faut veiller à ce que celles-ci correspondent.

5. Evolution du système d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz – questions 11 et 12

11. Que pensez-vous de la proposition de GRTgaz concernant l'évolution du système d'équilibrage sur son réseau de transport?

Réponse: Nous soutenons la proposition de GRTgaz et trouvons qu'elle rapprochera le système d'équilibrage du marché et qu'elle accroîtra la sensibilisation des clients du réseau. La liquidité du marché augmentera, soutenue par l'augmentation de l'information donnée

aux clients ainsi que par l'augmentation des interventions de marché par GRTgaz.

Jusqu'à ce que GRTgaz arrive à assurer complètement le gaz d'équilibrage en provenance du marché, il pourrait être utile d'élaborer un mécanisme d'ajustement à l'aide d'appels d'offres transparents afin d'introduire davantage de concurrence dans la fourniture de gaz. En outre, les clients devraient être incités à rester équilibrés. Comme mentionné ci-dessus, un système d'équilibrage correctement formulé fournira des incitations appropriées pour soutenir l'équilibre du système.

12. Que pensez-vous de la position de TIGF concernant le système d'équilibrage sur son réseau de transport?

Réponse: Nous préférons un modèle plus conforme à celui proposé par l'ERGEG dans le projet « Draft Pilot Framework Guidelines 18 August 2010 » et nous soutenons un développement en cette direction. Nous soulignons qu'il est important d'augmenter le niveau d'information en direction du marché afin de créer plus de transparence pour stimuler le négoce et, ensuite, la liquidité.

13. Avez-vous d'autres remarques ou propositions?

En général, les GRT doivent viser à mettre leurs systèmes en conformité aux propositions d'ERGEG.

Nous soulignons encore que les structures incitatives sur le marché du gaz auront un effet sur la structure du marché d'électricité. Une marge de sécurité trop large pour le GRT du réseau gazier pourrait se refléter par une possibilité de manœuvre réduite pour le GRT du réseau électrique et, par conséquent, une augmentation du prix de l'électricité. Il faudrait veiller à ce que les structures des deux marchés s'accordent pour maximiser l'utilité global.