

**Consultation publique de la CRE du 13 octobre 2014 relative à
l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz
aux 1er avril et 1er octobre 2015
-- Réponses de L'UNIDEN --**

Question 1 : Etes-vous favorable aux principes proposés par les GRT pour le système d'équilibrage cible à partir du 1er octobre 2015, à la suppression des tolérances et à la forte baisse du taux de surcote/décote appliqué au prix moyen de règlement des déséquilibres ?

Dans la mesure où les principes proposés par les GRT pour le système d'équilibrage cible à partir du 1^{er} octobre 2015 sont en adéquation avec le Code du réseau européen et plus spécifiquement avec le règlement 382/2014 de la Commission Européenne, nous ne pouvons qu'être favorables. Cependant comme intrinsèquement il n'est pas possible d'obtenir en permanence une adéquation parfaite entre les nominations et consommations, quelque soient les efforts mis en œuvre, un déséquilibre subsistera. Si ce dernier ne peut plus être géré par les tolérances, il ne faut pas que le surcoût généré soit disproportionné, c'est pourquoi nous sommes favorables à une forte baisse du taux de surcote/décote appliqué au prix moyen de règlement des déséquilibres. Toutefois il nous paraît important de ne pas laisser dériver le système par un coût des écarts non stimulant car trop faible. Ceci pourrait en effet conduire soit à des arbitrages opportunistes augmentant le déséquilibre pré-existant, soit à des négligences (par moindre priorité accordée) dans le suivi des moyens à disposition du fournisseur ou shipper (télé-relève, ressources humaines et IT...), etc. En résumé cela pourrait conduire à des situations récurrentes de déséquilibres physiques du système gazier, ...conduisant alors à des interventions nécessaires du GRT sur le marché ...et cette fois au prix fort !

Question 2 : Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz concernant la mise en place d'une décote/surcote de +/- 2,5% en zone Nord ?

Eu égard aux points évoqués en réponse à la question 1, nous sommes favorables pendant la période de transition (soit du 1^{er} Avril 2105 au 30 septembre 2015) à la proposition de GRTgaz d'une décote/surcote de +/- 2,5 % en zone Nord (supérieur au prix d'injection chez Storengy). A partir du 1^{er} octobre 2015, le niveau de décote/surcote pourra être revu à la baisse en fonction des résultats observés, cependant il ne nous semble pas souhaitable que ce niveau soit alors inférieur à +/- 1,5% afin de ne pas laisser dériver les déséquilibres et éviter une sous-utilisation des stockages comme moyen d'équilibrage.

Question 3 : Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz et TIGF concernant la mise en place d'une décote/surcote de +/- 0,1€/MWh en zones GRTgaz Sud et TIGF, ou bien considérez-vous, comme la CRE, que ce niveau est insuffisant ?

La décote/surcote proposée au Sud est inférieure à celle proposée au Nord, cette différenciation étant justifiée par les GRT sur la base du risque financier induit par le manque de liquidité du marché en zone Sud. Il est d'ailleurs bien prévu par le Code du réseau que dans le cas d'un niveau de liquidité de marché insuffisante, il soit possible de conserver de façon provisoire des tolérances. Ceci dit *l'objectif du processus mis en place doit être essentiellement de maintenir le réseau globalement dans une situation d'équilibrage physique, et cela sans trop affecter financièrement les clients finaux* qui sont déjà fortement touchés par les éléments structurels et conjoncturels au Sud : d'une part la position enclavée de cette zone, d'autre part le mécanisme de formation de prix fortement impacté par la position dominante de certains expéditeurs, et enfin une saturation quasi-permanente de la liaison nord-sud (en attente des travaux d'amélioration prévus en principe pour 2018). Face à l'objectif mentionné ci-dessus, l'application ou non de tolérances ne permettra au fond pas d'améliorer ni le prix ni la liquidité sur ce marché : il serait bien plus souhaitable pour cela de s'attaquer au mécanisme de formation des prix de cette zone pour préserver transitoirement la compétitivité des clients finaux gazo-intensifs. *A contrario un coût marginal réellement pénalisant pour les clients de la zone Sud sera atteint chaque fois que le réseau sera tellement déséquilibré (en raison de la faible surcote/décote) que le GRT devra intervenir sur le marché : alors, compte-tenu de la situation particulière en zone Sud, le coût pourra s'avérer insoutenable pour les clients finaux.* Ainsi la réduction des tolérances avant d'avoir éradiqué les problèmes structurels et conjoncturels ne pourra qu'augmenter mécaniquement le nombre de jours où l'accès au gaz pour les clients finaux du Sud sera non compétitif -- cette situation pouvant s'avérer insoutenable à court sinon moyen terme.

En synthèse, la surcote/décote mise en place doit être au moins équivalente au coût des autres moyens de flexibilité comme le stockage, ceci de manière que tout soit mis en œuvre par l'ensemble des acteurs pour que le réseau ne sorte pas de sa limite d'équilibrage physique acceptable et que le GRT n'ait pas à intervenir sur le marché. C'est pourquoi nous serions favorables à une surcote/décote plutôt de l'ordre de 0,4 euros/MWh (càd raisonnablement réduite, ...mais pas trop !).

Question 4 : Etes-vous favorable à l'utilisation de l'indicateur de stock en conduite projeté proposé par GRTgaz et TIGF ?

L'utilisation de l'indicateur de stock en conduite projeté nous semble tout à fait appropriée pour inciter les expéditeurs à s'équilibrer.

La proposition de GRTgaz de définir plusieurs degrés de tension atteignables et de modifier le mode d'intervention nous convient également.

Nous sommes favorables à l'établissement d'un comité Opérationnel rassemblant la CRE, Powernext et GRTgaz pour juger de la pertinence des mécanismes d'intervention. En effet, en fonction du niveau risque de la situation jugé nul, acceptable, fort ou critique, nous espérons ainsi voir les GRT intervenir pour leurs propres besoins à un prix raisonnable et donc proche du prix moyen du marché.

Nous demandons aussi, au vu de l'importance pour l'ensemble des expéditeurs de l'information sur l'état d'équilibre de chaque zone, que les données de SEC projeté soient le plus souvent mises à jour et les plus fiables possibles.

Question 5 : Etes-vous favorable aux règles d'intervention sur les marchés pour leurs besoins d'équilibrage proposées par GRTgaz et TIGF ?

L'UNIDEN n'est pas du tout favorable, dans l'état actuel des choses, à l'élargissement des fenêtres d'intervention au-delà de 18h et en jour non ouvré. En effet, nous partageons l'analyse préliminaire de la CRE qu'en cas de faible liquidité en dehors des plages horaires « historiquement liquides » de 8.30h-18h, pendant les jours ouvrés, le prix des échanges n'est pas représentatif. A titre de comparaison¹, voici les volumes échangés en semaine et en WE, et dans la fenêtre 8.30-18h ou en dehors sur le PEG Nord et sur le PEG Sud :

		[8h30 ; 18h]]18h ; 8.30[
PEG NORD (MWh)	Semaine	13 080 870	12 640
	Weekend	19 070	

		[8h30 ; 18h]]18h ; 8.30[
PEG SUD (MWh)	Semaine	4 660 060	14 790
	Weekend	2 240	

Comme le montrent ces valeurs, les échanges après 18h ou en jour non ouvré ne représentent que 0.3 % des volumes échangés sur Powernext aux PEG Nord et Sud. Au regard de cette analyse, nous demandons la prise en compte des éléments suivants :

A) Sur le prix moyen :

Nous sommes d'accord avec la proposition de GRTgaz de conserver la définition actuelle (8.30-18h) et d'attendre de dresser un retour d'expérience sur les nouvelles fenêtres avant tout changement ultérieur éventuel. La proposition initiale de GRTgaz est d'opérer de cette manière mais d'appliquer un traitement différent les weekends et les jours fériés. Nous demandons pour notre part que soit conservé pour la détermination du prix moyen les règles actuelles et de faire également un REX sur les weekends et sur les jours fériés.

B) Sur le prix marginal :

Pour les mêmes raisons, nous souhaitons que les règles actuellement en vigueur soient conservées et que soit établi un retour d'expérience sur les échanges réalisés en dehors des fenêtres lorsqu'on y observe une réelle liquidité.

De manière plus générale :

- Nous saluons déjà le travail de transparence de GRTgaz sur les volumes achetés ou vendus pour son besoin d'équilibrage qui sont effectivement communiqués sur SmartGrtgaz. Nous

¹ Source : Powernext analyse depuis le 12/07/2014

souhaiterions cependant que soit communiqué par les GRT --au minimum à la CRE-- le détail du nombre d'acteurs présents lors des différentes fenêtres, ceci afin de s'assurer que les interventions des GRT soient mises en réelle concurrence – le constat rendant alors pertinent ou non l'extension de la fenêtre d'interventions.

- Pour les weekends et jours fériés, les transactions faites sur Powernext Sud se comptent en quelques unités, et les volumes unitaires traités sont très faibles. De plus, le taux d'interruption de la liaison Nord-Sud connaît des variations brutales d'un jour sur l'autre. L'analyse des débits physiques sur la liaison Nord-Sud montre que les écarts de débits du Samedi au Dimanche sont très nettement supérieurs à la liquidité du marché les jours de week-end. Il est donc clair que le marché ne permettra pas, et de loin, aux expéditeurs de se rééquilibrer les weekends ; seuls les expéditeurs titulaires de grosses capacités de stockages, avec des débits importants, seront en état de se rééquilibrer, renforçant encore les positions dominantes existantes. Il est donc extrêmement probable qu'y apparaissent des prix marginaux extravagants. Donc à défaut d'un maintien des tolérances le week-end, nous recommandons --a minima-- que le prix des écarts marginaux les week-end et jour fériés, ne soient pas calculés sur le marché « intra-day », mais sur le produit week-end pour les week-end simples, et sur les produits « day ahead » pour les jours fériés.

Question 6 : Etes-vous favorable à un prix marginal unique de règlement des déséquilibres pour les zones TIGF et GRTgaz Sud ?

Nous sommes favorables à un prix marginal unique à partir d'avril 2015, suite à la création d'un PEG commun.

Question 7 : Etes-vous favorable à la disparition du SEJ dans les conditions du système cible ?

Nous ne sommes pas favorables au maintien du SEJ dans les conditions du système cible. Ce système ne nous semble pas en adéquation avec le Code de réseau européen et nous estimons qu'il ne donne pas assez d'incitation aux expéditeurs à s'équilibrer a priori, car avec ce système ils peuvent rattraper leur déséquilibre a posteriori. Cela aura également un impact fortement négatif sur la liquidité des PEG.

Question 8 : Partagez-vous les analyses de GRTgaz et de TIGF sur la situation du marché ?

Nous partageons l'analyse de GRTgaz sur la zone Nord dont nous estimons la liquidité du Marché suffisante pendant les jours ouvrés de 8h30 à 18h. Toutefois, hors de ces plages horaires et des jours fériés cette liquidité disparaît fortement voire totalement. Pour exemple, le week end du 18-19 octobre dernier, seulement 3 transactions ont été effectuées sur la Bourse. Nous sommes très loin des chiffres mentionnés par GRTgaz dans son analyse. Concernant le niveau d'information fournie aux expéditeurs, il est en amélioration continue et clairement les données sur la précision du KO vont dans le bon sens. Il apparaît que la précision de ce KO fourni par GRTgaz peut encore s'améliorer dans les années à venir (et ainsi se rapprocher des systèmes mis en place chez certains

expéditeurs qui ont signalé en Concertation Gaz obtenir une précision supérieure à celle existante des GRT).

Concernant la zone Sud, nous partageons l'analyse de GRTgaz dans le sens où la problématique de la liquidité de cette zone est liée à des difficultés structurelles et conjoncturelles. Il est donc primordial de s'attaquer à ces difficultés : outre les flux d'exportation maximisés vers l'Espagne (d'ailleurs en augmentation en Décembre 2015), les effets de la position dominante de certains acteurs, et la réduction mécanique des importations de GNL à Fos au fur et à mesure des augmentations de capacités de transport Nord-Sud, ...tout concourt à une tension durable au Sud tant que l'augmentation majeure de capacités Nord-Sud n'aura pas été réalisée d'ici 2018-2019. Tant que ces difficultés ne seront pas résorbées, les consommateurs finaux du Sud --avec ou sans tolérance-- continueront d'être fortement pénalisés. Des mesures transitoires spécifiques d'ici 2019 sont donc absolument nécessaires pour y sauvegarder l'emploi industriel des consommateurs les plus impactés. Des propositions ont été faites cet été à la CRE dans ce sens.

Question 9 : Etes-vous favorable aux propositions de GRTgaz et TIGF concernant la mise en place anticipée dès le 1er avril 2015 d'un système sans tolérances standard, avec une décote/surcote faible et en maintenant le SEJ et les tolérances optionnelles (3%) jusqu'au 1er octobre 2015 ?

L'UNIDEN n'est pas défavorable à se diriger vers l'équilibrage cible le plus tôt possible. Cependant, nous soutenons la proposition de GRTgaz d'offrir, au titre de la période transitoire, une flexibilité optionnelle, pour accompagner les expéditeurs vers l'équilibrage cible. Nous partageons également l'avis de GRTgaz et de TIGF que cette période transitoire sera l'occasion de dresser un retour d'expérience indispensable sur les échanges en dehors des heures de liquidité historique.

Nous sommes également favorables à un niveau de décote/surcote raisonnable (càd ni trop élevée ni trop faible) en regard de la disparition des tolérances standard. Nous confirmons dans ce sens notre proposition de retenir 2.5% en zone Nord et 0.40€/MWh en zone Sud.

Nous ne sommes pas favorables au maintien du SEJ car il nous semble qu'il ne prépare pas les expéditeurs au système cible comme expliqué à la question 7.

Question 10 : Etes-vous favorable au reversement du compte de neutralité financière en fonction des quantités livrées ?

Nous ne sommes pas favorables à la modification proposée (répartition sur la base des quantités livrées et non plus des capacités réservées) et souhaitons que les règles actuelles soient maintenues, càd au prorata des capacités de livraison aux points LI et PITD. En effet, le code de réseau doit être bien interprété : il mentionne que la redistribution de la charge (positive ou négative) doit se faire proportionnellement à l' « usage » que fait l'utilisateur du réseau (« The neutrality charge for balancing shall be proportionate to the extent the network user makes use of the relevant entry or exit points concerned or the transmission network »). Or la capacité de livraison correspond bien au droit d'usage que l'utilisateur réserve à fin d'exploitation : si ce dernier réserve cette capacité, c'est bien parce qu'elle correspond à son besoin et donc à son usage (à pleine capacité ou pas). C'est donc bien la capacité qui doit servir d'assiette de redistribution du crédit ou du débit.

Question 11 : Souhaitez-vous que soit modifié le mode de répartition du compte de neutralité financière, notamment pour compenser les difficultés structurelles de certains expéditeurs à s'équilibrer?

Non, nous ne souhaitons pas modifier le mode répartition du compte de neutralité financière : il est essentiel que les expéditeurs continuent de tous travailler sur l'amélioration continue de leurs prévisions afin que le réseau soit équilibré au mieux. Il n'est pas souhaitable que ne soient pas reconnus les expéditeurs les plus vertueux et qui contribuent fortement à cet équilibre (d'une part par leurs bonnes prévisions, et d'autre part par leur relative régularité de consommation la plupart du temps). Dans le cas contraire, cela enverrait un signal fort qu'il n'est pas nécessaire de continuer cette démarche d'amélioration des prévisions. Il est d'ailleurs à noter que l'erreur absolue des prévisions par zone d'équilibrage présentée par les GRT lors du GT équilibrage du 21 octobre 2014 fait apparaître des pourcentages similaires en été sur les profilés et les non-profilés. De plus il est apparu lors de ces échanges que les expéditeurs des profilés faisaient état de modèles propres développés en interne encore plus performants que les résultats présentés par les GRT (en utilisant les KO des GRT). Enfin, le coût global des expéditeurs profilés est apparu similaire à celui des expéditeurs des télé-relevés.

Ainsi les difficultés « structurelles » de certains expéditeurs, toute compréhensibles qu'elles soient, ne peuvent pour autant justifier une modification des règles de répartition du compte de neutralité. C'est la raison pour laquelle nous sommes opposés à l'alternative proposée qui enverrait un signal fort contraire à l'objectif recherché par le code. Au final, il apparaît somme toute normal que les coûts de déséquilibre des clients profilés (par nature relativement peu prévisibles) ressortent éventuellement supérieurs à ceux des clients dont la consommation est régulière et prévisible.
