

Le 26 juillet 2013

## Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie relative aux conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz des consommateurs gazo-intensifs

La présente consultation publique a pour objet de recueillir l'avis des acteurs du marché sur les conséquences sur les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz de l'introduction dans le code de l'énergie d'un statut de consommateur gazo-intensif.

Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs réponses jusqu'au 9 septembre 2013.

### 1. Contexte

La CRE a organisé du 5 au 26 juin 2013 une consultation publique relative à la commercialisation des capacités de transport entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, les zones Sud de GRTgaz et TIGF et entre la zone TIGF et l'Espagne<sup>1</sup>.

L'article 39 de la loi 2013-619 du 16 juillet 2013 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable<sup>2</sup> introduit dans le livre IV du code de l'énergie un nouveau titre VI créant le statut de consommateur gazo-intensif. Ces nouvelles dispositions, adoptées après la clôture de la consultation publique de la CRE, prévoient notamment que les consommateurs gazo-intensifs « *peuvent bénéficier, pour certains de leurs sites, de conditions particulières d'approvisionnement et d'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel* ».

Des textes réglementaires sont prévus par la loi pour définir les critères et les seuils auxquels devront satisfaire les entreprises et les sites concernés. La mise en œuvre de ces dispositions pourrait avoir une incidence sur les règles de commercialisation des capacités de transport, notamment entre les zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud.

Conformément aux dispositions des articles L. 452-1 et L. 134-2 du code de l'énergie, la CRE fixe les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et précise les conditions d'utilisation de ces derniers.

Dans ce contexte, la CRE a décidé de reporter sa délibération relative aux règles de commercialisation des capacités de transport entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, les zones Sud de GRTgaz et TIGF

---

<sup>1</sup> [Consultation publique de la CRE relative à la commercialisation des capacités de transport entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, TIGF et l'Espagne disponibles à compter du 1er avril 2014](#)

<sup>2</sup> Disponible sur :

<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000027713399&dateTexte=&categorieLien=i>  
d

et entre la zone TIGF et l'Espagne, afin de consulter les acteurs de marché sur les conséquences éventuelles de ces nouvelles dispositions législatives.

Compte tenu de la nécessité de donner de la visibilité aux acteurs de marché sur les règles de commercialisation de ces capacités dans un délai raisonnable avant leur mise en vente, la CRE délibérera sur ces règles en octobre 2013.

## 2. Synthèse des réponses à la consultation publique de la CRE de juin 2013

Une première consultation publique s'est tenue entre le 5 et le 26 juin 2013. La CRE a obtenu quarante et une réponses à cette consultation : 16 provenant d'expéditeurs, 14 d'industriels (dont 8 sont identiques à celle de l'UNIDEN), 8 de gestionnaires d'infrastructures et 3 d'associations. Les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE<sup>3</sup> en même temps que la présente consultation.

Concernant le besoin de visibilité, les contributeurs sont dans l'ensemble satisfaits de l'horizon de quatre ans proposé dans la consultation pour la commercialisation des capacités à la liaison Nord-Sud. Certains soulignent néanmoins que cet horizon est trop éloigné dans le temps et préfèrent qu'il soit limité à deux ou trois ans. La CRE considère que la décroissance des volumes de capacités commercialisées jusqu'au 30 septembre 2018 et en particulier la limitation à 25% de ces volumes pour la période 1<sup>er</sup> octobre 2016 – 30 septembre 2018 répond au besoin de visibilité de certains expéditeurs tout en permettant de ne pas figer le marché à cet horizon. Elle envisage de maintenir cet horizon de quatre ans dans sa délibération.

Pour l'allocation du produit de recalage 1<sup>er</sup> avril 2014 – 30 septembre 2014 à la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud, les contributeurs sont majoritairement favorables à la proposition de la CRE d'allouer ces capacités au prorata des engagements de livraison physique. De nombreux contributeurs proposent des évolutions des modalités pratiques, sans l'émergence d'un consensus sur ces évolutions. La majorité des expéditeurs demandent la suppression de la phase 1 pour la commercialisation de ce produit.

Pour la commercialisation des capacités à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2014 à la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud, les réponses ont été partagées entre les différentes catégories de contributeurs. Les expéditeurs sont quasi unanimement favorables aux enchères et souhaitent très majoritairement que la première phase soit supprimée. Les industriels, pour leur part, sont majoritairement opposés à la commercialisation de ces capacités aux enchères et sont tous favorables au principe de la première phase.

Concernant l'allocation des capacités interruptibles, Elengy et GRTgaz ont fait des propositions destinées à accroître les déchargements au terminal de Montoir-de-Bretagne. Les contributeurs sont très majoritairement défavorables à ces propositions les considérant potentiellement discriminatoires et inefficaces. Par ailleurs, la majorité des contributeurs est favorable au maintien de 30 GWh/j de capacités interruptibles pour le couplage de marché. La CRE envisage de retenir des règles de commercialisation identiques pour les capacités fermes et interruptibles et de préserver 30 GWh/j de capacités interruptibles pour le couplage de marché.

Concernant l'allocation des capacités dans le sens Sud vers Nord, au point d'interconnexion des réseaux (PIR) Midi et à l'interface avec l'Espagne, la CRE a proposé des règles d'allocation cohérentes avec celles envisagées à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud. Les contributeurs sont très majoritairement favorables à ces orientations. La CRE prévoit de les retenir.

Enfin, sur les modalités de gestion des excédents de recettes d'enchères, les options fondées sur le financement des investissements de décongestion et la redistribution aux expéditeurs livrant des consommateurs dans le sud sont largement privilégiées. La CRE tranchera entre ces deux méthodes en fonction des résultats des travaux complémentaires concernant le financement des investissements.

## 3. Contexte spécifique du marché dans le sud de la France

---

<sup>3</sup> [Réponses non confidentielles à la consultation publique de la CRE relative à la commercialisation des capacités de transport entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, TIGF et l'Espagne disponibles à compter du 1er avril 2014](#)

### **3.1. Contexte de marché et conséquences sur les conditions d'approvisionnement dans le sud de la France**

L'écart de prix entre le Point d'échange gaz (PEG) Nord et le PEG Sud sur le marché *spot* du gaz en France a fortement augmenté depuis le premier semestre 2011, le prix au PEG Sud étant plus élevé. Sur la bourse *Powernext Gas Spot*, l'écart *day ahead* se situait en moyenne à 0,16 €/MWh en 2011. Il a atteint 1,65 €/MWh en moyenne sur 2012, dépassant à plusieurs reprises le niveau de 6 €/MWh. Ces écarts se sont accompagnés d'une volatilité très importante des prix au PEG Sud, lesquels ont varié jusqu'à plus de 5 €/MWh au sein d'une même journée. Sur le premier semestre 2013, l'écart de prix moyen entre le PEG Sud et le PEG Nord s'est établi à 2,26 €/MWh.

Dans sa délibération du 29 mai 2013<sup>4</sup>, la CRE a indiqué que l'évolution des prix dans le sud de la France résultait principalement du contexte mondial des marchés du gaz et d'une tension structurelle dans l'approvisionnement, liée aux faibles niveaux de déchargements de gaz naturel liquéfié (GNL) en Europe dus aux détournements de cargaisons vers les marchés asiatiques.

Ces conditions de marché ont conduit d'une part, à une substitution des approvisionnements GNL par des approvisionnements de gaz par gazoducs (gaz « gazeux ») en provenance des marchés Nord européens et d'autre part, à une augmentation des exportations de gaz vers l'Espagne. La combinaison de ces facteurs a entraîné un recours accru à la liaison entre les zones Nord et Sud du réseau de GRTgaz. Celle-ci a été saturée durant la plupart de l'année 2012 dans le sens Nord vers Sud, avec un taux d'utilisation proche de 100%.

Ces tensions sur l'approvisionnement en gaz dans le sud de la France et l'apparition d'écarts de prix persistants entre les PEG Sud/TIGF et le PEG Nord pèsent sur les conditions économiques d'approvisionnement en gaz naturel des consommateurs présents dans le sud et s'approvisionnant sur le marché. Ce contexte se traduit notamment par un différentiel de compétitivité entre les sites industriels situés dans le nord de la France et ceux présents dans le sud, en particulier pour les entreprises dont les achats de gaz naturel représentent une part substantielle de leurs coûts.

### **3.2. Rappel des orientations de la CRE sur la création d'une place de marché unique à l'horizon 2018**

La CRE a initié en 2009 des travaux pour simplifier la structure du marché français du gaz. En 2012, elle a mené une large concertation avec l'ensemble des acteurs de marché sur les moyens de regrouper les trois places de marché actuelles en une seule.

A l'issue de ces travaux, la CRE a retenu les décisions et les orientations suivantes (délibérations du [19 juillet](#) et du [13 décembre](#) 2012) :

- création d'un PEG commun GRTgaz Sud – TIGF au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 2015, soit la réduction de trois à deux places de marché en France ;
- objectif de création d'un PEG unique au plus tard en 2018, après le doublement de l'artère de Bourgogne (projet Val de Saône), dont le coût a été estimé en 2012 par GRTgaz à 600 M€.

Comme prévu dans la délibération du 19 juillet 2012 la CRE a confié à un cabinet externe une étude coûts/bénéfices sur la création d'un PEG France. Les résultats de cette étude menée en concertation avec l'ensemble des acteurs de marché sont attendus pour le troisième trimestre 2013. A la suite de cette étude, la CRE devrait prendre une décision fin 2013-début 2014.

### **3.3. Mesures d'optimisation des capacités à la liaison Nord vers Sud**

Conformément à la demande de la CRE dans sa délibération du 19 juillet 2012, GRTgaz examine depuis début 2013 les mesures susceptibles d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz dans le sud de la France.

GRTgaz a proposé en avril 2013 de commercialiser jusqu'à 15 GWh/j de capacités fermes quotidiennes supplémentaires à la liaison Nord vers Sud au cours de l'été 2013. Cette offre repose sur l'utilisation coordonnée des infrastructures de transport et de stockage de gaz en zone GRTgaz Nord. Par

---

<sup>4</sup> [Délibération de la CRE du 29 mai 2013 portant communication sur la formation des prix du gaz au sud de la France](#)

délibération du 23 mai 2013<sup>5</sup>, la CRE a précisé les modalités de commercialisation de ces capacités quotidiennes additionnelles. La commercialisation a commencé le 11 juin 2013.

GRTgaz poursuit les travaux avec Storengy pour augmenter le volume de capacités offert en été et proposer un service similaire sur la période hivernale. Les résultats de ces analyses seront présentés à l'ensemble des acteurs du marché en Concertation Gaz.

GRTgaz a également optimisé son programme de maintenance sur l'été 2013 afin de limiter les restrictions de capacités à la liaison Nord vers Sud et sur les capacités d'injection dans le PITS Nord-Atlantique. Ainsi, GRTgaz a remis à disposition du marché l'équivalent de 3,4 TWh sur la période estivale.

Enfin, sur la base du retour d'expérience sur la disponibilité des capacités interruptibles et des dernières études de réseau consécutives à l'étude Kema, GRTgaz étudie l'opportunité d'affermir à partir du 1<sup>er</sup> avril 2014 une part des capacités interruptibles à la liaison Nord vers Sud. A ce stade, l'opérateur estime que cette mesure pourrait porter sur une quantité maximale de 40 GWh/j. Les analyses de GRTgaz fondées sur l'année 2012 font apparaître que le taux de disponibilité moyen des capacités interruptibles restantes aurait été d'environ 42% au lieu de 66%.

#### **4. Examen des modalités possibles d'application de la loi concernant les conditions particulières d'accès aux réseaux de transport pour les sites gazo-intensifs**

Les dispositions législatives précitées prévoient que les sites gazo-intensifs peuvent bénéficier notamment de conditions particulières d'accès aux réseaux de transport de gaz.

Compte tenu de la situation particulière du marché dans le sud de la France, la CRE considère que de telles conditions pourraient être envisagées pour les sites gazo-intensifs situés dans le sud de la France.

A ce titre, deux options alternatives ont été examinées.

##### **4.1. Option 1 : rattachement des sites gazo-intensifs du sud de la France à la zone Nord**

###### **4.1.1. Description de l'option**

Cette option, qui a été demandée par l'Uniden, consisterait à rattacher « contractuellement » à la zone GRTgaz Nord des sites gazo-intensifs situés physiquement dans le sud de la France.

Dans cette hypothèse, les sites concernés seraient réputés directement alimentés par leurs fournisseurs en zone GRTgaz Nord. GRTgaz serait en charge de l'acheminement du gaz depuis la zone Nord jusqu'aux sites concernés situés dans le sud. Pour ce faire, une part de la capacité de la liaison Nord vers Sud serait dédiée à la mise en œuvre opérationnelle de ce dispositif et ne serait de fait plus commercialisée. S'agissant des obligations d'équilibrage des expéditeurs, la consommation de ces sites serait comptabilisée dans leur bilan d'équilibrage en zone GRTgaz Nord, GRTgaz assurant l'équilibrage physique de ces clients en zone Sud.

La mise en œuvre de cette option nécessiterait une évolution des tarifs de transport de gaz afin de :

- modifier les annexes tarifaires listant les points de livraison rattachés à chaque zone d'équilibrage ;
- prendre en compte les pertes de recettes pour GRTgaz induites par la non commercialisation d'une partie des capacités à la liaison Nord-Sud.

###### **4.1.2. Analyse préliminaire de la CRE**

---

<sup>5</sup> [Délibération de la CRE du 23 mai 2013 portant décision relative aux règles de commercialisation par GRTgaz de capacités de transport additionnelles à la liaison entre les zones Nord et Sud à titre expérimental](#)

Cette option ne pourrait être envisagée qu'en cas de décision de la CRE confirmant l'orientation de fusion des places de marché Nord et Sud.

Le rattachement de ces sites au PEG Nord constituerait une première étape en vue de la mise en place progressive d'une place de marché unique. Elle nécessiterait une étude approfondie de GRTgaz sur sa mise en œuvre opérationnelle.

La capacité dédiée à la mise en œuvre de ce mécanisme devrait être limitée afin de ne pas dégrader l'offre de capacité à la liaison offerte à l'ensemble des acteurs du marché. A ce titre, l'affectation à ce mécanisme des 40 GWh/j de capacités interruptibles qui pourraient être affermies au 1<sup>er</sup> avril 2014 serait proportionnée. Dans ces conditions, ce rattachement devrait être limité aux sites gazo-intensifs présentant un profil de consommation peu modulé. En effet, la prise en compte de sites gazo-intensifs fortement modulés nécessiterait que GRTgaz dispose d'un volume de capacités à la liaison Nord-Sud beaucoup plus important qui dégraderait l'accès des autres utilisateurs à ces capacités et/ou que GRTgaz souscrive des outils contractuels complémentaires de flexibilité dans le sud.

La non commercialisation de 40 GWh/j de capacités Nord vers Sud actuellement interruptibles engendrerait une perte de revenu pour GRTgaz de l'ordre de 4 M€ par an, soit environ 0,2% du revenu autorisé de l'opérateur.

Cette option ne pourrait pas s'appliquer aux sites gazo intensifs raccordés aux réseaux de distribution. En effet, compte tenu de l'organisation de la chaîne gazière, les GRT ne sont pas en mesure de gérer de façon individualisée les consommateurs situés en aval des Points d'interface transport distribution (PITD).

La faisabilité d'un rattachement de sites gazo-intensifs raccordés au réseau de transport de TIGF devrait faire l'objet d'une analyse approfondie. Elle nécessiterait, en tout état de cause, une gestion coordonnée entre GRTgaz et TIGF afin d'assurer l'acheminement du gaz depuis la zone GRTgaz Nord jusqu'aux sites concernés situés en zone TIGF. Elle impliquerait également qu'une partie de la capacité au PIR Midi soit dédiée à ce mécanisme jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2015, date de création d'un PEG Sud unique.

Afin d'optimiser l'utilisation de la liaison Nord-Sud, ce rattachement serait assorti d'une obligation de nomination la veille pour le lendemain au titre des consommations des sites concernés. Les capacités correspondantes aux quantités non nominées seraient mises à disposition du marché.

La mise en œuvre d'un rattachement de sites gazo-intensifs au PEG Nord ne pourrait intervenir qu'au 1<sup>er</sup> octobre 2014 au plus tôt pour les raisons suivantes :

- le calendrier de travail sur la création d'un PEG France unique prévoit une décision devant intervenir au plus tôt fin 2013 ;
- incertitudes sur le calendrier d'attribution effective du statut de gazo-intensif aux sites concernés (publication de textes réglementaires et décisions individuelles d'attribution de ce statut) ;
- la mise en œuvre de cette option nécessiterait des évolutions tarifaires et opérationnelles pour les GRT (modalités de coordination, SI, gestion de l'équilibrage...).

## **4.2. Option 2 : conditions d'accès particulières à la capacité de la liaison Nord/Sud**

### **4.2.1. Description de l'option**

Une seconde option reposerait sur un accès prioritaire à une partie des capacités Nord-Sud pour les sites gazo-intensifs disposant d'un contrat d'acheminement.

Dans ce cadre les capacités à la liaison Nord-Sud seraient commercialisées en deux phases, conformément à l'orientation proposée par la CRE dans la première consultation publique. Dans le cadre de la phase 1, en cas de demande supérieure à l'offre, les sites gazo-intensif seraient alloués en priorité.

### **4.2.2. Analyse préliminaire de la CRE**

La mise en œuvre de cette option ne poserait aucune difficulté opérationnelle pour les GRT. En outre, à la différence de la première option, celle-ci serait accessible à l'ensemble des sites gazo-intensifs situés dans le sud.



La capacité commercialisée lors de la phase 1 devrait être limitée afin de ne pas dégrader l'offre de capacité à la liaison offerte à l'ensemble du marché. A ce titre, la CRE considère que l'affectation à cette phase de 40 GWh/j des capacités interruptibles qui pourraient être affermies à partir du 1<sup>er</sup> avril 2014 serait proportionnée. Ces 40 GWh/j se substitueraient aux 23 GWh/j de capacités fermes prévus précédemment.

La mise en œuvre de cette option pourrait intervenir au 1<sup>er</sup> avril 2014 ou au 1<sup>er</sup> octobre 2014 en fonction du calendrier d'attribution effective du statut de gazo-intensif (publication de textes réglementaires et décisions individuelles d'attribution de ce statut).

#### **4.3. Conséquences des deux options sur la commercialisation des capacités à la liaison Nord-Sud**

La mise en œuvre des deux options proposées reposerait sur les 40 GWh/j de capacités actuellement interruptibles que GRTgaz envisage d'affermir à compter du 1<sup>er</sup> avril 2014. Ainsi, ces dispositifs ne dégraderaient pas le niveau de capacités fermes actuellement mis à disposition du marché. Par rapport à la situation actuelle, 23 GWh/j de capacités fermes additionnelles seraient mis à disposition du marché. 23 GWh/j de capacités interruptibles supplémentaires seraient disponibles pour l'ensemble du marché dans le cadre de la mise en œuvre du rattachement contractuel au PEG Nord de sites gazo-intensifs du sud.

##### 4.3.1. Conséquences sur la commercialisation du produit de recalage

Pour le produit de recalage (capacités disponibles entre le 1<sup>er</sup> avril et le 30 septembre 2014) les capacités Nord vers Sud seraient commercialisées au prorata des engagements de livraison physique conformément aux règles proposées dans la consultation publique de juin 2013 avec les évolutions suivantes :

- le volume de la phase 1 serait porté à 40 GWh/j pour les capacités fermes et maintenu à 23 GWh/j pour les capacités interruptibles. Le volume de la phase 2 serait augmenté de 23 GWh/j pour les capacités fermes et diminué de 40 GWh/j pour les capacités interruptibles ;
- la phase 1 resterait ouverte à l'ensemble des expéditeurs. En cas de demande supérieure à 40 GWh/j, les capacités seraient allouées avec une règle de prorata avec une priorité de rang 1 aux sites ayant obtenu le statut de gazo-intensifs et de rang 2 aux expéditeurs titulaires d'un contrat de raccordement ;
- les expéditeurs fournissant des sites gazo-intensifs ou titulaires d'un contrat de raccordement ne seraient pas éligibles aux priorités de rang 1 et 2, même en cas de détention du droit d'usage de capacités de livraison relatives à ces sites ;
- les capacités acquises lors de cette phase ne pourraient être revendues sur le marché secondaire de capacité à un prix supérieur au tarif régulé en vigueur au moment de la cession ;
- le plafond des demandes individuelles de 2,5 GWh/j serait supprimé.

##### 4.3.2. Conséquences sur la commercialisation des capacités disponibles à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2014

En cas de rattachement contractuel au PEG Nord de sites gazo-intensifs du sud, 40 GWh/j de capacités actuellement interruptibles seraient retirés de la commercialisation à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2014. Les autres capacités disponibles seraient commercialisées aux enchères, sur un horizon de quatre ans, avec des volumes décroissants tels que prévus dans la consultation publique de juin.

En cas d'accès prioritaire aux capacités de liaison pour les sites gazo-intensifs situés dans le sud, les capacités disponibles à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2014 seraient commercialisées en deux phases :

- une phase 1 portant sur 40 GWh/j de capacités fermes (actuellement interruptibles) et 23 GWh/j de capacités interruptibles. Ces capacités seraient allouées pour quatre ans selon des règles identiques à celles prévues pour le produit de recalage ;
- une phase 2 portant sur le reste des capacités disponibles fermes et interruptibles et les éventuels invendus de la phase 1. Ces capacités seraient commercialisées aux enchères, sur un horizon de quatre ans, avec des volumes décroissants tels que prévus dans la consultation publique de juin.

Dans les deux cas la commercialisation de ces capacités sera organisée en mars 2014. Pour les enchères, la vente serait réalisée sur la plateforme PRISMA conformément aux dispositions du code de réseau sur les règles d'attribution des capacités de transport (code de réseau CAM - *Capacity allocation mechanisms*).

Conformément aux dispositions du code de réseau CAM, 10% des capacités techniques seraient commercialisés sous la forme de produits de court-terme à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2015.

Enfin, le mécanisme d'enchère serait assorti d'une règle de plafonnement des demandes individuelles telle que décrite dans la consultation publique de la CRE de juin 2013.

## 5. Questions

**Question 1 :** Etes-vous favorable à l'option de rattachement contractuel au PEG Nord de sites gazo-intensifs situés dans le sud de la France ?

**Question 2 :** Avez-vous des remarques sur les modalités de mise en œuvre envisagées pour cette première option ?

**Question 3 :** Etes-vous favorable à l'option d'allocation prioritaire de capacités à la liaison Nord-Sud des sites gazo-intensifs situés dans le sud de la France ?

**Question 4 :** Avez-vous des remarques sur les modalités de mise en œuvre envisagées pour cette seconde option ?

**Question 5 :** Avez-vous d'autres suggestions ou remarques ?

## 6. Calendrier de consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 9 septembre 2013 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dirgaz.cp1@cre.fr](mailto:dirgaz.cp1@cre.fr) ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des infrastructures et réseaux de gaz : + 33.1.44.50.41.44

Nous vous remercions d'indiquer explicitement l'éventuel caractère confidentiel de votre contribution. A défaut de mention contraire toute réponse sera considérée comme non confidentielle et publiée.