

Le 11 décembre 2015

## **Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie relative à la commercialisation des capacités de transport entre les zones Nord et Sud de GRTgaz**

Dans sa délibération du 7 mai 2014<sup>1</sup>, la CRE a confirmé la création d'une zone de marché du gaz unique en France après réalisation des projets Val de Saône et Gascogne-Midi en 2018, sous réserve de l'achèvement des travaux à cette échéance. Les investissements concernés font l'objet d'une régulation incitative afin de garantir la création d'une place de marché unique en France dès le 1<sup>er</sup> novembre 2018. Avant l'achèvement de la fusion des zones, des capacités de transport de gaz sont commercialisées entre les zones Nord et Sud de GRTgaz.

Dans sa délibération du 17 octobre 2013<sup>2</sup>, la CRE a décidé que les capacités à la liaison Nord-Sud seraient allouées selon le système d'enchères préconisé par le règlement européen n°984/2013 du 14 octobre 2013 relatif aux règles d'allocation des capacités de transport de gaz (code de réseau CAM). Ce code de réseau est d'application obligatoire depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2015.

Les règles de commercialisation des capacités de transport font l'objet de travaux réguliers en Concertation Gaz. Il ressort de ces travaux que le dispositif actuel d'enchères et de redistribution des excédents d'enchères fonctionne de manière satisfaisante. GRTgaz souhaite maintenir le système en place et y apporter certaines évolutions, détaillées dans la proposition transmise à la CRE le 20 novembre 2015. Cette proposition est publiée en annexe de ce document.

La présente consultation publique porte sur les évolutions proposées par GRTgaz des modalités de commercialisation des capacités de transport entre les zones Nord et Sud, applicables à compter des enchères annuelles de mars 2016 et jusqu'à la création d'une place de marché unique en 2018. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document, au plus tard le 11 janvier 2016.

---

<sup>1</sup> [Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018](#)

<sup>2</sup> [Délibération de la CRE du 17 octobre 2013 portant décision relative aux règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, à l'interface entre GRTgaz et TIGF et aux interconnexions avec l'Espagne](#)

## Contenu

<b>1.</b>	<b>CONTEXTE</b> .....	<b>3</b>
<b>1.1</b>	<b>CONTEXTE EUROPEEN : LA MISE EN APPLICATION DU CODE DE RESEAU CAM</b> .....	<b>3</b>
<b>1.2</b>	<b>CONTEXTE NATIONAL</b> .....	<b>3</b>
1.2.1	<i>Les décisions de la CRE pour créer une unique place de marché en France</i> .....	3
1.2.2	<i>Les décisions de la CRE portant sur l'allocation aux enchères des capacités Nord-Sud</i> .....	3
1.2.3	<i>Evolution de la congestion à la liaison Nord-Sud</i> .....	3
<b>2.</b>	<b>EVOLUTIONS DES MODALITES DE COMMERCIALISATION DES CAPACITES A LA LIAISON NORD-SUD PROPOSEES PAR GRTGAZ</b> .....	<b>4</b>
<b>2.1</b>	<b>COMMERCIALISATION DE CAPACITES A LA LIAISON NORD-SUD AU-DELA DU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2018</b> .....	<b>4</b>
2.1.1	<i>Proposition de GRTgaz</i> .....	4
2.1.2	<i>Analyse préliminaire de la CRE</i> .....	4
<b>2.2</b>	<b>CALENDRIER DE COMMERCIALISATION DES CAPACITES NORD-SUD POUR LA PERIODE DU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2018 AU 30 SEPTEMBRE 2019</b> .....	<b>5</b>
2.2.1	<i>Proposition de GRTgaz</i> .....	5
2.2.2	<i>Analyse préliminaire de la CRE</i> .....	5
<b>2.3</b>	<b>MODALITES DE COMMERCIALISATION DES CAPACITES NORD-SUD INTERRUPTIBLES</b> .....	<b>6</b>
2.3.1	<i>Capacité annuelle</i> .....	6
	• <i>Proposition de GRTgaz</i> .....	6
	• <i>Analyse préliminaire de la CRE</i> .....	6
2.3.2	<i>Capacité trimestrielle et mensuelle</i> .....	6
	• <i>Proposition de GRTgaz</i> .....	6
	• <i>Analyse préliminaire de la CRE</i> .....	6
<b>2.4</b>	<b>SEQUENCE DE MISE A DISPOSITION DES CAPACITES QUOTIDIENNES</b> .....	<b>6</b>
2.4.1	<i>Proposition de GRTgaz</i> .....	6
2.4.2	<i>Analyse préliminaire de la CRE</i> .....	7
<b>2.5</b>	<b>CANAUX DE COMMERCIALISATION DES PRODUITS COURT TERME</b> .....	<b>7</b>
2.5.1	<i>Proposition de GRTgaz</i> .....	7
2.5.2	<i>Analyse préliminaire de la CRE</i> .....	8
<b>2.6</b>	<b>MAINTIEN DU PRODUIT JTS</b> .....	<b>9</b>
<b>3.</b>	<b>SYNTHESE DES QUESTIONS POSEES</b> .....	<b>10</b>

## 1. Contexte

### 1.1 Contexte européen : la mise en application du code de réseau CAM

Le code de réseau européen sur les règles d'allocation des capacités de transport (code de réseau CAM) prévoit que les capacités aux points d'interconnexion au sein de l'Union européenne sont allouées aux enchères, sous la forme de produits groupés de durées standardisées et selon un calendrier commun. Les capacités annuelles sont commercialisées en mars ; les capacités trimestrielles en juin ; les capacités mensuelles le deuxième lundi du mois précédent. Le code prévoit également que 10% au moins des capacités techniques doivent être commercialisées à court terme, sous la forme de produits dont la durée est inférieure à l'année.

Afin de commercialiser les capacités de transport aux enchères, la plateforme PRISMA a été créée conjointement par 20 gestionnaires de réseau de transport, issus de sept pays membres de l'Union européenne. Cette plateforme, accessible depuis le 1<sup>er</sup> avril 2013, est aujourd'hui utilisée par 37 des 43 gestionnaires de réseau de transport (GRT) européens. Elle permet de vendre les capacités primaires et secondaires, selon le calendrier harmonisé et dans les conditions fixées dans le code CAM.

### 1.2 Contexte national

#### 1.2.1 Les décisions de la CRE pour créer une unique place de marché en France

La CRE a engagé dès 2009 des réflexions visant à simplifier la structure du marché français du gaz. A l'issue des travaux menés en Concertation gaz, la CRE, par ses délibérations des 19 juillet 2012<sup>3</sup>, 13 décembre 2012<sup>4</sup> et 7 mai 2014, a décidé de :

- la création d'une place de marché (*Trading Region South*, TRS) commune aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF le 1<sup>er</sup> avril 2015 ;
- la création d'un PEG unique au 1<sup>er</sup> novembre 2018, après la réalisation des projets Val de Saône et Gascogne-Midi, pour un budget de 823 M€. La délibération du 30 octobre 2014<sup>5</sup> a défini la régulation incitative applicable au respect des délais et des coûts associés à ces investissements.

#### 1.2.2 Les décisions de la CRE portant sur l'allocation aux enchères des capacités Nord-Sud

Entre 2012 et 2014, les écarts de prix significatifs entre les points d'échange de gaz (PEG) Nord et Sud ont provoqué une forte demande de capacité à la liaison Nord-Sud. La CRE a décidé de remplacer l'ancien système d'attribution des capacités au prorata des demandes par le système d'enchères ascendantes, prévu par le code CAM, de manière anticipée, pour l'allocation des capacités Nord-Sud. Les règles de commercialisation des capacités à la liaison Nord-Sud ont été précisées par la délibération de la CRE du 13 février 2014<sup>6</sup>.

Dès 2014, les capacités Nord-Sud ont été mises en vente aux enchères, sous forme de produits annuel, trimestriel, mensuel, ou quotidien.

La différence entre le prix d'adjudication et le tarif régulé des capacités vendues aux enchères est intégralement redistribuée aux expéditeurs des clients du sud de la France, au prorata de leur consommation.

#### 1.2.3 Evolution de la congestion à la liaison Nord-Sud

- 2012-2014 : raréfaction du gaz naturel liquéfié (GNL), écarts de prix Nord-Sud prononcés et congestion de la liaison Nord-Sud

Le marché mondial du GNL a connu un bouleversement lié à la forte demande asiatique. Les méthaniers étaient en effet massivement acheminés vers les marchés asiatiques, où le prix du gaz

<sup>3</sup> [Délibération de la CRE du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France](#)

<sup>4</sup> [Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel](#)

<sup>5</sup> [Délibération de la CRE du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi](#)

<sup>6</sup> [Délibération de la CRE du 13 février 2014 portant décision relative à la mise en œuvre progressive du code de réseau européen sur l'attribution des capacités de transport de gaz aux points d'interconnexion entre zones entrée-sortie](#)

(GNL EAX) a dépassé les 48 €/MWh en février 2014. L'approvisionnement de la zone Sud de GRTgaz et de la zone TIGF dépendant à 40% des arrivées de GNL, les prix du gaz y ont fortement augmenté à partir du 1<sup>er</sup> semestre 2012. Des écarts significatifs (jusqu'à 14 €/MWh) sont apparus entre les prix J+1 (*day-ahead*) et M+1 (*month ahead*) constatés au PEG Nord et au sud, le prix au sud étant plus élevé et plus volatil.

En conséquence, le prix d'adjudication des premières enchères, tenues en mars 2014 pour les capacités annuelles du 1<sup>er</sup> octobre 2014 au 30 septembre 2015, a atteint 3,54 €/MWh/j.

- 2014-2015 : retour du GNL en Europe, réduction de l'écart de prix Nord-Sud et de la demande à la liaison Nord-Sud

A compter de novembre 2014, le différentiel des prix mondiaux du GNL s'est réduit, favorisant l'acheminement de GNL en Europe. En conséquence, l'écart de prix entre le PEG Nord et la TRS s'est résorbé : entre novembre 2014 et novembre 2015, il a été en moyenne de 0,37 €/MWh. La liaison Nord-Sud a donc été moins utilisée par les acteurs.

Lors des dernières enchères de capacités réalisées en mars 2015, pour les capacités annuelles disponibles entre le 1<sup>er</sup> octobre 2015 et le 30 septembre 2016, la demande a été nettement moins prononcée que lors des enchères antérieures. Le prix d'adjudication a été de 0,72 €/MWh/j, alors que l'année précédente, les expéditeurs avaient souscrit le même produit au prix de 2,96 €/MWh/j.

Au cours de ces enchères, les capacités n'ont pas été intégralement souscrites. Ainsi pour la période allant du 1<sup>er</sup> octobre 2015 au 30 septembre 2016, 13,7 GWh/j de capacités fermes et 20,9 GWh/j de capacités interruptibles proposées à la vente n'ont pas été souscrites.

## **2. Evolutions des modalités de commercialisation des capacités à la liaison Nord-Sud proposées par GRTgaz**

GRTgaz et la CRE constatent que la vente aux enchères et la redistribution des excédents mises en place en 2013 ont permis une allocation efficace des capacités. La proposition de GRTgaz vise à modifier à la marge les règles en vigueur, tout en maintenant les principes et les modalités existantes.

### **2.1 Commercialisation de capacités à la liaison Nord-Sud au-delà du 1<sup>er</sup> octobre 2018**

#### **2.1.1 Proposition de GRTgaz**

La création d'une zone de marché unique du gaz en France doit intervenir au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 2018. GRTgaz propose néanmoins de commercialiser en mars 2016 les capacités annuelles pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 30 septembre 2019.

GRTgaz souligne qu'aucun retard n'est à signaler concernant la réalisation des ouvrages nécessaires à la fusion des zones. Néanmoins, les travaux en Concertation Gaz ont montré que les acteurs de marché attachent une grande importance à la visibilité sur les conditions d'accès au Sud du territoire. Ils demandent, en majorité, que les capacités Nord-Sud soient commercialisées sur plusieurs années, afin de parer à toute éventualité.

GRTgaz considère en outre que cette commercialisation permettrait d'anticiper la vente des capacités pour le mois d'octobre 2018.

#### **2.1.2 Analyse préliminaire de la CRE**

La CRE souligne qu'aucun retard dans la fusion des zones n'est anticipé à ce jour. Le dispositif de régulation incitative permet de suivre les délais de réalisation et de pénaliser les éventuels retards. Il demeure toutefois que la réalisation d'une place de marché unique n'est prévue qu'au 1<sup>er</sup> novembre 2018, créant une incertitude pour les expéditeurs, qui ne pourront souscrire de capacités pour le mois d'octobre 2018 qu'un mois avant.

La CRE comprend le besoin de visibilité des expéditeurs, exprimé en Concertation gaz, et souhaite qu'ils puissent souscrire de la capacité pour le mois d'octobre 2018 de façon anticipée. Le calendrier CAM ne permettant la commercialisation anticipée que pour les capacités annuelles, il n'est pas possible de commercialiser le mois d'octobre 2018 seul dès 2016. La CRE considère donc qu'il est souhaitable de commercialiser la capacité à la liaison Nord-Sud pour une année de plus, jusqu'au 30 septembre 2019.

Les capacités souscrites n'étant facturées qu'*a posteriori*, cette commercialisation anticipée serait sans conséquence si la fusion des zones intervenait prématurément. Dans tous les cas, au moment de la fusion, les capacités de transport de gaz Nord-Sud disparaîtront et ne seront plus facturées aux expéditeurs. Cette commercialisation apporterait donc aux expéditeurs une couverture pour le mois d'octobre 2018 et au-delà, en cas de retard dans la réalisation des ouvrages.

A ce stade, la CRE est donc favorable à la proposition de GRTgaz.

**Question 1 :** Aucun retard n'est à ce jour anticipé pour la mise en œuvre de la fusion des zones. Considérez-vous néanmoins qu'il est souhaitable de commercialiser des capacités à la liaison Nord-Sud après septembre 2018 ?

## 2.2 Calendrier de commercialisation des capacités Nord-Sud pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 30 septembre 2019

### 2.2.1 Proposition de GRTgaz

GRTgaz propose que les capacités annuelles à la liaison Nord-Sud pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 30 septembre 2019 soient commercialisées, comme les capacités des périodes précédentes, conformément aux modalités déterminées par le code de réseau CAM : vente aux enchères sur la plateforme PRISMA, selon le calendrier CAM en fonction des différentes maturités.

Conformément à l'article 8 du code CAM, GRTgaz prévoit de réserver 10% de la capacité totale à la commercialisation des capacités trimestrielles lors de l'enchère dédiée en 2018.

GRTgaz propose de commercialiser toutes les capacités annuelles Nord-Sud disponibles d'octobre 2018 à septembre 2019 dès les enchères de 2016. GRTgaz fait la même proposition pour les capacités annuelles d'octobre 2017 à septembre 2018, dont 50% ont déjà été vendues lors des enchères de 2014 et 2015.

Le tableau ci-dessous présente le mode de commercialisation des capacités annuelles proposé par GRTgaz. Par souci de simplification, ce tableau exclut les 10% réservés aux capacités trimestrielles, qui seront commercialisées en juin 2018.

Proposition de GRTgaz	oct.2017-sept.2018	oct.2018-sept.2019
Enchères 2014	25%	0%
Enchères 2015	25%	0%
<b>Enchères 2016</b>	<b>50%</b>	<b>100%</b>
<b>Enchères 2017</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
<b>Enchères 2018</b>		<b>0%</b>

### 2.2.2 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE estime que la proposition de GRTgaz pourrait conduire à figer les souscriptions de capacités à la liaison Nord-Sud, alors que les portefeuilles de chaque expéditeur sont susceptibles d'évoluer et qu'un éventuel nouvel entrant pourrait vouloir acheter des capacités après mars 2016.

Dans cette logique, la CRE avait décidé, dans sa délibération du 13 octobre 2013, que les capacités à la liaison Nord-Sud soient commercialisées de façon progressive. Par souci de cohérence, la vente de capacités à la liaison Nord Sud pour la période d'octobre 2017 à septembre 2019 devrait suivre le même principe.

Ainsi, pour les capacités annuelles d'octobre 2018 à septembre 2019, la CRE propose de commercialiser 50% des capacités disponibles lors des enchères de 2016, 25% lors des enchères de 2017 et 25% lors des enchères de 2018.

Proposition de la CRE	oct.2017-sept.2018	oct.2018-sept.2019
Enchères 2014	25%	0%
Enchères 2015	25%	0%
<b>Enchères 2016</b>	<b>25%</b>	<b>50%</b>
<b>Enchères 2017</b>	<b>25%</b>	<b>25%</b>
<b>Enchères 2018</b>		<b>25%</b>

**Question 2 :** Etes-vous favorable aux échéances de commercialisation des capacités annuelles à la liaison Nord-Sud telles qu'envisagées par GRTgaz, ou préférez-vous la solution visant à lisser les ventes de capacités annuelles sur trois ans ?

### **2.3 Modalités de commercialisation des capacités Nord-Sud interruptibles**

#### **2.3.1 Capacité annuelle**

- Proposition de GRTgaz

Depuis 2013, GRTgaz ne commercialise les capacités interruptibles que si au moins 98% des capacités fermes proposées lors de l'enchère sont souscrites. Or, l'algorithme défini à l'article 16 du code de réseau CAM, utilisé pour la vente aux enchères ascendantes, ne permet pas toujours d'atteindre ce seuil, même lorsque la demande est supérieure à l'offre lors du premier tour d'enchères.

GRTgaz propose d'abaisser le seuil de commercialisation de l'interruptible à 95% de souscription des capacités fermes proposées à la vente.

- Analyse préliminaire de la CRE

La CRE constate que le mécanisme d'enchères, composé de grands et de petits incréments, conduit à des invendus résiduels qui peuvent être supérieurs à 2%. La CRE est donc favorable au seuil de 95% proposé par GRTgaz.

**Question 3 :** Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz de ne déclencher la vente de capacités interruptibles que si au moins 95% des capacités fermes proposées à la vente ont été souscrites ?

#### **2.3.2 Capacité trimestrielle et mensuelle**

- Proposition de GRTgaz

L'article 24 du code CAM prévoit que les capacités interruptibles sont interrompues en fonction de leur maturité. Les capacités mensuelles étant interrompues avant les trimestrielles, et les trimestrielles avant les annuelles, les capacités de maturité inférieure à l'annuelle se seraient trouvées dévalorisées.

GRTgaz a donc décidé, en 2015, de ne plus commercialiser de capacités interruptibles de maturité trimestrielle et mensuelle à la liaison Nord-Sud. GRTgaz envisage de maintenir cette position jusqu'en 2018.

- Analyse préliminaire de la CRE

La CRE constate que l'article 24 du code CAM est susceptible de réduire la disponibilité et donc la valeur des produits interruptibles mensuels et trimestriels. En outre, la capacité non proposée en produits interruptibles trimestriels et mensuels est proposée à la vente par GRTgaz sous forme de capacité ferme J+1 (*day-ahead*). La proposition de GRTgaz n'induit donc pas de diminution de l'offre de capacité à la liaison Nord-Sud.

En conséquence, la CRE est favorable à ce stade à la proposition de GRTgaz de ne pas commercialiser de capacités interruptibles mensuelles et trimestrielles.

**Question 4 :** Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz ne plus commercialiser de capacités interruptibles trimestrielles et mensuelles ?

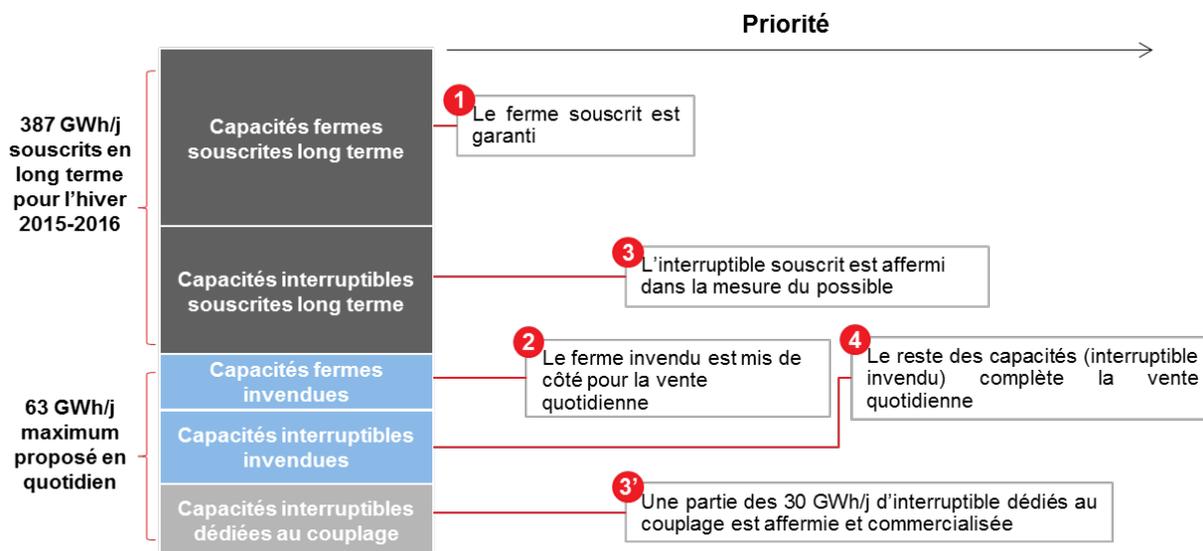
### **2.4 Séquence de mise à disposition des capacités quotidiennes**

#### **2.4.1 Proposition de GRTgaz**

Pour allouer efficacement les capacités restées invendues à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2015, GRTgaz a proposé une séquence de mise à disposition des capacités quotidienne en Concertation gaz. Cette

solution concertée est appliquée depuis le 8 octobre 2015 :

- Les capacités fermes souscrites sont par défaut assurées.
- Le montant des capacités fermes invendues à commercialiser est déterminé.
- Puis le taux d'interruption des capacités interruptibles est déterminé.
- Les capacités interruptibles souscrites sont servies en fonction de ce taux.
- Dans le même temps, les capacités interruptibles dédiées au couplage de marché (au maximum 30 GWh/j lorsque le taux d'interruption est de 0%) sont mises en vente.
- Enfin, le montant des capacités interruptibles non souscrites à proposer à la vente sous forme de capacités fermes est déterminé en fonction du taux d'interruption précédemment calculé.



GRTgaz propose de reconduire cette méthode jusqu'à la fusion des zones. Cette séquence, établie en concertation avec les expéditeurs, permet à la fois de garantir une bonne disponibilité des capacités interruptibles souscrites en produits long terme et d'assurer à l'ensemble des expéditeurs un accès à des capacités court terme le jour pour le lendemain.

#### 2.4.2 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est favorable, à ce stade, à la séquence proposée par GRTgaz et à sa stabilité jusqu'en 2018. Cet ordre permet de concilier d'une part, la maximisation de la disponibilité des capacités interruptibles pour les expéditeurs en ayant souscrit sur le long terme, et d'autre part, la commercialisation de capacités en court terme, permettant aux expéditeurs d'ajuster leur portefeuille en fonction de leur besoin du lendemain.

**Question 5** : Etes-vous favorable au maintien du mode de commercialisation des capacités quotidiennes mis en œuvre depuis le 8 octobre 2015 ?

### 2.5 Canaux de commercialisation des produits court terme

#### 2.5.1 Proposition de GRTgaz

Actuellement, les capacités court terme sont commercialisées sous la forme de 4 produits différents (journalier ferme, couplage<sup>7</sup>, JTS<sup>8</sup>, UBI -Use it or buy it<sup>9</sup>), au moyen de trois canaux (PRISMA<sup>10</sup>,

<sup>7</sup> Créé par la délibération du [19 avril 2011](#) le couplage de marché consiste à vendre de la capacité et de la molécule aux enchères sur Powernext. Ce mécanisme s'appuie sur un produit de type « spread PEG Sud - PEG Nord » qui correspond à un échange (« swap ») de gaz entre les deux zones (achat de gaz dans une zone et vente du même volume de gaz dans l'autre).

<sup>8</sup> *Joint Transport Storage* : Dans sa délibération du [23 mai 2013](#) la CRE a autorisé GRTgaz à commercialiser, à titre expérimental, des capacités Nord vers Sud additionnelles lors de l'été 2013 (JTS « été »). Pour fournir ce service, GRTgaz utilise les capacités d'injection non utilisées un jour donné par les expéditeurs au point d'interface transport stockage (PITS) Sud – Est. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2014, 20 GWh/j de JTS sont proposés à la vente aux enchères sur PRISMA.

<sup>9</sup> L'UBI permet à un expéditeur de nommer de la capacité au-delà de ses souscriptions. Si la capacité surnominée est disponible (soit en invendue soit parce qu'elle a été souscrite mais n'est pas utilisée par son primo-détenteur), elle lui est allouée et l'expéditeur est facturé.

TRANS@ctions<sup>11</sup> et Powernext<sup>12</sup>).

- Les capacités fermes et les capacités interruptibles affermies sont commercialisées sur PRISMA en J-1 à 16h30.
- Les capacités JTS sont commercialisées sur PRISMA en J-1 entre 16h30 et 17h.
- Le couplage de marché est commercialisé sur Powernext en J-1 entre 15h30 et 17h.
- Les expéditeurs utilisent TRANS@ctions pour soumettre leur programme de nomination. Ils peuvent souscrire des capacités UBI en surnominant, au-delà de la capacité souscrite, à partir de 19h en J-1.

GRTgaz propose deux méthodes possibles de modification de l'accès aux capacités court terme :

- Option « Chemin vers la fusion ».

Les capacités journalières seraient intégrées au couplage de marché et vendues en enchères implicites sur Powernext, sans prix de réserve. Comme aujourd'hui, le JTS serait commercialisé sur PRISMA. Comme aujourd'hui, les capacités restant invendues seraient commercialisées en UBI, sur la plateforme TRANS@ctions, à partir de 19h la veille de la journée gazière.

- Option « 100% Prisma »

Cette option consiste à commercialiser le journalier, le JTS et l'infrajournalier sur PRISMA, aux enchères avec comme prix de réserve le tarif régulé. Le couplage de marché ne serait plus proposé à la vente. L'UBI serait quant à lui remplacé par la vente de l'infrajournalier sur PRISMA.

#### 2.5.2 Analyse préliminaire de la CRE

A ce stade, la CRE est favorable à une modification du mode de commercialisation des produits courts termes, qui semble actuellement trop complexe.

- Option « Chemin vers la fusion ».

La CRE observe que cette option conduit, à l'échéance quotidienne, à consacrer l'intégralité des capacités invendues au mécanisme de couplage de marché, à l'exception du produit JTS (*Joint Transport Storage*), qui continuerait d'être vendu aux enchères sur PRISMA. Les invendus du couplage de marché seraient proposés en UBI sur TRANS@ctions, qui permet aux expéditeurs de saisir et modifier aisément leurs nominations en cours de journée.

Le couplage de marché à la liaison Nord-Sud est un mécanisme de commercialisation implicite de la capacité permettant d'acheter du gaz en zone Nord et de vendre le volume correspondant en zone Sud pour la journée du lendemain ou vice-versa en fonction du niveau de spread de prix entre PEG Sud et PEG Nord. Augmenter les capacités dédiées au couplage de marché peut accroître la liquidité des marchés de gros et contribuer à réduire les écarts de prix Nord-Sud, en cas de tension.

De plus, le mécanisme du couplage de marché conduit à proposer de la capacité aux enchères, mais sans prix de réserve. Ceci préfigure la fin du tarif Nord-Sud prévue en 2018 avec la fusion des zones : les acteurs seraient en mesure d'arbitrer entre les différentes sources d'approvisionnement en ne tenant plus compte de la contrainte de transport Nord-Sud. La suppression du tarif de réserve peut augmenter l'attrait du produit journalier, et ainsi enrayer la baisse des souscriptions court terme aujourd'hui observée lorsque le différentiel de prix Nord-Sud est faible. Il est à noter que les recettes générées par le couplage de marché sont couvertes à 100% au CRCP.

La CRE observe que cette option impose d'être membre de Powernext, et de s'acquitter des frais de fonctionnement correspondants. Cinq expéditeurs sur les vingt-quatre souscrivant aujourd'hui des capacités à la liaison Nord-Sud n'ont pas directement accès à Powernext. Ceux-ci disposent toutefois d'un expéditeur en charge de leur équilibrage et pourront faire appel à Powernext par son intermédiaire.

---

<sup>10</sup> Plateforme européenne de commercialisation des capacités aux interconnexions entre pays membres.

<sup>11</sup> TRANS@ctions est le portail client de GRTgaz, par lequel les expéditeurs souscrivent et nominent des capacités.

<sup>12</sup> Powernext opère la bourse du gaz Pegas, qui est un marché réglementé agissant sous le contrôle de l'AMF.

- Option « 100% Prisma »

Cette option permettrait également de simplifier et rationaliser les modes de commercialisation des capacités quotidiennes.

Toutefois, l'ergonomie de PRISMA et le mode de commercialisation retenu ne semblent pas parfaitement adaptées à la commercialisation en court terme, et notamment en infrajournalier.

En outre, maintenir le prix de réserve pour les capacités Nord-Sud risque, dans le contexte actuel de faible écart de prix Nord-Sud, de conduire à ne pas optimiser l'utilisation de la liaison Nord-Sud.

Enfin, le couplage de marché a ponctuellement permis de réduire l'écart de prix entre le PEG Nord et la TRS, et ce même en situation de forte tension sur la liaison Nord-Sud. Il n'apparaît donc pas opportun de supprimer ce mécanisme avant l'achèvement de la fusion des zones.

A ce stade, la CRE privilégie la première option proposée par GRTgaz, « chemin vers la fusion », qui anticipe la création d'une place de marché unique.

**Question 6 :** Souhaitez-vous que les canaux de commercialisation des capacités court terme soient rationalisés ? Si oui, êtes-vous favorable, comme la CRE à ce stade, à l'option 1 « chemin vers la fusion », ou à l'option 2, « 100% PRISMA » ?

## 2.6 Maintien du produit JTS

GRTgaz souhaite maintenir la vente du JTS sur PRISMA dans les deux options. Le JTS a permis de proposer à la vente 6 TWh supplémentaires en 2014, et 5,4 TWh en 2015, dont le niveau de souscription a fortement varié en fonction de l'écart des prix entre PEG Nord et TRS.

La fourniture de ce service engendre des coûts dépendant des capacités souscrites, d'environ 950 K€ pour l'année 2015, couverts par le tarif de transport de GRTgaz<sup>13</sup>.

En 2015, seul 1,1 TWh de capacité JTS a été souscrit, générant des recettes de souscriptions estimées à 700 k€, ce qui ne permet pas de couvrir entièrement le coût du dispositif.

Au vu des conditions de marché actuelles, la question de reconduire ou non le service JTS peut se poser.

A ce stade, la CRE est favorable au maintien du produit JTS jusqu'en 2018. En effet, en situation de tension du marché au sud, quelle qu'en soit la raison, la capacité supplémentaire mise à disposition des expéditeurs permet de réduire ces tensions et de limiter la volatilité des prix au sud. La CRE considère que le coût de ce service est faible au regard du bénéfice potentiel pour le marché du Sud de la France.

**Question 7 :** Êtes-vous favorable à la reconduction du JTS en 2016 et jusqu'à la création d'une zone de marché unique en 2018 ?

---

<sup>13</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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](#)

### 3. Synthèse des questions posées

**Question 1 :** Aucun retard n'est à ce jour anticipé pour la mise en œuvre de la fusion des zones. Considérez-vous néanmoins qu'il est souhaitable de commercialiser des capacités à la liaison Nord-Sud après septembre 2018 ?

**Question 2 :** Etes-vous favorable aux échéances de commercialisation des capacités annuelles à la liaison Nord-Sud telles qu'envisagées par GRTgaz, ou préférez-vous la solution visant à lisser les ventes de capacités annuelles sur trois ans ?

**Question 3 :** Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz de ne déclencher la vente de capacités interruptibles que si au moins 95% des capacités fermes proposées à la vente ont été souscrites ?

**Question 4 :** Etes-vous favorable à la décision prise par GRTgaz ne plus commercialiser de capacités interruptibles trimestrielles et mensuelles ?

**Question 5 :** Etes-vous favorable au maintien du mode de commercialisation des capacités invendues en produits court terme mis en place au 8 octobre 2015 ?

**Question 6 :** Souhaitez-vous que les canaux de commercialisation des capacités court terme soient rationalisés ? Si oui, êtes-vous favorable, comme la CRE à ce stade, à l'option 1 « chemin vers la fusion », ou à l'option 2, « 100% PRISMA » ?

**Question 7 :** Etes-vous favorable à la reconduction du JTS en 2016 et jusqu'à la création d'une zone de marché unique en 2018 ?

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le lundi 11 janvier 2016 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp1@cre.fr](mailto:dr.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 » ;

Les réponses individuelles non confidentielles seront publiées sur le site de la CRE.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que votre réponse soit considérée comme **confidentielle**. A défaut, votre contribution sera considérée comme non confidentielle et non anonyme. Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.

#### Annexes :

- Proposition de GRTgaz en date du 20/11/2015