

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 février 2016 portant décision relative aux règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

Participaient à la séance : Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

La présente délibération, prise sur le fondement de l'article L.134-2, 4° du code de l'énergie ainsi que sur le règlement (UE) n°984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités (« code CAM »), a pour objet de préciser les règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz.

### 1. Contexte

#### 1.1 Contexte européen : le 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 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.

#### 1.2 Contexte national

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

A l'issue des travaux menés en Concertation gaz, la CRE, par ses délibérations des 19 juillet 2012<sup>1</sup>, 13 décembre 2012<sup>2</sup> et 7 mai 2014<sup>3</sup>, 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 plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 2018, après la réalisation des projets Val

<sup>1</sup> [Délibération de la CRE du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France](#)

<sup>2</sup> [Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel](#)

<sup>3</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](#)

de Saône et Gascogne-Midi, pour un budget de 823 M€. La délibération du 30 octobre 2014<sup>4</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. L'ancien système d'attribution des capacités au prorata des demandes n'était plus adapté. La CRE a décidé de le remplacer de manière anticipée par le système d'enchères ascendantes prévu par le code CAM. Les règles de commercialisation des capacités à la liaison Nord-Sud ont été fixées par la délibération de la CRE du 13 février 2014<sup>5</sup>.

Dès 2014, les capacités Nord-Sud ont été mises en vente aux enchères pour la période de 2015 à 2018.

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 : augmentation du prix 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 (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 constatés aux PEG Nord et 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 : baisse du prix du GNL, 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 le PEG Sud, devenu TRS à la suite de la fusion des zones PEG Sud et TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2015, s'est résorbé : entre novembre 2014 et novembre 2015, il a été en moyenne de 0,37 €/MWh.

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. 20,9 GWh/j de capacités interruptibles sont restées invendues.

Au cours des enchères portant sur les produits trimestriels réalisées en juin 2015 pour la période d'octobre 2015 à septembre 2016, les capacités n'ont pas été intégralement souscrites. Ainsi pour la période allant du 1<sup>er</sup> octobre 2015 au 30 septembre 2016, plus de 12 GWh/j de capacités fermes proposées à la vente n'ont pas été souscrites.

<sup>4</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>5</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](#)

## 2. Evolution des modalités de commercialisation des capacités à la liaison Nord-Sud

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.

La CRE a procédé à une consultation publique du 11 décembre 2015 au 11 janvier 2016 sur les propositions d'évolution de GRTgaz.

15 contributions ont été adressées à la CRE :

- 3 proviennent d'industriels ou d'associations d'industriels : Petroineos, Solvay Energy Services, UNIDEN ;
- 10 proviennent d'expéditeurs : Antargaz, Direct Energie, EDF, ENGIE, Gazprom, et 4 expéditeurs confidentiels ;
- 1 provient d'une association : UPRIGAZ ;
- 1 provient d'un opérateur de plateforme boursière : Powernext.

Les réponses non confidentielles sont publiées sur le site internet de la CRE<sup>6</sup>.

### 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.

Par ailleurs, la fusion des zones PEG Nord et TRS est prévue pour le 1<sup>er</sup> novembre 2018 alors que la commercialisation des capacités est aujourd'hui arrêtée au 30 septembre 2018. GRTgaz considère donc que cette commercialisation permettrait d'anticiper la vente des capacités pour le mois d'octobre 2018.

#### 2.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique se sont exprimés en faveur de la commercialisation de capacités annuelles pour l'année gazière 2018-2019, afin de sécuriser leur acheminement a minima au cours du mois d'octobre 2018 et de se prémunir en cas de retard de mise en service des ouvrages nécessaires à la fusion des zones.

Deux acteurs estiment cependant qu'il serait préférable de déroger au calendrier CAM et de ne commercialiser que le mois d'octobre 2018 ou le dernier trimestre de 2018, afin de limiter l'engagement financier des expéditeurs.

Enfin, un acteur estime qu'il n'est pas nécessaire de commercialiser dès mars 2016 la capacité permettant de couvrir la fin de l'année 2018.

#### 2.1.3 Analyse de la CRE

Bien qu'aucun retard dans la fusion des zones ne soit anticipé à ce jour, il demeure 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 considère donc, comme la majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique, qu'il est souhaitable de commercialiser la capacité à la liaison Nord-Sud pour une année gazière supplémentaire,

---

<sup>6</sup> [www.cre.fr](http://www.cre.fr)

jusqu'au 30 septembre 2019.

Les capacités souscrites n'étant facturées pour chaque mois qu'a *posteriori*, en M+2, cette commercialisation anticipée sera sans conséquence si la fusion des zones intervenait au 1<sup>er</sup> novembre 2018, conformément au calendrier prévu. En effet, au moment de la fusion, la liaison Nord Sud disparaîtra ainsi que les capacités associées, qui cesseront donc d'être facturées aux expéditeurs. Cette commercialisation apportera donc aux expéditeurs une couverture pour le mois d'octobre 2018 et au-delà, en cas de retard dans la réalisation des ouvrages.

La CRE est donc favorable à la proposition de GRTgaz.

## **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 2017 à septembre 2019 dès les enchères de 2016.

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.

<b>Proposition de GRTgaz</b>	<b>oct.2017-sept.2018</b>	<b>oct.2018-sept.2019</b>
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>

Dans le cadre de la consultation publique qu'elle a menée, la CRE proposait de commercialiser 50% des capacités disponibles lors des enchères de 2016, 25% lors des enchères de 2017 et 25% lors des enchères de 2018.

<b>Proposition de la CRE</b>	<b>oct.2017-sept.2018</b>	<b>oct.2018-sept.2019</b>
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>

### **2.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique**

La totalité des acteurs ayant répondu à la consultation publique se sont exprimés en faveur d'une vente lissée des capacités Nord Sud pour l'année 2018-2019.

Un acteur s'exprime en faveur d'une répartition différente des quantités de capacité vendues chaque année. Il souhaite en effet que 25% soient vendus en 2016, 25% en 2017 et 50% en 2018.

### 2.2.3 Analyse de la CRE

La CRE a souhaité, dans le cadre de la consultation publique, proposer un calendrier autre que celui proposé par GRTgaz pour la commercialisation des capacités annuelles à la liaison Nord-Sud. Elle estimait en effet que la proposition de GRTgaz aurait pu 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 les enchères de mars 2016. Dans cette logique, la CRE avait décidé, dans sa délibération du 17 octobre 2013<sup>7</sup>, que les capacités à la liaison Nord-Sud seraient commercialisées de façon progressive. Au vu des réponses à la consultation publique, la CRE maintient son analyse préliminaire. Ainsi, la CRE demande à GRTgaz que hors les 10% réservés pour la commercialisation au pas de temps inférieur à l'annuel, 50% des capacités disponibles pour l'année gazière 2018-2019 soient proposées à la vente lors des enchères de 2016, 25% lors des enchères de 2017 et 25% lors des enchères de 2018. De même, 25% des capacités disponibles pour l'année gazière 2017-2018 seront proposées à la vente lors des enchères de 2016 et 25% lors des enchères de 2017.

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

### 2.3.1 Capacité annuelle

#### 2.3.1.1 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.

#### 2.3.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique se sont exprimés en faveur de l'abaissement du seuil de commercialisation de l'interruptible à 95%.

Trois acteurs ont exprimé des réserves :

Deux acteurs estiment en effet que 95% reste un seuil trop élevé. Ils s'expriment en faveur d'un seuil entre 90 et 92%. Un de ces acteurs souhaite que cette baisse soit accompagnée d'une diminution des grands incréments d'enchères.

Enfin, un acteur souhaite que les capacités interruptibles soient vendues y compris lorsque l'ensemble des capacités fermes ne sont pas vendues. Il estime que les capacités interruptibles sont des produits différents des capacités fermes.

#### 2.3.1.3 Analyse 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%.

De façon générale, la CRE considère qu'il n'est pas souhaitable que de la capacité interruptible soit vendue si la capacité ferme mise en vente n'est pas intégralement souscrite. La seule exception acceptable à cette règle est le cas où les invendus résultent du fonctionnement des enchères, la demande ayant été supérieure à l'offre.

La CRE estime que, combiné à des incréments d'enchères pertinents, le seuil de 95% est un seuil suffisant pour déclencher la vente des capacités interruptibles dès lors que la demande pour les capacités fermes est supérieure à l'offre.

La CRE est donc favorable à la proposition de GRTgaz.

---

<sup>7</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](#)

## 2.3.2 Capacité trimestrielle et mensuelle

### 2.3.2.1 Proposition de GRTgaz

Sur le fondement de l'article 24 du code CAM, 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 trouvent dévalorisées par l'application de cette règle.

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

### 2.3.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique se sont exprimés en faveur de la proposition de GRTgaz de ne plus commercialiser de capacités interruptibles trimestrielles et mensuelles.

Deux expéditeurs ont exprimé un avis défavorable sur cette proposition. L'un d'eux estime que ceci conduit à reporter une partie des ventes de capacité sur le très court terme. Un deuxième expéditeur estime qu'il devrait être du ressort des expéditeurs d'acheter ou non de la capacité interruptible trimestrielle ou mensuelle.

Deux expéditeurs expriment des réserves sur cette proposition. Un premier considère que dans une situation de faible demande lors des enchères annuelles, cela conduirait à ne pas vendre de capacité interruptible ni en annuel, ni en trimestriel et ni en journalier. Un deuxième expéditeur demande un suivi de cette décision en concertation afin de pouvoir l'adapter en cas de fort « spread » entre les zones Nord et Sud.

### 2.3.2.3 Analyse de la CRE

La CRE constate que l'application de l'article 24 du code CAM a pour conséquence 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 sera 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.

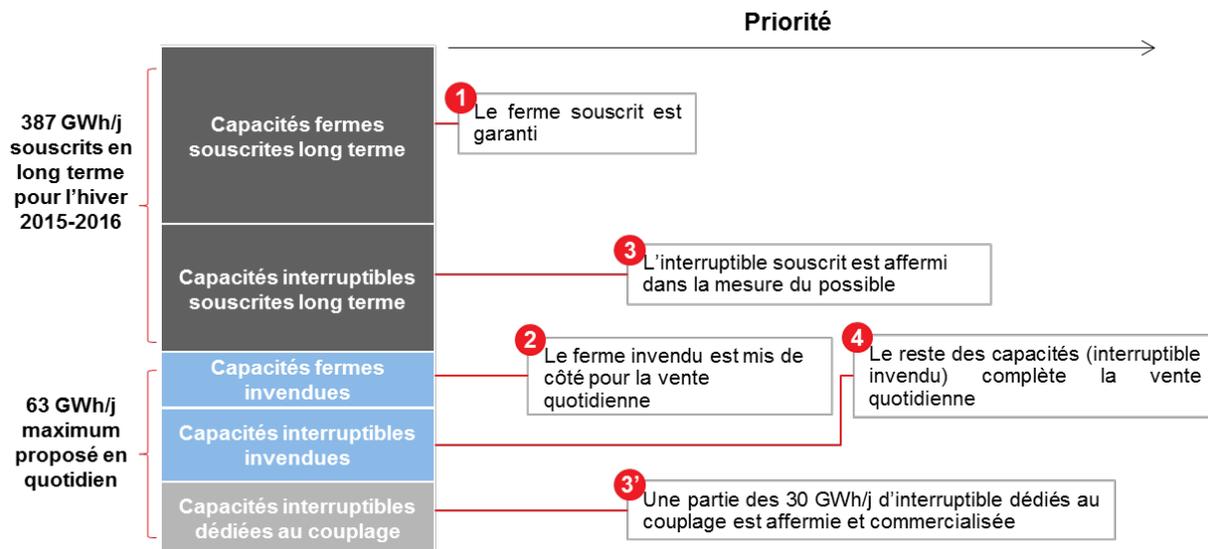
En conséquence, la CRE est favorable à la proposition de GRTgaz de ne pas commercialiser de capacités interruptibles mensuelles et trimestrielles.

## **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 quotidiennes en Concertation gaz. Cette solution est appliquée depuis le 8 octobre 2015 :

- Les capacités fermes souscrites sont par défaut assurées.
- La quantité des capacités fermes invendues à commercialiser est déterminée.
- Puis le taux d'interruption des capacités interruptibles est déterminé.
- Les capacités interruptibles souscrites sont servies en priorité, dans la limite de ce taux d'interruption.
- 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, la quantité des capacités interruptibles non souscrites à proposer à la vente sous forme de capacités fermes est déterminée en fonction du taux d'interruption précédemment calculé. Cette part de capacité interruptible n'est mise en vente que lorsque l'intégralité des capacités interruptibles souscrites ont été affermies.



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 Synthèse des réponses à la consultation publique

Les participants sont majoritairement favorables au maintien du mode de commercialisation jusqu'en 2018.

Un fournisseur, bien que favorable au maintien du mécanisme actuel, souhaite qu'il puisse être modifié avant 2018, si les conditions de marché changeaient radicalement.

Le seul participant opposé à la séquence proposée par GRTgaz considère que ce mécanisme favorise les produits court terme au détriment de l'affermissement des capacités annuelles interruptibles souscrites.

#### 2.4.3 Analyse de la CRE

La séquence proposée par GRTgaz et présentée en Concertation permet de concilier d'une part, 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.

Afin de donner de la visibilité aux expéditeurs, la CRE ne souhaite pas que ce mécanisme soit modifié trop fréquemment en fonction des conditions de marché.

En conséquence, la CRE est favorable au maintien de ce mécanisme jusqu'en 2018.

### 2.5 Canaux de commercialisation des produits court terme, journaliers et infra-journaliers

#### 2.5.1 Proposition de GRTgaz

En théorie, les capacités court terme sont commercialisables sous la forme de 4 produits différents (*day-ahead* ferme, couplage<sup>8</sup>, JTS<sup>9</sup>, UBI -*Use it and buy it*<sup>10</sup>), au moyen de trois canaux (PRISMA<sup>11</sup>, TRANS@ctions<sup>12</sup> et Powernext<sup>13</sup>).

<sup>8</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>9</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 »). Depuis le mois de février 2014, 20 GWh/j de JTS sont proposés à la vente aux enchères sur PRISMA.

<sup>10</sup> L'UBI permet à un expéditeur de nommer de la capacité au-delà de ses souscriptions. Si la capacité surnommée 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 si cette capacité dépasse sa souscription primaire.

<sup>11</sup> Plateforme européenne de commercialisation des capacités aux interconnexions entre pays membres.

<sup>12</sup> TRANS@ctions est le portail client de GRTgaz, par lequel les expéditeurs souscrivent et nominent des capacités.

- Les capacités fermes J-1 (*day-ahead*) et les capacités interruptibles affermies sont commercialisées sur PRISMA en J-1 à 16h30.
- Les capacités JTS sont commercialisées sur PRISMA en J-1 à 16h30.
- Le couplage de marché est commercialisé sur Pownext 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, à partir de 19h en J-1.

Il ressort du travail en Concertation Gaz qu'une simplification et une mise en cohérence des produits de capacité court terme et des canaux de commercialisation sont souhaitables. GRTgaz propose deux options possibles de modification de l'accès aux capacités court terme, applicables à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2016 :

- Option 1 « Chemin vers la fusion ».

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

- Option 2 « 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. Il n'y aurait plus d'enchères implicites sur la base du couplage de marché : les 30 GWh/j de capacités interruptibles qui lui sont dédiées seraient proposées aux enchères quotidiennes en fonction du taux d'interruption calculé chaque jour pour le lendemain. L'UBI serait quant à lui supprimé et remplacé par la vente de capacité infrajournalière sur PRISMA.

### 2.5.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

L'intégralité des participants considère qu'il est nécessaire de faire évoluer le mode de commercialisation des produits journaliers et infra-journaliers, pour les simplifier et les rendre plus cohérents. En revanche, les avis sont partagés quant à l'option à privilégier.

- Une majorité des participants est favorable, comme la CRE, à l'option 1 « chemin vers la fusion ».

Ils soulignent que cette option est plus favorable au développement de la liquidité de la zone TRS et qu'elle contribuera à faire converger les prix entre les zones Nord et Sud.

L'un d'entre eux considère que cette option est adaptée aux conditions de marché, la valeur marché des capacités étant inférieure au tarif de réserve.

Deux expéditeurs indiquent que l'ergonomie de Pownext est bien mieux adaptée au court terme que celle de PRISMA et que l'option 1 « chemin vers la fusion » permettrait d'optimiser les ventes de capacités, au profit de l'ensemble des utilisateurs du réseau. Un expéditeur insiste sur l'intérêt de cette option d'un point de vue opérationnel, la grande majorité des acteurs souscrivant de la capacité Nord-Sud utilisant en continu au cours de la journée les écrans Pownext.

Enfin, plusieurs acteurs considèrent qu'il faut conserver le mécanisme UBI jusqu'à la fusion.

- Une minorité de participants privilégie l'option 2, « 100% PRISMA ».

Un client industriel considère que l'option 1 « chemin vers la fusion » ferait cohabiter deux offres de capacités, avec et sans prix de réserve, créant ainsi une « iniquité entre deux marchés ».

Trois acteurs estiment que l'option 1 « chemin vers la fusion » provoquerait une baisse des souscriptions de capacités long terme, dont l'impact tarifaire serait répercuté sur l'ensemble des clients de GRTgaz, y compris ceux qui détiennent déjà des capacités de long terme à la liaison Nord-Sud.

Par ailleurs, contrairement à ce qu'indiquait la CRE dans sa consultation, un expéditeur indique qu'il n'est pas membre de Pownext. Il considère à ce titre que l'option 1 « chemin vers la fusion » pourrait être

<sup>13</sup> Pownext opère la bourse du gaz Pegas, qui est un marché réglementé fonctionnant sous le contrôle de l'AMF  
8/11

assimilée à de la vente forcée.

### 2.5.3 Analyse de la CRE

La CRE constate que l'ensemble des acteurs partagent son analyse sur la nécessité de simplifier et de rendre cohérents les mécanismes de commercialisation de la capacité Nord-Sud de court terme.

La CRE considère que la commercialisation des capacités journalières à la liaison Nord-Sud sur Powernext sans prix de réserve, dans le cas spécifique de la liaison Nord-Sud, présente trois principaux avantages :

- la suppression du tarif de réserve peut augmenter l'attrait du produit journalier, et ainsi enrayer la baisse des souscriptions 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 prises en compte à 100% au CRCP. La maximisation de la vente des produits court terme est donc dans l'intérêt de la communauté des utilisateurs du réseau ;
- le couplage de marché à la liaison Nord-Sud est un mécanisme de commercialisation implicite de la capacité qui est de nature à accroître la liquidité des marchés de gros en zone TRS ;
- enfin, l'allègement de la contrainte de transport du Nord au Sud préfigure la fin du terme de liaison prévue en 2018 en permettant dès à présent de réduire l'écart de prix entre le PEG Nord et la TRS. En effet, même si les volumes disponibles resteront contraints jusqu'à la réalisation des ouvrages Val de Saône et Gascogne-Midi, la commercialisation des capacités aux enchères sans tarif de réserve permettrait aux expéditeurs d'optimiser l'utilisation de la liaison existante, y compris lorsque l'écart des prix entre le Nord et le Sud est inférieur à 0,57 €/MWh (prix actuel du terme de liaison)

Concernant la coexistence de produits long terme avec un prix de réserve et de produits court terme sans prix de réserve, la CRE considère que :

- le risque de dévalorisation des capacités de long terme et donc de baisse des souscriptions annuelles et trimestrielles est limité dans le temps, puisque la création de la place de marché unique est prévue à fin 2018 ;
- les produits long terme et court terme n'ont, par nature, pas le même usage. Les capacités court terme présentent un intérêt d'arbitrage des sources d'approvisionnement et d'équilibrage du portefeuille, alors que les capacités long terme permettent aux fournisseurs de structurer leur approvisionnement, notamment en vue de réaliser des offres commerciales pour les consommateurs de gaz.

Concernant le recours privilégié à Powernext pour la commercialisation des capacités court terme, la CRE constate que trois expéditeurs n'ayant pas souscrit à Powernext ne pourraient y accéder directement aujourd'hui. Toutefois,

- la très grande majorité des expéditeurs ont d'ores et déjà accès à Powernext. Les expéditeurs qui n'ont pas accès directement à Powernext et ne souhaitent pas entreprendre les démarches nécessaires peuvent avoir recours à un intermédiaire ;
- les expéditeurs sont nombreux à signaler que l'ergonomie de PRISMA n'incite pas à la souscription de court terme, particulièrement pour les produits intra-journaliers, alors que l'utilisation de Powernext simplifierait les opérations quotidiennes. De même, le mécanisme UBI, disponible en surnominant sur TRANS@ctions, offre une réelle souplesse d'utilisation ;
- les capacités JTS, permettant d'acquérir de la capacité en J-1 (avec prix de réserve), continueront d'être offertes sur PRISMA. De même, le mécanisme d'UBI sera maintenu. Enfin, les expéditeurs peuvent bien sûr vendre du gaz au PEG Nord et en acheter à la TRS. Les expéditeurs ne sont donc aucunement captifs de Powernext pour s'équilibrer à la maille journalière ;
- enfin, le couplage de marché a démontré son utilité pour développer la liquidité à la TRS, réduire l'écart entre les prix au Nord et au Sud, et maximiser l'utilisation de la liaison Nord-Sud. Etendre ce mécanisme en ajoutant aux 30 GWh/j de capacités interruptibles qui lui sont dédiées les capacités journalières autrefois proposées à la vente sur PRISMA permet de rationaliser les guichets de vente et de concentrer la liquidité.

La CRE considère que les inconvénients analysés ci-dessus ont des conséquences limitées, alors que les avantages de l'option 1 « chemin vers la fusion », en termes de fonctionnement du marché et d'optimisation

des ventes et de l'usage des capacités Nord-Sud, sont très importants. En conséquence, la CRE est favorable à la proposition de GRTgaz de commercialiser les capacités J+1 selon l'option 1, « chemin vers la fusion », à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2016. C'est-à-dire :

- en J-1 de 15h30 à 17h : les capacités disponibles sont commercialisées de manière implicite en couplage de marché sur Powernext sans prix de réserve ;
- en J-1 de 16h30 à 17h : le JTS est commercialisé aux enchères sur PRISMA avec un prix de réserve égal au tarif régulé ;
- en J, l'UBI est disponible par surnomination sur TRANS@ctions, au tarif régulé.

## **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>14</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 CRE a interrogé les acteurs sur l'opportunité de reconduire ou non le service JTS.

### 2.6.1 Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité des participants est favorable au maintien du JTS jusqu'en 2018. Deux acteurs souhaitent que le JTS soit commercialisé sur Powernext, tout en conservant un tarif régulé. Un fournisseur considère qu'il est prématuré de se prononcer sur son maintien jusqu'à la fusion des zones. Un autre souhaite que le volume dédié au JTS soit limité à 1 TWh.

Plusieurs expéditeurs y sont opposés. Ils considèrent qu'il s'agit d'un dispositif coûteux, qui ne se justifie plus dans les conditions de marché actuelles.

### 2.6.2 Analyse de la CRE

En situation de tension du marché au sud, quelle qu'en soit la raison, la capacité supplémentaire mise à disposition des expéditeurs grâce au JTS 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.

De plus, les fluctuations de la souscription du JTS suivent fidèlement l'évolution de l'écart entre les prix du nord et du sud de la France. Lorsque cet écart est marqué, l'intégralité de la capacité est souscrite. Il ne semble donc pas pertinent de limiter le volume proposé.

Enfin, la commercialisation sur Powernext est exclue à ce stade, afin de préserver un volume de capacité accessible sur PRISMA, et par souci de continuité : la vente du JTS, initialement menée sur TRANS@ctions, n'a lieu sur PRISMA que depuis le 1<sup>er</sup> avril 2015.

La CRE décide de reconduire le JTS jusqu'en 2018 et demande à GRTgaz de présenter un bilan des coûts et des souscriptions à la fin de l'année 2016.

---

<sup>14</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](#)  
10/11

### 3. Décision

La CRE approuve la proposition de GRTgaz en date du 20 novembre 2015, sous réserve que :

- le calendrier de commercialisation des capacités soit modifié pour que les capacités à la liaison Nord-Sud pour la période d'octobre 2017 à septembre 2019 soient commercialisées progressivement chaque année et selon le calendrier défini par la présente délibération ;
- GRTgaz commercialise les capacités J+1 selon l'option 1 « chemin vers la fusion », à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2016.

### 4. Publication

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel de la République française*.

Fait à Paris, le 3 février 2016

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Un commissaire,

Christine CHAUVET