



GRTgaz
BORA
6 rue Raoul Nordling
92277 Bois-Colombes Cedex

www.grtgaz.com

Mesures transitoires sur la liaison Nord-Sud et évolution de l'offre à compter de novembre 2014

Destinataire : CRE

Juillet 2014

DSRI & DC

1. Introduction

Dans le cadre de sa délibération du 7 mai portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France, la CRE retient le schéma d'investissement Val de Saône + Gascogne Midi, avec une mise en place du PEG unique France à l'horizon 2018 (sous réserve d'accélération des procédures administratives).

La CRE ne retient pas la fusion anticipée des zones Nord et Sud. Dans l'attente de la mise en service des projets retenus, la CRE privilégie « *les mesures destinées à optimiser l'utilisation de la liaison Nord-Sud en mettant à contribution toutes les infrastructures gazières :*

- *extension du service de capacités fermes supplémentaires (JTS) ;*
- *amélioration de la disponibilité des capacités interruptibles Nord-Sud ;*
- *achat de prestations permettant de disposer de gaz localisé dans le sud-est en cas de congestion ;*
- *baisse des tarifs des capacités de court terme à la liaison Nord-Sud ;*
- *renforcement de la régulation incitative de GRTgaz sur le JTS. »*

Suite aux réunions des 3 et 18 juin, GRTgaz et la CRE ont retenu comme programme de travail prioritaire pour GRTgaz les points suivants :

- maintien du service de capacités fermes supplémentaires (JTS) ;
- augmentation des capacités fermes et amélioration de la disponibilité des capacités interruptibles en hiver sur la liaison Nord \Rightarrow Sud, grâce à l'optimisation de la règle de répartition des flux GRTgaz \Rightarrow TIGF entre les stations de Cruzy et Castillon ;
- lissage de la disponibilité des capacités interruptibles Nord-Sud au travers d'un mécanisme dit de « gaz circulant », faisant intervenir les opérateurs adjacents ;
- renforcement de la régulation incitative de GRTgaz sur les capacités fermes ;

Les travaux menés ont été présentés lors de la réunion de concertation du GT Structure contractuelle du réseau du 24 juin 2014.

Les pistes actuellement à l'étude devraient permettre d'améliorer sensiblement les niveaux de capacité mis à disposition et ainsi de proposer de commercialiser des capacités fermes mensuelles complémentaires, des capacités fermes JTS quotidiennes et d'améliorer la disponibilité de l'interruptible à la liaison Nord-Sud.

Après avoir brièvement présenté les mesures envisagées par GRTgaz dans le cadre du programme de travail prioritaire validé avec la CRE les 3 et 18 juin, la note précise l'évolution de l'offre qui découlerait de leur application, puis détaille leur aspect économique et réglementaire.

Enfin, une dernière partie présente rapidement la position de GRTgaz sur les autres mesures envisagées par la CRE.

Avertissement :

Les niveaux de capacité proposés et les mesures envisagées sont valables uniquement sur l'hiver 2014-2015 à compter du 1^{er} novembre 2014. Elles ne présagent pas des mesures qui seraient mises en place sur l'été 2015, ni sur les quantités qui pourraient être alors proposées.

2. Présentation des mesures envisagées par GRTgaz pour l'hiver 2014 et 2015

a. JTS

Le service JTS a été créé en 2013 et a été reconduit en 2014. Il permet au transporteur et au stockeur de maximiser l'utilisation des capacités mises à disposition pour le transit Nord-Sud et en entrée/sortie des PITS Nord/Sud Atlantique.

Ce service permet de proposer des capacités complémentaires à la liaison Nord sud, sous forme de capacité ferme journalière.

Deux facteurs compliquent sa poursuite à l'hiver 2014 :

- Le groupement Saline est entièrement réservé,
- GRTgaz ne dispose plus de stock de gaz dédié

Pour autant, sous réserve de finalisation d'un accord GRTgaz Storengy, le JTS « hiver » serait bien reconduit dès le 1^{er} novembre 2014, grâce à deux innovations :

- Storengy accepte de proposer JTS sans qu'un stock de gaz n'y soit consacré
- GRTgaz accepte de délocaliser ponctuellement une partie de son stock de sécurité, en cas de difficulté, sachant que :
 - o le volume global est conservé intégralement,
 - o la capacité de soutirage disponible n'est pas impactée,
 - o ceci serait acceptable pour GRTgaz en début d'hiver alors que les stockages seront à un niveau de remplissage élevé.

Le mode de commercialisation sera conservé (capacité journalière ferme) ; une partie de la capacité (50%) sera consacrée à optimiser l'accès aux stockages.

b. Clé de répartition Cruzy-Castillon

Il s'agit de trouver une clé de répartition des flux GRTgaz \Rightarrow TIGF qui permette une meilleure disponibilité Nord-Sud avant d'atteindre la congestion Sud-Est.

A ce stade, le compromis proposé pour l'hiver 2014-2015 est d'inverser la clé de répartition par défaut (1/3 du flux à Cruzy et 2/3 à Castillon au lieu de 2/3 à Cruzy et 1/3 à Castillon). Des modifications en cours d'hiver sont toujours possibles selon les besoins et possibilités des deux opérateurs.

Les gains apportés par cette modification pendant l'hiver (novembre-mars), en s'appuyant sur l'hypothèse de flux similaires à ceux connus en hiver 2013-2014, sont estimés à 40 GWh/j en moyenne, dont 20 GWh/J disponibles plus de 90% du temps.

Cette modification de clé n'apporte pas de gain en été.

En première approche, une baisse complémentaire du flux depuis Cruzy (moins de 1/3 du flux GRTgaz ⇒ TIGF passe par Cruzy, voire rebours à Cruzy) :

- occasionne davantage de difficultés opérationnelles chez TIGF
- n'est que plus rarement profitable pour la liaison Nord-Sud et génère donc en moyenne de faibles gains pour la disponibilité Nord-Sud

Aussi les travaux se poursuivent avec TIGF pour étudier plus précisément les impacts de cette baisse complémentaire, mais ne seront probablement pas mis en œuvre de manière systématique et industrielle pour l'hiver 2014-2015.

c. Gaz circulant

Actuellement, il y a peu de GNL dans les stocks des terminaux méthanier. L'objet du gaz circulant serait d'utiliser au mieux la place ainsi rendue disponible avec un stock de gaz appartenant à GRTgaz.

Ce stock de gaz serait soutiré du terminal de Fos pour créer un contre-flux en cas de faible disponibilité des capacités interruptibles. Le stock de gaz serait reconstitué dans les périodes de plus forte disponibilité des capacités interruptibles (en réduisant les émissions du terminal sur le réseau).

L'objet est donc ici de lisser la mise à disposition des capacités interruptibles.

Outre un stock de gaz et un accord avec Elengy préservant les intérêts de ses clients, ce service nécessite d'obtenir auprès de Storengy des capacités de stockage pour accueillir le stock de gaz en amont de la congestion. L'utilisation des capacités de stockage de TIGF est envisagée à moyen terme mais elles sont actuellement complètement souscrites.

3. Evolution de l'offre proposée

Dans la suite, on considère des capacités qui seraient disponibles du 1er novembre 2014 au 31 mars 2015 sur la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud.

a. Capacités fermes mensuelles supplémentaires

Sur la base des calculs effectués par GRTgaz, la modification de la répartition des flux entre les réseaux de TIGF et GRTgaz (points physique Cruzy et Castillon) permettrait sur l'hiver de créer en moyenne 40 GWh/J de capacité, dont 20 GWh/J seraient disponibles au moins 90% du temps.

Mettre à disposition 20 GWh/j de capacité mensuelle aux enchères créera certainement un morcellement de l'allocation de capacité, au vu des nombreux souscripteurs, mais permettra d'envoyer au marché un signal fort de nouvelle capacité disponible. Il permet aussi un accès à la capacité à de potentiels nouveaux entrants et apporte de la visibilité au marché.

Les expéditeurs indiquent également que la publication chaque jour du niveau de disponibilité de l'interruptible est aussi un signal pour le niveau de prix spot en zone Sud.

Dédier 20 GWh/j à l'affermissement de l'interruptible déjà souscrit pourrait donc permettre de réduire le niveau de prix.

Il est donc proposé de retenir une répartition ferme avec visibilité / interruptible davantage mis à disposition et de commercialiser 20 GWh/j complémentaire de capacité ferme mensuelle sur la liaison Nord-Sud à partir de novembre 2014 jusqu'à mars 2015. La vente se ferait sur la plateforme Prisma selon le processus d'enchères mensuelles ; la commercialisation se déroulerait en une seule phase ouverte à tous les expéditeurs.

Le niveau effectivement commercialisé serait publié le 2nd lundi du mois précédent et la capacité mise en vente le 3^{ème} lundi du mois précédent selon le calendrier de commercialisation tel que publié par l'Entsog.

Pour le déroulement des enchères, il est proposé :

- que l'enchère se déroule selon le mécanisme d'enchères ascendante
- que le prix plancher soit le prix mensuel régulé
- d'appliquer la mesure de la délibération du 17 octobre 2013 prévoyant que les demandes des expéditeurs soit plafonnée à 20%

Il est par ailleurs proposé de retenir les niveaux d'incrément de prix suivants :

- o le grand incrément de prix (LPS) équivalent à 105 €/MWh/J (soit 0.287671123 €/MWh)
- o le petit incrément de prix à 1/15^e (SPS) du grand incrément de prix.

Par ailleurs, il est proposé d'intégrer à cette vente de capacité les invendus des capacités fermes trimestrielles (300 MWh/J sur Q4 2014 et 9 MWh/J sur Q1 2015).

A noter que pour le mois d'octobre 2014, 300 MWh/J de capacité ferme sont invendus sur la liaison Nord/Sud : il est proposé pour ce mois de commercialiser ces capacités sur Prisma avec les incréments de prix ci-dessus et ainsi de tester ces incréments.

La capacité serait commercialisée sur le code opérationnel NS0001, utilisé déjà aujourd'hui pour les capacités de la liaison Nord-Sud commercialisées sur Prisma.

Dans le cas où l'enchère de capacité mensuelle serait terminée et s'il reste des invendus, il est proposé de ne pas les commercialiser, mais de permettre d'améliorer ainsi la mise à disposition de la capacité interruptible.

En retenant les incréments de prix (LPS et SPS) proposés ci-dessus par GRTgaz, il est très probable que l'enchère se termine avant la fin du démarrage de la vente des capacités quotidiennes. Toutefois, dans le cas contraire, il est proposé de commercialiser les capacités sous forme d'enchère quotidienne sous TRANS@ctions, et non sous Prisma afin d'éviter de commercialiser de la capacité au moment où fonctionne le market coupling.

Les capacités éventuellement disponibles la veille pour le lendemain au-delà de ces 20 GWh/j seraient utilisées pour améliorer le niveau de capacité interruptible mis à disposition la veille pour le lendemain.

b. Capacités quotidiennes JTS

GRTgaz prévoit de prolonger le service JTS à compter de novembre 2014, avec des conditions techniques de mise en œuvre réadaptées au contexte du marché pour l'hiver prochain.

Il est proposé :

- de commercialiser 5 GWh/j sur la liaison et de mettre 5 GWh/j à disposition sur le stockage (soutirage de sud Atlantique) au début du mois de novembre en capacité ferme JTS quotidienne. Ce niveau serait revu à la hausse dès que les conditions le permettent et pourra être revu à la baisse en fonction des conditions de mises à disposition du JTS.
- de commercialiser le JTS comme aujourd'hui en enchère quotidienne, sur le code point opérationnel NS0003, sur TRANS@ctions. Sur TRANS@ctions, l'expéditeur poste une offre à un prix et pour un volume donné, et peut poster plusieurs offres.

En parallèle, il est proposé d'examiner l'intérêt de le commercialiser sur Prisma.

c. Amélioration du niveau de capacité interruptible mis à disposition

Chaque jour avant 15h, GRTgaz calcule le niveau de disponibilité de la capacité interruptible sur la liaison Nord/Sud. Rappelons que l'hiver les capacités disponibles pour acheminer le gaz du Nord vers le Sud sont partagées entre le soutirage du groupement Serene Sud (PITS Sud Atlantique) et la liaison Nord/Sud.

GRTgaz propose d'améliorer le niveau de disponibilité de cette capacité grâce à la répartition des flux entre les réseaux de TIGF et GRTgaz. De plus un service de « gaz circulant » est étudié : il s'agit alors de lisser les « points bas » du niveau de disponibilité.

Il est également proposé que les invendus des capacités mensuelles fermes commercialisées sur PRISMA tel que décrit au paragraphe a), s'ils existent, soient intégrées afin d'améliorer ce niveau de disponibilité de la capacité interruptible. Il est en effet probable qu'ils soient très faibles, et GRTgaz souhaiterait éviter de commercialiser des capacités quotidiennes pour de faibles quantités afin d'éviter d'introduire un 3^{ème} mode de commercialisation en day-ahead, alors que les clients ont déjà accès au JTS et au market coupling.

Par ailleurs, il est proposé que les invendus des capacités interruptibles trimestrielles commercialisées sur Prisma ne soient pas commercialisées (169 MWh/J sur Q4 2014 et Q1 2015) et soient utilisées pour améliorer le niveau de disponibilité de la capacité sur la liaison NS.

En effet, il est très probable que des enchères de capacités mensuelles interruptibles n'aient pas le temps de se dérouler, car celles-ci se tiendront après les enchères de capacités mensuelles fermes.

4. Gains et coûts occasionnés par les services envisagés par GRTgaz

Le coût de compression complémentaire pour amener du gaz du nord vers le sud pour JTS et Cruzy Castillon est de 750 € / GWh. Ce coût intègre :

- des effets de seuil (démarrage de compressions supplémentaires)
- le fait qu'avec ces mécanismes, les ouvrages sont plus souvent à saturation, avec des rendements dégradés des compressions ;
- la perte des capacités d'arbitrage entre les couloirs Est/Ouest ;
- le fait que la chaîne ouest est très sollicitée pour les capacités supplémentaires ; l'effet est très négatif en hiver du fait du coût de l'énergie électrique (beaucoup d'électro-compresseurs sur la chaîne ouest).

a. JTS

Le JTS est vendu aux enchères ; GRTgaz reverse l'intégralité du CA associé.

Le JTS génère des coûts de compression supplémentaires

- 80% de ces coûts complémentaires sont pris en charge par le CRCP
- 20% de ces coûts restent à la charge de GRTgaz

b. Clé de répartition Cruzy Castillon

Nota : la présente analyse se base sur l'hypothèse que le mode de commercialisation proposé en partie 3 a) est validé par la CRE. Si une autre option était retenue, cela aurait probablement un impact négatif sur l'équilibre économique de la mesure pour GRTgaz, et modifierait en conséquence la demande de GRTgaz pour la régulation associée présentée en partie 5.

La capacité mensuelle ferme complémentaire sera vendue aux enchères :

- Les premiums d'enchères seront reversés aux expéditeurs dans un délai de 3 mois
- 50% du tarif régulé sera reversé aux expéditeurs via le CRCP
- 50% du tarif régulé sera conservé par GRTgaz

Le mécanisme génère des coûts de compression supplémentaires, pour l'ensemble des transits supplémentaires c'est-à-dire dans le cadre de l'étude actuelle pour le double des capacités vendues (40 GWh/j supplémentaires en moyenne utilisés pour vendre 20 GWh/j de capacité mensuelle ferme),

- 80% de ces coûts complémentaires sont pris en charge par le CRCP
- 20% de ces coûts restent à la charge de GRTgaz

c. Gaz circulant

Ce mécanisme ne génère aucune recette complémentaire pour GRTgaz.

Il coûte :

- Le coût de constitution d'un stock de gaz (entre 200 et 400 GWh)
- La rétribution d'Elengy pour la mise à disposition d'un espace de stockage et les opérations d'injection/soutirage) – de l'ordre de 40 k€ / mois + 0,5€ / MWh cyclé (injection + soutirage)
- La rétribution de Storengy pour la mise à disposition d'un espace de stockage et les opérations d'injection/soutirage) – en cours de définition

d. Mécanisme actuel d'incitation à l'augmentation des capacités fermes N⇒S

Chaque jour, toute capacité ferme commercialisée au-delà de 270 GWh/j vient augmenter un indicateur noté ci-après « CAPA » (en GWh).

Si à la fin de l'année $CAPA > 3000$, le CRCP de GRTgaz est augmenté de $(CAPA - 3000) \times 200$ €.

La CRE a convenu que cet indicateur n'était pas bien défini pour le premier trimestre 2014 (le seuil de capacité ferme au premier trimestre 2014 est de 230 GWh/j, l'affermissement de 40 GWh/j de capacité interruptible ayant été validé par la CRE pour le 1^{er} avril 2014). Par conséquent, tous les calculs de bilan ont été réalisés avec un seuil T1 2014 à 230 GWh/j.

5. Proposition de régulation des mécanismes envisagés par GRTgaz.

a. JTS et Clé Cruzy Castillon

Les hypothèses de vente sont les suivantes :

- 4.8 TWh de JTS :
 - o 3,2 TWh ont été vendus sur le 1^{er} semestre 2014.
 - o GRTgaz estime aujourd'hui une mise à disposition de 1,6 TWh sur le second semestre. Cette estimation a été effectuée en considérant :
 - sur la fin de l'été une mise à disposition moindre des stockages avec un taux de remplissage qui augmente
 - sur novembre et décembre une mise à disposition plus faible qu'à l'hiver 2013-2014 du fait des difficultés exposées en partie 2 a)
- 3 TWh de « Cruzy Castillon » en année pleine et 1,2 TWh en 2014 (150 jours à 20 GWh en année pleine, 60 jours en 2014)

Du fait de la couverture incomplète des OPEX de compression, hors indicateur incité, JTS est toujours déficitaire et Cruzy Castillon devient déficitaire en 2015 (suite à la baisse du prix mensuel prévue dans la délibération du 7 mai 2014).

Si on comptabilise les coûts d'élaboration et de mise en œuvre de ces mécanismes (évolution du SI, études, négociation, complexification des modes opératoires... tous non intégrés dans le fichier de calcul), le bilan pour GRTgaz est clairement défavorable.

L'indicateur du §4 d), censé être une incitation, sert finalement à faire revenir ces mécanismes à l'équilibre économique (hors coûts d'élaboration et de mise en œuvre). L'évolution envisagée dans la délibération du 7 mai 2014 a un impact limité.

GRTgaz propose une remise à plat de ce mécanisme, en s'appuyant sur des données objectives.

1 - GRTgaz demande la couverture de l'intégralité des coûts de compression liés à ces mécanismes. Sont actuellement non couverts :

- 20% de 0,75€ / MWh vendu pour JTS
- 40% de 0,75€ / MWh vendu pour Cruzy Castillon (2 MWh transités pour 1 MWh vendu)

2 - GRTgaz propose pour le calcul de l'incitation de se baser sur la logique habituelle de régulation de vente de capacité complémentaire sur le réseau amont : 50% de la capacité complémentaire vendue au tarif régulé revient à GRTgaz (le reste est rendu au marché via le CRCP)

- Pour JTS, en utilisant le prix régulé annuel (et non le prix régulé journalier actuel, plus intéressant pour GRTgaz), cela revient à une incitation de 50% de 0,57 €/MWh vendu
- Pour Cruzy Castillon, cette incitation existe déjà via le tarif actuel.

L'indicateur présenté en §4 d) devrait donc être remplacé par 3 postes :

- Complément de couverture des coûts JTS : 0,15€ / MWh de JTS vendu (20% de 0,75)
- Complément de couverture des coûts Cruzy Castillon : 0,3€ / MWh de « Cruzy Castillon » vendu (40% de 0,75)
- Incitation JTS : 0,28€ / MWh de JTS vendu (50% de 0,57)

GRTgaz ne se prononce pas sur les moyens les plus pertinents d'intégration de ces trois postes au revenu de GRTgaz.

Toutefois, à titre informatif, si la CRE souhaite conserver le principe d'un indicateur unique pour tous les mécanismes de création de capacité ferme, ces trois postes peuvent être fusionnés : le cumul des capacités fermes commercialisées au-delà de 270 GWh/j chaque jour (sauf T1 2014 : au dessus de 230 GWh/j) est alors valorisé de la manière suivante :

- dès le 1^{er} MWh : 0,2 € / MWh/j
- au-delà d'un seuil (lié au volume prévisionnel pour Cruzy Castillon qui ne doit pas être incité deux fois, donc seuil = 1,2 TWh en 2014 et 3 TWh en 2015) : 0,48 €/MWh/j

b. Gaz circulant

Au-delà de son intérêt pour les expéditeurs, le gaz circulant génère de nombreux coûts pour GRTgaz et présente une certaine complexité dans sa mise en œuvre mais aucune nouvelle recette.

Par conséquent, GRT demande:

- que les coûts complémentaires de Storengy et Elengy en 2014 dans le cadre du gaz circulant soient compensés intégralement.
- que la constitution du stock de gaz circulant, qui peut être capexisé, soit validée par la CRE dans le cadre du plan d'investissement 2014 de GRTgaz, et reconnu comme investissement de fluidification bonifié. GRTgaz souligne que l'impact tarifaire sera faible,

car le stock de gaz ne sera pas amorti, limitant ainsi fortement l'impact sur les CCN de GRTgaz, et qu'il s'agit là de la seule source de rémunération du gaz circulant pour GRTgaz.

6. Autres mécanismes transitoires envisagés par la CRE.

L'évolution du tarif au PITTM de Fos et le rééquilibrage des flux à la frontière espagnole ont un coût potentiel sans commune mesure avec les dispositifs présentés en parties 2 à 5, et présentent une forte volatilité.

Aussi, si la CRE souhaitait mettre en place un ou plusieurs d'entre eux en cours d'année 2015, GRTgaz estime que cela pourrait remettre en cause l'équilibre de son budget et justifierait alors :

- une mise à jour tarifaire intermédiaire,
- la création d'un mécanisme de recouvrement quasi immédiat de l'écart entre l'estimation de son impact (intégrée à la mise à jour tarifaire) et le coût réellement constaté en fin d'année.

La CRE a également exprimé une forte volonté de revoir le multiplicateur sur les capacités mensuelles et journalières à la liaison Nord \Rightarrow Sud à 1. Bien que l'impact sur le spread nord sud semble très limité vis les premium d'enchère observés, cette baisse a été intégrée aux hypothèses de la partie 5.