

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

Participaient à la séance : Olivier CHALLAN BELVAL, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA et Michel THIOILLIERE, commissaires.

Vu le code de l'énergie et notamment son article L.134-2,

La présente délibération a pour objet de définir les règles de commercialisation d'un produit expérimental de capacité de transport proposé par GRTgaz à la liaison entre les zones Nord et Sud, dans le sens Nord vers Sud, à partir du 1^{er} juin et jusqu'au 31 octobre 2013.

1. Contexte

Les prix élevés du gaz naturel liquéfié (GNL) sur les marchés asiatiques conduisent à des tensions sur l'approvisionnement en gaz naturel du sud de la France. En effet, l'approvisionnement du sud de la France et de la péninsule ibérique dépend structurellement des importations de GNL. Entre 2011 et 2012, les émissions de GNL depuis les terminaux de Fos-sur-Mer ont diminué de 25%. En parallèle, les exportations de gaz de la France vers l'Espagne ont augmenté de 40% en raison de la substitution en Espagne d'approvisionnements en GNL dérivés vers l'Asie par des importations de gaz par gazoduc. La baisse des livraisons de GNL est compensée par une augmentation des importations de gaz par gazoduc à partir des points d'entrée du nord de la France acheminées dans le sud du territoire par la liaison Nord/Sud. Cette liaison, physiquement congestionnée, limite le flux de gaz pouvant transiter depuis le nord de la France, ce qui entraîne des écarts de prix significatifs entre les places de marché PEG Nord et PEG Sud.

Dans sa délibération du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a demandé à GRTgaz d'étudier les mesures et outils contractuels qui permettraient de relâcher la contrainte dans le sud.

A ce titre, GRTgaz a transmis en avril 2013 à la CRE une proposition de commercialisation de capacités quotidiennes fermes additionnelles à la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud.

GRTgaz a présenté sa proposition en Concertation Gaz lors de la réunion du 26 avril 2013. L'ensemble des participants a accueilli très favorablement cette proposition en insistant sur la mise en œuvre rapide du dispositif de façon à bénéficier dès le mois de juin 2013 de capacités additionnelles à la liaison Nord vers Sud.

2. Capacités additionnelles commercialisées par GRTgaz

2.1. Description générale

La proposition de GRTgaz consiste en la création d'un maximum de 15 GWh/j de capacités fermes quotidiennes additionnelles à la liaison Nord vers Sud pour la saison actuelle d'été « gazier » se terminant le 31 octobre 2013. La mise à disposition de ces capacités repose sur l'optimisation de l'utilisation combinée du réseau de transport et de certaines infrastructures de stockage opérées par Storengy. En effet, la congestion à la liaison entre les zones Nord et Sud est la résultante d'une contrainte physique de réseau qui s'applique, en été, à la somme des injections dans le stockage de Sédiane Littoral et des flux à la liaison Nord vers Sud. Seul Storengy est susceptible de fournir à GRTgaz le service de stockage indispensable à la création de capacités additionnelles à la liaison Nord vers Sud.

La commercialisation de ces capacités additionnelles à la liaison Nord vers Sud n'a pas d'effet sur les conditions d'affermissement des capacités interruptibles à la liaison.

2.2. Fonctionnement opérationnel

2.2.1. Proposition de GRTgaz

Pour commercialiser ces capacités additionnelles, GRTgaz utilise les capacités d'injection non utilisées un jour donné par les expéditeurs au point d'interface transport stockage (PITS) Nord – Atlantique.

Dans ces circonstances, Storengy fournira à GRTgaz un service consistant à :

- injecter des quantités de gaz dans le groupement de stockage Sédiane Littoral en utilisant les capacités de transport non utilisées en sortie du réseau de transport au PITS Nord Atlantique ;
- soutirer simultanément les mêmes quantités de gaz du groupement de stockage Sédiane Nord (afin d'assurer la neutralité du mécanisme pour le bilan physique de la zone Nord).

Ces flux permettent de constituer un stock de gaz dans le groupement Sédiane Littoral, destiné à être soutiré ultérieurement à rebours des flux physiques qui sont dans le sens de l'injection dans le stockage en été. Ces flux rebours auront pour effet de réduire, pour les jours concernés, les injections nettes dans le groupement Sédiane Littoral et conduiront *in fine* à créer des capacités quotidiennes fermes additionnelles à la liaison Nord vers Sud.

Le volume stocké dans le stockage de Sédiane Littoral pourra atteindre un volume utile de 200 GWh, ce qui permet de commercialiser un maximum de 15 GWh/j de capacités quotidiennes fermes additionnelles. La faculté de pouvoir constituer ce stock dépend de l'existence de capacités d'injection non utilisées par les utilisateurs du groupement de stockage Sédiane Littoral.

2.2.2. Analyse de la CRE

Compte tenu de la congestion sur la liaison Nord-Sud et des tensions récurrentes sur les prix du gaz dans le sud de la France, la CRE accueille favorablement cette initiative. Elle est favorable à une mise en œuvre rapide de cette commercialisation à titre expérimental, selon les modalités proposées par GRTgaz.

GRTgaz publiera, chaque jour, en J-1 à 13h45, les capacités fermes additionnelles proposées à la commercialisation pour le lendemain. Par ailleurs, la CRE demande à GRTgaz de publier, chaque jour, en J-1 à 13h45, le niveau prévisionnel de capacités additionnelles proposé à la commercialisation pour les quatre jours suivants ainsi que les principes de détermination de ces capacités.

2.3. Principes de commercialisation des capacités additionnelles

2.3.1. Proposition de GRTgaz

GRTgaz propose que ces capacités soient commercialisées par un mécanisme de marché assorti d'un prix de réserve fixé à un niveau proche de 1€/MWh/j et dans tous les cas supérieur ou égal au tarif régulé de la capacité quotidienne.

2.3.2. Analyse de la CRE

La CRE considère que l'allocation de ces capacités de court-terme sur la base d'un mécanisme de marché est économiquement efficace et permet d'allouer de manière optimale la capacité, dans un contexte de congestion et de volatilité significative des écarts de prix *day-ahead* du *spread* Nord-Sud. La CRE est donc favorable à la vente de ces capacités par un mécanisme de marché et non par une allocation selon la règle premier arrivé premier servi.

Le potentiel de création quotidienne de capacités est directement lié à la quantité de gaz stockée un jour donné dans le groupement Sédiane Littoral, au titre du service fourni par Storengy à GRTgaz. Il décroît à mesure que des capacités additionnelles à la liaison sont effectivement vendues. De ce fait, l'application d'un prix de réserve permet d'optimiser l'usage de ce « stock de capacités » en le réservant prioritairement aux journées pour lesquelles la demande sur des capacités est la plus forte. La CRE estime que ce prix de réserve devra être fixé au niveau du tarif régulé en vigueur pour ces capacités, égal à 1/240^{ème} du tarif régulé annuel, soit environ 0,87 €/MWh.

2.4. Modalités de commercialisation des capacités additionnelles

Compte tenu des spécificités associées à leur mise à disposition, les capacités fermes additionnelles ne peuvent être proposées que sous la forme d'un produit de capacité quotidien commercialisé en *day-ahead*.

Deux modes de commercialisation de ces capacités quotidiennes peuvent être envisagés : enchères organisées sur la plateforme *Trans@ctions* de GRTgaz ou recours à Powernext par un mécanisme analogue à celui en place pour le couplage de marché.

2.4.1. Description du mécanisme d'enchères de GRTgaz

Conformément au tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel¹ (tarif ATRT5) en vigueur, le mécanisme d'enchères quotidiennes mis en œuvre par GRTgaz est proposé sur la plateforme de réservation de capacités *Trans@ctions* de 14h00 à 15h00 en J-1. Ce mécanisme est destiné à commercialiser les capacités quotidiennes restées invendues à 14h00 la veille pour le lendemain.

Les demandes de capacités sont allouées par ordre décroissant des prix proposés (qui ne peuvent être que supérieurs ou égaux au prix de réserve) et sont facturées au prix de la dernière offre allouée.

2.4.2. Description du mécanisme de commercialisation par Powernext

Les capacités additionnelles créées pourraient être commercialisées par l'intermédiaire d'un mécanisme analogue à celui mis en œuvre dans le cadre du couplage de marché. Ce mécanisme consisterait en la vente par GRTgaz de produits de *spread* Nord-Sud par le recours aux interventions d'un robot sur le marché opéré par Powernext. Cette phase de commercialisation se déroulerait entre 15h30 et 16h00.

1 – Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

2.4.3. Retours des acteurs de marché sur le mode de commercialisation

Les participants à la réunion de Concertation Gaz du 26 avril 2013 n'ayant pas été en mesure d'exprimer de positionnement immédiat quant au choix de l'une ou l'autre de ces options, certains d'entre eux ont fait part ultérieurement de leur position aux services de la CRE.

Huit acteurs ont transmis une réponse à la CRE. Cinq contributeurs indiquent leur préférence pour la commercialisation de ces capacités par l'intermédiaire de Powernext, en particulier en raison de l'horaire de commercialisation plus tardif que celui de GRTgaz. Ces acteurs considèrent que la connaissance du taux d'affermissement des capacités interruptibles à la liaison Nord vers Sud, publié à 15h30 par GRTgaz, permettrait d'apprécier avec davantage de précision leur besoin de capacités pour le lendemain.

Trois contributeurs sont favorables à une commercialisation par le mécanisme d'enchères de GRTgaz. Un contributeur considère que ces capacités doivent être commercialisées directement par le transporteur afin de permettre à l'ensemble des expéditeurs de GRTgaz, et non aux seuls clients de Powernext, d'accéder à ces capacités. Deux contributeurs ne sont pas favorables à la commercialisation de ces capacités par Powernext considérant, d'une part, que la commercialisation par un robot pourrait engendrer des comportements d'arbitrage, d'autre part, que le recours à un mécanisme d'allocation implicite n'est pas opportun pour la commercialisation de cette nature de capacités de transport.

2.4.4. Analyse de la CRE

La CRE considère que la connaissance finale du taux d'affermissement des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud ne doit pas être le seul élément à prendre en considération dans le choix du mécanisme de commercialisation des capacités fermes additionnelles. En effet, ce taux peut être partiellement anticipé compte tenu des informations publiées notamment sur le programme d'émissions du terminal de Montoir et sur les taux de réduction de capacités consécutifs aux programmes de maintenance.

En outre, le recours au mécanisme proposé par Powernext nécessite une connaissance approfondie des mécanismes de *trading*, qui limiterait de fait la variété des expéditeurs susceptibles d'accéder à ces capacités dans des conditions satisfaisantes.

En conséquence, la CRE considère que le mécanisme d'enchères organisé par GRTgaz doit être retenu pour la commercialisation de ces capacités additionnelles.

2.5. Prise en compte des coûts générés par la fourniture du service

2.5.1. Proposition de GRTgaz

GRTgaz indique que la fourniture de ce service engendre des coûts spécifiques :

- charges de gestion opérationnelle : études préalables, établissement du contrat, nominations quotidiennes, gestion des stocks ;
- charges d'exploitation variables estimées à 0,58 €/MWh (charges d'énergie motrice additionnelles liées aux coûts de compression marginaux, usure) ;
- rémunération de la prestation de stockage fournie par Storengy.

2.5.2. Analyse de la CRE

En application du tarif ATRT5 en vigueur, les éventuelles charges supplémentaires d'énergie seront couvertes à hauteur de 80% par le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

La CRE considère que les revenus générés par ces ventes ont vocation à couvrir les coûts induits par la fourniture du service qui n'ont pu être pris en compte dans les charges à couvrir au titre du tarif ATRT5 et qui ne pourront être pris en compte dans le calcul du CRCP.

3. Décision de la CRE

La CRE autorise GRTgaz à commercialiser, à titre expérimental, du 1^{er} juin au 31 octobre 2013, des capacités quotidiennes additionnelles à la liaison entre les zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud au travers des modalités de commercialisation définies dans la présente délibération.

La CRE demande à GRTgaz de lui transmettre et de présenter en Concertation gaz, un retour d'expérience de ce mécanisme en septembre 2013.

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

Fait à Paris, le 23 mai 2013

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

Olivier CHALLAN BELVAL