

Fonctionnement de la Trading Region France (TRF) et affermissement de capacités supplémentaires en hiver vers l'Espagne

Date de la contribution : 09/07/2021

Introduction

Retour d'expérience après deux ans et demi de fonctionnement de la zone de marché unique

Question 1 : Avez-vous des remarques concernant le bilan après deux ans et demi de fonctionnement de la TRF ?

GRTgaz partage le constat de la CRE. La TRF a atteint l'objectif d'avoir un PEG liquide et très corrélé aux places de marché Nord-Ouest européennes au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français. De plus les mécanismes de gestion des congestions ont prouvé leur efficacité avec une approche orientée vers les besoins du marché, et permettant d'appeler uniquement les quantités nécessaires en situation de congestion. Les coûts de spread localisé sont ainsi conformes (voire inférieurs) à ce qui était prévu.

Expérimentation de l'affermissement des capacités vers l'Espagne au PIV Pirineos en hiver

Question 2 : Êtes-vous favorable à l'affermissement des 60 GWh/j de capacité interruptible vers l'Espagne au PIV Pirineos pour l'hiver 2021-2022 ?

Favorable

Commentaire :

GRTgaz est favorable à l'affermissement des 60 GWh/j de capacité interruptible au PIV Pirineos sur l'hiver 2021-22. En effet les études montrent que l'affermissement, étant limité à l'hiver, n'aurait que peu d'impact sur la fréquence d'occurrence des limites et n'occasionnerait pas d'augmentation significative des coûts de spread localisé. De plus cela simplifierait l'offre de la TRF et augmenterait l'attractivité de cette capacité. Les ventes supplémentaires attendues seraient au bénéfice des utilisateurs du réseau via la baisse du tarif moyen.

Autres évolutions aux points d'entrée et de sortie du réseau principal

Question 3 : Êtes-vous favorable à la fixation du niveau des capacités fermes en sortie du réseau au PITS Nord-Est à 124 GWh/j ?

Favorable

Commentaire :

GRTgaz est favorable à la fixation du niveau de capacités fermes en sortie du réseau au PITS Nord-Est à 124 GWh/j, car ce stockage est en amont des limites Nord-Sud. L'injection supplémentaire dans celui-ci n'engendre donc pas de coût supplémentaire de spread localisé. Cela permettrait par ailleurs une meilleure adéquation entre l'offre transport et l'offre stockage de la TRF. Il serait même envisageable de fixer le seuil à un niveau plus élevé afin de laisser plus de marges de manœuvre à Storengy pour modifier le débit d'injection du stockage.

Question 4 : Êtes-vous favorable au maintien du niveau des capacités fermes en sortie du réseau au PITS Atlantique à 340 GWh/j ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

GRTgaz ne se prononce pas sur cette question. Comme pour la question précédente, il y aurait un avantage à augmenter le seuil pour l'aligner sur l'offre de stockage. Mais à l'inverse du PITS Nord-Est, le PITS Atlantique est à l'aval des limites et une augmentation de seuil augmenterait les coûts de spread localisé d'un montant plus ou moins important suivant les scénarios. GRTgaz considère que la décision doit se baser sur une analyse des bénéfices attendus au regard du risque de surcoût, éclairée par l'avis du marché, comme exposé en Concertation Gaz.

Question 5 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre du mécanisme de netting au PIV Pirineos ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

GRTgaz n'est pas opposé à la mise en œuvre de ce mécanisme au PIV Pirineos, dans la mesure où la situation de ce PIV est différente de celle des PIR Virtualys, Obergailbach et Oltingue (Pirineos est déjà souscrit en grande partie à long terme dans les 2 sens). Ainsi, la mise en œuvre du netting à Pirineos n'est pas incompatible avec sa suppression sur les PIR de GRTgaz (cf question 6).

Question 6 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre de l'offre Use it and Buy It (UBI) dans les deux sens des flux aux PIR Virtualys, Obergailbach et Oltingue, telle que proposée par GRTgaz ?

Favorable

Commentaire :

GRTgaz est favorable à cette offre, qui offre des opportunités supplémentaires d'achat de capacités à l'ensemble des expéditeurs. En effet, l'offre UBI (achat de capacité par simple sur-nomination intraJ) sera accessible sur tous les PIR/sens dans les cas suivants :

- En cas de bug dans le système d'information de GRTgaz ou celui de Prisma ;
- Si toutes les capacités fermes sont vendues sur ce point/sens ;
- En cas de travaux sur le point/sens considéré.

(à l'exception du cas spécifique d'activation d'un superpoint concernant ce point)

GRTgaz rappelle que l'offre de netting par point n'est quasiment plus utilisée et concerne peu d'expéditeurs.

La meilleure solution pour l'ensemble du marché est donc la mise en place du UBI dans les 2 sens sur les points Virtualys, Obergailbach et Oltingue, qui permet de maximiser les ventes de capacités court terme.

Maintenances

Question 7 : Êtes-vous favorable à la proposition d'augmenter le seuil des « petites maintenances » de 30 GWh/j à 90 GWh/j en octobre pour NS4 et S1 et à 120 GWh/j en octobre et novembre pour les autres limites ?

Favorable

Commentaire :

GRTgaz est favorable à l'augmentation du seuil « petites maintenances » en octobre et novembre. Elle permettrait une meilleure disponibilité des capacités en période de travaux sans impact important sur les coûts de gestion de congestion. Cette mesure a un intérêt particulier dans le cadre de la modification de l'Arrêté Multi-Fluides, qui va augmenter le volume de travaux sur le réseau de transport. GRTgaz s'est fixé un objectif ambitieux de maintien de la disponibilité des capacités souscrites, malgré l'augmentation des travaux. Cette mesure, si elle est mise en place, contribuera à l'atteinte de cet objectif pour avoir une TRF la plus optimisée possible.

Par ailleurs la CRE a demandé à l'occasion de la Consultation des études complémentaires sur l'impact d'un scénario d'injection tardive.

Des études ont été réalisées en prenant des scénarios de plus fortes injections en octobre. Ils se basent notamment sur une prolongation des injections sur la tendance 2021 jusqu'à fin septembre suivie d'une forte accélération sur le dernier mois de l'été pour atteindre 100% de remplissage. Ces scénarios ont donné une augmentation du coût des spreads localisés allant jusqu'à 1 M€ sur octobre-novembre avec l'augmentation du seuil de petites maintenances proposée.

GRTgaz considère que même si ce montant est significatif, il n'est pas de nature à remettre en cause la proposition. En effet ce type de scénario ne devrait se produire que ponctuellement, quand bien même il se matérialiserait cette année. Le montant ci-dessus est donc à pondérer d'une fréquence d'occurrence modérée. Par ailleurs deux autres facteurs doivent tempérer ce résultat :

- Les simulations prennent en compte des petites maintenances aux seuils proposés tous les jours en octobre et novembre. Cela maximise les occurrences de SL alors que dans la réalité la planification des travaux ne maximisera pas forcément les petites maintenances en octobre et novembre ;
- On peut considérer que dans un scénario d'injection tardive, les injections n'auront pas été très fortes sur le début de l'été et que par conséquent, il n'y aura pas eu de coûts de spread localisés importants sur cette période. On peut donc penser que dans un scénario d'injection tardive, les coûts de spread localisés resteront globalement maîtrisés.

A noter que ces études complémentaires se sont inscrites de manière légitime dans le contexte actuel de remplissage lent des stockages. GRTgaz souhaite préciser que si la mesure était adoptée, elle n'aurait pas d'effet sur le mois d'octobre prochain pour lequel les travaux sont déjà fixés.

GRTgaz réitère son souhait que la mesure soit validée avec les seuils proposés. Si toutefois la CRE considérait ces seuils trop risqués, ceux-ci peuvent être adaptés. Néanmoins pour que la mesure apporte un bénéfice sur la disponibilité des capacités, il faudrait à minima porter le seuil de petites maintenances à 75 GWh/j sur les limites hors NS4/S1.