

**Réponse à la consultation publique relative aux
mesures transitoires avant la création d'un PEG unique
et à la régulation incitative des projets Val de Saône et
Gascogne midi**

Août 2014

Question préliminaire : Quelle est votre analyse du fait qu'une part importante des capacités des terminaux de Fos reste inutilisée alors que, depuis avril 2014, des grandes quantités de GNL sont livrées sur certains terminaux au nord-ouest de l'Europe ?

GRTgaz n'a pas d'analyse à formuler sur les écarts de quantités de GNL enlevées entre les terminaux Français et d'autres terminaux Européens.

Question 1 : Etes-vous favorable à la proposition des GRT concernant la modification de la règle de répartition entre Cruzy et Castillon ? Etes-vous favorable à la commercialisation de 20 GWh/j sous forme de capacités Nord-Sud fermes mensuelles et à l'utilisation des 20 GWh/j restants en moyenne pour améliorer la disponibilité des capacités interruptibles Nord-Sud ?

GRTgaz estime que cette mesure contribuera à limiter la tension Nord \Rightarrow Sud en hiver¹, pour un coût estimé à 4,5 M€/an (hausse des OPEX compression).

GRTgaz estime que la répartition des capacités complémentaires ainsi dégagées sur l'hiver (20 GWh/j de capacité ferme mensuelle, le reste contribuant à l'amélioration de la disponibilité de l'interruptible) est un bon compromis. En effet :

- vendre plus de 20 GWh/j de capacité ferme complémentaire pourrait augmenter significativement le nombre de jours avec un taux de disponibilité de l'interruptible très faible ;
- si au contraire une plus forte proportion de la capacité ainsi dégagée devait être intégrée à l'amélioration des capacités interruptibles,
 - la mesure perdrait en visibilité et donc en impact sur la tension nord \Rightarrow sud,
 - l'équilibre économique de la mesure pour GRTgaz serait remis en cause (pertes de recettes et moindre contribution du mécanisme à l'indicateur incité sur les capacités fermes Nord \Rightarrow Sud).

Question 2 : Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz concernant la poursuite du service de JTS cet hiver ? Etes-vous favorable à une commercialisation des capacités JTS sur la plateforme PRISMA ?

GRTgaz estime que cette mesure contribue à limiter la tension Nord \Rightarrow Sud, pour un coût estimé à 3,6 M€/an (hausse des OPEX compression), et qu'il est pertinent de la maintenir.

¹ GRTgaz rappelle que cette modification n'apporte pas de gain l'été

GRTgaz est aujourd'hui favorable à maintenir la commercialisation des capacités JTS sur TRANS@ctions selon le processus d'enchères qui se déroule entre 14h et 15h. En effet, Prisma commercialise la capacité quotidienne aux enchères tardivement entre 16h30 et 17h, une commercialisation sur TRANS@ctions permet au client de mieux anticiper la journée suivante.

Le principal intérêt de la commercialisation sur Prisma résiderait dans le fait de pouvoir commercialiser plusieurs jours, notamment de permettre d'acheter dès le vendredi la capacité du WE et du DA du lundi. Sur le produit proposé sur l'hiver 2014-2015, GRTgaz ne sera pas en mesure de fournir l'information concernant la mise à disposition de capacité JTS sur plusieurs jours.

Question 3 : Etes-vous favorable au système de gaz circulant proposé par GRTgaz pour réduire l'amplitude des variations de l'interruption de la liaison Nord-Sud ? Si oui, quelle variante privilégiez-vous ?

GRTgaz estime que ce système permet de donner plus de visibilité et de stabilité sur le taux de disponibilité de la capacité et que ceci contribuerait à limiter la tension Nord⇒Sud.

Dans les conditions de flux de l'hiver 2013-2014, avec un stock maximal de 200 GWh, cette mesure aurait permis d'augmenter la capacité effectivement disponible pour 39 jours pendant lesquels la disponibilité des capacités interruptibles était initialement très faible.

L'étude de GRTgaz sur la variante achat/vente au PEG nord fait ressortir :

- Un risque juridique : l'achat/vente au PEG nord par GRTgaz dans le cadre du gaz circulant pourrait être contraire au code de l'énergie ;
- Un coût difficilement maîtrisable ; ce risque, intrinsèque à l'activité de trading, est fortement accru par :
 - l'importance des quantités échangées dans ce cadre, qui pourraient déséquilibrer le marché,
 - la nécessité pour GRTgaz d'acheter ou vendre du gaz selon des critères purement techniques (disponibilité de la capacité interruptible nord sud, disponibilité d'espace de stockage à Fos...), sans prise en compte du niveau de prix au PEG nord ;
- Une mise en œuvre irréalisable d'ici l'hiver 2014-2015 et potentiellement coûteuse.

GRTgaz estime donc que :

- les risques juridiques, économiques et pratiques de la variante achat/vente au PEG nord sont rédhibitoires,
- seule la variante avec stockage en amont de la congestion peut permettre une mise en application de cette mesure dès l'hiver 2014-2015.

Cette mesure contribuera à la fluidification du marché français dans l'attente des investissements qui permettront la fusion des PEG Nord et Sud. Elle présente des coûts de mise en œuvre mais ne génère aucune recette nouvelle pour GRTgaz. Aussi GRTgaz estime :

- qu'il est impératif que ces coûts soient intégralement pris en compte dans son revenu autorisé,
- que le stock de gaz qui permet sa mise en œuvre devrait être reconnu comme un investissement de fluidification bonifié.

Question 4 : Avez-vous d'autres remarques sur les propositions de GRTgaz et TIGF pour l'optimisation des infrastructures de gaz ?

GRTgaz n'a pas d'autres remarques.

Question 5 : Etes-vous favorable au principe d'une mise en œuvre d'un rabais tarifaire au PITTM de Fos ? Partagez-vous l'analyse de la CRE qui constate la difficulté à trouver une mise en œuvre efficace ? Avez-vous d'autres solutions à proposer ?

Ce dispositif doit inciter à amener du gaz au moment adéquat pour diminuer la tension nord sud, sans augmenter de manière importante le volume total de GNL apporté, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les prix de gros. GRTgaz estime avec la CRE qu'il est difficile de trouver un mécanisme adapté à ces objectifs.

En cas de mise en œuvre, GRTgaz insiste sur la nécessité de trouver un mécanisme robuste, avec un coût final le mieux encadré possible. Comme toute baisse prévisible d'un terme tarifaire, elle devra être compensée sans délais par une hausse d'autres termes tarifaires, comme cela a toujours été le cas lors de la suppression de termes tarifaires (liaison inter PEG au nord, service de flexibilité intra-journalière...).

Question 6 : Etes-vous favorable au dispositif proposé par la CRE d'un appel d'offres d'engagements de flux de l'Espagne vers la France en cas de tension importante dans le sud de la France ? Avez-vous des suggestions sur les modalités de mise en œuvre de ce dispositif ?

La mécanique des engagements de flux n'a jamais été mis en œuvre par les transporteurs français. Aussi GRTgaz estime qu'en cas de validation par la CRE, de nombreux points devront être précisés rapidement et qu'une mise en place en novembre 2014 ne peut être garantie. Il faudrait notamment :

- définir la typologie du produit à acheter la plus pertinente (durée, achat ferme ou option...),
- définir les critères de lancement d'appel d'offre,
- définir l'encadrement du coût de la mesure,
- créer un document type « appel d'offre d'engagement de flux » validé par les services juridique et achats des deux transporteurs.

Enfin, vus les montants envisagés, GRTgaz estime que le coût de cette mesure devra être compensé sur une période d'un an au maximum.

Question 7 : Etes-vous favorable à la régulation incitative sur les capacités additionnelles à la liaison Nord vers Sud proposée par la CRE ?

GRTgaz estime que si la proposition de la CRE va dans le bon sens, le nouveau mécanisme proposé n'incite pas réellement GRTgaz à un niveau approprié.

Avec ce nouveau mécanisme, les dispositifs JTS et Cruzy Castillon sont à peine à l'équilibre (gain de 100 k€ hors coûts d'élaboration et de mise en œuvre du mécanisme).

Le niveau du dispositif envisagé reste donc un contre signal à l'innovation, alors qu'avec ces dispositifs GRTgaz s'attache à optimiser non seulement son outil industriel mais l'ensemble des infrastructures gazières au service de la fluidification du marché du gaz. Ces optimisations mobilisent fortement les équipes d'études et les opérationnels et nécessitent des temps importants de rencontre et de dialogue avec les opérateurs adjacents et l'ensemble des acteurs de marché.

En 2014, ces dispositifs permettront d'augmenter très significativement les capacités Nord Sud (de l'ordre de 6 TWh supplémentaires soit presque 4% de la consommation des PEG sud GRTgaz et TIGF). A ce titre, GRTgaz devrait être incité au même niveau que pour toute vente de capacité supplémentaire sur les points d'entrée/sortie du réseau principal (50% du revenu régulé).

Question 8 : Etes-vous favorable à la baisse du tarif régulé des capacités mensuelles à la liaison Nord vers Sud ?

Dans la mesure où la liaison Nord-Sud est congestionnée, cette mesure est conforme à l'esprit des projets de codes réseau tarif Européens. Toutefois, l'impact sur le spread nord sud sera probablement assez limité vis les premium d'enchère observés et les quantités concernées (3 TWh annuels a priori).

Question 9 : Etes-vous favorable à l'extension au projet Gascogne-Midi de la régulation incitative applicable au projet Val de Saône ?

Le projet Gascogne Midi a été identifié comme une alternative plus économique au projet Eridan (incité) dans la perspective de la création du PEG unique, et il vient en complément du projet Val de Saône, lui aussi incité.

GRTgaz estime donc que le projet Gascogne-Midi doit bénéficier du même mécanisme.

Question 10 : Etes-vous favorable à l'attribution d'une prime pour inciter les GRT à mettre en service les projets Val de Saône et Gascogne-Midi en 2018 ? Si oui, quel montant vous semblerait devoir être retenu ?

GRTgaz a démontré à maintes reprises son attachement à réaliser ses investissements dans des délais compatibles avec ses engagements vis-à-vis du marché (fusion des zones nord, accroissement des capacités à Taisnières...).

Qui plus est, GRTgaz est incité par les dispositions réglementaires à mettre les ouvrages en service au plus tôt, puisque les montants dépensés tout au long de l'implémentation du projet sont rémunérés au taux des immobilisations en cours (4,6 %) dans l'attente de la mise en service de l'ouvrage et de son incorporation dans la base d'actif régulé.

Aussi GRTgaz s'est déjà fortement mobilisé pour réaliser le projet Val de Saône dans les meilleurs délais :

- des lettres ont été adressées aux Ministres successifs de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie, rappelant les enjeux du projet Val de Saône et identifiant des mesures facilitatrices de l'instruction du dossier ;
- des propositions d'amendement, visant à déconnecter l'autorisation de défrichement de l'autorisation de construire et d'exploiter, ont été soumises ;
- GRTgaz a entamé des discussions avec les DRAC (Directions Régionales des Affaires Culturelles) dans l'optique d'optimiser les étapes de diagnostic et de fouilles archéologiques afin de pouvoir démarrer les travaux de pose relatifs aux lots les plus délicats en 2017 ;
- le dossier de demande d'autorisation de construire a été déposé le 7 juillet 2014, moins de 7 mois après la fin du débat public.

En dépit de ces efforts, le projet reste à ce stade soumis à des facteurs qui échappent à la maîtrise de GRTgaz, en particulier les délais d'instruction du dossier administratif, la durée des fouilles archéologiques et l'aléa climatique. En conséquence, GRTgaz en tant qu'opérateur prudent et raisonnable ne peut pas s'engager à ce stade sur une mise en service en 2018.

Augmenter les chances d'une mise en service en 2018 pourra nécessiter de recourir à des mesures, telle que l'augmentation des cadences de pose (travail en 2x8 par exemple), qui impliqueront un surcoût par rapport au budget estimé à ce stade. Il revient au marché de se prononcer sur l'intérêt de consentir à des surcoûts susceptibles d'accélérer la mise en service de l'ouvrage. Il paraît fondé que ces surcoûts soient appréciés au regard du gain pour le marché d'une mise en service plus rapide.

GRTgaz sera attentif à ce que cette éventuelle prime s'applique à un coût cible réaliste, qui tienne compte de la complexité du projet telle qu'elle est apparue lors de la réalisation des études de base. Notamment, ce projet traverse pour une large part des terrains agricoles en zone humide (ce qui impose une trêve hivernale pour la pose), ainsi que plusieurs cours d'eau d'importance, tels que la Saône et le Doubs.

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques ?

GRTgaz n'a pas d'autres remarques.