

# **Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie relative à la modification des tarifs ATRT5 concernant les mesures transitoires avant la création d'un PEG unique et la régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi**

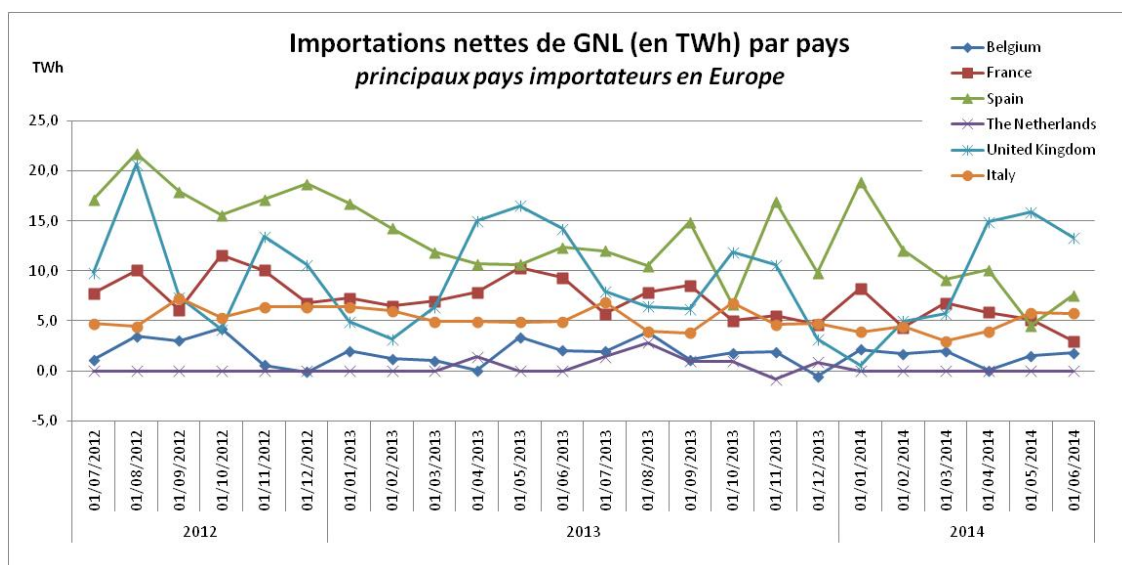
## **Réponses de GDF SUEZ SA**

Date : 29/08/2014

**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 ?**

Il convient tout d'abord de noter que les quantités de GNL livrées depuis avril 2014 dans les principaux pays européens ne sont pas spécialement atypiques au regard des dernières années.

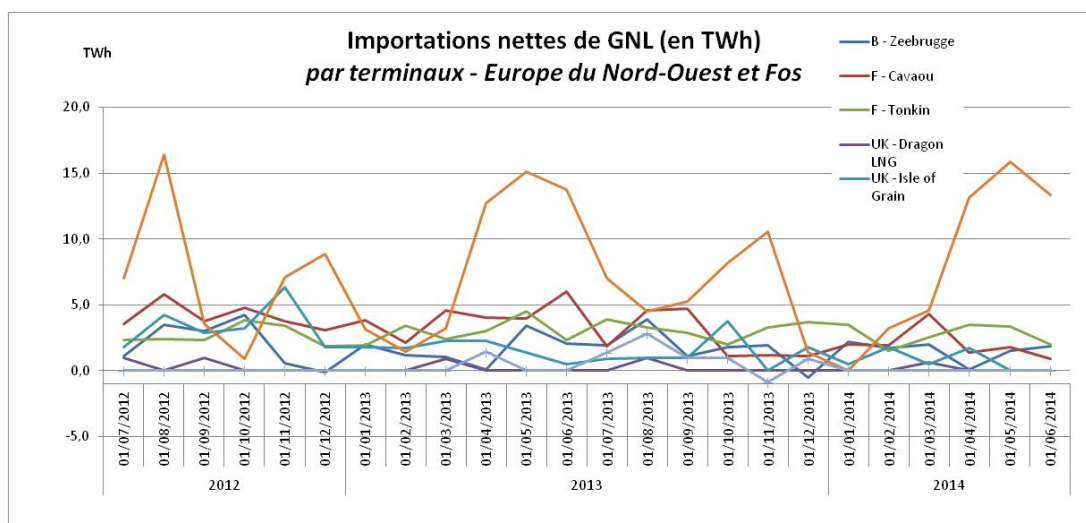
De façon générale, le Royaume-Uni avec l'Espagne sont les pays qui importent le plus de GNL en Europe, devant la France.



(Source : Waterborne)

Concernant le Royaume-Uni, une analyse plus détaillée par terminal montre que l'essentiel des volumes GNL sont livrés à South Hook. Il peut être noté que ce sont des producteurs et non des acheteurs comme c'est souvent le cas sur les autres terminaux européens, qui ont directement souscrit à long terme les capacités primaires à South Hook ([source : http://www.southhooklng.com/commercial/](http://www.southhooklng.com/commercial/)).

Il convient de rappeler que le terminal de South Hook dispose d'une capacité de regazéification très significative, près de deux fois la capacité des deux terminaux de Fos. Les volumes déchargés doivent donc également être appréciés au regard de la très grande taille de ce terminal (cf plus bas l'analyse sur les taux d'utilisation qui relativise l'utilisation).

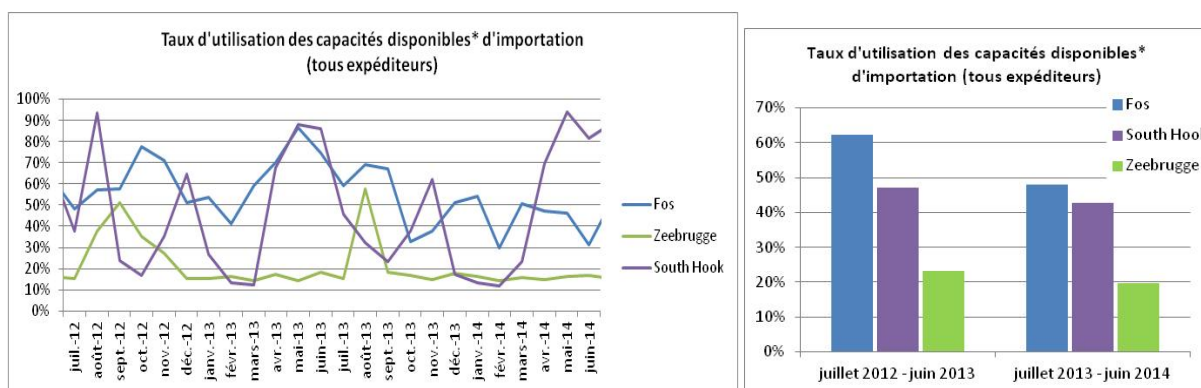


(Source : Waterborne)

Contrairement à South Hook et à Zeebrugge, les volumes de GNL déchargés dans les terminaux de Fos sont plus constants tout le long de l'année et on n'y constate pas de flux à zéro sur de longues périodes comme c'est le cas dans les autres terminaux.

Si on compare l'utilisation des capacités disponibles (\*) par l'ensemble des expéditeurs, on constate que les deux terminaux de Fos présentent sur les deux dernières années un taux d'utilisation supérieur à celui de South Hook et a fortiori supérieur aux autres terminaux de la zone Nord Ouest Europe.

(\*capacités disponibles : hypothèse que 85% des capacités nominales sont utilisables dans les conditions réelles de gestion d'une chaîne logistique GNL)



(Source : GLE et sites des transporteurs)

Concernant plus particulièrement GDFSUEZ SA, nos capacités sont utilisées à hauteur de 75% des capacités souscrites disponibles\* sur l'année glissante juillet 2013 – juin 2014, un taux d'utilisation bien supérieur au taux moyen sur les deux terminaux.

En conclusion, la situation constatée par la CRE depuis quelques mois est similaire à ce qui s'est passé sur la même période l'année dernière. Les terminaux européens sont tous sous-utilisés par rapport à leur capacité, certains souffrant beaucoup plus que d'autres de cette situation de

surcapacité. Cette situation va se retrouver amplifiée au fur et à mesure de la mise en service des terminaux en cours de construction en Europe.

Les terminaux se retrouvant régulièrement en compétition les uns avec les autres, notamment pour des opérations « spots », des mesures tarifaires incitatives telle que proposées plus loin dans cette consultation ou des aménagements de l'offre commerciale sont nécessaires pour augmenter l'attractivité des terminaux de Fos.

**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 ?**

GDFSUEZ SA est favorable à l'amélioration de la disponibilité des capacités de la liaison Nord vers Sud par le biais d'un changement des règles de répartition entre Cruzy et Castillon. GDFSUEZ SA estime que les deux transporteurs pourraient aller au-delà avec une gestion encore plus flexible de la règle de répartition permettant d'optimiser encore plus la liaison Nord vers Sud comme cela s'est fait sur l'hiver 2013-2014. GDFSUEZ SA considère également que les travaux doivent se poursuivre entre TIGF et GRTgaz pour étudier plus précisément les impacts d'une baisse supplémentaire des flux à Cruzy et s'attend à ce que cette analyse soit présentée en Concertation Gaz avant le début de l'hiver 2014-2015.

GDFSUEZ SA est favorable au principe de commercialisation aux enchères des capacités visées, à hauteur de 20 GWh/j, sous réserve qu'elles soient bien commercialisées de manière non discriminatoire au profit de l'ensemble des expéditeurs, i.e. sans allocation prioritaire.

GDF SUEZ considère que le seuil limitant la demande des expéditeurs à 20% de la capacité commercialisée ne constitue pas un seuil proportionné et équitable.

GDFSUEZ SA est par ailleurs favorable à l'amélioration de la disponibilité des capacités interruptibles Nord-Sud qui permettra de contrebalancer en partie la baisse du taux de disponibilité suite à l'affermissement des 40 GWh/j de capacités interruptibles réalisé au 1<sup>er</sup> avril 2014.

**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 ?**

La situation de la commercialisation des stockages est différente entre SY13-14 et SY14-15 dans le fait que tout le stockage a déjà été vendu pour SY 14-15 sur les groupements Sédiane Littoral et Serene Sud.

Aussi, la rémunération supplémentaire à percevoir par le stockeur et le transporteur du fait du service de JTS devrait servir uniquement à couvrir leurs coûts supplémentaires. De ce fait, pour que les opérateurs d'infrastructures gardent un revenu équivalent, l'excédent de revenu au-delà des coûts supplémentaires devrait être redistribué aux expéditeurs ayant souscrit des capacités de stockage.

GDFSUEZ SA est favorable à la poursuite du JTS et n'a pas d'avis sur la plateforme de commercialisation.

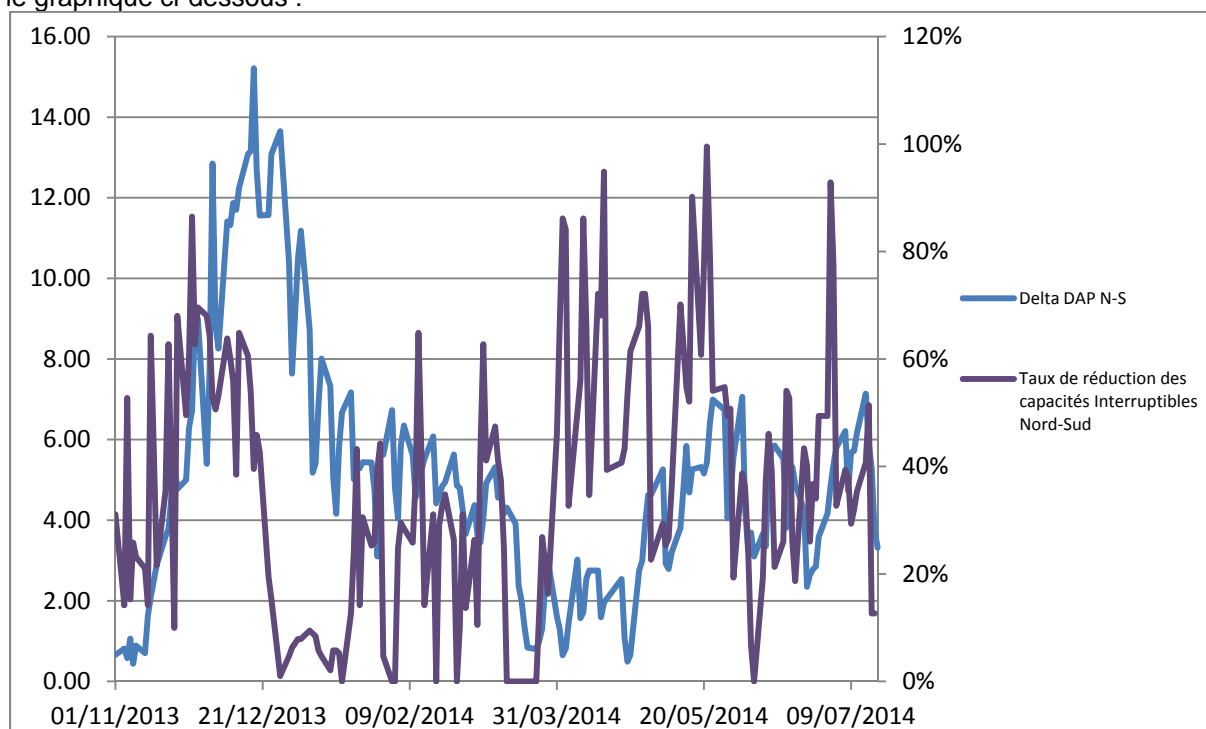
**Question 3 : Etes-vous favorable au système de gaz circulant proposé par GRTgaz pour réduire l'amplitude des variations de l'interruption de la liaison Nord-Sud ? Si oui, quelle variante privilégiez-vous ?**

GRTgaz n'a pas vocation à être un acteur de marché et n'a pas à intervenir sur les marchés, excepté pour ses interventions propres à la sûreté du réseau. GRTgaz estime donc que la variante 2 telle que proposée apparaît inadéquate.

Le système de gaz circulant proposé dans la variante 2 vise à faire bénéficier GRTgaz de capacités de stockage en cuve dans les terminaux de FOS. Or le service de stockage en cuve n'est pas proposé dans l'offre actuelle ATTM, et il ne peut pas être mis en place sans modifier les services de déchargements et d'émissions déjà commercialisés (contraintes dans la (re)programmation). Aussi, le service d'Elengy et Fosmax à GRTgaz ne peut s'envisager que sous forme totalement interruptible. Les clients actuels d'Elengy et Fosmax ne doivent en aucun cas subir de restriction dans l'utilisation de leurs capacités à Fos, que ce soit en termes de programmation de déchargements ou de gestion des stocks et des émissions.

Par ailleurs, le système envisagé conduit GRTgaz à utiliser l'infrastructure et les différentes ressources des terminaux. Comme les autres utilisateurs, il devrait donc contribuer, à due proportion, à la couverture des coûts globaux des terminaux et non pas payer seulement le coût marginal engendré par le gaz circulant. Le tarif correspondant qui serait versé par GRTgaz devrait intégrer le CRCP.

GDFSUEZ SA pense que la variante 2 permettant de lisser la disponibilité de la capacité interruptible de la liaison Nord vers Sud n'améliorera pas significativement le spread Nord-Sud car il n'y a pas de lien direct entre ce spread et le taux de disponibilité des capacités interruptibles comme indiqué dans le graphique ci-dessous :



Comparatif du Taux de réduction de la capacité interruptible à la liaison Nord-Sud et du Delta DAP (€/MWh) entre le PEG Nord et le PEG Sud (source : Smartgrtgaz + powernext)

De plus, étant donné le taux d'utilisation important de la liaison Nord vers Sud depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2013 (99,6%), cette solution ne permettrait de lisser qu'un faible volume en supposant que GRTgaz sature le flux Nord-Sud dès lors que le taux d'utilisation est inférieur à 100%.

Concernant la variante 1 orientée stockage, étant donné que toutes les capacités de stockage ont été vendues, cette solution suppose que GRTgaz achète des capacités déjà vendues. Le sur-revenu correspondant devrait donc être redistribué aux détenteurs de capacité dans ces stockages.

GDFSUEZ SA ne peut toutefois se prononcer sur la solution avec Storengy sans connaître le prix de cette prestation. Une présentation en Concertation Gaz devrait donc être menée pour recueillir l'avis des Expéditeurs.

En conclusion, GDFSUEZ SA estime que le bénéfice escompté pour le consommateur du système proposé serait marginal.

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

Afin de permettre une meilleure utilisation de la liaison Nord vers Sud pour l'ensemble des Expéditeurs, les opérateurs de stockage pourraient assouplir temporairement leurs contraintes de tunnels hauts.

En effet, récemment, la capacité Nord vers Sud n'a pas été utilisée à son maximum vraisemblablement pour des contraintes de remplissage de stockage.

**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 ?**

GDFSUEZ SA est favorable à un tel dispositif qui permettrait de réduire les risques de pics de prix en zone Sud sans perturber le bon fonctionnement du marché sur le PEG. Il peut toutefois comporter des risques (dérive du coût du dispositif, arbitrage par les expéditeurs) qu'il convient de maîtriser.

GDFSUEZ SA n'est pas favorable à la variante 1, qui présente les inconvénients suivants :

- Fixer le seuil d'éligibilité au rabais à partir du bilan physique de l'année passée ne garantit, ni l'efficacité du mécanisme, ni la maîtrise du coût pour la collectivité :
  - o Après une année chaude, le seuil serait artificiellement bas par rapport au besoin physique prévisionnel de la zone ; il serait alors aisé, pour chaque fournisseur, de dépasser fortement le seuil de référence, ce qui conduirait à une augmentation substantielle du coût du dispositif ;
  - o à l'inverse, après une année froide, le seuil serait trop élevé : le mécanisme perdrait ainsi de son caractère incitatif, les fournisseurs jugeant a priori le seuil de déclenchement inatteignable.
- Fixer un seuil individuel par expéditeur, défini par son comportement l'année précédente, est contre-productif. Un « helper » (expéditeur dépassant à l'échelle de son portefeuille la proportion de GNL physiquement nécessaire) une année donnée se verrait affecter un seuil élevé l'année suivante et serait moins incité à amener du GNL. Inversement, un expéditeur n'ayant émis aucun GNL l'année précédente pourrait bénéficier du rabais dès le premier MWh émis. De tels comportements conduiraient à un coût du dispositif très variable d'une année à l'autre, et probablement très élevé la première année de sa mise en œuvre.

GDFSUEZ SA n'est pas non plus favorable à la variante 2. Elle corrige certes les effets d'un seuil individuel, mais le seuil reste calculé sur la base des réalisations d'une période passée, donc influencé notamment par l'aléa climatique de cette période. Par ailleurs, la redistribution du rabais à tous les expéditeurs ayant émis du GNL à Fos, au prorata de leurs émissions, est inefficace :

- Toute émission de GNL bénéficierait d'un rabais, y compris pour les expéditeurs restant très en dessous du taux physique de GNL nécessaire.
- En pratique, le seuil d'intérêt pour un expéditeur à amener une cargaison à Fos ne serait plus égal à « valeur du GNL – rabais », mais deviendrait seulement « valeur du GNL – (rabais \* sa part dans les émissions de Fos) ». A rabais unitaire donné, le dispositif sera donc moins efficace en termes de réduction des pics de prix au PEG Sud

La variante 3 est à privilégier, sous réserve que le seuil soit établi à partir d'un bilan prévisionnel physique de la zone :

- appliquer le même seuil pour tous, et calculer le rabais pour chaque expéditeur en fonction de son propre portefeuille conduit à l'*incentive* économique pertinent ;
- le dispositif est clair et transparent, et l'*incentive* versé ne dépend pas du comportement des autres acteurs : chaque expéditeur peut anticiper et optimiser le rabais dont il bénéficiera en fonction des volumes émis, et le dispositif est donc pleinement incitatif.

La CRE a identifié un inconvénient potentiel du dispositif : si un expéditeur vend du GNL à un intermédiaire sans client final ni exportation vers l'Espagne, et lui rachète le gaz au PEG Sud, l'intermédiaire peut profiter du rabais dès le premier MWh de GNL déchargé à Fos. Le coût du dispositif serait alors non maîtrisé et son efficacité compromise. Ce risque peut être supprimé en plafonnant le rabais distribué à un expéditeur à une proportion définie de ses besoins dans la zone (ventes aux clients et exportations vers l'Espagne).

GDF SUEZ SA propose donc une « variante 3bis » avec les caractéristiques suivantes :

- détermination d'une proportion de GNL de référence  $P_0$ , sur la base d'un bilan prévisionnel physique de la zone « Grand Sud » en climat moyen sur l'année à venir, établi par un acteur indépendant ;
- seuil par expéditeur calé sur le  $P_0$ , appliqué à son portefeuille de clients / sorties du réseau de transport dans la zone (assiette = consommations finales « Grand Sud » + exports Espagne + variations de stocks) ;
- rabais calculé et attribué à chaque expéditeur dès lors que ses émissions de GNL dépassent ce seuil,
- par expéditeur, volume de GNL éligible au rabais plafonné à 15% (ou 20%) de son assiette ;
- montant unitaire du rabais : à fixer entre 2 et 5 €/MWh. Rabais appliqué uniquement les jours où le spread DA [PEG Sud – PEG Nord] > 0 à la date d'émission sur le réseau (i.e. le calcul de P est effectué en ne tenant compte que des jours où le Spread PEGS-PEGN est positif) ;
- maille temporelle de calcul de P : l'année est trop longue car elle introduit un manque de visibilité sur l'application du rabais qui peut dissuader les apports de GNL en début d'hiver (période où il est le plus nécessaire pour limiter les pics de prix), et un trop grand différé dans la rémunération. Le trimestre est le pas de temps idéal, et la saison (hiver/été) peut être un compromis si une mise en œuvre trimestrielle est trop lourde opérationnellement.

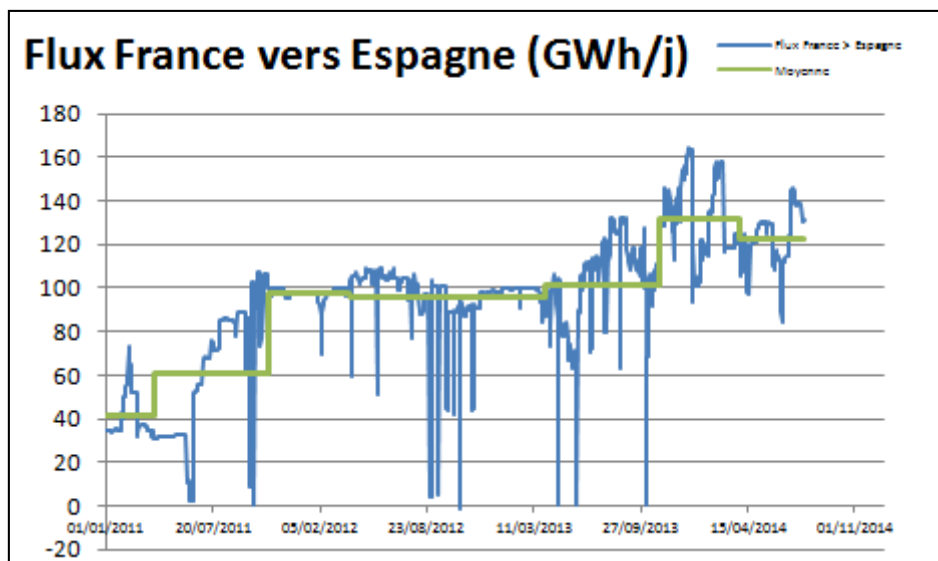
Le plafond permet de maîtriser le coût du dispositif, et de réduire significativement le risque de contournement du mécanisme : dans le cas extrême, peu probable, où tous les expéditeurs réussiraient à maximiser leurs rabais, le coût annuel du dispositif resterait plafonné à  $15\% \times 210 \text{ TWh} \times X$ , soit 63 MEUR si X est fixé à 2EUR/MWh, ou 155 MEUR si X vaut 5 EUR/MWh.



**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 ?**

Réduire les flux vers l'Espagne en cas de tension importante dans le Sud de la France est de nature à produire les mêmes effets sur l'équilibre de la zone qu'amener du GNL à Fos : il est donc logique que les dispositifs incitatifs soient cohérents sur les deux points.

La capacité technique de la France vers l'Espagne est de 165 GWh/j. Cependant les flux physiques sont inférieurs d'environ 40 GWh/j (voir graphique ci-dessous). Sur les derniers mois, l'utilisation moyenne est d'environ 75%.



Sur la même base que le PITTM de Fos, GDFSUEZ SA propose un mécanisme incitatif dans lequel l'expéditeur est rémunéré à un prix fixé (x €/MWh) dès lors que le spread Nord-Sud dépasse un seuil prédéfini et dès lors que sa nomination nette (France-Espagne) est inférieure à sa capacité France vers Espagne multipliée par un coefficient (qui pourrait être saisonnier) à définir préalablement. Par exemple, ce coefficient pourrait être de 75%, correspondant à un flux physique proche de 125 GWh/j.

Comme pour les mesures envisagées au PITTM, toute mesure incitative à la frontière espagnole devra être analysée afin de s'assurer notamment qu'elle n'encourage pas de comportements qui augmenteraient les coûts supportés par l'ensemble des expéditeurs sans bénéfice pour la zone sud.

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

GDFSUEZ SA est favorable à une rémunération équitable pour rembourser uniquement les coûts engagés. Dans ce cas, la rémunération ne devrait couvrir que les coûts d'OPEX supplémentaires de chaque opérateur. L'excédent serait alors redistribué aux Expéditeurs des différents opérateurs concernés (TSO, SSO, LSO).

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

GDFSUEZ SA n'est pas favorable à cette mesure qui constituerait un précédent démontrant aux expéditeurs souhaitant réserver à long terme qu'ils ne peuvent compter sur une stabilité de la

régulation leur garantissant dans la durée la compétitivité de leurs capacités face aux capacités court terme.

De plus cette mesure n'aurait d'impact que lorsque le spread est compris entre 1 et 1,5 fois le prix de la capacité régulée (en supposant le marché parfait, sans bid-ask spreads, ce qui est loin d'être le cas). Or, vu l'ampleur des spreads observés, liés aux différences entre le prix du marché GNL mondial et du marché NWE, il s'agit d'une fenêtre extrêmement étroite, et de tels spreads ne devraient être observés qu'occasionnellement. L'impact devrait donc être extrêmement marginal.

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

Dans la mesure où le projet Gascogne-Midi remplace le projet Eridan et répond conjointement avec le projet Val de Saône à la fluidification de la zone Grand Sud, il convient d'appliquer les mêmes règles d'incitation aux deux projets.

**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 ?**

Le frein majeur réside dans le délai d'obtention des validations administratives qui ne sont pas à la main de GRTgaz. Ainsi, compte tenu des enjeux, les autorités administratives devraient accélérer la délivrance des autorisations.

D'ici 2018-2019, il y aura peut-être un retour du GNL en Europe.

Il conviendrait donc de ne pas attribuer de prime mais que les GRT maîtrisent le budget et le timing de réalisation.

**Question 11 : Avez-vous d'autres remarques ?**

GDFSUEZ SA tient à rappeler que toute nouvelle commercialisation de capacités à la liaison Nord vers Sud doit s'opérer sans discrimination et sans ordre de priorité dans l'allocation de ces dernières.

Afin de donner toute la visibilité nécessaire au marché, GDFSUEZ demande à la CRE d'informer le plus tôt possible pour expliquer comment les investissements liés à la fusion et la suppression des revenus propres à la liaison Nord vers Sud et la fusion seront traités dans les tarifs.