

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie relative aux conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz des consommateurs gazo-intensifs

Réponses de GDF SUEZ SA

Date : 09/09/2013

Vous trouverez ci-après les réponses de GDF SUEZ SA aux questions posées par la consultation.

Préambule :

GDF SUEZ SA n'est favorable à aucune des deux options telles que proposées à ce stade par la CRE (sous le point 4 de sa consultation) et souhaite qu'un travail de fond soit mené au préalable dans le cadre de la Concertation Gaz sur ce sujet dès lors que le décret relatif aux gazointensifs sera publié.

Sur le fond, GDF SUEZ SA réfute les deux options présentées dans la note technique de la CRE pour les raisons suivantes :

- Ces deux options augmentent le risque physique, notamment à la pointe, en zone Sud et ont pour conséquence de réduire la sécurité d'approvisionnement des clients protégés en ne les considérant plus comme prioritaires ;
- Ces deux options réduisent mécaniquement la disponibilité et la valeur des capacités interruptibles déjà souscrites par les expéditeurs dont beaucoup fournissent pourtant une part significative de la clientèle protégée, et ce au profit d'une meilleure protection des seuls clients gazo-intensifs ;
- Ces deux options nous paraissent être de nature à fausser les conditions de marché en zone Sud, ces nouvelles conditions auront pour conséquence un renchérissement du coût d'acheminement des clients restant attachés à la zone Sud ainsi qu'à la dégradation de la compétitivité qui l'accompagne pour les sites industriels non-gazo-intensifs ;

Q1 : Êtes-vous favorable à l'option de rattachement contractuel au PEG Nord de sites gazo-intensifs situés dans le sud de la France ?

GDFSUEZ SA est défavorable à l'option de rattachement des sites gazo-intensifs situés dans le sud de la France (GRTgaz Sud et TIGF) à la zone d'équilibrage Nord de GRTgaz car (1) la proposition est discriminante entre les sites gazo-intensifs, (2) la disponibilité de la liaison Nord vers Sud serait plus contrainte et encore moins prévisible qu'aujourd'hui, (3) les clients finals « non-gazo-intensifs » se verraient facturer indirectement 4 Meur correspondant à la capacité interruptible de 40 GWh/j non commercialisée, et (4) cette option induit des risques sur la sécurité d'approvisionnement de la zone Sud :

- ➔ (1) Cette option prévoit que seuls les sites gazo-intensifs peu modulés seraient concernés, excluant les sites gazo-intensifs plus fortement modulés sur le réseau de transport, ainsi que l'ensemble des sites gazo-intensifs sur le réseau de distribution. Cette différence de modulation justifie-t-elle la différence de traitement des consommateurs gazo-intensifs ainsi introduite par cette option ?
- ➔ (2) Cette option réduirait la disponibilité des capacités interruptibles de la liaison Nord-Sud. Ainsi, il deviendrait encore plus compliqué pour les expéditeurs de s'appuyer sur un schéma d'approvisionnement stable pour alimenter les clients en zone Sud et de respecter les obligations de service public. Pour pallier ce problème de prévisibilité, les expéditeurs seraient dans l'obligation de souscrire plus de stockage en zone Sud, ce qui accroîtrait le coût d'approvisionnement des clients non gazo-intensifs de la zone.
- ➔ (3) Cette option prévoit de ne pas commercialiser 40 GWh/j de capacités interruptibles ce qui représente 4 Meur. Cette baisse de revenu de GRTgaz doit être compensée et sera donc payée par l'ensemble des autres clients finals y compris les sites gazo-intensifs situés en zone Nord alors que ce mécanisme ne vise à servir que certains gazo-intensifs, au détriment des autres clients finals.
- ➔ (4) Cette option pose le problème des clients gazo-intensifs alimentés par le Sud via l'Espagne ou via des déchargements de GNL : le fournisseur concerné achètera-t-il de la capacité sur la liaison Sud vers Nord ? Pour assurer la modulation de ce client en minimisant ses coûts de transport (en supposant que le coût de stockage soit identique dans les deux zones), ce fournisseur serait incité sur la base de l'option proposée à acheter du stockage en zone Nord plutôt que de remplir les stockages en zone Sud.
Par conséquent, un tel schéma est de nature à conduire à un sous-remplissage des stockages du Sud, ce qui accentuerait la saturation physique de la liaison en hiver et aggraverait de facto le risque de crise en zone Sud.
Enfin, en cas de situation de crise centrée sur la zone Sud, comment concilier la priorité dont bénéficieraient ces clients sur l'usage de la liaison avec le fait que ces clients seraient non protégés au sens du règlement SoS comme de la Loi française ?

Si tous les sites gazo-intensifs modulés étaient finalement concernés par l'option 1, GDF SUEZ SA estime qu'il faudrait s'interroger sur le moyen d'assurer leur modulation : il serait a priori préférable que cette modulation soit assurée par des stockages en zone Sud que les sites gazo-intensifs auraient souscrits.

Cette option poserait toutefois problème les jours où la capacité physique de la liaison serait très fortement réduite (par exemple : inférieure à 40 GWh/j) : GRTgaz serait-elle obligée d'acheter au PEG Sud (à quelles conditions – prix notamment -) pour alimenter les sites gazo-intensifs ? Dans ce cas, qui paierait le surcoût supporté par GRTgaz au final ?

Q2 : Avez-vous des remarques sur les modalités de mise en œuvre envisagées pour cette première option ?

(cf réponse à la question 1).

Q3 : Êtes-vous favorable à l'option d'allocation prioritaire de capacités à la liaison Nord-Sud des sites gazo-intensifs situés dans le sud de la France ?

GDF SUEZ SA est opposée à tout mécanisme d'allocation garantie ou prioritaire pour la commercialisation des capacités fermes et interruptibles sur la période d'avril 2014 à septembre 2018.

GDF SUEZ SA est en faveur de règles de marché acceptables par l'ensemble des acteurs par opposition à des règles ne profitant qu'à une partie des clients finals. Le mécanisme proposé dans cette consultation CRE confère un avantage injustifié à certaines catégories d'expéditeurs ce qui peut, par ailleurs, biaiser le comportement des expéditeurs pour la phase 2 propre aux enchères. De ce fait, cela constitue une rupture d'égalité pour les expéditeurs qui doivent supporter des obligations de service public.

Si cette option devait être choisie, GDF SUEZ SA souhaiterait que des aménagements notables soient apportés, à savoir :

- **(1) Contrat d'acheminement** : GDF SUEZ SA considère que pour participer à une phase d'allocation de capacités, le site gazo-intensif doit au préalable avoir signé un contrat d'acheminement avec GRTgaz.
- **(2) Réserver la phase 1 uniquement aux sites gazo-intensifs** : GDF SUEZ SA demande que cette phase 1 soit réservée uniquement aux sites gazo-intensifs et dans la limite du plafond expliqué au point 3 ci-dessous.
- **(3) Plafond des demandes individuelles** : Ne pas plafonner les demandes individuelles présente un risque significatif de spéculation sur le prix des capacités allouées par l'arbitrage du spread. Il existerait alors un risque réel de discrimination entre les sites gazo-intensifs de la zone Nord et ceux de la zone Sud.

GDF SUEZ SA considère qu'il est essentiel de plafonner les demandes au volume annuel physique de livraison divisé par 365 jours. Ainsi, le site gazo-intensif souscrirait, si besoin, des capacités de stockage ou gèrerait sa modulation directement sur le marché dans le but de rendre lisible la disponibilité des capacités à la liaison Nord-Sud.

- **(4) Ajustement de la période de commercialisation et des niveaux à commercialiser** :

Cas 1 : commercialisation de la phase 1 ouverte uniquement à l'ensemble des industriels ayant un contrat d'acheminement :

GDF SUEZ SA est contre la proposition d'accroître le niveau de capacités fermes commercialisées pour cette option en passant le niveau de capacités fermes commercialisées à 40 GWh/j tout en conservant le niveau de capacités interruptibles commercialisées à 23 GWh/j.

Pour illustrer ses propos, GDF SUEZ SA présente ci-dessous le niveau de la capacité qui serait commercialisée pour la phase 1 propre aux industriels par rapport au total commercialisé :

Période	Capacité Ferme			Capacité Interruptible		
	commercialisée en phase 1	totale commercialisée		commercialisée en phase 1	totale commercialisée	
Avril 14 - sept 14	40	165,62	24%	23	71,89	32%
Oct 14 - Mars 15	40	165,62	24%	23	71,89	32%
Avril 15 - Sept 15	40	165,62	24%	23	71,89	32%
Oct 15 - Sept 16	40	116,24	34%	23	69,5	33%
Oct 16 - Sept 17	40	78,12	51%	23	46,25	50%
Oct 17 - Sept 18	40	78,12	51%	23	46,25	50%

(dans ces calculs GDFSUEZ a considéré l'affermissement de 40 GWh/j de capacités interruptibles)

La part des capacités des industriels en Zone Sud (GRTgaz Sud + TIGF) doit approximativement représenter moins de 20% des capacités de sortie (aval + sortie vers l'Espagne). GDF SUEZ SA estime donc discriminatoire d'accorder aux industriels une priorité plus importante que leur part de marché.

En conséquence, GDF SUEZ SA demande d'organiser les ventes des capacités à la liaison Nord vers Sud sur une période plus restrictive d'Avril 14 à Septembre 16 et, pour la phase 1, de limiter la vente des capacités fermes à 40 GWh/j d'avril 14 à septembre 15 et à 28 GWh/j d'octobre 15 à septembre 16, et de supprimer la priorité sur les capacités interruptibles.

Proposer uniquement des capacités fermes est plus simple pour les clients industriels car le taux de disponibilité est proche de 100%.

Le niveau de commercialisation proposé pour cette phase 1 serait plus cohérent avec la part de marché des clients industriels en zone sud ($21\% = 40 / (165,65 + 32,5\% \times 71,89)$ et $20\% = 28 / (116,24 + 32,5\% \times 69,5)$) :

Période	Capacité Ferme			Capacité Interruptible		
	commercialisée en phase 1	totale commercialisée		commercialisée en phase 1	totale Commercialisée	
Avril 14 - sept 14	40	165,62	24%	0	71,89	0%
Oct 14 - Mars 15	40	165,62	24%	0	71,89	0%
Avril 15 - Sept 15	40	165,62	24%	0	71,89	0%
Oct 15 - Sept 16	28	116,24	24%	0	69,5	0%

(dans ces calculs GDFSUEZ a considéré l'affermissement de 40 GWh/j de capacités interruptibles)

Cas 2 : commercialisation de la phase 1 ouverte uniquement aux clients gazo-intensifs comme demandé par GDF SUEZ SA :

Il serait nécessaire de plafonner le niveau de capacités fermes commercialisées à la consommation annuelle de référence des sites gazo-intensifs en zone sud divisée par 365 jours.

(5) Conséquences de l'affermissement de 40 GWh/j de capacités interruptibles en capacités fermes : GRTgaz propose d'affermir des capacités interruptibles à hauteur de 40 GWh/j. La capacité technique interruptible passerait alors de 220 GWh/j à 180 GWh/j.

Entre le 01/01/2013 et le 21/08/2013, le niveau moyen de capacité technique effective a été de 328,5 GWh/j (source : www.smartgrtgaz.com). Le taux de réduction des capacités interruptibles était donc de 55% sur cette période ($=100\% - [328,5 - 230] / 220$). En affermissant 40 GWh/j, le taux de réduction des capacités interruptibles augmenterait fortement jusqu'à 67,5% ($=100\% - [328,5 - 270] / 180$) et pénaliserait les expéditeurs qui en sont déjà alloués. GDF SUEZ SA pense qu'il est légitime de demander que les expéditeurs ayant des capacités interruptibles soient alloués prioritairement, de manière automatique et ce, pour maintenir leur flux opérationnel sur la liaison Nord vers Sud. Par ailleurs, GDF SUEZ SA demande à la CRE de réviser le tarif des capacités interruptibles de la liaison Nord vers Sud car le tarif actuel est de 50% des capacités fermes alors que le taux de restriction des capacités interruptibles est et serait nettement supérieur à 50%.

- **(6) Participation à la phase 2 et redistribution du sur-revenu :** Dans le cas où cette option serait choisie avec les aménagements demandés ci-dessus par GDF SUEZ SA, il conviendrait que les expéditeurs ayant participé à la phase 1 (« allocation avec conditions d'accès particulières à la capacité de la liaison Nord vers Sud ») ne puissent pas participer à la phase 2 (enchères ou allocation en fonction des engagements de livraison). Par ailleurs, ces mêmes expéditeurs (ou les expéditeurs ayant acquis ces mêmes capacités) ne devraient pas pouvoir bénéficier des éventuels excédents des enchères de la phase 2 à hauteur des capacités acquises lors de la phase 1 via une cession ou via l'allocation de capacités.

Q4 : Avez-vous des remarques sur les modalités de mise en œuvre envisagées pour cette seconde option ?
(cf réponse à la question 3).

Q5 : Avez-vous d'autres suggestions ou remarques ?

- **(1) Processus de concertation :** Sur des sujets majeurs comme l'allocation Nord-Sud, il conviendrait que, préalablement à la Consultation CRE, le sujet soit débattu en Concertation Gaz. Par ailleurs, en terme de bonnes pratiques, GDF SUEZ SA souhaiterait que, comme par le passé pour le tarif ATR, une table ronde soit organisée devant le collège de commissaires pour que chacun puisse exposer ses arguments.
- **(2) Décret :** GDF SUEZ SA précise qu'il est difficile pour les expéditeurs de se prononcer sur cette consultation publique sans connaître précisément le « périmètre » des sites qui seront concernés par le dispositif. En effet, elle rappelle que l'article L. 461-2 du code de l'énergie précise que les critères et les seuils auxquels doivent satisfaire les entreprises et leurs sites pour pouvoir bénéficier des mesures mentionnées à l'article L. 461-1 concernant les sites gazo-intensifs doivent être définis par voie réglementaire. Or, le décret n'a pas encore été adopté.

A cet égard, GDF SUEZ SA estime qu'il serait nécessaire que soient clairement identifiés :

- les sites éligibles ;
 - le niveau global de capacités de livraison avec et sans modulation ;
 - le niveau global de la consommation annuelle ;
- concernés par le régime des « consommateurs gazo-intensifs ».

Il sera alors opportun que la CRE présente en Concertation Gaz le processus retenu.

- **(3) CCG :** Dans le contexte évoqué en préambule, il apparaît légitime que les centrales électriques à cycle combiné à gaz (CCG) puissent être les bénéficiaires de ce statut. Les CCG répondent aux critères d'éligibilité fixés par la Loi. Ces sites industriels sont en effet exposés à la concurrence internationale, le fonctionnement des CCG françaises étant régi par le marché européen de l'électricité, en particulier sur la plaque France-Allemagne-Benelux. Les capacités d'interconnexion électrique entre ces pays sont aujourd'hui peu congestionnées (hors périodes de froid extrême), de sorte qu'une CCG française ne fonctionnera que si elle est compétitive par rapport aux actifs marginaux de production de ces pays adjacents (cf. mécanismes de couplage des marchés électriques). Cette concurrence est par ailleurs plus forte pour les CCG situées dans le Sud de la France, où les prix du gaz sur les marchés sont plus élevés que dans le Nord. Compte tenu de ces considérations et des enjeux pour l'ensemble des acteurs, les CCG doivent être éligibles au statut de consommateur gazo-intensif en application de la loi du 16 juillet 2013.
- **(4) Affermissement des capacités interruptibles :** le principe d'affermissement des capacités interruptibles à hauteur de 40 GWh/j est évoqué dans cette consultation CRE sans pour autant avoir été discuté dans le cadre de la Concertation Gaz et ainsi sans qu'aient été évoquées les conséquences pour les détenteurs de capacités interruptibles. Il convient donc que ce sujet soit préalablement évoqué en Concertation Gaz avant qu'une décision soit prise à ce sujet.
- **(5) Information du processus de commercialisation :** Si la commercialisation des capacités disponibles à la liaison Nord vers Sud à compter du 1er octobre 2014 était organisée en mars 2014, il serait absolument nécessaire que les règles de commercialisation soient connues par les expéditeurs avant les souscriptions de stockage pour la campagne 14-15.