

**Consultation publique de la Commission de
régulation de l'énergie sur les tarifs et conditions
d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel –
réponses de GDFSUEZ SA**

Date : 06/09/2010

1. Etes-vous favorable à la fusion des zones Nord H et Nord B au 1er avril 2013 ?

Quel que soit le marché considéré, GDFSUEZ SA est plutôt favorable à une réduction du nombre de zones d'équilibrages dès lors qu'une telle opération :

- permet effectivement d'accroître l'attractivité et la liquidité de la zone nouvellement constituée, notamment par réduction ou résorption des points de congestions physiques,
- ne conduit pas à des investissements dépourvus de justification économique et pénalisants à terme pour les consommateurs de ce marché,
- de manière générale, n'émet pas de signaux économiques erronés ou sous-optimaux vers le marché,
- enfin, ne génère pas de risques supplémentaires significatifs sur la gestion physique ou contractuelle du système.

En ce qui concerne le projet de fusion des périmètres d'équilibrages des zones Nord H et Nord B, si le deuxième critère mentionné ci-dessus semble a priori respecté, GDFSUEZ doute que ce projet remplisse le premier, en raison :

- de la nature de l'opération envisagée, principalement limitée à une fusion des périmètres d'équilibrages. Ce scénario ne conduira pas à une disparition de la zone B physique, dont le fonctionnement est d'ores et déjà très dépendant de la zone Nord H. Comme le rappelle la CRE dans sa consultation, la mutualisation des déséquilibres est déjà possible, a posteriori, entre les deux zones. De plus, des achats au PEG Nord H permettent aujourd'hui à un expéditeur d'alimenter la zone B sans autre limite que la taille de son portefeuille, ce qui traduit l'absence de congestion physique.

- de la pénétration de la concurrence en zone B, d'ores et déjà d'un niveau similaire à celles observées dans les autres zones GRTgaz.

Comme le rappelle l'observatoire des marchés, cette pénétration est la plus forte de toutes les zones en nombre de clients ayant basculé à prix de marché.

- concomitamment aux deux points précédents, de la quasi absence d'activité sur le PEG Nord B.

La quantité échangée sur le PEG Nord H sur la période du 1^{er} janvier au 29 août 2010 s'est élevée à 152 801 GWh (183 588 GWh pour l'ensemble des PEG) , contre seulement 143 GWh sur le PEG Nord B .

Dès lors, GDFSUEZ SA doute que la liquidité du PEG Nord H et plus globalement son attractivité augmentent fortement à la suite d'une telle opération.

Concernant le quatrième critère, GDFSUEZ SA tient à rappeler que l'équilibre physique de la zone repose sur un nombre limité d'actifs physiques et contractuels, et que ce projet porte en lui des risques forts de désoptimisation du système existant, pouvant conduire à une coupure d'alimentation. Il serait dès lors plus raisonnable de ne décider d'une fusion des zones qu'après avoir défini les modalités pratiques de gestion. Quelle que soit l'option retenue, GDFSUEZ SA restera très attentif au traitement des risques précités et s'opposera, le cas échéant, à toute solution n'offrant pas de garanties suffisantes sur ce plan.

Enfin GDFSUEZ SA tient à rappeler, contrairement à ce qui est écrit dans la consultation, que le gaz B est accessible en amont de la frontière française, au TTF, à tout fournisseur qui le souhaite et ce depuis 2009. Il n'y a donc plus de restriction d'accès à la ressource amont.

2. Etes-vous favorable à la mutualisation totale du coût de conversion du gaz H en gaz B (service base uniquement) dès le 1er avril 2011 ?

Le coût du service de conversion ne concerne que les acteurs qui veulent amener en France du gaz H pour livrer des clients en zone B. Pourquoi en faire supporter le coût aux acteurs qui n'ont pas de clients en zone B et, ce qui paraît encore moins équitable, à ceux qui alimentent leurs clients B en important du gaz B ?

GDFSUEZ SA pense qu'une telle mesure n'inciterait pas les expéditeurs à approvisionner la zone en gaz B et constituerait un signal économique non pertinent envoyé au marché.

3. Quels enseignements tirez-vous des résultats de l'étude réseau menée par GRTgaz et TIGF ?

GDFSUEZ SA a sur ce sujet une position de principe identique à celle énoncée en préambule de la réponse à la question 1 supra.

En regard des critères mentionnés ci-dessus, GDFSUEZ SA constate que les études menées à ce jour par les deux transporteurs:

- mettent en évidence l'absence de congestion structurelle à l'interface entre les deux réseaux ce qui rend possible la création d'un point d'échange de gaz unifié pour améliorer la liquidité du marché en zone Sud, a fortiori dans la perspective de la mise en service des capacités supplémentaires entre la France et l'Espagne.
- ne mentionnent pas d'investissements supplémentaires significatifs, liés à une éventuelle fusion des zones d'équilibrages et de nature à porter atteinte à l'intérêt économique de ce projet,
- montrent qu'une fusion des zones d'équilibrages ne devrait pas générer de contraintes physiques ou contractuelles bloquantes. GDFSUEZ SA considère toutefois que les travaux sur la définition de la règle opérationnelle pour traiter les cas de congestions doivent être poursuivis. En tout état de cause, l'usage d'une telle règle devrait être limité à des situations exceptionnelles faute de quoi cette règle porterait atteinte à l'intérêt même du projet.

Enfin, GDFSUEZ SA prend note de la demande de TIGF, exprimée lors de la réunion de Concertation du 15 juin dernier, d'une actualisation de l'étude conjointe GRTgaz -TIGF afin de prendre en compte les évolutions récentes du programme d'investissement de GRTgaz.

Après cette ultime étape et sous réserve qu'elle ne mette pas en évidence d'élément majeur, susceptible de remettre en cause le positionnement ci-dessus, GDFSUEZ SA sera favorable à une fusion des zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF.

4. Etes-vous favorable à une diminution du terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud au 1er avril 2011, si la création d'une place de marché unique au 1er avril 2013 est retenue ?

GDFSUEZ SA est favorable, à une telle disposition si la création d'une place de marché unique au 1er avril 2013 est retenue.

5. Etes-vous favorable aux autres évolutions de la structure tarifaire envisagées ?

Tarif à l'interface entre la zone GRTgaz Sud et la zone TIGF

« La diminution du tarif à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud s'accompagnerait, toutes choses égales par ailleurs :

- d'une hausse équivalente du terme de sortie vers l'Espagne sur le réseau de TIGF, afin que le tarif du transport de gaz depuis le Nord de la France jusqu'en Espagne continue à refléter les coûts de transit ;
- d'une augmentation des autres termes tarifaires sur les réseaux de TIGF et GRTgaz, afin de permettre la couverture du revenu autorisé de chaque transporteur »

GDFSUEZ SA n'a pas d'objections à une telle évolution.

Péréquation des tarifs aux points d'entrée terrestres français : GDFSUEZ SA est favorable au maintien de cette péréquation.

Tarifs et règles tarifaires applicables à l'interface avec les stockages

« la CRE pourrait proposer une hausse du terme tarifaire aux points d'interface transport stockage (PITS) sur le réseau de GRTgaz dès avril 2011. »

GDFSUEZ SA est défavorable à une telle proposition car elle conduirait à renchérir encore le coût des stockages français. Cela pénaliserait les clients fortement modulés et notamment les clients particuliers aux tarifs réglementés.

Compte tenu des perspectives de développement du marché, d'éventuelles évolutions de l'offre devraient se faire pour un coût très limité et sans hausse significative du tarif.

Règles tarifaires applicables à l'interface avec les terminaux méthaniers

GDFSUEZ SA n'a pas d'objections à une telle évolution, qui favoriserait la visibilité pour les acteurs d'un projet et clarifierait les responsabilités.

Questions 6 à 10 : Synthèse

Le développement de centrales de production d'électricité fonctionnant à partir du gaz naturel répond à un réel besoin du système électrique français pour lequel des investissements d'outils fonctionnant en semi-base ou en pointe sont nécessaires. Il correspond par ailleurs à l'axe de développement le plus prometteur pour l'usage du gaz naturel en France. Enfin, il présente un engagement important en matière d'investissements pour les producteurs d'électricité (investissements de plusieurs centaines de millions d'euros) ainsi que pour les gestionnaires d'infrastructures gazières.

De tels enjeux nécessitent un travail en commun des acteurs pour s'adapter à ces changements et gérer conjointement les besoins des systèmes gazier et électrique, avec l'objectif de parvenir à garantir la sécurité des approvisionnements en gaz et en électricité tout en optimisant les coûts.

C'est pourquoi, GDF SUEZ SA se félicite des travaux engagés dans le cadre de la Concertation Gaz concernant la fourniture de flexibilité par le système gazier aux centrales de production d'électricité fonctionnant à partir de gaz naturel.

Concernant les coûts estimés par GRTgaz et TIGF, l'appréciation de leur niveau est du ressort de la Commission de Régulation de l'Énergie.

Concernant les modalités de rémunération qui permettraient aux GRT de recouvrer ces coûts, GDF SUEZ n'est pas favorable à la mise en place d'une offre de flexibilité qui s'appliquerait spécifiquement aux sites fortement modulés et notamment aux centrales de production d'électricité.

En effet, concernant les cycles combinés fonctionnant au gaz naturel (CCG) existants, des investissements conséquents ont été consentis. Les conditions d'approvisionnement en gaz naturel de ces installations sont primordiales pour assurer leur rentabilité et un changement des dispositions contractuelles existant entre les producteurs et les GRT pourrait remettre en cause l'équilibre économique de ces installations.

En outre, d'une façon plus générale, le développement d'une offre spécifique conduit à ne pas considérer les besoins de flexibilité du réseau gazier dans leur intégralité et donc à ne pas prendre en compte les effets de foisonnement liés à la diversité des profils de consommation ainsi qu'à la saisonnalité. A titre d'exemple, il convient de rappeler que les besoins de flexibilité des CCG se manifestent essentiellement en été, période à laquelle le réseau est moins sollicité pour les besoins des autres clients, notamment ceux raccordés au réseau de distribution.

Enfin, les investissements réalisés pour renforcer les infrastructures gazières bénéficieront à l'ensemble des clients et il apparaît difficile d'identifier, parmi ces investissements, la part revenant à l'une ou l'autre des catégories de clients.

Pour l'ensemble de ces raisons, GDF SUEZ SA n'est pas favorable à une offre spécifique et demande à ce que les coûts induits par les besoins de flexibilité soient évalués de façon globale et une fois validés par la

Commission de Régulation de l'Energie, soient intégrés dans les tarifs de transport péréqués sur l'ensemble des clients raccordés au réseau gazier français.

Dans le cas où cette proposition ne serait pas retenue et où une offre spécifique serait développée pour des clients fortement modulés, il conviendrait de privilégier un système dans lequel :

- les coûts fixes seraient minimisés,
- l'enveloppe globale des coûts serait la plus faible possible pour limiter les impacts sur la rentabilité des investissements électriques déjà décidés et ne pas pénaliser les futurs investissements,
- les conditions d'interruptibilité en J-1 pour J seraient encadrées et ne rendraient pas impossible la participation des outils de production fonctionnant au gaz naturel aux différents marchés mis en place par RTE (mécanisme des ajustements, réserves rapides et futur marché des capacités proposé dans le projet de loi NOME, ...),
- un système de compensation financière serait mis en place pour rémunérer les pertes d'opportunité entraînées en cas d'interruptibilité.

Par ailleurs, dans le cas où une offre spécifique serait mise en place, une grande attention devrait être accordée aux modalités de répartition des coûts fixes. Sur ce sujet, GDF SUEZ SA n'est pas favorable à une allocation au prorata du nombre de clients concernés.

En effet dans un tel système, la part fixe deviendrait réductrice pour les investissements dans des turbines à combustion de faible puissance. Ceci n'irait pas dans le sens des réflexions menées sur les besoins du système électrique en matière de capacités de pointe. A titre d'exemple, cela rendrait impossible l'exploitation en turbine de pointe de cogénérations sorties du tarif DIGEC et priverait ainsi le système électrique de plusieurs centaines de MW de capacités de pointe.

Pour cette raison, GDF SUEZ SA préconise de concevoir une méthode d'allocation des coûts fixes prenant en compte la puissance des sites, leur besoin de modulation et délivrant un signal incitatif pour le développement d'installations de faible puissance, en particulier les sites de cogénération convertis en actifs de pointe.

Cette question montre par ailleurs qu'il est nécessaire de vérifier les impacts des différentes options envisagées vis-à-vis du futur marché de capacités électriques qui émergera dans le cadre de la loi « Nome ».

Enfin, un point d'étape à fin 2012 devrait être organisé de façon :

- à réaliser un bilan sur la réalisation ou non des investissements nécessaires au niveau des infrastructures gazières,
- le cas échéant, à mettre fin ou à adapter l'offre de flexibilité,
- et enfin à assurer la cohérence avec les options qui seront retenues pour créer le marché de capacités prévu par la loi « Nome ».

Question 6 : Quelle est votre analyse du service de flexibilité intra-journalière proposé par GRTgaz ?

Commentaires généraux

Suite à une première délibération de la CRE en date du 30 avril 2009, GRTgaz et TIGF ont étudié la capacité des infrastructures gazières françaises à répondre aux besoins de flexibilité intra-journalière liés aux sites fortement modulés, notamment les cycles combinés fonctionnant au gaz naturel (CCG) ou les outils de production électrique de pointe.

Suite à cette étude, GRTgaz et TIGF ont présenté des éléments visant d'une part à justifier et chiffrer les coûts supplémentaires liés à la fourniture de flexibilité, et d'autre part à proposer une structure pour un service de flexibilité s'adressant de façon spécifique aux clients fortement modulés (essentiellement aux centrales électriques fonctionnant au gaz naturel).

La CRE estime que la moitié des coûts présentés par GRTgaz ne serait pas imputable à la mise en service des centrales électriques sur son réseau. Nous considérons que l'appréciation du niveau de ces coûts est du ressort de la CRE.

Concernant les modalités de rémunération qui permettraient aux GRT de recouvrer ces coûts, GDF SUEZ SA n'est pas favorable à la mise en place d'une offre de flexibilité qui s'appliquerait spécifiquement aux sites fortement modulés et notamment aux centrales de production d'électricité (voir la réponse à la question 7).

Dans le cas où toutefois une telle offre spécifique serait finalement mise en place, des commentaires, portant sur la proposition de GRTgaz et sur celle de la CRE, sont développés ci-dessous et dans la réponse apportée à la question 9.

Commentaires sur l'offre proposée par GRTgaz

Prise en compte de la saisonnalité et d'éventuels foisonnements

Le rapport réalisé par les gestionnaires de réseau (partie 4.5 – Evaluation de l'équilibre offre/demande sur le réseau de GRTgaz) montre que le recours aux sources de flexibilité est différent en fonction des mois de l'année. Un recours accru aux terminaux et aux stockages est constaté au cours des mois d'hiver, alors qu'en été le stock en conduite est essentiellement sollicité.

Par ailleurs, les fonctionnements réalisés par nos CCG depuis la mise en service la centrale de DK6 en 2005, ainsi que les fonctionnements anticipés pour les prochaines années pour l'ensemble de notre parc de production, conduisent à des régimes de fonctionnement fortement corrélés avec le niveau de consommation de l'électricité en France. Ainsi, ces régimes sont peu modulés en hiver car ils s'approchent d'un fonctionnement en base et sont plus modulés en été (avec la possibilité de baisses de charge ou d'arrêts/démarrages dans la journée).

L'offre proposée par GRTgaz ne prend pas en compte les effets de foisonnement et la saisonnalité. Ces points devraient faire l'objet d'une étude plus précise dans le cas où une offre spécifique serait mise en place.

Part fixe de l'offre de service proposée par GRTgaz

Concernant le niveau de la part fixe, nous considérons que la CRE est l'instance compétente pour se prononcer.

Concernant les modalités de répartition de cette part fixe, GDF SUEZ SA n'est pas favorable à une allocation au prorata du nombre de clients concernés (telle que proposée par GRTgaz).

Un tel système conduirait en effet à considérer que les différents sites concernés sont de taille et de besoin de modulation équivalents. Or dans le cas d'investissements pour des turbines à combustion de faible puissance, cette prime fixe serait réductrice. Ceci n'irait pas dans le sens des réflexions menées actuellement sur les besoins du système électrique en matière de capacités de pointe. En particulier, sur le plan économique, cela rendrait impossible l'exploitation en turbine de pointe de cogénérations sorties du tarif DIGEC et priverait ainsi le système électrique de plusieurs centaines de MW de capacités de pointe.

Pour cette raison, GDF SUEZ SA préconise de concevoir une méthode d'allocation des coûts fixes prenant en compte la puissance des sites, leur besoin de modulation et délivrant un signal incitatif pour le développement d'installations de faible puissance, en particulier les sites de cogénération convertis en actifs de pointe.

Niveau des coûts présentés par GRTgaz et impact sur la rentabilité des CCG

Le surcoût estimé à partir de l'offre de flexibilité proposée par GRTgaz fait peser un risque important sur la rentabilité des CCG construites et sur la possibilité de nouveaux investissements (CCG et TAC) à des critères de rentabilité acceptables.

Par ailleurs, cette conclusion est renforcée par la dégradation probable des revenus (non évaluable aujourd'hui) des CCG qui serait entraînée par les contraintes pouvant être imposées par GRTgaz en cas d'impossibilité d'approvisionner un site suivant le programme de production demandé par le producteur d'électricité (cf. le mécanisme détaillé au paragraphe suivant).

Modalités opérationnelles

Les aspects opérationnels de l'offre proposée par GRTgaz sont peu développés. Il reste ainsi difficile de se prononcer sur sa compatibilité avec les contraintes du système électrique. En particulier, en raison du caractère « interruptible » de l'offre envisagée, des modifications de régime de fonctionnement pourraient être demandées aux producteurs d'électricité en J-1 pour J par GRTgaz. Ces changements interviendraient tardivement (20h30) et pourraient avoir de nombreuses conséquences :

- incompatibilité avec les dispositifs réglementaires liés à l'équilibrage du système électrique,

- difficulté à s'équilibrer sur ce nouveau régime de fonctionnement en raison de la faible liquidité du marché électrique en infra J et facturation par RTE des déséquilibres via le mécanisme des écarts,
- difficulté pour les CCG et les TAC à participer au mécanisme des ajustements géré par RTE ainsi qu'à d'autres dispositifs existants (réserves rapides, ...) ou à venir (en particulier le marché des capacités prévu dans le cadre du projet de loi NOME).

Par ailleurs, une offre interruptible pourrait conduire à des pertes d'opportunité significatives pour les CCG et les TAC (par exemple dans le cas où ces installations seraient contraintes de tourner à puissance maximale ou minimale plutôt que de s'arrêter dans une période où les clean spark spread deviennent négatifs, dans le cas où ces installations ne pourraient pas participer au mécanisme des ajustements ou au futur marché de capacité, ...).

Pour ces différentes raisons, dans le cas où une offre interruptible serait mise en place, GDF SUEZ SA préconise :

- la réalisation d'une étude précise sur la compatibilité des systèmes gazier et électrique réalisée conjointement par les gestionnaires de réseau gaziers et par RTE,
- l'élaboration d'un système de compensation financière permettant de rémunérer les pertes d'opportunité imposées en cas de modification d'un programme optimal,
- un encadrement des conditions dans lesquelles l'interruptibilité serait activée (nombre maximal d'occurrence par an, conditions spécifiques du réseau gazier justifiant une telle décision, ...),
- la détermination de critères permettant de répartir de façon non discriminatoire cette interruptibilité entre les différents sites concernés

Commentaires sur les principes de l'offre de flexibilité proposée par Elengy

GDF SUEZ SA considère que toute dégradation du service de regazéification offert par ELENGY et/ou d'utilisation d'équipements déjà présents pour la fourniture par ELENGY de flexibilité infra-journalière devraient se traduire par une baisse du tarif ATTM à due proportion. GDF SUEZ SA ne peut juger en l'état si la « quote-part des charges existantes du terminal est fixée à un niveau trop élevé » mais insiste pour avoir une analyse fine reflétant les coûts distincts de ces deux services.

De plus, GDF SUEZ SA ne comprend pas pourquoi seulement « 80 % des recettes liées à son offre de flexibilité infra-journalière [seraient reversés] aux utilisateurs du terminal de Fos » via le CRCP. L'intégralité des gains devrait être reversée aux utilisateurs du terminal de Fos.

Commentaires sur les principes de l'offre de flexibilité

GDFSUEZ SA s'étonne qu'il ne soit pas envisagé de couvrir, en tout ou partie, la fourniture de flexibilité par des appels d'offres auprès du marché.

Question 7 : Etes-vous favorable à la répercussion des coûts supplémentaires liés à la flexibilité infra-journalière aux sites fortement modulés à travers un service spécifique ?

La construction des CCG existants ainsi que les projets en construction ont été décidés en intégrant des coûts transport sans surcoût de flexibilité infra-journalière. Le fait de faire payer de façon spécifique un nouveau coût de transport à supporter par ces CCG, modifie leur économie et leur rentabilité. Ce

changement de règle économique concernant le transport de gaz interviendrait après construction ou après engagement de construction et nous apparaît très pénalisant. De plus, un tel service remettrait en cause le développement de centrales de pointe, ce qui irait dans le sens contraire des besoins actuels du système électrique.

Par ailleurs, il est toujours difficile de déterminer à qui profitent les nouveaux ouvrages de transport venant renforcer le réseau. En réalité, l'ensemble des clients gaz en profitent. Par leur existence, les cycles combinés participent fortement au développement du marché du gaz et par conséquent aux coûts de développement et d'entretien du réseau de transport. Les cycles combinés représentent un axe fort de développement du marché du gaz en France. Il ne nous semble pas opportun de les pénaliser.

Enfin, comme cela a été déjà développé, la mise en place d'une offre spécifique aux sites fortement modulés ne permet pas de prendre en compte les effets de foisonnement d'un large portefeuille ainsi que ceux liés à la saisonnalité.

Pour ces raisons, GDF SUEZ SA n'est pas favorable à la répercussion des coûts supplémentaires liés à la flexibilité infra-journalière aux sites fortement modulés à travers un service spécifique, mais demande à ce que les coûts soient intégrés dans le tarif de transport de GRTgaz et péréqués sur l'ensemble des clients raccordés au réseau gaz.

Question 8 : Que pensez-vous du seuil de flexibilité de 0.8 GWh de volume modulé journalier moyen proposé par GRTgaz pour l'application du service de flexibilité infra-journalière ?

Comme mentionné précédemment, GDF SUEZ SA n'est pas favorable au principe d'une offre spécifique et préconise une répartition des coûts liés à la flexibilité sur l'ensemble des clients gaz. Dans cette hypothèse, la notion de seuil n'a plus de sens.

Dans le cas où une offre spécifique serait toutefois mise en œuvre, un seuil devrait en revanche être défini. Il est en effet important de connaître à l'avance, pour des raisons économiques et commerciales, les sites qui seraient concernés par ce service. La valeur adoptée devrait par ailleurs correspondre à celle qui est actuellement incluse implicitement dans le tarif de transport. Une telle valeur nous semble plus élevée que le seuil proposé de 0.8 GWh, si l'on prend en compte les foisonnements.

Question 9 : Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière envisagé par la CRE ?

Le service proposé par la CRE reprend les orientations données par GRTgaz, avec une offre comprenant une part fixe et une part variable fonction du volume modulé et de l'amplitude de modulation, sans toutefois préciser les clients « dits fortement modulés » qui seraient concernés par ce service. Comme explicité précédemment, GDF SUEZ SA est opposé à ce service et préconise une intégration des coûts dans le tarif de transport de GRTgaz et une péréquation sur l'ensemble des clients raccordés au réseau gaz.

Dans le cas où une offre spécifique de flexibilité serait toutefois retenue, GDF SUEZ SA considère qu'une telle offre devrait prendre en compte, comme le suggère la CRE, les surcoûts exclusivement liés à la fourniture supplémentaire de flexibilité ainsi que les effets de saisonnalité.

Par ailleurs, le système retenu devrait être fondé sur les principes suivants :

- une part fixe minimale,
- une garantie la plupart du temps de la fourniture de flexibilité en J-1 pour J selon le programme demandé par le client modulé.

En outre, l'offre proposée devrait être transitoire dans la mesure où elle est destinée à couvrir une période intermédiaire avant la mise en service de nouvelles infrastructures gazières. Un point d'étape devrait ainsi être organisé fin 2012. Il permettrait de surcroît de s'assurer de la compatibilité de l'offre de flexibilité avec les options envisagées en parallèle pour la création du marché de capacités électriques dans le cadre de la loi « Nome ».

Enfin, GDF SUEZ SA n'est pas favorable à un système de pénalisation des clients visant à faire respecter le programme déclaré en J-1. L'exemple des producteurs d'électricité avec le respect des programmes d'appel envoyés à RTE sans système de pénalisation montre que par des processus opérationnels encadrés et partagés, ce type de système n'est pas nécessaire et fait peser un risque de double peine sur les clients, déjà pénalisés en cas d'écarts sur les réseaux gazier et électrique via les mécanismes d'équilibrage.

Question 10 : Etes-vous favorable à la définition de deux services distincts, un service de flexibilité infra-journalière pour la programmation la veille pour le lendemain et un service pour les renominations en cours de journée ?

A ce stade des travaux menés dans la Concertation Gaz, les impacts d'éventuelles renominations auprès des GRT en cours de journée, n'ont pas été analysés ou documentés.

GRTgaz a notamment indiqué à plusieurs reprises qu'il n'était pas aujourd'hui en mesure de faire des études pour simuler le fonctionnement du réseau en infra-journalier et donc apporter des précisions sur les contraintes à respecter ou la façon dont les délais de prévenance seraient déterminés. Ces éléments sont cependant nécessaires pour les producteurs afin de pouvoir s'engager dans des réponses à des appels d'offre lancés par RTE, au risque d'exclure les centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel de certains marchés (mécanisme des ajustements, des réserves rapides, futur marché des capacités, ...).

Par ailleurs, jusqu'à présent la participation de nos CCG aux mécanismes infra journaliers du système électrique est réduite (seule notre centrale de DK6 participe au mécanisme d'ajustement piloté par RTE), ce qui ne permet pas de disposer d'un retour d'expérience suffisant sur les interactions entre les contraintes du réseau gazier et le fonctionnement du système électrique.

Plus généralement, un tel retour d'expérience devrait être obtenu avec l'ensemble des exploitants de CCG de façon à déterminer dans quelle mesure le programme de fonctionnement déterminé en J-1 et notifié à RTE peut connaître des évolutions sensibles en infra-journalier et ce faisant, engendrer des besoins de flexibilité en J pour le système gazier. En tout état de cause, les optimisations de programme réalisées par les producteurs en J-1 permettent de déterminer avec une assez grande précision le régime de fonctionnement des CCG pour le jour J. Par ailleurs, il est peu probable, que les CCG soient toutes appelées simultanément par RTE dans le cadre du mécanisme des ajustements. Ces différents éléments devraient donc être étudiés précisément par RTE et les GRT gaziers avant toute proposition concernant un service de flexibilité infra-journalière pour les CCG.

Pour ces différentes raisons, GDF SUEZ SA préconise :

- que les travaux engagés sur la gestion opérationnelle du service de flexibilité en J-1 soient en premier lieu poursuivis. Une telle étude devrait s'attacher à prendre en compte les contraintes des réseaux gaz et électricité de manière à optimiser le système dans son ensemble,
- que dans le cadre d'une deuxième étape seulement, la question de l'infra-journalier soit étudiée conjointement par GRTgaz, TIGF et RTE ainsi que par les producteurs, de façon à disposer d'un retour d'expérience sur le comportement des CCG en infra-journalier et les possibles modifications de programme.

Par ailleurs, comme le souligne la CRE, si un tel mécanisme devait être mis en place dans le futur, cela devrait se faire à coût global équivalent.

Enfin, comme indiqué dans le cadre des travaux de la Concertation Gaz, les contraintes en matière de nomination gaz en J-1 pour J ainsi que les éventuelles contraintes infra-journalières, devraient intégrer le caractère fatal de certaines consommation de gaz naturel sur les sites de production (cas notamment des sites de DK6 et CYCOFOS). Ces injections sont nécessaires et inévitables pour garantir la sécurité de nos installations, dans la mesure où les volumes de gaz sidérurgiques sont traités au fil de l'eau et peuvent être très fluctuants. Or, ces variations sont peu prévisibles la veille pour le lendemain ou même en cours de journée. De façon à ne pas discriminer ces technologies, vertueuses sur le plan énergétique et environnemental, les besoins de flexibilité engendrés par les injections fatales de gaz naturel, ne devraient pas être pénalisés.

11. Que pensez-vous de la proposition de GRTgaz concernant l'évolution du système d'équilibrage sur son réseau de transport ?

GDFSUEZ SA n'est pas opposé à la proposition de GRTgaz concernant le système d'équilibrage cible mais à deux conditions, que GDFSUEZ SA considère comme suspensives à la convergence vers le système cible.

Il s'agit, pour les clients industriels et surtout pour les clients sur réseau de distribution :

- 1°) de l'amélioration de la qualité des allocations y compris en intra J;
- 2°) de la mise à disposition d'informations intra-journalières fiables et à des horaires convenus à l'avance.

GDFSUEZ considérerait comme « fiables » des allocations permettant de réduire structurellement, par rapport au système actuel, les quantités exposées à P1 annuellement, pour l'ensemble des expéditeurs . En effet, les engagements pris par GRTgaz dans la note de synthèse jointe à la consultation (§5 et 6.2) ou évoqués lors des réunions de concertation sont trop imprécis en la matière. Or, si la convergence vers le système cible n'était pas conditionnée à des progrès significatifs et contractualisés sur ces deux points, le système cible pourrait devenir très pénalisant pour les expéditeurs alimentant un portefeuille de clients sur le réseau de distribution.

Deux pistes sont proposées pour le règlement des déséquilibres avec une orientation de la part de GRTgaz pour la 1^{ère} proposition:

- *piste 1 : le prix règlement dérive du prix de marché, qui est corrigé d'une incitation dépendant de la position globale du réseau et du comportement attendu de la part des acteurs en réaction pour faciliter le pilotage par le transporteur.*
- *piste 2 : le prix de règlement est déterminé à partir d'un coût marginal de transaction réalisée par le transporteur sur la bourse.*

A ce stade des réflexions, il subsiste selon GDFSUEZ SA trop d'inconnues pour permettre de se prononcer valablement sur la pertinence de la piste 1, pourtant privilégiée par GRTgaz (liste non limitative...):

1°) le « *comportement attendu de la part des acteurs en réaction pour faciliter le pilotage par le transporteur* » constitue t-il une donnée modélisable ? Est-il prouvé que les acteurs se comporteront de manière à faciliter le pilotage par le transporteur ? Il semble plutôt plausible de penser que les acteurs chercheront à optimiser leur résultat économique : en conditions normales, cela peut en effet conduire à rééquilibrer le réseau pour éviter des pénalités ; mais en situation de tension sur le système gazier, en France ou dans un pays adjacent, des stratégies d'arbitrage pourraient générer un comportement diamétralement opposé.

2°) il semble compliqué de connaître le sens du réseau à chaque moment. A quel moment de la journée gazière et combien de fois par jour sera mesuré le déséquilibre global du système à partir duquel il sera demandé aux expéditeurs de se rééquilibrer ?

2°) à quel niveau de déséquilibre le système sera-t-il considéré comme équilibré ?

3°) cette solution ne risque t-elle pas de générer un déséquilibre opposé en fin de journée ? Comment sera-t-il traité ?

Etc...

Les interrogations ci-dessus conduisent GDFSUEZ SA, au moins pour l'instant, à privilégier la 2^{ème} proposition où l'incitation à l'équilibrage est fixée par le prix lui-même.

De plus, concernant les évolutions vers le système cible, GDFSUEZ SA confirme qu'il ne souhaite pas que les modalités de convergence touchent le nombre de jours d'écarts de bilan cumulés mais ajustent uniquement le niveau du talon jusqu'à sa suppression, comme indiqué page 4/6 du document GRTgaz joint à la consultation.

Enfin , les points suivants restent à préciser de la part de GRTgaz :

- la gestion financière des déséquilibres et des redressements,
- l'effet estimé par GRTgaz de la mise en place de l'équilibrage cible sur le contrat de flexibilité au niveau des stockages, ainsi que le niveau en volume des capacités de stockage qu'il rétrocéderait au marché.

En conclusion, GDFSUEZ SA n'est pas opposé à la proposition de GRTgaz concernant le système d'équilibrage cible, qui lui paraît aller dans le sens de l'évolution qui se dessine en Europe, mais les engagements pris en matière d'amélioration de la qualité des allocations, surtout en intra J, sont trop imprécis. L'amélioration de la qualité de ces allocations est pourtant un pré requis incontournable à la mise en place d'un système plus ambitieux.

12. Que pensez-vous de la position de TIGF concernant le système d'équilibrage sur son réseau de transport ?

Actuellement et du point de vue de GDFSUEZ SA , le système d'équilibrage sur le réseau de TIGF fonctionne très correctement. De plus, le service d'équilibrage journalier SEJ permet aux expéditeurs qui le souscrivent de couvrir ou minimiser leurs déséquilibres pour un coût modique. Il serait donc particulièrement contre productif que la mise en conformité de ce système vis-à-vis des dispositions européennes se traduise par une inflation notable des coûts d'équilibrage, aux dépens des expéditeurs et de leurs clients.

13. Avez-vous d'autres remarques ou propositions ?

GDFSUEZ SA note que le niveau d'augmentation envisagé par GRTgaz pour l'année 2011 est très supérieur à celui attendu au titre des réévaluations annuelles du tarif 2009-2012 et s'interroge sur les raisons d'une telle hausse.

GDFSUEZ SA prend note de la volonté de la CRE, énoncée au paragraphe 1.1 de la consultation, de donner de la visibilité aux investisseurs dans de nouvelles infrastructures. GDFSUEZ SA approuve cette volonté et demande à la CRE de la visibilité et de la stabilité tarifaire sur l'ensemble des points de cette consultation.
