

Antonio Haya
Président

CRE
15 rue Pasquier
75008 Paris

Pont-sur-Sambre, vendredi 25 mars 2016

Nos Réfs. : PSS/L/LT/2016-006
Objet : **Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie relative aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF et aux prochains tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés**
Réfs. : Réponse non confidentielle transmise à la CRE à l'adresse : dr.cp1@cre.fr

Madame, Monsieur,

Vous voudrez bien trouver, ci-après, notre contribution à la consultation publique organisée par la CRE, relative aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF (ATRT6). Nous ne répondons qu'à la partie de la Consultation publique portant sur l'ATRT6, l'utilisation des terminaux méthaniers étant très éloignée de nos activités.

1. Opérateurs de deux centrales à cycle combiné gaz (CCCG) nouvellement construites en France (situées à Pont-sur Sambre et à Toul), nous éprouvons un contexte de prix de l'électricité sur les marchés de gros et de spark-spreads encore très difficile, ne permettant toujours pas, même si ces conditions ont pu récemment s'améliorer légèrement, une rémunération adéquate de l'infrastructure énergétique importante pour le système électrique français que constituent nos deux centrales, représentant ensemble 825 MW de capacité disponible.

Nous avons déjà, à maintes reprises, fait part de nos difficultés concernant les coûts d'acheminement du gaz naturel, et sommes ainsi très vigilants quant aux évolutions qui affecteront les coûts supportés par nos 2 centrales. Celles-ci ne couvrent en effet que leurs coûts variables, et en aucun cas leurs coûts fixes – dont les coûts d'acheminement du gaz – et supporteront encore des pertes prévues de 15 M€ cette année.

2. La présente consultation est censée recueillir l'avis des acteurs de marché sur les premières orientations pour les prochains tarifs ATRT6 en ce qui concerne le cadre de régulation tarifaire et la structure des tarifs.

Elle s'inscrit dans la perspective de la fusion des zones Nord et TRS conduisant à la création d'une place de marché unique en 2018. La consultation relève que des investissements très importants ont été réalisés depuis 10 ans, qui ont renforcé très significativement le réseau de transport de gaz français. La création d'une zone unique de marché à l'horizon 2018 marquera la fin de cet important programme d'investissements.

Dans le même temps, ces investissements ont déjà conduit à de fortes hausses des tarifs de transport, d'autant que la demande de gaz en France est en baisse depuis 2005, et que les perspectives restent orientées à la baisse, notamment avec l'objectif de -30% de consommations d'énergies fossiles à l'horizon 2030 établi par la LTECV. Alors que les tarifs de GRTgaz sur son réseau aval augmentaient de 31% pendant la dernière période de l'ATRT5, les prix de l'électricité évoluaient quant à eux dans la même proportion, **mais à la baisse** !

3. Il est fort probable que, malgré les investissements consentis dans la perspective de la création de la place de marché unique, des situations de congestion subsisteront.

Nous nous étonnons que la question de l'**interruptibilité** ne soit pas mentionnée dans la présente consultation, alors que d'autres points de structure tels que les NTR sont étudiés en grand détail, et ce alors même que la LTECV (article 158) prévoit explicitement le recours à l'interruptibilité « lorsque le fonctionnement normal des réseaux de transport de gaz naturel est menacé de manière grave et afin de sauvegarder l'alimentation des consommateurs protégés ».

Nous souhaiterions ainsi que la question **de l'offre interruptible à préavis court (IAPC)** et de son périmètre soit clairement identifiée comme devant être revue pour le prochain tarif ATRT6.

En effet, à l'heure actuelle, notre centrale de Toul, contrairement à la plupart des CCCG installées en France, ne peut pas bénéficier de l'offre interruptible à préavis court (IAPC) de GRTgaz, du fait de son positionnement à un peu plus de 100 km du point d'entrée à Obergailbach, au lieu des 50 km maximum « à vol d'oiseau » requis. Cette centrale n'en constitue pas moins un important actif de consommation potentiellement interruptible pour faire face à des congestions pouvant affecter le réseau de GRTgaz.

Elle se retrouve ainsi être pratiquement la seule en France à ne pas pouvoir bénéficier de cette offre. Cela la met en situation de désavantage compétitif très fort, devant supporter des surcoûts de près de 2M€ par rapport aux autres CCCG pour l'acheminement du gaz, ce qui met en risque sa pérennité.

4. Si la référence à une distance de 50 km par rapport aux points d'entrée a pu être utilisée pour structurer la localisation des centrales pendant la phase de construction du parc de CCGT en France, cette notion n'est plus pertinente à présent pour déterminer l'apport d'un site interruptible de consommation à la résolution des congestions du réseau. Le meilleur exemple en est l'extension de l'offre IAPC accordée à compter du 1er avril 2015 aux centrales situées en zone sud, sans référence à la distance par rapport aux points d'entrée sur le réseau.

Il nous paraît indispensable que la question de l'interruptibilité, et de l'offre interruptible à préavis court (IAPC) soit clairement intégrée dans les prochains tarifs ATRT6, sur des bases non discriminatoires, prenant en compte la contribution réelle d'un site à la résolution des problèmes de congestion, et non une arbitraire distance par rapport à des points d'entrée.

Vous trouverez ci-dessous nos réponses détaillées aux questions de la consultation.

Qui sommes-nous ?

Pont-sur-Sambre Power SAS est le propriétaire et l'opérateur de la centrale à cycle combiné de 412 MW de capacité installée, située à Pont-sur-Sambre à proximité de la ville de Maubeuge. Cette centrale est en service depuis septembre 2009.

Toul Power SAS est le propriétaire et l'opérateur de la centrale à cycle combiné de 413 MW de capacité installée, située dans la zone industrielle « Croix de Metz » à proximité de la ville de Toul. Cette centrale est en service depuis décembre 2012.

Réponses aux questions :

Question 1 : Considérez-vous que la CRE a correctement appréhendé les grands enjeux relatifs aux tarifs de transport de gaz naturel à l'horizon 2020 ?

Non. Nous pensons que la question du traitement de l'interruptibilité (et particulièrement de l'interruptibilité à préavis court) est essentielle. Cette question est cependant absente de la présente consultation.

Question 2 : Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration des tarifs ATRT6 ?

Il ne faudrait pas que l'attente des arrêtés prévus par l'article 158 II de la LTECV retarde la prise en compte par la CRE de la question de l'interruptibilité dans les prochains tarifs ATRT6.

Question 3 : Etes-vous favorable à un maintien du calendrier de l'ATRT5, soit une évolution du tarif de transport au 1er avril de chaque année, assortie d'une visibilité sur l'évolution du tarif aux interconnexions pour l'ensemble de la période tarifaire ATRT6 ?

RAS.

Question 4 : Etes-vous favorable à une évolution annuelle des tarifs ATRT6 au 1er avril ainsi qu'à une évolution unique du tarif au moment de la création de la zone unique, dans les conditions envisagées par la CRE ?

RAS.

Question 5 : Quel bilan tirez-vous de la mise en œuvre du tarif ATRT5 ? Etes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE concernant le cadre de régulation pour la période ATRT6 ?

Nous constatons qu'en 4 ans, les tarifs de GRTgaz ont augmenté en moyenne de 21% pendant la période ATRT5, et que **l'augmentation pour les utilisateurs du réseau aval a été de 31% !** Nous ne connaissons aucune autre industrie qui puisse bénéficier de conditions aussi avantageuses, au détriment des utilisateurs captifs finals du produit dont elle est censée assurer le développement. Dans le même temps, les termes tarifaires sur le réseau amont étaient maintenus en euros courants

pour la liaison Nord-Sud et en euros constants pour les tarifs des entrées et des sorties aux interconnexions des réseaux des GRT...

Malheureusement, avec la fusion des zones en 2018, conduisant à l'intégration dans les BAR des investissements Val de Saône et Gascogne-Midi, et la disparition des revenus provenant des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud, ainsi que des recettes associées au couplage de marché, **nous redoutons une nouvelle hausse spectaculaire du coût de l'acheminement sur le réseau aval de GRTgaz.**

Nous considérons donc qu'il faut aller bien **au-delà d'un simple objectif de maîtrise des coûts** dans les objectifs de la régulation incitative, pour obtenir des **réductions drastiques du coût d'acheminement** permettant la survie des utilisateurs finals du gaz.

Question 6 : La non-reconduction de la bonification de 300 points de base pour la période ATRT6 vous paraît-elle désormais souhaitable ?

Plus que souhaitable, elle est absolument nécessaire pour tenter d'enrayer la hausse continue du coût d'acheminement du gaz. D'autres approches que celle des investissements à tout crin existent pour fluidifier le fonctionnement du réseau, dont un **recours accru à l'interruptibilité**.

Question 7 : Etes-vous favorable à l'étude d'un mécanisme incitant GRTgaz et TIGF à la maîtrise de leurs coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ?

Cela paraît être un strict minimum, au vu de la remarque de la CRE : « Dans la mesure où les charges de capital sont couvertes à 100 % par le mécanisme de CRCP et en l'absence de mécanismes incitant à la maîtrise des coûts, les GRT pourraient être amenés à surinvestir ou à ne pas suffisamment veiller à maîtriser leurs coûts ».

Question 8 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant GRTgaz à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs hors réseaux au même titre que les charges d'exploitation ? Que pensez-vous du mécanisme envisagé par la CRE ?

De nouveau, cela paraît être un strict minimum.

Question 9 : Avez-vous d'autres propositions à formuler concernant l'évolution de la régulation incitative des investissements de GRTgaz et de TIGF ?

L'incitation devrait pousser à réduire les tarifs d'acheminement, étant donné que la consommation finale de surcroît est amenée à continuer de diminuer.

Question 10 : Etes-vous favorable à l'introduction pour GRTgaz et TIGF d'un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D où les sommes allouées à la R&D mais non utilisées seraient restituées aux utilisateurs en fin de période tarifaire ?

L'utilité de la R&D consisterait à étudier de possibles nouveaux usages des réseaux des GRT, tel que le *power to gas*, alors qu'ils sont confrontés à une stagnation, voire une baisse de la consommation

de gaz. Cela nous paraît être d'une utilité toute secondaire, dans un contexte de baisse volontaire de -30% des consommations d'énergies fossiles à l'horizon 2030 établi par la LTECV.

Toute recherche devrait principalement porter sur la diminution des coûts d'acheminement, à volumes décroissants.

Question 11 : Que pensez-vous de la mise en place d'un bilan annuel des projets de R&D des GRT ?

Cf. ci-dessus, sans utilité.

Question 12 : Etes-vous favorable au maintien d'un dispositif de régulation incitative de la qualité de service ?

Tout à fait, il s'agit là du cœur du métier des GRT.

Question 13 : Etes-vous favorable à la suppression des trois indicateurs portant sur les délais de réalisation des raccordements, le nombre de réclamations et les délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD ?

OK.

Question 14 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur la disponibilité des cinq données les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs ?

Tout à fait.

Question 15 : Etes-vous favorable à l'introduction d'un indicateur de qualité de service portant sur le nombre de jours où la capacité technique effective est inférieure au maximum théorique de capacité ferme, ou préférez-vous que l'indicateur actuel soit maintenu, en détaillant les résultats par point ?

Concerne le réseau amont.

Question 16 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur la disponibilité des capacités fermes ? Sur quels points des réseaux de GRTgaz et de TIGF une incitation financière vous paraît-elle la plus pertinente ?

Nous sommes surtout favorables à une incitation financière pour l'interruptibilité des consommations.

Question 17 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur les prévisions non engageantes de maintenance ?

OK, à condition que l'impératif de maximisation des capacités disponibles prime sur la fiabilité des prévisions de travaux.

Question 18 : Souhaitez-vous que soit supprimé le mécanisme existant de régulation incitative à la commercialisation des capacités ou préférez-vous que le taux de couverture au CRCP des recettes afférentes soit porté à 80% ?

Un taux de 100% du niveau de couverture au CRCP des recettes de souscriptions de capacités sur le réseau amont ne nous paraît pas sain, dans le contexte de dérive des coûts d'acheminement rappelé ci-dessus. Une incitation résiduelle pour les GRT à commercialiser le plus possible de capacités sur le réseau amont nous paraît toujours souhaitable.

Question 19 : Etes-vous favorable à la péréquation des tarifs de GRTgaz et TIGF, dans les conditions envisagées par la CRE ?

La mise en place d'une péréquation nationale des tarifs pourrait entraîner un déséquilibre entre les recettes perçues par chaque GRT et le niveau de charges à couvrir par son tarif. Si les reversements inter-opérateurs envisagés par la CRE n'impactent que le réseau amont, nous pourrions à la rigueur l'accepter, mais en aucun cas si cela devait affecter les tarifs aval.

Questions 20 à 25 (grands équilibres de la répartition des recettes perçues par les opérateurs)

La recherche à tout prix de l'équilibre entre coûts et recettes sur les réseaux amont et aval ne nous paraît pas faire sens : le réseau aval n'est utilisé que pour les besoins des utilisateurs finals de gaz, captifs, qui n'y trouvent qu'une source de coûts (en forte croissance !). Par contre, les utilisateurs du réseau amont ont accès à toutes les possibilités d'arbitrages et de création de valeur offertes par l'accès aux PEG et aux stockages, au delà du simple approvisionnement des clients situés sur le réseau aval. Il paraîtrait donc normal de pouvoir extraire un maximum de valeur des utilisations du réseau amont à travers des recettes proportionnellement plus élevées que les coûts qui peuvent être attribués à ce réseau.

Questions 26 à 30 (refonte des NTR)

OK s'il n'y a véritablement pas de répercussion sur les termes tarifaires autres que le terme de capacité régional (TCR).

Question 31 : Etes-vous favorable à la répercussion du transfert des charges « 3R » sur le terme de capacité de livraison aux PITD ?

OK s'il n'y a véritablement pas de répercussion sur les termes tarifaires autre que sur le terme de capacité de livraison (TCL) pour les PITD.

Questions 32 et 33 (remise « développement »)

La proposition des GRT est de nature à favoriser les raccordements au réseau de transport et les augmentations de souscriptions des clients existants. Mais la baisse *certaine* des recettes de raccordement générées par chaque nouveau projet serait à mettre en regard de *possibles* recettes d'acheminement additionnelles, liées à l'augmentation des capacités souscrites.

Vu les difficultés des consommateurs de gaz, il ne semble pas raisonnable de faire un pari sur la survie à long terme de tous les nouveaux utilisateurs de gaz. La proposition de la CRE (dispositif qui serait limité à 50% des coûts du raccordement et à 10 ans de recettes d'acheminement attendues) paraît déjà excessive – un horizon maximum de 5 ans serait plus réaliste.

Question 34 : Etes-vous favorable à la création d'un point d'interconnexion virtuel entre la France et la Belgique ?

OK sur le principe, à condition que la perte de recettes correspondante (2 PIR Alveringem et Taisnières H remplacés par un seul PIV) ne soit répercutée que sur le réseau amont.

Question 35 : Etes-vous favorable à la création de 35 GWh/j de capacité ferme à Obergailbach dans le sens France-Allemagne ?

Dans la mesure où ces nouvelles capacités fermes mensuelles seront développées sans investissement d'infrastructure, en s'appuyant sur l'existence d'un flux dominant de l'Allemagne vers la France, il n'y aurait que des bénéfices à les mettre à disposition du marché, et à faire bénéficier des retombées en terme d'impact sur les tarifs d'acheminement non seulement les utilisateurs du réseau amont, mais aussi ceux du réseau aval : cela montre bien qu'il n'y a pas de sens à rechercher coûte que coûte l'équilibre entre coûts et recettes sur les réseaux amont et aval.

Question 36 : Avez-vous d'autres remarques ou suggestions d'évolutions concernant le futur tarif ATRT6 ?

En conclusion, nous souhaitons encore insister sur la situation très précaire des utilisateurs finals de gaz, qui ont supporté de façon disproportionnée jusqu'à présent l'impact des investissements réalisés sur le réseau amont (+31% d'augmentation des tarifs d'acheminement en quatre ans au lieu de +21% en moyenne), alors que les principaux bénéficiaires en ont été les acteurs présents sur le réseau amont (maintien en euros courants ou constants des termes tarifaires sur le réseau amont).

Pour les clients aval, l'acheminement n'est en effet qu'une source de coûts fatals, alors que pour les utilisateurs actifs sur le réseau amont, il s'agit avant tout d'une source d'opportunités de gains où les coûts ne sont supportés que si les bénéfices attendus se matérialisent.

Nous vous souhaitons bonne réception de nos réponses,

Je vous prie de recevoir, Madame, Monsieur, mes sincères salutations.

Antonio HAYA
Président