

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018

Participaient à la séance : Philippe DE LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Catherine EDWIGE et Michel THIOILLIERE commissaires.

La présente délibération s'inscrit dans le cadre de la feuille de route vers une place de marché unique du gaz en France définie par la CRE en 2012.

Elle porte orientations concernant la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018 d'une part, ainsi que les mesures transitoires jusqu'en 2018 d'autre part.

Création d'un PEG unique en France à l'horizon 2018

La CRE retient le schéma d'investissements associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi pour la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018. Elle souligne la nécessité d'une accélération des procédures administratives, faute de quoi la création de la place de marché unique pourrait être retardée d'au moins un an.

Dans la perspective de création d'un corridor Sud-Nord, la CRE demande à GRTgaz de continuer le projet Eridan de façon à obtenir l'autorisation ministérielle dans les meilleurs délais. Ce projet d'intérêt européen nécessitera de mobiliser des financements au-delà des seuls consommateurs français.

Mesures transitoires jusqu'à 2018

La CRE ne retient pas, à ce stade, la fusion anticipée des zones Nord et Sud, car ce schéma pourrait créer d'importants surcoûts pour le système gazier français, notamment en l'absence de mesures législatives et réglementaires visant à assurer l'importation de GNL dans le Sud du territoire par les fournisseurs.

La CRE privilégie, à ce stade, les mesures destinées à optimiser l'utilisation de la liaison Nord-Sud en mettant à contribution toutes les infrastructures gazières :

- extension du service de capacités fermes supplémentaires (JTS¹) ;
- amélioration de la disponibilité des capacités interruptibles Nord-Sud ;
- achat de prestations permettant de disposer de gaz localisé dans le sud-est en cas de congestion ;
- baisse des tarifs des capacités de court terme à la liaison Nord-Sud ;
- renforcement de la régulation incitative de GRTgaz sur le JTS.

La CRE pourra également, si les conditions de marché le justifient, décider de mettre en œuvre des mécanismes de marché visant à réduire les flux de gaz vers l'Espagne.

¹ Joint Transport Storage : Capacité à la liaison Nord-Sud disponible grâce à l'optimisation conjointe du réseau de GRTgaz et des stockages de Storengy, commercialisée par GRTgaz la veille pour le lendemain.

Sommaire

I.	Contexte	3
1.	Travaux antérieurs et contexte réglementaire	3
2.	Conditions de marché dans le sud de la France	3
3.	Etude coûts-bénéfices des investissements nécessaires à la création d'une place de marché unique.....	4
4.	Consultation publique	4
II.	Création d'une place de marché unique en France	4
1.	Proposition soumise à consultation publique	4
2.	Synthèse de la consultation publique	5
3.	Analyse de la CRE.....	5
a)	PEG unique et décongestion de la liaison Nord vers Sud	5
b)	Calendrier prévisionnel du projet Val de Saône	6
c)	Développement du corridor ouest-européen nord-sud	6
III.	Mesures transitoires jusqu'en 2018.....	8
1.	Synthèse de la consultation publique de la CRE	8
a)	Fusion anticipée des zones Nord et Sud de GRTgaz avant la réalisation des investissements de décongestion.....	8
b)	Commercialisation de capacités Nord vers Sud supplémentaires sur la base de mécanismes contractuels	8
c)	Gestion de la congestion sud-est	9
d)	Autres mesures proposées par les contributeurs à la consultation publique	10
2.	Analyse de la CRE.....	10
a)	Fusion anticipée des zones Nord et Sud de GRTgaz	10
b)	Commercialisation de capacités supplémentaires Nord vers Sud sur la base de mécanismes contractuels	10
c)	Gestion de la congestion sud-est	11
d)	Autres mesures proposées par les contributeurs à la consultation publique	11
e)	Mesures visant à augmenter la capacité effective Nord vers Sud	12
f)	Synthèse de l'analyse de la CRE	12
IV.	Orientations de la CRE	13
1.	Création d'une place unique de marché en France en 2018	13
2.	Mesures transitoires jusqu'en 2018.....	13

I. Contexte

1. Travaux antérieurs et contexte réglementaire

Depuis le 1^{er} janvier 2009, le marché français du gaz comprend trois places de marché, appelées Points d'échange de gaz (PEG) : les PEG Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et le PEG TIGF sur le réseau de TIGF.

Dès 2009, la CRE a entrepris de réduire le nombre de places de marché en France pour améliorer le fonctionnement des marchés de gros et de détail du gaz au bénéfice des consommateurs finals.

En 2009 et 2010, GRTgaz et TIGF ont mené une étude qui a conclu qu'il n'existe pas de congestion structurelle entre leurs deux réseaux. La création d'une place de marché commune au sud de la France a néanmoins été reportée, la CRE ayant considéré que la concertation devait se poursuivre.

En 2011, la CRE a approuvé le projet Eridan, qui a été inscrit au plan décennal de GRTgaz. Elle a demandé à GRTgaz de mener une étude sur la faisabilité technique et économique d'une fusion des zones Nord et Sud de son réseau sans investissement supplémentaire. Cette étude, réalisée par la société KEMA, a conclu que les mécanismes contractuels qui devraient être mis en place auraient un coût imprévisible et potentiellement très élevé.

Au premier semestre 2012, la CRE a mené une très large concertation sur l'avenir du marché français du gaz. A l'issue de cette concertation, elle a défini la feuille de route vers l'objectif d'une place de marché en France (délibérations du 19 juillet 2012² et du 13 décembre 2012³) :

- 1^{er} avril 2013 : fusion des zones d'équilibrage Nord H et Nord B ;
- 1^{er} avril 2015 : création d'un PEG commun aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF ;
- 2018 au plus tard : objectif de création d'une place de marché unique en France, après le doublement de l'artère de Bourgogne (projet « Val de Saône »). La feuille de route prévoyait que la décision finale d'investissement concernant ce projet devait être prise par GRTgaz à la mi-2014, sous réserve des résultats de l'étude coûts-bénéfices à diligenter par la CRE et des études relatives au projet à mener par GRTgaz.

La présente délibération s'inscrit dans le cadre de cette feuille de route. Elle expose les orientations de la CRE concernant la création d'une place de marché unique en France en 2018 et les investissements nécessaires pour y parvenir, sur la base notamment de l'étude coûts-bénéfices menée par la CRE et des études menées par GRTgaz et TIGF.

2. Conditions de marché dans le sud de la France

Le sud de la France dépend pour une partie importante de ses besoins du gaz naturel liquéfié (GNL) importé via les terminaux méthaniers situés dans la zone de Fos-sur-Mer.

La forte augmentation de la demande asiatique, liée notamment aux suites de l'accident de Fukushima, a conduit à une hausse des prix du GNL sur les marchés mondiaux. Les acteurs du GNL, producteurs et importateurs, sont donc amenés à réorienter des cargaisons de GNL vers ces marchés plus rémunérateurs, au détriment des marchés européens.

Cette situation a conduit à une hausse du coût de l'approvisionnement du sud de la France, qui s'est traduite par l'apparition d'écart de prix entre le PEG Nord et le PEG Sud depuis 2012. Lors de l'hiver 2013-2014, ces écarts de prix ont fortement augmenté, dépassant 10 €/MWh pendant plusieurs semaines en décembre 2013 et janvier 2014.

Ces conditions de prix dans le sud pèsent sur la compétitivité des consommateurs industriels, notamment gazo-intensifs. Elles pourraient également compromettre la poursuite de l'ouverture des marchés sur les autres segments de clientèle, et créer des difficultés dans la perspective de la fin des tarifs réglementés de vente de gaz pour les entreprises consommant plus de 30 000 kWh de gaz par an et les collectivités.

² [Délibération de la CRE du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France](#)

³ [Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel](#)

3. Etude coûts-bénéfices des investissements nécessaires à la création d'une place de marché unique

La CRE a mandaté le cabinet Pöyry pour la réalisation d'une analyse coûts-bénéfices des investissements nécessaires à la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018, sur la base des capacités d'entrée / sortie décidées à ce jour.

Le cabinet Pöyry a mené cette étude entre juillet et novembre 2013. Il a conduit des entretiens avec un grand nombre d'acteurs de marché (expéditeurs, associations de consommateurs et de fournisseurs, opérateurs d'infrastructures, producteurs, organismes publics...). Il a régulièrement présenté les résultats intermédiaires obtenus en Concertation Gaz.

4. Consultation publique

Sur la base des résultats de l'étude coûts-bénéfices, la CRE a mené une consultation publique relative à la création d'une place de marché unique en 2018, du 18 février au 21 mars 2014. Elle comprenait deux parties principales :

- la création d'une place de marché unique en France en 2018 ;
- les mesures pouvant être mises en œuvre durant la période transitoire.

52 contributions ont été reçues dont :

- 22 provenant d'industriels (19), dont 6 identiques à celle de l'UNIDEN, ou d'associations d'industriels (3) ;
- 15 provenant d'expéditeurs (13) ou d'associations d'expéditeurs (2) ;
- 11 provenant de gestionnaires d'infrastructures, dont 2 européens (espagnol et portugais) ;
- 1 provenant du régulateur espagnol (CNMC) ;
- 3 provenant d'associations (AFG, Uprigaz, Association du port de Marseille).

Les réponses non confidentielles seront publiées sur le site de la CRE en même temps que la présente délibération.

II. Création d'une place de marché unique en France

1. Proposition soumise à consultation publique

Pour son étude, le cabinet Pöyry s'est appuyé sur trois scénarios de marché qui diffèrent par le niveau d'attractivité de l'Europe et de la France pour le GNL. Ces trois scénarios de marché ont été analysés en prenant en compte différents schémas d'investissement sur les réseaux de transport de gaz français : le projet Eridan seul, le projet Val de Saône seul et un schéma associant les deux projets précédents.

Au cours de l'étude, le cabinet Pöyry a identifié un nouveau schéma d'investissement, associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi, qui conduit à la levée de l'essentiel des congestions sur le réseau de GRTgaz dans le sens Nord vers Sud. L'étude Pöyry montre que ce schéma d'investissement a le meilleur rapport coûts-bénéfices pour la fusion des zones Nord et Sud. Outre les gains pour le marché français, l'étude Pöyry conclut à la forte valeur ajoutée des investissements pour le marché du gaz de la péninsule ibérique.

La CRE a considéré que les réserves exprimées par certains acteurs concernant la méthodologie retenue dans l'étude Pöyry ne remettent pas en cause les conclusions générales de cette étude. Elle a constaté, de surcroît, que les résultats auraient été améliorés si l'étude avait tenu compte des différentiels de prix entre le Nord et le Sud observés cet hiver.

Sur la base de ces éléments, la CRE a proposé la création d'une place de marché unique au plus tard en 2018 fondée sur les investissements Val de Saône et Gascogne-Midi.

2. Synthèse de la consultation publique

Création d'un PEG unique à l'horizon 2018 sur la base d'investissements

Tous les contributeurs sont favorables à la proposition de création d'un PEG unique en 2018, en insistant sur la nécessité de réaliser rapidement les investissements et d'accélérer les procédures administratives.

Les consommateurs industriels considèrent que les gains réels liés à un PEG unique seront plus élevés que ceux présentés dans l'étude Pöyry, car l'étude n'intègre pas les situations de prix telles que celle rencontrée pendant l'hiver 2013-2014, ni les gains qui seraient réalisés en matière de compétitivité pour les industriels du sud de la France.

Les autres contributeurs considèrent très majoritairement que les gains apportés par un PEG unique seront supérieurs aux coûts des investissements nécessaires, comme le montre l'étude Pöyry. Plusieurs acteurs émettent des réserves méthodologiques qui ne remettent pas en question leur appréciation positive quant à la valeur d'un PEG unique pour la collectivité.

Choix du schéma d'investissements associant Val de Saône et Gascogne-Midi

Une très large majorité des contributeurs est favorable au schéma d'investissement associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi. La majorité d'entre eux constatent que c'est le schéma le moins coûteux permettant de créer un PEG unique en France. Ils insistent sur la nécessité de maîtriser les coûts d'infrastructure qui devront être supportés par les consommateurs de gaz français dans les prochaines années, alors que les incertitudes sur l'évolution future de la demande de gaz en France et en Europe sont fortes. Certains contributeurs souhaitent que la CRE, dans une logique de maîtrise des coûts, annonce l'abandon du projet Eridan.

Plusieurs contributeurs considèrent, comme le montre l'étude Pöyry, que la création d'un PEG unique en France génèrera un bénéfice pour le marché espagnol en lui donnant un accès direct à une place de marché liquide ayant un prix proche de ceux de l'Europe du nord-ouest. Ils souhaitent en conséquence que le marché espagnol porte une partie des coûts d'investissements, soit via une contribution directe soit via une augmentation du tarif à l'interconnexion entre la France et l'Espagne.

A l'opposé, plusieurs gestionnaires d'infrastructures dans le sud de l'Europe regrettent le choix du projet Gascogne-Midi, qu'ils estiment insuffisamment fondé. Ils estiment que le schéma d'investissement Val de Saône et Eridan aurait dû être étudié de manière plus approfondie par le cabinet Pöyry. Dans le cas d'un retour massif du GNL en Europe, ce schéma serait le seul à créer la capacité Sud vers Nord nécessaire à l'achèvement du corridor sud-nord en Europe de l'ouest, tel qu'il est envisagé dans le règlement sur les réseaux transeuropéens d'énergie.

De son côté, TIGF indique dans sa contribution que le projet Gascogne-Midi pourrait permettre de créer de la capacité Sud vers Nord.

3. Analyse de la CRE

a) PEG unique et décongestion de la liaison Nord vers Sud

L'étude Pöyry et les GRT concluent que le schéma associant les projets Gascogne-Midi et Val de Saône permet de répondre à l'objectif de fusion des zones Nord et Sud aux meilleures conditions économiques. Ce schéma dégage une valeur actualisée nette (VAN) pour la collectivité nationale largement positive dans deux scénarios de marché du gaz sur trois. Il permet d'améliorer l'intégration des marchés français et ibériques et dégage une VAN positive à l'échelle européenne.

La création d'un PEG unique, de par la position géographique du marché français, qui constitue une interface entre la péninsule ibérique et le reste de l'Union européenne, est un progrès très significatif vers l'achèvement du marché gazier européen. Cela réduira les contraintes pesant sur les échanges de gaz entre le sud et le nord et offrira une zone de marché de grande taille qui contribuera au rapprochement des niveaux des prix de gros entre l'Espagne et le Portugal et les places de marché du nord de l'Europe.

La prise en compte de la situation de marché rencontrée pendant l'hiver 2013-2014 renforce davantage les conclusions de l'étude Pöyry sur la valeur économique de ce projet.

Par ailleurs, l'étude technique menée conjointement par GRTgaz et TIGF montre que le schéma

associant Val de Saône et Gascogne-Midi permet de faire face en hiver, et potentiellement jusqu'à la pointe de froid, à des situations de pénurie d'approvisionnement de GNL dans le Sud. Il peut néanmoins subsister quelques situations de congestion, en particulier en été au moment du remplissage des stockages.

Les contributeurs à la consultation publique sont quasi-unaniment favorables à la création d'un PEG unique en France sur la base des investissements Val de Saône et Gascogne-Midi.

En conséquence, la CRE maintient son orientation de création d'une place de marché unique en France en 2018 sur la base du schéma d'investissement Val de Saône et Gascogne-Midi.

La CRE va mener un audit sur les coûts, les délais et les choix techniques des projets Val de Saône et Gascogne-Midi. A l'issue de cet audit, elle définira les paramètres de la régulation incitative sur les coûts et, le cas échéant, sur les délais, applicable à ces projets. Les conditions définies dans le tarif ATRT5 pour le projet Val de Saône (notamment l'octroi d'une prime de 3 % pendant 10 ans) s'appliqueront également au projet Gascogne-Midi, pour les ouvrages situés sur les réseaux de TIGF et de GRTgaz.

b) Calendrier prévisionnel du projet Val de Saône

Lors de son audition le 24 avril 2014, GRTgaz a indiqué à la CRE que, du fait de l'allongement de certaines procédures administratives, le projet Val de Saône ne pourra être achevé que fin 2019 au plus tôt. D'une part, GRTgaz ayant initialement prévu d'organiser une concertation locale, la décision de mener un débat public en 2013 a conduit à l'allongement de quatre mois de la durée des études. D'autre part, des modifications du code de l'environnement et du code forestier ont allongé la procédure d'autorisation ministérielle de six mois et rendu nécessaire l'obtention de l'autorisation de défrichement (procédure d'environ huit mois) préalablement à l'autorisation ministérielle.

GRTgaz a attiré officiellement l'attention des pouvoirs publics sur ce retard d'au moins un an. Il a demandé qu'une action de coordination interministérielle soit engagée pour réduire les délais des procédures administratives.

La création d'une place de marché unique en France devra être repoussée à la fin de l'année 2019 au plus tôt si les procédures administratives applicables au projet Val de Saône ne peuvent être accélérées. Cela aurait des conséquences pour la compétitivité des entreprises industrielles du sud de la France et pour le bon fonctionnement du marché français du gaz.

Dans l'intérêt des consommateurs de gaz naturel, la CRE ne peut que soutenir la démarche de GRTgaz demandant à réduire les délais des procédures administratives du projet Val de Saône.

c) Développement du corridor ouest-européen nord-sud

La CRE a bien noté la position de certains opérateurs d'infrastructures ou acteurs de marché, notamment de la péninsule ibérique, défavorable au choix du projet Gascogne-Midi. Ces acteurs craignent que le projet Eridan soit retardé, voire abandonné. Ils considèrent que ce projet est indispensable au développement de l'axe nord - sud en Europe de l'ouest dans le sens sud vers nord.

La CRE confirme qu'elle est tout à fait favorable au développement du corridor nord-sud en Europe de l'ouest, qui fait partie des priorités identifiées par l'Union européenne.

Le schéma de développement associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi s'inscrit dans le renforcement de ce corridor à un coût très inférieur à l'option Eridan, dans un contexte où il est nécessaire de maîtriser l'évolution des coûts d'infrastructures. En outre, les tensions actuelles sur le marché du GNL mettent en évidence une préférence très nette des acteurs de marché présents en Espagne pour une exploitation des capacités dans le sens nord-sud. Alors que l'interconnexion est bidirectionnelle, les flux à la frontière ont été systématiquement dans le sens France vers Espagne, y compris lors des épisodes de prix très élevés dans le sud de la France.

En ce qui concerne le projet Val de Saône, qui figure dans la liste de projets d'intérêt commun publiée par la Commission européenne le 14 octobre 2013, GRTgaz a déposé une demande de répartition transfrontalière des coûts entre la France et l'Espagne. Dans leur décision commune, la CRE et l'autorité de régulation espagnole, la *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC), ont souligné l'intérêt pour la péninsule ibérique d'être directement raccordée à une place de marché de la taille du PEG France. Plus généralement, la CRE et la CNMC ont conclu que la création du PEG

France irait dans le sens du modèle cible et bénéficierait au marché européen dans son ensemble. Le bénéfice transfrontalier du projet Val de Saône a ainsi été reconnu par la CRE et la CNMC dans une décision conjointe adoptée par la CRE le 10 avril 2014 et par la CNMC le 25 avril 2014. En conséquence, GRTgaz pourra participer à l'appel à projets qui sera lancé par la Commission européenne à l'été 2014, en vue d'obtenir des subventions pour travaux. Cette aide financière européenne permettrait de réduire l'impact tarifaire pour les consommateurs français, ce qui apparaît justifié dans la mesure où ils ne sont pas les seuls bénéficiaires du projet.

Le projet Eridan

Le projet Eridan, approuvé par la CRE dans sa délibération du 19 avril 2011, permet de créer 120 GWh/j de capacité ferme supplémentaire d'entrée au sud de la France. Un investissement supplémentaire de 450 M€ (projet à l'étude de l'Arc lyonnais) serait nécessaire pour créer davantage de capacité Sud vers Nord. En outre, l'exportation du gaz en provenance des nouveaux points d'entrée du sud de la France vers l'Allemagne et la Belgique nécessiterait l'harmonisation des pratiques d'odorisation du gaz sur les réseaux de transport.

Le projet Eridan est nécessaire à la mise en œuvre de tout projet futur conduisant à un développement important des capacités d'entrée fermes dans la zone Sud depuis l'Espagne ou depuis les terminaux méthaniers de Fos.

Dans cette logique de développement du corridor ouest européen nord-sud, la CRE considère que le calendrier de réalisation du projet Eridan sera déterminé par deux types de besoins :

- le développement des capacités d'entrée fermes dans la zone Sud depuis l'Espagne ou depuis les terminaux de Fos (déclenchement de MidCat sur la base d'une *open season*, construction du terminal de Fos Faster ou développement des capacités de Fos Cavaou) ;
- la diversification des sources d'approvisionnement en gaz pour l'Union Européenne, en renforçant les possibilités d'alimentation en GNL de l'ouest de l'Europe notamment depuis le sud de la France et la péninsule ibérique.

Dans les deux cas, Eridan s'inscrit dans le projet de corridor européen et bénéficiera non seulement au marché français mais également aux pays voisins de la France (Espagne, Portugal, Allemagne et Belgique) et plus largement à l'Europe dans son ensemble. La CRE considère donc que le financement de ce projet ne devrait pas être supporté par le seul consommateur français mais notamment par les pays frontaliers, l'Union Européenne et les porteurs de projets.

En conclusion, la CRE demande à GRTgaz de poursuivre le projet Eridan de façon à obtenir l'autorisation ministérielle dans les meilleurs délais. A cette fin, la CRE envisage d'approuver le budget supplémentaire de 9 M€, qui viendront s'ajouter aux 29 M€ déjà dépensés sur ce projet. Conformément aux règles tarifaires en vigueur, la CRE envisage de rémunérer les sommes engagées au titre des immobilisations en cours.

Le projet Arc lyonnais

GRTgaz a été autorisé par la CRE à engager les études préliminaires pour le projet Arc lyonnais et à mener le débat public sur ce projet conjointement à celui du projet Val de Saône. 3,2 M€ ont été engagés à ce jour sur ce projet, conformément au budget autorisé par la CRE. La CRE accepte la demande de GRTgaz de suspendre les études sur ce projet, en attendant de disposer de visibilité sur le calendrier de réalisation des projets déclenchant cet ouvrage. Conformément aux règles tarifaires en vigueur, la CRE envisage de rémunérer les sommes engagées au titre des immobilisations en cours.

III. Mesures transitoires jusqu'en 2018

1. Synthèse de la consultation publique de la CRE

Dans la mesure où les investissements nécessaires à la création d'une place de marché unique en France ne peuvent être opérationnels avant fin 2018, la CRE a décrit dans sa consultation publique plusieurs mesures transitoires.

a) Fusion anticipée des zones Nord et Sud de GRTgaz avant la réalisation des investissements de décongestion

Mesures présentées dans la consultation publique

La CRE a présenté dans sa consultation publique une mesure permettant la création d'une place de marché unique en France avant la réalisation des investissements de décongestion de la liaison Nord-Sud.

Dans les conditions actuelles de marché, la liaison Nord-Sud ne suffit pas à acheminer tout le gaz nécessaire au sud. GRTgaz et TIGF seraient donc contraints, pour équilibrer le réseau en cas de fusion anticipée des zones Nord et Sud, d'organiser des appels d'offres pour s'assurer de livraisons de gaz localisées dans le sud de la France.

Dans sa consultation publique, la CRE a indiqué qu'elle considère que le volume de GNL à acheter et le coût de ces achats sur le marché mondial du GNL seraient potentiellement très élevés. Elle a estimé que seule une obligation réglementaire de livraison de GNL dans les terminaux du sud de la France pourrait, en réduisant le coût des achats de gaz nécessaires à l'équilibrage physique de la zone, rendre ce dispositif envisageable. A ce titre, elle a rappelé qu'une telle obligation ne relevait pas de ses compétences mais de celles de l'autorité administrative.

Synthèse des réponses

Les consommateurs industriels sont quasi-unaniment favorables à la fusion anticipée des zones de GRTgaz Nord et Sud, qui permettrait de faire disparaître complètement les écarts de prix entre ces deux zones d'équilibrage. Afin de limiter son coût pour le marché français, les consommateurs industriels souhaitent qu'elle repose sur une obligation réglementaire d'apporter du GNL.

Les autres contributeurs sont quasi-unaniment opposés à la fusion anticipée. Ils partagent le point de vue de la CRE quant au coût potentiellement très élevé d'une telle mesure pour le marché français. Ils sont opposés à une obligation réglementaire d'apporter du GNL, qui irait contre le fonctionnement efficace du marché et aurait des effets négatifs sur l'attractivité du marché français. Plusieurs contributeurs mettent en garde contre les effets pervers qu'aurait la disparition de tout signal de prix du gaz au sud du territoire. Enfin, plusieurs contributeurs considèrent qu'une obligation d'apporter du GNL ne serait pas fondée juridiquement.

Les GRT sont opposés à une fusion anticipée qui reposerait sur des achats massifs de GNL. Ils indiquent qu'ils ne sont pas organisés et n'ont pas les compétences pour acheter des quantités aussi importantes de GNL. Ils mettent en avant les difficultés opérationnelles auxquelles ils devraient faire face pour assurer l'équilibrage du réseau de transport de gaz, du fait notamment de la flexibilité limitée de la chaîne GNL.

b) Commercialisation de capacités Nord vers Sud supplémentaires sur la base de mécanismes contractuels

Mesures présentées dans la consultation publique

Dans sa consultation publique, la CRE a présenté un dispositif permettant de commercialiser des capacités Nord vers Sud supplémentaires grâce à des appels d'offres réalisés par les GRT pour des engagements de flux dans le sens sud vers nord. Dans ce schéma, les zones Nord et Sud seraient maintenues jusqu'en 2018.

La CRE a considéré que le coût d'une telle mesure serait moins élevé que celui d'une fusion anticipée mais que son effet sur le prix du gaz en zone Sud était difficile à anticiper.

Synthèse des réponses

Les consommateurs industriels sont favorables à la création de capacités supplémentaires par des moyens contractuels, même s'ils privilégient la fusion anticipée. Ils estiment que ces capacités supplémentaires devraient être commercialisées en réservant une tranche au tarif régulé pour les consommateurs gazo-intensifs.

La grande majorité des autres contributeurs est opposée à un tel dispositif en raison de son coût potentiellement élevé et de son effet limité et incertain. Plusieurs d'entre eux estiment que la création de capacités supplémentaires pourrait n'avoir aucun effet sur les prix du gaz au sud, car les acteurs de marché adapteront leur comportement. Ils considèrent que les fondamentaux physiques de l'approvisionnement de la zone Sud ne pourront pas être modifiés significativement par de simples achats de prestations de GRTgaz et TIGF.

Les GRT sont opposés à ces mesures qui leur paraissent inefficaces.

c) Gestion de la congestion sud-est

Mesures présentées dans la consultation publique

En fin d'année 2013, la congestion dans le sud-est du réseau a conduit GRTgaz à limiter fortement la disponibilité de la capacité interruptible Nord-Sud. Afin d'éviter que ces situations se reproduisent, la CRE a présenté plusieurs mesures destinées à limiter les risques d'atteinte de la congestion sud-est :

- lancement par GRTgaz d'appels d'offres pour l'achat de gaz localisé en cas de congestion sur son réseau ;
- augmentation du stock de sécurité de GRTgaz dans les stockages de Storengy ;
- interruption du service de rechargement de navires au terminal de Fos Cavaou en cas de risque d'occurrence de la congestion sud-est ;
- commercialisation sous forme conditionnelle des capacités fermes restées invendues après une première commercialisation à l'interconnexion France-Espagne. Ces capacités conditionnelles seraient interrompues en cas de risque d'occurrence de la congestion sud-est.

Synthèse des réponses

La majorité des acteurs est favorable à l'achat par GRTgaz de gaz localisé en cas de congestion sur son réseau. Parmi eux, certains proposent de mettre en place un dispositif proche du mécanisme d'ajustement en électricité qui permettrait aux expéditeurs de proposer l'ensemble de leur flexibilité au GRT sur une zone donnée (effacements, flexibilités stockages, terminaux GNL...).

Une majorité d'acteurs, dont les opérateurs de stockage et les consommateurs industriels, est favorable à l'augmentation du recours au stockage par les GRT si cela peut permettre de limiter les congestions et de renforcer la disponibilité des capacités Nord-Sud.

La quasi-totalité des acteurs qui se prononcent sur l'interruption du service de rechargement de GNL au terminal de Fos Cavaou est défavorable à cette mesure. Elle nuirait à l'attractivité des terminaux méthaniers français, et entraînerait une réduction des déchargements de cargaisons, ce qui serait contraire au but recherché.

Les consommateurs industriels et une partie des expéditeurs sont favorables à la transformation en capacités conditionnelles des capacités fermes restées invendues à l'interconnexion avec l'Espagne. De manière plus large, de nombreux contributeurs sont favorables à toute mesure permettant de réduire les flux de gaz vers l'Espagne. Ils considèrent que ces flux contribuent largement à la tension du marché au sud de la France et qu'ils permettent à certains acteurs de marché de réaliser des arbitrages fructueux dans la péninsule ibérique sur le marché du GNL. Un contributeur propose de racheter des capacités ou du gaz à la frontière espagnole.

Certains contributeurs, notamment les acteurs de la péninsule ibérique, sont opposés à cette mesure qui pourrait distordre le marché et serait contraire à l'objectif de création d'un marché intérieur du gaz naturel. Ils rappellent que les capacités d'interconnexion à la frontière franco-espagnole ont été développées à la suite d'*open seasons* et qu'il s'agit de capacités fermes.

d) Autres mesures proposées par les contributeurs à la consultation publique

Dans leurs réponses à la consultation publique, certains acteurs ont proposé d'autres mesures pour améliorer la situation dans le sud de la France :

- tarif d'entrée négatif au PITTM de Fos, proportionnellement aux volumes de GNL livrés au-delà d'un seuil minimal de livraison ;
- mécanisme de type « Accès régulé à l'électricité nucléaire historique » (ARENH) pour le GNL livré dans le sud de la France au titre des contrats de long terme pris en compte dans la formule des tarifs réglementés de vente ;
- renforcement de la régulation incitative de GRTgaz pour les capacités supplémentaires à la liaison Nord-Sud.

2. **Analyse de la CRE**

a) Fusion anticipée des zones Nord et Sud de GRTgaz

La CRE prend note de la position des consommateurs industriels, qui sont unanimement favorables à une fusion anticipée. Elle partage leur point de vue quant aux avantages d'un prix unique en France pour la compétitivité des sites industriels dans le sud de la France.

La CRE considère, comme la majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique, qu'une fusion anticipée aurait un coût potentiellement très élevé. En effet, en l'absence de fusion des zones, une grande partie du gaz présent au sud vient naturellement en raison des obligations d'équilibrage pesant sur les différents acteurs. En supprimant ces obligations d'équilibrage dans le sud, la fusion des zones permettrait aux acteurs du GNL de réorienter sans contrainte des cargaisons de GNL destinées au sud de la France vers des marchés plus rémunérateurs. Dès lors, GRTgaz devrait acheter sur les marchés le gaz manquant au sud.

Toute mesure réglementaire rendant obligatoire l'arrivée de tout ou partie du gaz manquant dans le sud réduirait le volume de gaz à acheter par GRTgaz et donc le coût de la fusion anticipée des zones Nord et Sud.

En conséquence, la CRE considère qu'une fusion anticipée ne serait envisageable que si elle s'accompagnait de l'instauration d'une obligation réglementaire d'apporter du GNL au sud, qui ne relève pas de sa compétence. Cette analyse est partagée par une très large majorité des contributeurs.

La CRE note en particulier que les GRT mettent en garde contre les risques financiers et opérationnels qu'une telle mesure ferait peser sur le système gazier français.

Lors de son audition, le 16 avril 2014, la Direction générale de l'énergie et du climat a indiqué que l'instauration d'une obligation réglementaire d'apporter du GNL au sud n'était pas envisagée, à ce stade, par les pouvoirs publics.

b) Commercialisation de capacités supplémentaires Nord vers Sud sur la base de mécanismes contractuels

Une majorité d'acteurs de marché est défavorable à cette mesure, tout comme GRTgaz et TIGF.

La CRE partage en grande partie les analyses faites dans les réponses à la consultation publique. Il est en effet probable que, en cas d'engagements de nominations en entrée depuis Fos ou depuis l'interconnexion espagnole, les acteurs de marché adapteront leurs interventions sur le marché de gros et qu'*in fine* l'équilibre physique de la zone Sud ne sera pas modifié. L'effet sur l'équilibre offre-demande en zone Sud sera alors très faible voire nul.

Le seul effet positif serait alors l'animation du marché primaire de la capacité Nord-Sud. Ce bénéfice semble réduit dans la mesure où 28 expéditeurs ont obtenu de la capacité lors des enchères annuelles qui se sont tenues en mars 2014.

En outre, GRTgaz et TIGF ont indiqué, lors de leur audition le 24 avril 2014, qu'ils travaillaient sur des mesures permettant d'augmenter encore l'utilisation de la liaison Nord-Sud en renforçant la coopération entre tous les opérateurs d'infrastructures gazières dans le sud de la France.

A ce stade, la CRE considère donc souhaitable que GRTgaz et TIGF se concentrent sur l'optimisation physique des infrastructures gazières, qui aura pour effet de créer ou d'affermir des capacités Nord-Sud supplémentaires (voir paragraphe III-2-e) ci-après).

c) Gestion de la congestion sud-est

L'achat d'une prestation permettant de disposer de gaz localisé en cas de problème de congestion interne à une zone est une mesure relativement simple à mettre en œuvre et préférable à l'interruption, à grande échelle, des capacités interruptibles Nord-Sud. Un tel dispositif est largement utilisé par RTE en électricité et est prévu explicitement dans le code de réseau européen sur l'équilibrage.

En conséquence, la CRE demande à GRTgaz et TIGF d'étudier et de présenter en Concertation Gaz un dispositif d'achat localisé destiné à être opérationnel pour l'hiver 2014-2015. Les règles envisagées devront être soumises à l'approbation de la CRE.

La CRE demande également à GRTgaz d'étudier la possibilité de constituer un stock de gaz dans le sud pour réduire la congestion sud-est.

A ce stade, la CRE n'est pas favorable à la commercialisation sous forme conditionnelle des capacités vers l'Espagne restant invendues après une première commercialisation. Cette mesure irait à l'encontre de l'intégration des marchés au sein du marché européen.

Toutefois, la CRE considère que la réduction des flux de gaz vers l'Espagne permet de détendre la situation du marché dans le sud de la France à certaines périodes de l'année. Elle est donc favorable à ce que des mesures de marché (rachat de capacité ou d'engagement de flux) soient étudiées par GRTgaz et TIGF, en liaison avec le transporteur espagnol. Ces mesures devront pouvoir être mises en œuvre dès l'hiver 2014-2015 si les conditions de marché le justifient.

De manière à assurer la neutralité financière des différentes mesures pour les GRT, la CRE envisage d'intégrer les coûts additionnels correspondants pour GRTgaz et TIGF dans les charges à couvrir par les tarifs de transport.

Enfin, les terminaux méthaniers étant en concurrence les uns avec les autres en Europe, la CRE considère que l'interdiction ou la restriction des rechargements à Fos Cavaou nuirait à l'attractivité des terminaux méthaniers français en dégradant leur offre commerciale. Cette mesure pourrait par ailleurs conduire à une baisse des émissions de GNL depuis Fos.

d) Autres mesures proposées par les contributeurs à la consultation publique

- Baisse du tarif au PITTM de Fos

La baisse du tarif au PITTM de Fos a pour but d'inciter les expéditeurs à apporter du GNL en zone Sud en leur octroyant un rabais au-delà d'une certaine quantité de GNL regazéifié. Une telle mesure s'inscrirait dans le cadre du tarif transport.

Cette baisse ne pourrait en aucune façon compenser le différentiel entre le prix du GNL en Asie et le prix du PEG Sud. En conséquence, l'effet sur les volumes déchargés dans le sud est incertain, de même que l'effet sur les prix au PEG Sud.

En outre, il conviendra de s'assurer qu'une telle mesure ne présente pas de caractère discriminatoire.

Néanmoins, la CRE estime que cette mesure pourrait être étudiée en Concertation Gaz.

- Mise en place d'un mécanisme de type ARENH

Au même titre que le dispositif ARENH existant en électricité, cette mesure nécessiterait une évolution législative hors du périmètre des compétences de la CRE.

En outre, un tel dispositif ne reposerait pas sur des actifs physiques, mais sur des contrats conclus avec des contreparties étrangères.

e) Mesures visant à augmenter la capacité effective Nord vers Sud

Mesures proposées par GRTgaz et TIGF.

Les mesures destinées à augmenter l'utilisation de la liaison Nord-Sud sont moins coûteuses et plus simples à mettre en œuvre que celles sollicitant des appels d'offres, tant sur le plan juridique qu'opérationnel. Elles entrent dans les missions des GRT et s'inscrivent dans un cadre juridique bien identifié. En outre, elles présentent l'avantage de ne pas distordre la formation des prix sur le marché.

i. Augmentation de la disponibilité des capacités Nord-Sud

GRTgaz et TIGF envisagent de modifier la règle de répartition des flux entre les deux points d'interconnexion physique entre leurs deux réseaux, Cruzy et Castillon. Ils travaillent également à rendre possible des flux rebours au point d'interconnexion de Cruzy à partir des ouvrages actuels.

Les GRT estiment que ces mesures pourraient permettre d'affermir en moyenne 30 GWh/j supplémentaires de capacité Nord-Sud interruptibles pendant la saison d'hiver.

ii. Extension du service JTS

Par ailleurs, GRTgaz et TIGF étudient l'extension des principes du service JTS avec Elengy, Fosmax LNG et TIGF en plus de Storengy.

Cette mesure donnerait plus de visibilité aux expéditeurs en permettant de proposer à la vente des capacités fermes supplémentaires Nord-Sud de type JTS, de maturité supérieure, potentiellement mensuelle. A cet effet, les GRT notent qu'il pourra être nécessaire de disposer d'un volume de gaz stocké additionnel.

La CRE considère que la mise en œuvre de ces mesures, dont le coût est limité par rapport à celui d'un appel d'offres, permettra d'accroître encore l'utilisation de la liaison Nord-Sud. Elle considère que ces mesures doivent donc être étudiées par les deux GRT en lien avec les autres opérateurs de stockage et des terminaux méthaniers. La CRE envisage d'intégrer les coûts additionnels correspondants, s'ils sont avérés, dans les charges à couvrir par les tarifs ATRT5.

Mesures à caractère réglementaire

i. Baisse du tarif de la capacité de court terme Nord-Sud

L'objectif de cette mesure est de favoriser les flux Nord vers Sud lorsque l'écart de prix entre le PEG Sud et le PEG Nord est faible. En effet, si cet écart est inférieur au tarif de la capacité, un expéditeur n'a pas intérêt à acheter de la capacité de court terme (*day ahead* ou *intraday*). Dans ces conditions, la capacité de la liaison ne serait pas utilisée à son niveau maximal.

Le tarif ATRT5 prévoit que le tarif régulé des produits de capacités mensuels et quotidiens est plus élevé que celui des produits annuels (coefficient multiplicateur de 1,5 pour une durée équivalente). La CRE envisage de diminuer le coefficient multiplicateur à 1 pour les produits mensuels et les produits quotidiens à la liaison Nord-Sud.

ii. Renforcement de la régulation incitative de GRTgaz pour les capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud

Le tarif ATRT5 prévoit une régulation incitative sur la quantité de capacité mise à disposition du marché au titre du service JTS par GRTgaz. Le niveau de l'incitation financière est actuellement fixé à 0,2 €/MWh au-delà de 3 TWh par an. La CRE envisage d'introduire un seuil additionnel au-delà duquel l'incitation serait augmentée. Par exemple, au-delà de 5 TWh par an, l'incitation pourrait être portée à 0,4 €/MWh.

f) Synthèse de l'analyse de la CRE

La CRE ne peut pas, en l'état actuel du marché du gaz, retenir le schéma d'une fusion anticipée des zones Nord et Sud, puisque ce schéma pourrait créer d'importants surcoûts pour le système gazier français, notamment en l'absence de mesures législatives et réglementaires visant à assurer l'importation de GNL dans le sud du territoire par les fournisseurs.

La CRE rappelle qu'elle a décidé, dans une délibération en date du 17 octobre 2013⁴, de réserver une tranche de capacité Nord-Sud au prix régulé pour les consommateurs gazo-intensifs. Ceux-ci auront donc accès, pendant les 4 années à venir, à du gaz à un prix proche du prix du PEG Nord pour une part importante de leur consommation (55 % en moyenne).

A ce stade, la CRE privilégie la mise en œuvre de mesures visant à améliorer l'utilisation de la liaison Nord-Sud, qui sont beaucoup moins coûteuses et relèvent des compétences des GRT et du régulateur :

- extension du service de capacités supplémentaires (JTS) grâce à des accords opérationnels entre GRTgaz et TIGF, Fosmax LNG et Elengy ;
- amélioration de la disponibilité des capacités interruptibles Nord-Sud par une coordination optimale entre GRTgaz et TIGF ;
- achat de prestations permettant de disposer de gaz localisé dans le sud-est en cas de congestion ;
- baisse du tarif des capacités de court terme à la liaison Nord-Sud ;
- renforcement de la régulation incitative de GRTgaz sur le JTS.

En outre, si les conditions de marché le justifient, la CRE demandera à GRTgaz et TIGF de mettre en œuvre dans des délais courts des mécanismes de marché visant à réduire les flux de gaz vers l'Espagne.

Enfin, la CRE continuera à surveiller de très près les conditions de formation des prix sur le marché de gros dans le sud.

IV. Orientations de la CRE

1. Création d'une place unique de marché en France en 2018

La CRE confirme la création d'un PEG unique sur la base du schéma d'investissement associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi en 2018, sous réserve de l'achèvement des travaux à cette échéance. En conséquence, elle demande à GRTgaz et TIGF de préparer les décisions d'investissement relatives à ces deux projets et de les inscrire en tant que projets décidés dans leurs plans décennaux de développement.

La CRE demande à TIGF de proposer la candidature du projet Gascogne-Midi lors de la prochaine phase de sélection organisée par la Commission européenne dans l'objectif d'obtenir le statut de projet d'intérêt commun.

La CRE demande à GRTgaz de poursuivre le projet Eridan en vue d'obtenir l'autorisation ministérielle.

2. Mesures transitoires jusqu'en 2018

Le CRE envisage d'adopter une décision tarifaire modificative dans laquelle elle se prononcera sur les points suivants :

- réduction de 1,5 à 1 du coefficient multiplicateur pour les tarifs des capacités mensuelles et quotidiennes à la liaison Nord-Sud à compter du 1^{er} octobre 2014 ;
- augmentation de l'incitation financière sur la capacité proposée dans le cadre du JTS, par exemple à 0,4 €/MWh au-delà de 5 TWh par an, avec application dès l'année 2014.

⁴ [Délibération de la CRE du 17 octobre 2013 portant décision relative aux règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, à l'interface entre GRTgaz et TIGF et aux interconnexions avec l'Espagne](#)

En vue de limiter le taux d'interruption des capacités Nord-Sud interruptibles, la CRE demande à GRTgaz de lui soumettre avant le 30 juin 2014, après concertation, des propositions concernant :

- un dispositif permettant l'achat d'une prestation pour disposer de gaz localisé dans le sud-est de la France pour une mise en œuvre avant le début de l'hiver 2014-2015 ;
- la constitution d'un stock de gaz dans le sud pour réduire la congestion sud-est pour l'hiver 2014-2015.

La CRE demande à GRTgaz de lui proposer avant le 30 juin 2014 les modalités d'une baisse du tarif au PITTM de Fos pour les volumes de GNL livrés au-delà d'un certain seuil.

La CRE demande à TIGF et GRTgaz de lui soumettre avant le 30 juin 2014, après concertation, des propositions concernant :

- la maximisation de la disponibilité de la liaison Nord-Sud sur la base d'une modification de leur accord d'interconnexion ou de toute autre disposition ;
- la création de capacités fermes Nord-Sud supplémentaires, sur la base d'accords avec les opérateurs d'infrastructure adjacents ou de toute autre disposition ;
- des mécanismes de marché permettant de réduire les flux de gaz vers l'Espagne, qui devront pouvoir être mises en œuvre, si les conditions de marché le justifient, pour l'hiver 2014-2015.

Fait à Paris, le 7 mai 2014

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Philippe de LADoucETTE
Président