

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 mai 2014 portant décision sur les règles de fonctionnement de la place de marché commune aux zones GRTgaz Sud et TIGF au 1^{er} avril 2015

Participaient à la séance : Catherine EDWIGE, Olivier CHALLAN BELVAL, Jean-Pierre SOTURA et Michel THIOLLIERE, commissaires.

En application des points 1° et 4° de l'article L.134-2 du code de l'énergie, la CRE « précise [...] les règles concernant [...] les missions des gestionnaires de réseaux de transport [...] de gaz naturel [...] » ainsi que « les conditions d'utilisation des réseaux de transport [...] de gaz naturel [...] ».

Par ailleurs, en application du point 4° de l'article L.134-3 du code de l'énergie, la CRE approuve « les règles techniques et financières élaborées par les opérateurs et relatives à l'équilibrage des réseaux de gaz naturel [...] ».

Le Conseil supérieur de l'Energie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 14 mai 2014.

I. Contexte

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz dits « ATRT4 », entrés en vigueur au 1^{er} avril 2009, ont simplifié la structure contractuelle des réseaux de transport en France en réduisant le nombre de zones d'équilibrage de cinq à trois : les zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et la zone TIGF reliée à la zone GRTgaz Sud.

A chaque zone d'équilibrage correspond une place de marché, appelée PEG (Point d'échange de gaz) permettant aux expéditeurs d'acheter ou de vendre du gaz dans cette zone.

Depuis 2009, la CRE a poursuivi les travaux avec les deux GRT et en concertation avec l'ensemble des acteurs du marché pour réduire le nombre de places de marché en France. Dans ce cadre, une étude menée en 2009-2010 conjointement par GRTgaz et TIGF a conclu à l'absence de congestion structurelle entre les deux réseaux.

Les travaux ont été poursuivis par la CRE en concertation avec l'ensemble des acteurs de marché. Ils ont conduit :

- à la décision de créer une place de marché commune (PEG commun) aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF au plus tard le 1^{er} avril 2015 (délibération du 13 décembre 2012¹ relative aux tarifs dits ATRT5) ;
- à l'objectif de création d'une place de marché unique en France au plus tard en 2018, après le doublement de l'artère de Bourgogne (délibération du 19 juillet 2012²).

La CRE a demandé à GRTgaz et TIGF de lui faire une proposition conjointe sur les règles de fonctionnement du PEG commun. Les propositions des GRT ont été soumises à consultation publique du 10 février au 13 mars 2014.

¹ [Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel](#)

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

II. Rappel des propositions soumises à consultation publique

A. Mise en œuvre du modèle de « *trading region* »

GRTgaz et TIGF proposent de créer un système de type « *trading region* ». Ce système, défini par le modèle cible européen³, permet de créer une place de marché commune à plusieurs zones d'équilibrage, conformément à la demande de TIGF.

GRTgaz et TIGF proposent de décliner ce modèle de la manière suivante :

- une « *trading region* » (ou zone Grand Sud) comprenant le PEG commun et l'ensemble des points d'interconnexion (PIR⁴, PITS⁵, PITTM⁶) existants pour chaque zone d'équilibrage TIGF et GRTgaz Sud ;
- deux zones de consommation, TIGF et GRTgaz Sud, rattachées à la « *trading region* ». Ces zones de consommation regroupent l'ensemble des points de livraison vers les consommateurs finals dans les zones d'équilibrage TIGF et GRTgaz Sud.

La mise en œuvre du modèle de « *trading region* » nécessite des échanges d'informations entre les deux transporteurs et la gestion commune de certaines fonctionnalités réalisées par l'un ou l'autre des deux transporteurs.

B. Règles de fonctionnement du PEG commun

Les transactions sur le PEG commun sont fermes et le gaz échangé peut être livré au niveau de l'ensemble des points rattachés à la « *trading region* » : points d'interconnexion et zones de consommation.

GRTgaz assure la gestion du PEG commun. Les expéditeurs lui notifient les quantités échangées au PEG commun.

Les GRT n'avaient pas encore finalisé leurs propositions concernant les modalités de contractualisation et de facturation de l'accès au PEG.

C. Gestion de l'acheminement

1. Souscription et utilisation des capacités

Les capacités à l'interface GRTgaz Sud-TIGF ne sont plus commercialisées.

En dehors de cette évolution, les procédures de commercialisation des capacités et de nomination restent inchangées, pour la zone GRTgaz Sud comme pour la zone TIGF.

2. Gestion de l'équilibrage contractuel et physique

GRTgaz et TIGF proposent deux variantes du schéma de « *trading region* » pour la gestion contractuelle et physique de l'équilibrage.

a) Variante 1

Dans cette variante, des points notionnels de consommation sont créés à l'interface entre la « *trading region* » et les zones de consommation. Les nominations au niveau des points notionnels de consommation sont obligatoires et engageantes. Elles sont utilisées pour calculer et facturer à chaque expéditeur deux types de déséquilibre contractuel, un déséquilibre de programmation qui n'existe pas aujourd'hui et un déséquilibre de consommation pour chaque zone d'équilibrage.

Les GRT s'appuient sur les nominations des expéditeurs, notamment aux points notionnels de consommation, pour déterminer le flux physique entre les zones GRTgaz et TIGF, comme aujourd'hui.

³ [CEER Vision for a European Gas Target](#)

⁴ Point d'interconnexion réseau

⁵ Pont d'interface transport stockage

⁶ Point d'interface transport terminaux méthaniers

Afin d'éviter les variations de flux trop importantes entre les zones GRTgaz Sud et TIGF, les GRT proposent de contraindre les renominations des expéditeurs sur les points notionnels de consommation.

b) Variante 2

Dans cette variante 2, les nominations relatives aux points de consommation ne se font pas au niveau des points notionnels mais, comme aujourd'hui, de manière agrégée sur les zones de consommation. Ces nominations ne présentent pas de caractère engageant, les allocations étant fondées sur les mesures.

Le déséquilibre contractuel de chaque expéditeur est calculé de manière globale à l'échelle de l'ensemble de la « *trading region* ».

Pour chaque expéditeur, les GRT proposent de répartir ce déséquilibre global entre les deux zones d'équilibrage en utilisant :

- soit une clé de type 50/50, si les règles d'équilibrage sont identiques pour les deux zones d'équilibrage ;
- soit une clé spécifique à chaque expéditeur, fonction de la somme de ses allocations aux points de sortie (points de livraison, PIR, PITS) de chaque zone d'équilibrage, si les règles d'équilibrage ne sont pas identiques entre les deux zones d'équilibrage.

Dans cette variante, le flux physique entre les deux zones est déterminé par GRTgaz et TIGF sur la base des nominations des expéditeurs aux points d'interconnexion et de leurs propres prévisions de consommation dans leur zone respective.

3. Gestion des congestions entre les réseaux de GRTgaz et TIGF

a) Propositions des GRT

GRTgaz et TIGF proposent que les limitations de la capacité physique à l'interconnexion entre leurs deux zones, en cas de congestion ou en cas de travaux, puissent être reportées sur les points d'entrée et/ou de sortie des zones TIGF et GRTgaz Sud.

Les GRT n'ont pas finalisé leurs propositions concernant la gestion des congestions et mènent des études complémentaires.

b) Propositions de la CRE

La CRE propose que la répartition de ces limitations prenne en compte, comme cela est le cas aujourd'hui, le sens du flux du gaz à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF :

- si le flux est dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF, les limitations de capacités seraient reportées sur la zone TIGF (interconnexions Espagne, injections au PITS Sud-ouest)
- si le flux est dans le sens TIGF vers GRTgaz Sud, les limitations de capacité seraient reportées sur la zone GRTgaz Sud (liaison Sud vers Nord, injections aux PITS Sud Atlantique et Sud Est)

III. Synthèse des réponses à la consultation publique

23 contributions ont été adressées à la CRE :

- 16 proviennent d'expéditeurs ou d'associations d'expéditeurs : ExxonMobil, Gas Natural Europe, Total Gas and Power (*confidentielle*), Alpiq, Wingas (*confidentielle*), Antargaz, Tégaz, (*confidentielle*), GDF SUEZ SA, EDF, Eni, Gaz de Bordeaux (*confidentielle*), Statoil, Gazprom, Direct Energie, EFET, Afieg ;
- 2 proviennent d'associations : AFG, UPRIGAZ ;
- 5 proviennent de gestionnaires d'infrastructures : GRTgaz, Storengy, TIGF, GDF Suez BI, Enagas.

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

A. Règles de fonctionnement du PEG commun

Tous les contributeurs accueillent favorablement les règles de gestion du PEG commun proposées par les GRT. Une majorité d'acteurs notent que ces règles sont identiques à celles en vigueur au PEG Nord.

Certains acteurs soulignent que les règles définies permettent de répondre à l'objectif d'augmentation de la liquidité dans le sud de la France.

Plusieurs acteurs sont favorables à ce que GRTgaz assure la gestion du PEG commun.

B. Gestion de l'équilibrage contractuel et physique

1. Choix entre les deux variantes

Tous les expéditeurs, sauf un, s'expriment en faveur de la variante 2 qui simplifie la gestion de l'équilibrage et limite le risque financier pour les expéditeurs par rapport à la situation actuelle et à la variante 1.

La majorité des acteurs notent que la variante 2 permet aux expéditeurs de foisonner les déséquilibres des expéditeurs entre les zones GRTgaz Sud et TIGF.

2. Clé de répartition des déséquilibres dans la variante 2

Tous les expéditeurs, sauf un, sont favorables à une clé de répartition individualisée pour chaque expéditeur pour répartir les déséquilibres journaliers entre les deux zones d'équilibrage.

Les acteurs sont partagés sur la clé individualisée à utiliser et demandent que ce point soit traité en Concertation Gaz.

Dans l'ensemble, les contributeurs considèrent que la clé de répartition est un enjeu secondaire par rapport à la convergence des règles d'équilibrage entre les zones GRTgaz Sud et TIGF qu'ils estiment nécessaire au 1^{er} avril 2015.

Les gestionnaires de réseaux souhaitent que la clé retenue pour répartir les déséquilibres contractuels des expéditeurs soit calculée selon les mêmes critères que ceux retenus pour déterminer le flux physique entre leurs deux zones.

3. Nominations aux points de consommation dans la variante 2

La majorité des contributeurs jugent inutile de demander aux expéditeurs de nommer au niveau des points de consommation, dans la mesure où les GRT ne s'appuient pas sur ces nominations pour calculer le flux physique entre les deux zones mais utilisent leurs prévisions de consommation.

Toutefois, plusieurs d'entre eux ne sont pas opposés à ce que l'obligation de nommer sur ces points soit maintenue si les GRT considèrent que cette information leur est utile.

Les GRT sont en faveur du maintien de ces nominations qui leur permettent de transmettre à chaque expéditeur son déséquilibre de programmation et de détecter ceux très déséquilibrés en programmation.

C. Gestion des congestions entre les réseaux de GRTgaz et TIGF

Une majorité d'acteurs est favorable aux principes de gestion des congestions proposés par la CRE. Certains acteurs souhaitent néanmoins attendre les résultats des études des GRT et que celles-ci fassent l'objet d'une présentation dans le cadre de la Concertation Gaz.

Un acteur est défavorable à ces principes dans la mesure où les stockages sont des outils de flexibilité qui ne devraient pas être touchés par les restrictions de capacité. Un autre acteur craint que ces principes conduisent à ce que le PIR Pirineos soit le plus touché par les restrictions de capacité, étant donné le sens dominant du flux.

Un acteur propose que les restrictions de capacité soient appliquées à la somme des sorties aux interconnexions et aux stockages, en laissant aux expéditeurs le choix de répartir les restrictions entre les deux usages.

IV. Analyse de la CRE

A. Règles de fonctionnement du PEG commun

La CRE estime que la proposition des GRT permet de mettre en œuvre au 1^{er} avril 2015 un PEG unique dans le sud de la France offrant le même niveau de service que le PEG Nord. Ainsi, les transactions sur ce PEG seront fermes et pourront être conclues avec tout acteur présent sur le PEG, quelle que soit l'origine ou la destination du gaz.

En conséquence, la CRE considère que les modalités de fonctionnement du PEG commun proposées par les GRT sont satisfaisantes.

Les contributeurs à la consultation publique indiquent que le fait d'avoir un interlocuteur unique est de nature à faciliter l'accès au PEG commun. En conséquence, la CRE accueille favorablement le fait que GRTgaz soit en charge de la gestion du PEG. La répartition des revenus au PEG entre les deux GRT sera décidée par la CRE dans le cadre de la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2015. GRTgaz et TIGF devront transmettre une proposition de clé à la CRE pour le mois de septembre 2014.

B. Gestion de l'équilibrage contractuel et physique

1. Choix entre les deux variantes

La CRE constate que son analyse favorable à la variante 2 présentée dans la consultation publique est partagée par la quasi-totalité des expéditeurs. Cette variante permet de simplifier la gestion de l'équilibrage par rapport à la variante 1 et par rapport aux règles actuelles.

La CRE retient la variante 2.

2. Clé de répartition des déséquilibres dans la variante 2

La CRE constate que son analyse favorable à une clé individualisée par expéditeur, présentée dans la consultation publique, est partagée par la quasi-totalité des expéditeurs. La clé de répartition individualisée tient compte du portefeuille de chacun des expéditeurs sur les deux zones, ce qui permet notamment à un expéditeur d'éviter de souscrire un contrat auprès d'un GRT s'il n'est pas actif sur son réseau.

La CRE retient le principe d'une clé individualisée par expéditeur.

En revanche, les critères à prendre en compte dans le calcul de la clé individualisée ne font pas l'objet d'un consensus parmi les acteurs. Les GRT ayant indiqué que ces paramètres devaient être déterminés rapidement du fait des délais de développement des systèmes d'informations, la CRE souhaite les fixer dans la présente délibération.

Les consommations, qui font l'objet d'aléas de prévision contrairement aux stockages et aux points d'interconnexion, constituent la source principale de déséquilibre. A ce titre, il paraît pertinent de retenir ce paramètre.

Néanmoins, des expéditeurs faisant uniquement du transit ou actifs uniquement au PEG peuvent être déséquilibrés alors qu'ils n'ont pas de consommation dans leur portefeuille. Il faut donc prévoir un traitement particulier pour ces cas.

Pour tenir compte de ces différentes catégories d'expéditeurs, la CRE retient les règles suivantes:

- répartition au prorata des allocations aux points de livraison si l'expéditeur détient des capacités de livraison en zone GRTgaz Sud ou TIGF ;
- répartition au prorata des allocations en entrée et en sortie (PIR, PITS, PITTM) si l'expéditeur a souscrit des capacités auprès d'un des GRT mais ne détient pas de capacités de livraison ;
- affectation de la totalité du déséquilibre sur le réseau de GRTgaz si l'expéditeur effectue uniquement des transactions au PEG.

Compte tenu de l'absence de consensus sur ce sujet, les GRT devront prévoir dans leur système d'information la possibilité de faire évoluer cette clé en fonction du retour d'expérience.

Pour calculer les déséquilibres contractuels de chaque expéditeur, les GRT s'échangeront uniquement des informations agrégées par expéditeur à la maille de leur zone d'équilibrage.

3. Nominations aux points de consommation dans la variante 2

Les GRT ont indiqué que ces nominations étaient utiles à la bonne information des expéditeurs quant à leurs déséquilibres et les expéditeurs ont répondu majoritairement qu'ils étaient disposés à continuer à nommer. La CRE est donc favorable à leur maintien.

4. Harmonisation des règles d'équilibrage

Les règles d'équilibrage qui s'appliqueront à compter du 1^{er} avril 2015, notamment le maintien éventuel des tolérances et du SEJ, feront l'objet d'une décision de la CRE au second semestre 2014.

La CRE demande à GRTgaz et à TIGF de lui faire des propositions sur ces règles avant le 30 septembre 2014.

C. Gestion des congestions entre les réseaux de GRTgaz et TIGF

La CRE constate que sa proposition de faire porter les restrictions sur les sorties, hors points de consommation, de la zone en aval de la congestion est partagée par la majorité des expéditeurs. Elle considère, par ailleurs, que les règles de gestion des congestions, notamment liées aux travaux de maintenances, ne doivent pas réduire la disponibilité de la liaison Nord vers Sud. De même, dans le cas de flux sud vers nord, les limitations de capacité ne doivent pas toucher l'interconnexion avec l'Espagne.

En conséquence la CRE retient le principe de faire porter les restrictions sur les sorties, hors points de consommation, de la zone en aval de la congestion. Les restrictions pourront porter sur les points de la zone en amont de la congestion dans certains cas particuliers qui devront être précisés par les GRT.

En outre, la CRE est favorable à la proposition faite par un des contributeurs de laisser le choix à chaque expéditeur de la répartition des restrictions entre les interconnexions et les stockages car elle offre plus de flexibilité pour les expéditeurs. Cette proposition devra être étudiée par les GRT et présentée en Concertation Gaz.

Les GRT devront finaliser leurs propositions sur les modalités de gestion des congestions avant le 30 juin 2014, compte tenu de l'échéance de mise en œuvre du PEG commun au 1^{er} avril 2015.

V. Demandes de la CRE

La CRE demande aux GRT de poursuivre les travaux en Concertation Gaz sur les règles de gestion des congestions entre les zones GRTgaz Sud et TIGF. Les GRT devront appliquer les principes suivants :

- si le flux est dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF, les limitations de capacités seront reportées sur la zone TIGF (interconnexions Espagne, injections au PITS Sud-ouest), sauf cas particulier lié à des raisons techniques qui devront être justifiées par les GRT ;
- si le flux est dans le sens TIGF vers GRTgaz Sud, les limitations de capacité seront reportées sur la zone GRTgaz Sud (liaison Sud vers Nord, injections aux PITS Sud Atlantique et Sud Est), sauf cas particulier lié à des raisons techniques qui devront être justifiées par les GRT.

Les GRT devront transmettre à la CRE avant le 30 juin 2014 leur proposition sur la gestion des congestions, ainsi que leur proposition concernant la contractualisation de l'accès au PEG et la facturation des échanges.

Les GRT devront faire à la CRE des propositions, après les avoir instruites en Concertation Gaz, sur les sujets suivants avant le 30 septembre 2014 :

- les règles d'équilibrage destinées à s'appliquer au 1^{er} avril 2015, notamment le maintien des tolérances et du SEJ ;
- la clé de répartition des revenus au PEG.

VI. Décision de la CRE

GRTgaz et TIGF mettront en œuvre, au 1^{er} avril 2015, un PEG commun aux zones GRTgaz Sud et TIGF sur la base des principes suivants :

A. Règles de fonctionnement du PEG commun

Les transactions sur le PEG commun seront fermes et le gaz échangé pourra être livré au niveau de l'ensemble des points rattachés à la « *trading region* » (points d'interconnexion et zones de consommation).

Ces transactions seront nominées auprès de GRTgaz.

B. Gestion de l'équilibrage contractuel

La CRE approuve la proposition de mise en œuvre des règles de gestion de l'équilibrage contractuel et physique présentées dans la variante 2, notamment :

1. *Nominations aux points de consommation*

La CRE approuve la proposition des GRT concernant les nominations. Les nominations au niveau des points de consommation continueront à n'avoir qu'une valeur indicative.

2. *Clé de répartition des déséquilibres*

La CRE approuve la méthode de calcul du déséquilibre contractuel des expéditeurs. Le déséquilibre de chaque expéditeur sera calculé de manière globale à l'échelle de l'ensemble de la « *trading region* ».

La CRE approuve le principe de calcul d'une clé de répartition des déséquilibres contractuels individualisée pour chaque expéditeur sous réserve que celle-ci soit calculée selon la méthode suivante :

- au prorata des allocations aux points de livraison, dans le cas où l'expéditeur détient des capacités de livraison en zone GRTgaz Sud ou TIGF ;
- au prorata des allocations en entrée et en sortie (PIR, PITS, PITTM), dans le cas où l'expéditeur a souscrit des capacités auprès d'un des GRT ;
- en localisant la totalité du déséquilibre en zone GRTgaz Sud, dans le cas où l'expéditeur effectue uniquement des transactions au PEG.

Cette clé de répartition devra être paramétrable et pourra être adaptée, après un retour d'expérience suffisant, sur proposition des GRT à la CRE.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel de la République française*

Fait à Paris, le 22 mai 2014,

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Un commissaire,

Olivier CHALLAN BELVAL