

## Consultation publique relative à la création d'une place de marché gaz unique en France en 2018

Depuis le 1<sup>er</sup> 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.

Pour améliorer le fonctionnement des marchés de gros et de détail du gaz au bénéfice des consommateurs finals, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a décidé de réduire le nombre de places de marché en France.

Cette réduction est prévue en deux étapes :

- au 1<sup>er</sup> avril 2015, création d'une place de marché commune aux deux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF. La CRE a lancé le 10 février 2014 une consultation publique relative aux modalités de mise en œuvre au 1<sup>er</sup> avril 2015 d'une place de marché commune aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF ;
- en 2018, création d'une place de marché unique en France, après réalisation des investissements nécessaires à la suppression des congestions sur les réseaux de transport de gaz.

La zone Nord peut être approvisionnée indifféremment par du gaz naturel liquéfié (GNL) importé via les terminaux méthaniers ou par du gaz transporté par gazoduc depuis les marchés du nord-ouest de l'Europe. En revanche, la zone Sud dépend pour environ la moitié de son approvisionnement du GNL.

Depuis 2012, en raison, d'une part, de la situation du marché mondial du GNL, qui est valorisé plus cher que le gaz transporté par gazoduc, et d'autre part, de la dépendance au GNL de la zone sud, le prix du gaz sur le marché de gros au PEG Sud s'est déconnecté de celui du PEG Nord.

En complément de la réduction progressive du nombre de places de marché en France, la CRE a d'ores et déjà pris des décisions pour réduire les tensions du marché dans le sud de la France (maximisation du volume de capacités offert à la liaison Nord-Sud et de son utilisation, amélioration de l'information publiée par les gestionnaires d'infrastructures, surveillance des conditions de formation des prix sur le marché de gros, etc.).

Durant l'hiver 2013-2014, les écarts de prix entre le nord et le sud du territoire ont augmenté fortement. Ces conditions de prix dans le sud pèsent sur la compétitivité des consommateurs industriels, notamment gazo-intensifs. Si elles se maintenaient, elles pourraient également compromettre la poursuite de l'ouverture des marchés pour les autres segments de clientèle, en particulier dans la perspective de la fin des tarifs réglementés de vente de gaz pour les consommateurs dont la consommation est supérieure à 30 MWh<sup>1</sup> par an fin 2015.

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, la présente consultation publique porte sur :

- la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018 et les investissements nécessaires à sa mise en œuvre ;
- les mesures envisageables pour réduire les tensions sur l'approvisionnement et sur les prix du gaz dans le sud de la France pendant la période transitoire jusqu'en 2018.

Elle sera suivie d'une délibération de la CRE au second trimestre 2014.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant dans cette note de consultation au plus tard le 21 mars 2014.

<sup>1</sup> Entreprises, collectivités locales, associations ou particuliers

## TABLE DES MATIERES

I.	Contexte .....	3
1.	Conditions de marché dans le sud de la France .....	3
2.	Actions menées par la CRE pour améliorer le fonctionnement du marché dans le sud .....	3
3.	Cadre européen .....	3
II.	Création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018 .....	4
1.	Résultats de l'étude coûts/bénéfices diligentée par la CRE .....	4
a)	Méthodologie retenue pour cette étude .....	5
b)	Conclusions de l'étude à l'échelle de la France .....	6
c)	Conclusions de l'étude à l'échelle européenne .....	7
2.	Synthèse et orientations préliminaires de la CRE .....	8
III.	Mesures envisageables pendant la période transitoire jusqu'en 2018 .....	9
1.	Rappel des mesures déjà mises en œuvre .....	9
a)	Optimisation des capacités offertes à la liaison Nord-Sud et de leur utilisation .....	10
b)	Amélioration du fonctionnement du marché dans le sud .....	10
c)	Amélioration de la transparence sur l'utilisation des infrastructures .....	10
2.	Mesures complémentaires envisagées .....	11
a)	Fusion anticipée des zones Nord et Sud avant la réalisation des investissements de décongestion .....	11
b)	Commercialisation de capacités Nord vers Sud supplémentaires .....	12
c)	Autres mesures envisageables .....	12
3.	Synthèse et orientations préliminaires de la CRE .....	13
IV.	Synthèse des questions .....	14

## **I. Contexte**

### **1. Conditions de marché dans le sud de la France**

Le sud de la France est alimenté pour la moitié de ses besoins par du gaz naturel liquéfié (GNL) importé via les terminaux méthaniers situés dans la zone de Fos-sur-Mer. L'autre moitié est importée depuis le nord de la France par la liaison Nord-Sud sur le réseau de GRTgaz, dont la capacité physique est limitée. De plus, il est interconnecté à la péninsule ibérique, dont le marché de gros est peu développé, et qui est également dépendante en grande partie du GNL.

La forte augmentation des prix du GNL en Asie, liée notamment à la hausse de la demande japonaise à la suite de l'accident de Fukushima, a incité les acteurs du GNL, producteurs et importateurs, à réorienter des cargaisons de GNL vers ces marchés plus rémunérateurs, au détriment des marchés européens. Ces arbitrages de GNL en faveur des marchés asiatiques mais également sud-américains ont conduit à des tensions sur l'approvisionnement du sud de la France, qui se sont traduites par l'apparition d'écart de prix entre le PEG Nord et le PEG Sud depuis 2012.

Depuis novembre 2013, le différentiel de prix entre les PEG Nord et Sud a fortement augmenté jusqu'à dépasser 17 €/MWh le 26 décembre 2013. Depuis janvier 2014, il s'est établi entre 5 et 7 €/MWh. A ce jour, aucun élément ne permet d'affirmer que ces écarts de prix pourraient disparaître dans les prochains mois.

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. Le maintien de tels écarts de prix serait particulièrement préoccupant dans la perspective de la fin des tarifs réglementés de vente de gaz pour les entreprises fin 2015.

### **2. Actions menées par la CRE pour améliorer le fonctionnement du marché dans le sud**

Depuis 2009, la CRE a systématiquement encouragé la mise en œuvre de mesures permettant d'améliorer le fonctionnement du marché dans le sud de la France.

Elle a décidé dans ses délibérations du 19 juillet 2012 et du 13 décembre 2012 de fusionner les places de marché existantes dans le sud avec pour objectif de faire émerger un prix du gaz unique en France et de traiter ainsi structurellement les difficultés d'approvisionnement du sud de la France.

Elle surveille avec attention les conditions de formation des prix sur les marchés de gros au sud et a communiqué à plusieurs reprises les conclusions de ces travaux, notamment dans sa délibération du 29 mai 2013 et son rapport sur le fonctionnement des marchés de gros 2012-2013.

Elle a pris, en coordination avec GRTgaz, des mesures de court terme pour améliorer le fonctionnement du marché en attendant la fusion des zones. Ces mesures ont notamment consisté à :

- optimiser les capacités offertes à la liaison Nord-Sud et leur utilisation (mise en œuvre du couplage de marché entre les PEG Nord et Sud, conditions particulières d'accès pour les consommateurs gazo-intensifs situés dans le sud de la France, commercialisation de capacités additionnelles fermes quotidiennes, etc.) ;
- améliorer la qualité et le volume des informations publiées, notamment par les opérateurs de terminaux méthaniers.

Ces mesures ont notamment contribué à l'amélioration progressive du fonctionnement du marché en zone Sud et au développement de la concurrence sur le marché de détail, qui est aujourd'hui à un niveau proche de celui de la zone Nord.

Toutefois, elles n'ont pas résolu les problèmes structurels liés aux conditions d'approvisionnement de la zone Sud (prix plus élevés qu'au PEG Nord et déficit de liquidité sur les places de marché).

### **3. Cadre européen**

Les décisions précitées de la CRE s'inscrivent dans le cadre du modèle cible du marché européen du gaz, élaboré par le Conseil européen des régulateurs de l'énergie. Ce modèle a pour objectif la réalisation du marché intérieur du gaz européen permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement et des prix compétitifs pour les consommateurs européens.

Il prévoit la mise en œuvre de places de marchés liquides et interconnectées. Il préconise en particulier que chaque place de marché couvre une zone dont la consommation annuelle est supérieure à 20 Gm<sup>3</sup> et présente un nombre de sources d'approvisionnement supérieur à trois. Si la zone GRTgaz Nord répond à ces critères, ce n'est pas le cas des zones GRTgaz Sud et TIGF qui ne sont alimentées que depuis deux points d'entrée actuellement et qui regroupent une consommation totale de 15 Gm<sup>3</sup> en 2013.

En outre, la position géographique de la France en fait l'interface unique entre la péninsule ibérique et le reste du marché européen. Les questions relatives à l'organisation et au fonctionnement du marché français ont donc une dimension internationale forte.

## **II. Création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018**

Depuis le 1<sup>er</sup> 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.

A la demande de la CRE, GRTgaz a mené en 2011 une étude sur la fusion des zones Nord et Sud. Cette étude, réalisée par le cabinet KEMA, a conclu que les mécanismes contractuels nécessaires pour équilibrer le réseau en cas de fusion de ces deux zones, sans autre investissement que ceux mis en service en 2016 au plus tard (projet Eridan, Arc de Dierrey, etc.), auraient un coût très important. Les conclusions de cette étude sont disponibles sur le site de la CRE.

A la suite de ces travaux et après une large concertation avec l'ensemble des acteurs de marché, la CRE a écarté la fusion immédiate des zones Nord et Sud sans investissement complémentaire. Elle a retenu les décisions suivantes dans ses délibérations du 19 juillet 2012<sup>2</sup> et du 13 décembre 2012<sup>3</sup> :

- création d'un PEG commun aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2015, pour laquelle la CRE a lancé le 10 février 2014 une consultation publique portant sur les modalités de sa mise en œuvre ;
- objectif de création d'une place de marché unique en France en 2018, par la réalisation d'investissements permettant de lever les principales congestions à la liaison Nord-Sud du réseau de GRTgaz (projet Val de Saône) et le recours éventuel à des outils contractuels complémentaires.

En outre, dans sa délibération du 19 juillet 2012, la CRE a annoncé qu'elle mènerait une étude coûts/bénéfices sur les investissements nécessaires à la création d'un PEG unique en France avant de prendre sa décision finale. Elle a également demandé à GRTgaz de lancer les études préliminaires du projet Val de Saône et de mettre en œuvre toute mesure permettant de réduire les tensions sur l'approvisionnement du sud du territoire.

### **1. Résultats de l'étude coûts/bénéfices diligentée par la CRE**

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.

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...). Outre la méthodologie retenue, il a régulièrement présenté les résultats intermédiaires obtenus en Concertation Gaz.

Le rapport final de l'étude<sup>4</sup> est publié sur le site de la CRE en même temps que la présente consultation publique.

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

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

<sup>4</sup> [Rapport final de l'étude coûts/bénéfices menée par le cabinet Pöyry](#)

## a) Méthodologie retenue pour cette étude

### i. *Méthodologie relative aux scénarios de marché*

Pour mener son étude, le cabinet Pöyry a retenu les trois scénarios de marché suivants :

- le scénario *Tomorrow as Today* est en continuité par rapport à la situation actuelle. Les prix mondiaux du gaz défavorisent les importations de GNL en Europe et conduisent, en l'absence d'investissements, à des écarts de prix significatifs entre le Nord et le Sud de la France ;
- le scénario *European Golden Age of Gas* se fonde sur un renversement des prix mondiaux du gaz conduisant à un retour du GNL en Europe et en France en particulier. L'écart de prix du gaz entre le Nord et le Sud de la France est structurellement nul dans ce scénario ;
- le scénario *Middle of the Road* se situe entre les deux scénarios précédents en termes d'évolution des prix mondiaux du gaz. Il est caractérisé par des alternances de périodes où l'Europe et la France sont plus ou moins attractives pour le GNL mondial.

Ces scénarios de marché sont analysés en prenant en compte différents schémas d'investissements sur les réseaux de transport de gaz français.

### ii. *Méthodologie relative aux schémas d'investissements*

Le réseau de GRTgaz considéré comme référence pour l'étude est celui prévu après la mise en service du terminal méthanier de Dunkerque et de l'Arc de Dierrey en zone Nord, après 2015.

Trois schémas d'investissement ont été identifiés initialement :

- la réalisation du projet Eridan seul : le doublement de l'artère du Rhône, approuvé par la CRE dans sa délibération du 19 avril 2011<sup>5</sup> est prévu pour entrer en service début 2017. Le coût du projet est estimé aujourd'hui à 620 M€, soit une augmentation de 30% à l'issue des études détaillées et du débat public ;
- la réalisation du projet Val de Saône seul : le doublement de l'artère de Bourgogne est estimé à 650 M€. Dans sa délibération du 19 juillet 2012, la CRE a demandé à GRTgaz de lancer les études concernant ce projet ;
- la réalisation des deux projets décrits ci-dessus.

Au cours de l'étude, une solution alternative au schéma associant les projets Val de Saône et Eridan a émergé. Elle porte sur le projet Val de Saône pour GRTgaz et le projet Gascogne/Midi pour TIGF. Le projet de TIGF, estimé à 120 M€, consiste à renforcer l'artère située entre Lussagnet et Barran et adapter la station de compression de Barbaira. Pour GRTgaz, l'adaptation des stations de Cruzy et de Saint-Martin de Crau, pour un montant estimé à 20 M€, sera nécessaire en complément du projet Val de Saône.

### iii. *Méthodologie relative au calcul des coûts et bénéfices*

Pour chaque scénario de marché et chaque schéma d'investissement, le cabinet Pöyry, en collaboration avec GRTgaz et TIGF, a déterminé les flux de gaz sur les réseaux de transport français. Sur cette base, il a simulé les niveaux de prix obtenus chaque mois sur les places de marché françaises et européennes, sur la période 2018-2038. Il en a déduit la valeur actualisée nette (VAN) au périmètre France et au périmètre Europe pour chaque cas étudié.

Le calcul de la VAN prend en compte :

- les charges de capital et d'exploitation liées aux investissements et, suivant les cas, les coûts des mécanismes contractuels supplémentaires nécessaires ;
- les gains quantitatifs liés au coût du gaz, à la réduction des primes de risque relatives à la volatilité et à la liquidité des places de marché, aux arbitrages GNL (en partie).

Par ailleurs, Pöyry a identifié des gains qualitatifs supplémentaires qu'il recommande de prendre en compte dans le processus de décision.

<sup>5</sup> Le projet Eridan a été approuvé par la CRE et décidé par GRTgaz car il contribue à de nombreux projets français et européens dans le sud de la France ([délibération du 19 avril 2011](#))

#### iv. Analyse de la CRE

Le choix de Pöyry de retenir trois scénarios de marché contrastés est simplificateur, mais semble raisonnable, dans la mesure où il n'est pas possible d'anticiper de façon certaine l'évolution des prix mondiaux du gaz sur la période 2018-2038.

Ces trois scénarios couvrent un large spectre des évolutions possibles. Selon toute vraisemblance, aucun de ces trois scénarios ne se réalisera sur l'ensemble de la période 2018-2038. On assistera plus probablement à une alternance de périodes pendant lesquelles l'un ou l'autre de ces scénarios sera le plus proche de la réalité.

En ce qui concerne le calcul des VAN, Pöyry a utilisé deux méthodes :

- la première est fondée sur l'utilisation d'un algorithme propriétaire de modélisation des prix du gaz sur les marchés européens et mondiaux ;
- la seconde est fondée sur un calcul direct des gains dus aux flux supplémentaires de gaz rendus possibles par chaque scénario d'investissements (remplacement d'une source de gaz chère par une source de gaz plus compétitive).

La CRE considère que ces deux méthodes sont complémentaires et permettent de renforcer la fiabilité des résultats obtenus.

### **Question 1 : Partagez-vous l'analyse de la CRE en ce qui concerne la méthodologie retenue dans l'étude Pöyry ?**

#### b) Conclusions de l'étude à l'échelle de la France

##### i. *Schéma optimal d'investissements*

L'étude Pöyry a mis en évidence que le schéma d'investissement avec le meilleur rapport coûts/bénéfices pour la fusion des zones Nord et Sud est celui associant les projets Val de Saône et Gascogne/Midi.

Toutefois, ce schéma, très efficace pour décongestionner le réseau dans le sens nord vers sud, ne crée pas de capacité dans le sens inverse sud vers nord.

##### ii. *Résultats de l'analyse coûts/bénéfices pour le schéma Val de Saône + Gascogne/Midi*

Ce schéma d'investissement permet d'avoir une VAN positive ou voisine de zéro pour deux scénarios de marché sur trois. En France, les gains reposent essentiellement sur une baisse du prix du gaz dans le sud de la France par rapport à la situation actuelle et sur l'amélioration de la liquidité et de la volatilité des prix au niveau du PEG France, par rapport aux PEG existant (notamment le PEG Sud).

M€ <sub>2013</sub>	<i>Tomorrow as Today</i>	<i>Middle of the Road</i>	<i>EU Golden Age of Gas</i>
VAN France	[+961;+1585]	[-161 ; +15]	[-886]

Au-delà de ces bénéfices quantitatifs, Pöyry a identifié les gains qualitatifs suivants :

- gains socio-économiques liés au renforcement de la compétitivité des consommateurs industriels, notamment gazo-intensifs, situés dans le sud de la France ;
- amélioration de l'attractivité du marché du gaz français ;
- développement de la concurrence sur le marché de détail.



### iii. Analyse de la CRE

#### - Sur les résultats quantitatifs

La CRE accueille favorablement l'identification du nouveau schéma d'investissement permettant la création d'une place de marché unique en France, dont les coûts sont plus faibles que le schéma associant les projets Eridan et Val de Saône. Ce schéma a été identifié sur la base d'éléments préliminaires fournis par GRTgaz et TIGF. A la demande de la CRE, GRTgaz et TIGF ont mené conjointement au cours du dernier trimestre 2013 une étude de réseau qui a confirmé les résultats obtenus par Pöyry et a permis de dimensionner les infrastructures nécessaires. Elle montre notamment qu'un flux 100 GWh/j au point d'interface des zones TIGF et GRTgaz à l'est des Pyrénées permettra, pour les scénarios de flux retenus par Pöyry, de ne pas faire appel à des engagements de flux sur les terminaux de Fos sur Mer. Les résultats de cette étude<sup>6</sup> sont publiés en même temps que la présente consultation publique.

Lors des présentations des résultats préliminaires de l'étude Pöyry en Concertation Gaz, la méthodologie d'ensemble utilisée n'a pas été remise en cause dans ses principes. Toutefois, certains acteurs ont formulé des critiques sur des points particuliers de cette méthodologie (assiette de calcul des gains, niveau des primes de volatilité et de liquidité).

La CRE juge que ces critiques ne remettent pas en cause les conclusions générales de l'étude.

Elle note en particulier que le cabinet Pöyry a consulté largement les acteurs de marché tout au long de l'étude et que les paramètres retenus résultent de ces échanges. Le rapport final remis à la CRE par Pöyry prend en compte les remarques émises lors de la présentation en Concertation Gaz du rapport préliminaire.

Par ailleurs, la seconde méthode de quantification des gains utilisée par Pöyry, plus simple et robuste mais moins précise, conduit à une VAN plus élevée pour le scénario d'investissement retenu. Elle confirme donc les résultats positifs obtenus par la première méthode.

#### - Sur les résultats qualitatifs

La CRE partage les conclusions de l'étude Pöyry, quant à l'importance des gains qualitatifs associés à la création d'un PEG unique en France. La création en 2009 d'une place de marché efficace en zone Nord a amélioré significativement le fonctionnement des marchés de gros et de détail au bénéfice des consommateurs finals dans cette zone. Il est souhaitable que l'ensemble des consommateurs français puisse bénéficier des sources de gaz les plus compétitives :

- les consommateurs gazo-intensifs pour lesquels le prix du gaz est un facteur déterminant pour leur compétitivité ;
- les autres entreprises, compte tenu de la fin des tarifs réglementés de vente en 2015 ;
- les consommateurs domestiques qui doivent pouvoir bénéficier du même niveau de concurrence et de prix sur l'ensemble du territoire national.

### **Question 2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE, en ce qui concerne les résultats quantitatifs et qualitatifs de l'étude Pöyry au niveau de la France ?**

#### c) Conclusions de l'étude à l'échelle européenne

##### i. *Résultats de l'analyse coûts/bénéfices pour le schéma Val de Saône + Gascogne/Midi*

L'étude Pöyry a étendu l'analyse réalisée sur le marché français à la plaque continentale, en tenant compte de la consommation de gaz des pays dans le nord de l'Europe et dans la péninsule ibérique.

Les bénéfices attendus sont significativement plus élevés à l'échelle européenne qu'à l'échelle de la France, du fait de la prise en compte des gains générés pour la péninsule ibérique. Ces gains significatifs sont essentiellement dus à la possibilité d'exporter en Espagne depuis la France du gaz provenant pour l'essentiel du nord-ouest de l'Europe. Le marché ibérique bénéficie donc d'une moindre dépendance par rapport au GNL pour son approvisionnement et d'une baisse du coût de son gaz lorsque le GNL est moins compétitif.

<sup>6</sup> [Etude complémentaire menée conjointement par GRTgaz et TIGF](#)

M€ <sub>2013</sub>	<i>Tomorrow as Today</i>	<i>Middle of the Road</i>	<i>EU Golden Age of Gas</i>
VAN Europe	[+1703 ; +2327]	[+330 ; +495]	[-887]

Au-delà de la création d'une place de marché unique en France, ce schéma d'investissement améliorera la convergence des prix en Europe en rapprochant les prix espagnols de ceux du nord-ouest de l'Europe. L'étude Pöyry conclut que le renforcement de l'axe nord-sud du réseau de transport du gaz et la création d'une place de marché unique en France pourraient contribuer à l'établissement d'une référence européenne de prix du gaz, comme cela est le cas avec le prix Henry Hub en Amérique du Nord, qui pourrait peser dans la formation des prix mondiaux du gaz.

## ii. Analyse de la CRE

Outre les gains pour le marché français, l'étude Pöyry confirme la forte valeur ajoutée des investissements pour le marché du gaz de la péninsule ibérique, qui verrait diminuer sa dépendance aux importations GNL.

La CRE considère que la décongestion du réseau français sur l'axe nord-sud et la création du PEG unique favorisera la convergence des prix entre les marchés du sud-ouest et du nord-ouest de l'Europe et contribuera plus largement à la construction d'un marché européen du gaz composé de places de marché liquides et interconnectées.

La création d'un corridor nord-sud (dans les deux sens) au niveau de l'Europe de l'ouest est l'une des priorités identifiées par la Commission européenne pour la construction du marché européen du gaz. A ce titre, les projets Eridan et Val de Saône ont été reconnus comme nécessaires à sa mise en œuvre. Le projet Eridan bénéficie d'une subvention européenne et le projet Val de Saône s'est vu reconnaître le statut de projet d'intérêt commun européen (PCI) dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau règlement sur les infrastructures énergétiques transeuropéennes<sup>7</sup>.

Sur la base des résultats de l'étude Pöyry et conformément à la procédure prévue à l'article 12 du règlement européen précité, le projet d'intérêt commun Val de Saône fait l'objet d'une demande de répartition des coûts entre la France et l'Espagne. La CRE et son homologue espagnol devront statuer sur la demande de GRTgaz d'ici le 30 avril 2014. Une fois la décision prise, GRTgaz pourra participer à l'appel à projets pour l'octroi de subventions européennes pour travaux, dans la mesure où les deux autres critères d'éligibilité aux subventions pour travaux sont, a priori, remplis : présence d'externalités positives significatives et viabilité commerciale du projet non assurée (la réalisation de ce projet ne génère aucun revenu lié à des souscriptions de capacité).

**Question 3 : Partagez-vous l'analyse de la CRE, en ce qui concerne les résultats de l'étude Pöyry au niveau de l'Europe ?**

## 2. Synthèse et orientations préliminaires de la CRE

L'étude Pöyry montre que l'investissement basé sur les projets Val de Saône et Gascogne/Midi est rentable dans deux scénarios sur trois. Le troisième scénario (EU Golden Age of Gas) est le plus éloigné de la situation actuelle.

Par ailleurs, l'étude Pöyry, réalisée avant l'hiver 2013/2014, ne prend pas en compte les différentiels de prix élevés observés cet hiver, y compris dans le scénario *Tomorrow as today* le plus favorable. Ainsi, il suffirait de deux années avec des niveaux de spread similaires à ceux de cet hiver (7,4 €/MWh en moyenne sur la période novembre 2013-janvier 2014) pour rentabiliser l'investissement. Sur la base d'un flux de gaz déplacé grâce aux investissements de 70 TWh et d'un différentiel de prix de 7 €/MWh, le gain annuel serait de l'ordre de 500 M€

<sup>7</sup> Règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n°1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n°713/2009, (CE) n°714/2009 et (CE) n°715/2009



Il apparaît donc que l'investissement est susceptible de protéger à long terme le marché du gaz français contre toute situation de crise ou de forte tension. Cet avantage supplémentaire n'est pas pris en compte dans le calcul de la VAN dans l'étude Pöyry.

Enfin, les avantages qualitatifs apportés par la création d'une place de marché unique en France sont importants.

Sur la base de ces éléments, la CRE envisage de :

- demander aux deux GRT de mettre en œuvre dans les meilleurs délais les projets Val de Saône et Gascogne/Midi. Conformément à la demande de la CRE, GRTgaz a déjà lancé les études relatives au projet Val de Saône et a finalisé le débat public. GRTgaz devra s'appuyer sur le statut de PCI du projet Val de Saône, qui prévoit une procédure accélérée d'octroi des autorisations administratives pour le finaliser dans les meilleurs délais. TIGF devra faire au plus tôt une demande auprès de la Commission européenne pour que le projet Gascogne/Midi bénéficie de ce statut ;
- décider la création d'une place de marché unique en France au plus tard en 2018.

A titre illustratif, le surcoût annuel sur le tarif de transport dû à cet investissement sera en 2018 de l'ordre de 100 M€, soit environ 5% du revenu autorisé total des GRT. Cela représente une augmentation d'environ 0,3% du prix du gaz pour un client domestique se chauffant au gaz.

#### **Question 4 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE ?**

### **III. Mesures envisageables pendant la période transitoire jusqu'en 2018**

La mise en service des investissements nécessaires pour résorber la congestion entre le nord et le sud du réseau de transport de GRTgaz ne pourra intervenir qu'à l'horizon 2018. Durant la période transitoire jusqu'en 2018, les conditions d'approvisionnement du nord et du sud de la France resteront fondamentalement différentes :

- la zone Nord est fortement interconnectée avec les marchés du nord-ouest de l'Europe et dispose de capacités d'importation de GNL importantes. Par conséquent, elle ne dépend d'aucune source de gaz en particulier ;
- la zone Sud dispose de capacités d'importation de GNL importantes et est interconnectée avec le marché de la péninsule ibérique qui dépend lui-même en grande partie du GNL. En revanche, elle n'est que partiellement interconnectée avec les marchés du nord-ouest de l'Europe. Elle dépend donc, pour environ la moitié de son approvisionnement, du GNL, qui offre à ses détenteurs la flexibilité d'être librement transportable vers les marchés les plus rémunérateurs, contrairement au gaz transporté par gazoducs.

En fonction des équilibres sur les marchés mondiaux du gaz, les prix de marché dans les zones Nord et Sud sont donc susceptibles de s'écarter fortement. Le prix en zone Sud ne peut pas être durablement inférieur à celui du Nord, mais peut être largement supérieur lorsque le marché du GNL est tendu, comme c'est le cas aujourd'hui. En outre, le sud de la France souffre d'un déficit structurel de liquidité du marché et d'une forte volatilité des prix.

Dans ces conditions, la CRE estime souhaitable, dans l'intérêt des consommateurs de gaz, de prendre des mesures pour réduire autant que possible les effets du désavantage structurel auquel est confrontée la zone Sud.

#### **1. Rappel des mesures déjà mises en œuvre**

En parallèle des travaux relatifs à l'évolution de la structure des marchés de gros français, la CRE a systématiquement encouragé, depuis 2009, la mise en œuvre de mesures permettant d'améliorer le fonctionnement du marché dans le sud de la France.

Elle surveille également avec attention les conditions de formation des prix sur les marchés de gros au sud. Elle a communiqué à plusieurs reprises les conclusions de ses travaux, notamment dans sa délibération du 29 mai 2013 et son rapport sur le fonctionnement des marchés de gros 2013-2013.

Elle a pris des mesures de court terme pour améliorer le fonctionnement du marché en attendant la fusion des zones. En particulier, elle a demandé à GRTgaz, dans la délibération du 19 juillet 2012, de travailler à la mise en œuvre de toute mesure permettant de réduire les tensions sur l'approvisionnement de la zone Sud. Les principales mesures déjà prises ou autorisées par la CRE sont les suivantes :

a) Optimisation des capacités offertes à la liaison Nord-Sud et de leur utilisation

- allocation aux enchères des capacités à la liaison Nord-Sud pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2014 au 30 septembre 2018, qui permet de redistribuer aux utilisateurs de réseau la rente de congestion, et mise en œuvre de conditions particulières d'accès à la capacité Nord-Sud pour les consommateurs gazo-intensifs situés dans le sud de la France (délibération du 17 octobre 2013) ;
- commercialisation de capacités additionnelles fermes quotidiennes à la liaison Nord-Sud : service de « *Joint transport storage* » (JTS) résultant d'une utilisation coordonnée des réseaux de transport et des stockages souterrains de Storengy (délibérations du 23 mai 2013 et du 30 octobre 2013) ;
- affermissement des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud : transformation de 40 GWh/j de capacités interruptibles en capacités fermes à la liaison dans le sens Nord vers Sud (délibération du 29 janvier 2014) ;
- optimisation des programmes de maintenance afin d'améliorer la visibilité sur la disponibilité des capacités à la liaison Nord-Sud et des informations fournies par GRTgaz sur les conséquences de ses maintenances sur la réduction des capacités ;
- service de transfert de gaz en stock entre certains stockages des zones Nord et Sud proposé par Storengy<sup>8</sup>.

b) Amélioration du fonctionnement du marché dans le sud

- mise en œuvre et amélioration du fonctionnement du couplage de marché entre les PEG Nord et Sud : commercialisation implicite de capacité Nord-Sud en même temps que le gaz (première délibération en date du 19 avril 2011)
- création d'une place de marché unique dans le sud de la France au 1<sup>er</sup> avril 2015 ;
- service de « *Use-It-or-Buy-It* » (UBI), qui permet une utilisation maximale des capacités à la liaison Nord-Sud (capacités non souscrites et non nominées), (délibération du 13 décembre 2012).

c) Amélioration de la transparence sur l'utilisation des infrastructures

- amélioration de la transparence des informations publiées par les opérateurs de terminaux méthaniers<sup>9</sup>.

Les mesures décrites précédemment ont permis d'améliorer le fonctionnement du marché en zone Sud, avec notamment un développement de la liquidité sur le marché court terme. Elles ont également contribué au développement de la concurrence sur le marché de détail, qui est aujourd'hui à un niveau proche de celui de la zone Nord.

Toutefois, ces mesures n'ont pas permis de résoudre les problèmes structurels liés aux conditions d'approvisionnement de la zone Sud (prix plus élevés qu'au PEG Nord et déficit de liquidité par rapport au PEG Nord malgré un net progrès sur le marché court terme).

Compte tenu des conditions actuelles difficiles dans le sud de la France, d'autres mesures doivent être envisagées pendant la période transitoire jusqu'en 2018.

<sup>8</sup> Délibération du 26 juillet 2012 concernant le service de transfert de gaz en stock de Sédiane Littoral vers Serene Sud, commercialisé par Storengy

<sup>9</sup> Délibération du 20 juin 2013 portant décision relative aux informations publiées concernant l'utilisation des terminaux méthaniers

## 2. Mesures complémentaires envisagées

L'ensemble des mesures envisagées contribuerait à l'amélioration des conditions de marché dans le sud de la France. Toutefois, ces mesures pourraient conduire à une valorisation du gaz dans le sud du territoire qui ne reflèterait pas les conditions d'approvisionnement de la zone.

A titre liminaire, il convient de souligner que d'une part, certaines des mesures décrites ci-après ne relèvent pas des compétences de la CRE, mais du gouvernement et que d'autre part, d'autres pourraient nécessiter une adaptation des textes de nature législative ou réglementaire, en particulier concernant les missions des gestionnaires de réseaux de transport.

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

Cette mesure permettrait d'assurer des conditions de marché identiques sur l'ensemble du territoire français sans attendre 2018.

Le cabinet KEMA avait étudié cette option en 2011. Ses conclusions étaient les suivantes :

- cette solution, techniquement faisable, nécessiterait que GRTgaz achète d'importantes quantités de gaz dans le sud de la France pour équilibrer son réseau ;
- le coût de ces mécanismes avait été estimé par KEMA à environ 170 M€ par an sur la base d'un déficit annuel de gaz de 34 TWh et d'un surcoût d'achat de gaz dans le sud de 5 €/MWh.

Depuis 2011, les conditions de marché ont évolué. Le différentiel de prix entre le GNL asiatique et les marchés du nord-ouest de l'Europe est actuellement de l'ordre de 10 à 15 €/MWh. En outre, les possibilités d'arbitrage du GNL entre les différents marchés mondiaux se développent fortement.

Le déficit de gaz serait donc très vraisemblablement supérieur aux 34 TWh estimés par KEMA. Dans le pire des cas, ce déficit pourrait atteindre 80 à 100 TWh par an. Le coût d'une fusion anticipée, à mutualiser dans les charges de GRTgaz pourrait alors atteindre 1 Milliard d'€ par an. Il devrait être supporté par l'ensemble des utilisateurs des réseaux dans le nord, comme dans le sud. Dans cette hypothèse, le tarif de GRTgaz augmenterait d'environ 60%, ce qui se traduirait par une hausse du prix du gaz d'environ 4% pour un consommateur domestique se chauffant au gaz.

Ce coût reflèterait le prix d'achat du gaz par GRTgaz aux acteurs s'engageant à amener le gaz manquant dans le sud, que ce soit du GNL à Fos ou du gaz à l'interconnexion franco-espagnole. Or, en l'absence de fusion des zones, une grande partie de ce gaz vient naturellement en raison des obligations de service public et d'équilibrage pesant sur les différents acteurs, notamment les fournisseurs au sein de la zone Sud. La fusion permettrait donc aux acteurs du GNL présents dans le sud de l'Europe, de réorienter sans contraintes des cargaisons de GNL destinées au sud de la France vers des marchés plus rémunérateurs ou de vendre ce GNL à GRTgaz à un prix lié à celui du GNL asiatique.

Par ailleurs, toute mesure complémentaire à l'achat de gaz 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. Une telle mesure pourrait découler d'une révision de l'obligation de diversification des sources d'approvisionnement prévue dans les obligations de service public des fournisseurs au titre de la sécurité d'approvisionnement.

Si cette obligation pesait seulement sur les détenteurs de capacités de regazéification dans les terminaux de Fos, elle réduirait l'effet d'aubaine lié aux réorientations de cargaisons de GNL pour les acteurs concernés.

Si elle devait peser sur l'ensemble des expéditeurs livrant des consommateurs dans le sud de la France ou exportant du gaz en Espagne, elle nécessiterait de mettre en place un marché d'échange de « certificats de GNL » ou tout autre mécanisme équivalent, car tous les expéditeurs n'ont pas la capacité technique et financière d'avoir accès à des contrats de GNL.

En tout état de cause, mettre une telle obligation à la charge des expéditeurs ne relève pas des compétences de la CRE, mais du gouvernement.

**Question 5 : Etes-vous favorable à la fusion anticipée des zones Nord et Sud avant la mise en service des investissements de décongestion ?**

**Question 6 : Selon vous, une telle fusion doit-elle être fondée uniquement sur des achats de gaz dans le sud par les GRT ou doit-elle s'appuyer sur des obligations de flux de GNL ? dans ce dernier cas, quel type d'obligation préconisez-vous ?**

b) Commercialisation de capacités Nord vers Sud supplémentaires

Dans un tel schéma, les zones Nord et Sud seraient maintenues jusqu'en 2018. La mesure envisagée a pour objectif de relâcher la tension sur les prix dans le sud, en offrant aux expéditeurs des capacités Nord vers Sud supplémentaires, sans investissement. Le coût d'une telle mesure est moins élevé que celui d'une fusion anticipée mais son effet sur le prix du gaz en zone Sud est difficile à anticiper.

GRTgaz commercialise actuellement l'ensemble des capacités techniques d'acheminement du gaz du Nord vers le Sud dont il dispose. Il offre également à travers les services de court terme les capacités issues de l'optimisation de l'utilisation des infrastructures gazières. A ce titre, la CRE a introduit dans la dernière mise à jour tarifaire une incitation financière pour GRTgaz à maximiser la capacité ferme commercialisée à la liaison Nord Sud.

En outre, GRTgaz offre un service permettant l'utilisation maximale de la capacité souscrite. Ainsi, le taux d'utilisation moyen de la capacité Nord-Sud en 2013 a été de 93%.

Dans ces conditions, la seule façon de commercialiser des capacités supplémentaires à la liaison Nord vers Sud consiste à s'appuyer sur des outils contractuels. Un dispositif envisageable, fondé sur des engagements de flux, pourrait être le suivant :

- GRTgaz achète via des appels d'offres un service de nomination quotidienne à la liaison Nord-Sud dans le sens Sud vers Nord. Pour être certain que ces engagements de flux améliorent réellement les conditions d'approvisionnement de la zone, l'engagement de nominations quotidiennes Sud vers Nord serait assorti d'un engagement de flux pour les mêmes quantités au point d'entrée de Fos ou au point d'entrée Pirineos ;
- ce service permet à GRTgaz de dégager des capacités fermes Nord vers Sud supplémentaires ;
- GRTgaz commercialise ces capacités aux enchères, selon les règles du code de réseau CAM.

La commercialisation de ces capacités pourrait se faire dans un premier temps sous forme de produits trimestriels, ce qui aurait l'avantage de proposer régulièrement à la vente des capacités Nord vers Sud. Le coût d'achat du service de nomination serait mutualisé dans les charges de GRTgaz et serait donc supporté par l'ensemble des utilisateurs de son réseau, comme cela a été le cas dans le passé pour les investissements ou les charges d'exploitation liées aux outils contractuels permettant de fusionner des zones ou de réduire des congestions.

A titre d'illustration, pour une capacité supplémentaire de 50 GWh/j sur un an et dans le cas le plus coûteux pour le tarif, le coût à mutualiser dans le tarif de GRTgaz pourrait atteindre plus de 200 M€ par an, soit une hausse du prix du gaz d'environ 0,8% pour un consommateur domestique se chauffant au gaz (sur la base d'un différentiel de prix entre le GNL asiatique et les marchés du nord-ouest de l'Europe de l'ordre de 10 à 15 €/MWh).

**Question 7 : Etes-vous favorable à la commercialisation par GRTgaz de capacité Nord vers Sud supplémentaires jusqu'en 2018, sur la base d'outils contractuels ? Etes-vous favorable au mécanisme envisagé par la CRE ? Si non, quels seraient selon vous les outils les plus adéquats ?**

c) Autres mesures envisageables

Fin 2013, GRTgaz a été confronté à une congestion dans le sud-est de son réseau, en raison des faibles volumes de gaz émis à partir des terminaux de Fos-sur-Mer. Afin d'inciter les expéditeurs à apporter davantage de gaz dans cette zone, GRTgaz a été contraint de réduire fortement la disponibilité de la capacité interruptible à la liaison Nord Sud, ce qui a aggravé la tension sur les prix du gaz au sud.

La CRE juge hautement souhaitable d'éviter qu'une telle réduction des capacités ne se reproduise. De façon à prévenir l'apparition de la congestion sud-est, les outils suivants pourraient être mis à l'étude :

- lancement par GRTgaz d'appels d'offres pour l'achat de gaz localisé dans le sud-est de son réseau ;
- augmentation du stock de sécurité de GRTgaz dans les stockages de Storengy ;
- interruption du service de rechargement de navires proposé par Elengy 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.

**Question 8 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre des outils envisagés par la CRE pour éviter l'apparition de la congestion sud-est ?**

### **3. Synthèse et orientations préliminaires de la CRE**

L'existence de deux prix du gaz très différents en France aurait des conséquences importantes sur le développement économique du pays et l'égalité territoriale.

La façon la moins coûteuse à long terme et la plus robuste dans le temps d'assurer un prix du gaz unique en France est la fusion des places de marché grâce à des investissements permettant de décongestionner le réseau.

Les mesures envisagées pendant la période intermédiaire jusqu'en 2018 présentent un coût élevé. Toutefois, la CRE considère que le statu quo jusqu'à 2018 comporte des risques importants pour les consommateurs de gaz, en particulier les industriels du sud de la France, au vu de la situation du marché du gaz et de son évolution prévisible. Elle envisage de demander aux GRT, en coordination avec les autres opérateurs d'infrastructures de gaz, d'étudier en Concertation Gaz les modalités de mise en œuvre des mesures qui seront retenues à l'issue de la présente consultation publique.

En fonction des résultats de ces travaux, certaines de ces mesures pourraient être mises en œuvre dès 2014.

**Question 9 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE ?**

**Question 10 : Avez-vous d'autres remarques ou propositions ?**

#### IV. Synthèse des questions

Question 1 : Partagez-vous l'analyse de la CRE en ce qui concerne la méthodologie retenue dans l'étude Pöyry ?

Question 2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE, en ce qui concerne les résultats quantitatifs et qualitatifs de l'étude Pöyry au niveau de la France ?

Question 3 : Partagez-vous l'analyse de la CRE, en ce qui concerne les résultats de l'étude Pöyry au niveau de l'Europe ?

Question 4 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE ?

Question 5 : Etes-vous favorable à la fusion anticipée des zones Nord et Sud avant la mise en service des investissements de décongestion ?

Question 6 : Selon vous, une telle fusion doit-elle être fondée uniquement sur des achats de gaz dans le sud par les GRT ou doit-elle s'appuyer sur des obligations de flux de GNL ? Dans ce dernier cas, quel type d'obligation préconisez-vous ?

Question 7 : Etes-vous favorable à la commercialisation par GRTgaz de capacité Nord vers Sud supplémentaires jusqu'en 2018, sur la base d'outils contractuels ? Etes-vous favorable au mécanisme envisagé par la CRE ? Si non, quels seraient selon vous les outils les plus adéquats ?

Question 8 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre des outils envisagés par la CRE pour éviter l'apparition de la congestion sud-est ?

Question 9 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE ?

Question 10 : Avez-vous d'autres remarques ou propositions ?

La CRE invite les parties intéressées à adresser leurs observations sur les niveaux et grilles tarifaires qu'elle prévoit d'adopter, au plus tard le 21 mars 2014 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dirgaz.cp6@cre.fr](mailto:dirgaz.cp6@cre.fr) ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08.

Les contributions non confidentielles seront publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que **la confidentialité ou l'anonymat de votre réponse soient garantis**. Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.