



Paris le 31 mai 2012

## Consultation publique sur l'évolution des places de marché de gaz en France.

La présente consultation publique porte sur les orientations envisagées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour l'évolution des places de marché de gaz, appelées Points d'Echange Gaz (PEG), sur les réseaux de transport de gaz en France.

Le marché français comprend depuis janvier 2009 trois PEGs principaux : les PEGs Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et le PEG TIGF.

La CRE a lancé une réflexion associant l'ensemble des acteurs du marché en vue de faire évoluer cette structure contractuelle. Dans cette optique, elle a organisé deux ateliers de travail. Le premier atelier, qui s'est tenu le 21 mars 2012, a permis d'examiner les différentes évolutions possibles de la structure contractuelle du marché français du gaz naturel. Les propositions formulées lors de cet atelier ont été enrichies par les contributions écrites de treize participants. Le second atelier du 4 mai 2012 a été l'occasion de présenter la synthèse des contributions écrites et d'approfondir les réflexions et les échanges entre les participants, notamment sur les aspects opérationnels des évolutions envisagées. GRTgaz a présenté un bilan du couplage de marché entre les zones Nord et Sud de son réseau, ainsi qu'une nouvelle approche associant investissements et mécanismes contractuels pour la fusion de ces deux zones.

Les présentations faites lors de ces ateliers, ainsi que les contributions écrites reçues par la CRE, sont en ligne sur le lien suivant :

<http://www.cre.fr/reseaux/infrastructures-gazieres/structure-contractuelle-des-reseaux>

A l'issue de cette consultation publique, la CRE sera amenée à prendre une délibération portant orientations sur la structure cible du marché français ainsi que sur la trajectoire d'évolution à suivre pour atteindre cette cible. Ces orientations seront traduites dans la décision tarifaire de la CRE pour l'utilisation des réseaux de transport naturel à partir du 1<sup>er</sup> avril 2013.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant dans le présent document, **au plus tard le 22 juin 2012.**

## Table des matières

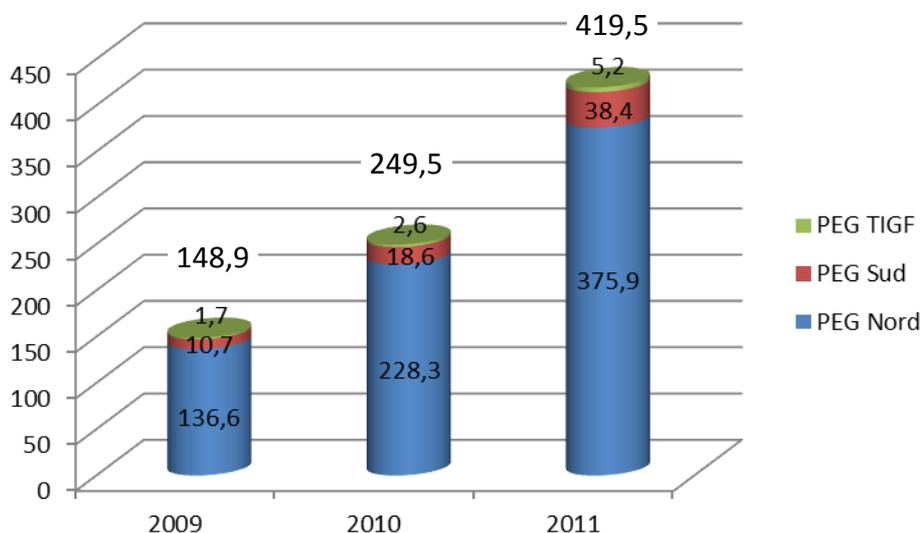
1	Contexte.....	3
1.1	Contexte français.....	3
1.2	Contexte européen.....	4
2	Analyse des options envisageables pour l'évolution des PEGs.....	5
2.1	La création d'un PEG GRTgaz unique.....	5
2.1.1	Sur la base d'outils contractuels.....	5
2.1.2	Sur la base d'investissements.....	7
2.1.3	Sur la base d'une approche mixte.....	7
2.2	La création d'un PEG commun GRTgaz Sud - TIGF.....	8
2.3	Le couplage de marchés.....	8
2.4	Analyse comparée des différentes options envisageables.....	9
3	Synthèse - Vues préliminaires de la CRE.....	11
3.1	Les options cibles envisageables.....	11
3.2	La nécessité d'une évolution rapide.....	11
3.3	Les évolutions possibles au 1 <sup>er</sup> avril 2015.....	12
3.4	Les trajectoires ultérieures possibles.....	12
4	Remarques complémentaires.....	13
5	Synthèse des questions.....	13

# 1 Contexte

## 1.1 Contexte français



Depuis 2003, la réduction du nombre de zones d'équilibrage sur les réseaux de transport a constitué un facteur majeur d'amélioration du fonctionnement du marché du gaz en France. Au 1<sup>er</sup> janvier 2009, la fusion des trois zones Ouest, Nord et Est de GRTgaz en une grande zone GRTgaz Nord a permis de simplifier l'accès au marché et de maximiser le potentiel d'arbitrage pour les expéditeurs entre diverses sources de gaz, tout en renforçant la sécurité d'approvisionnement. Le PEG GRTgaz Nord bénéficie aujourd'hui d'une bonne attractivité pour les expéditeurs et d'un niveau de liquidité accru (cf. graphique 1). Les marchés de gros et de détail ainsi que la concurrence se sont fortement développés dans cette zone, permettant aux consommateurs, notamment industriels, de bénéficier de prix compétitifs.



Graphique 1 : Evolution des volumes négociés en TWh<sup>1</sup>

La CRE a annoncé, dans sa délibération du 29 mai 2012, son intention de fusionner les périmètres contractuels d'équilibrage des deux qualités de gaz de la zone Nord (gaz B à bas pouvoir calorifique et gaz H à haut pouvoir calorifiques) à compter du 1<sup>er</sup> avril 2013. Les expéditeurs auront ainsi accès à un seul PEG Nord faisant abstraction des différences de qualité physique des gaz H et B, ce qui renforcera la liquidité du marché du gaz dans cette zone.

<sup>1</sup> Volume correspondant à la somme des volumes négociés, toute maturité confondue, sur le marché gré à gré et le marché organisé

Par contraste, la liquidité du marché de gros reste limitée dans le sud de la France et des difficultés d'accès y subsistent pour les fournisseurs. Les consommateurs industriels constatent que la concurrence est moins vive que dans le nord, et qu'ils ne bénéficient pas de prix du gaz aussi favorables, ce qui nuit à leur compétitivité. Les acteurs de marché demandent donc régulièrement que soit engagée une nouvelle évolution de la structure contractuelle. Plusieurs études ont été menées à cette fin ces dernières années :

a) Concernant la création d'un PEG commun GRTgaz Sud – TIGF

Une étude menée en 2009-2010 conjointement par GRTgaz et TIGF, à la demande de la CRE et de la DGEC, a conclu à l'absence de congestion physique structurelle entre les réseaux de GRTgaz Sud et TIGF.

b) Concernant la création d'un PEG GRTgaz unique :

Un groupe de travail de la Concertation Gaz avait étudié cette option en 2009, mais avait conclu à son impossibilité technique, compte tenu des congestions importantes sur le réseau de GRTgaz, qui nécessitaient notamment des engagements de flux de gaz permanents au point d'entrée de Fos.

A la suite de l'approbation du projet ERIDAN en 2011, la CRE a demandé à GRTgaz de mener avec un consultant indépendant une étude sur le rapprochement des zones GRTgaz Nord et Sud à l'horizon 2015-2016. Cette étude, menée par le cabinet KEMA durant le second semestre 2011, a identifié les congestions subsistant entre les zones GRTgaz Nord et Sud après les renforcements décidés en 2011 (Eridan, Arc de Dierrey) et analysé la faisabilité d'une fusion des deux zones de GRTgaz sur la base d'outils contractuels. L'étude a évalué les coûts générés par une telle fusion, selon différentes hypothèses de marché. Ses principaux résultats et étapes intermédiaires ont été présentés régulièrement en Concertation Gaz.

A la suite de ces travaux et des deux ateliers qu'elle a organisés, la CRE considère qu'il est souhaitable de poursuivre la réduction du nombre de PEGs en France.

Question 1 : Jugez-vous souhaitable de poursuivre la consolidation des PEGs ? Pensez-vous que le maintien de la structure actuelle des PEGs est une option envisageable ?

## 1.2 Contexte européen

a) La mise en œuvre du troisième Paquet

Le 3<sup>ème</sup> Paquet européen a pour objectif la réalisation des marchés intérieurs du gaz et de l'électricité. Le Conseil européen a récemment confirmé la date de 2014 pour l'atteinte de cet objectif.

Pour cela, les codes réseaux européens, prévus par l'article 6 du Règlement 715/2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel, définiront les règles communes pour le fonctionnement des marchés européens du gaz.

Le code réseau concernant les conditions d'allocation des capacités de transport (CAM) a été remis par l'ENTSOG à l'ACER en mars 2012. Une fois que l'ACER aura établi la conformité du code à l'orientation-cadre, celui-ci sera transmis à la Commission européenne en vue de son adoption finale par les Etats-membres fin 2012. La mise en œuvre de ce code conduira à vendre aux enchères, sur des plateformes communes de commercialisation, des capacités groupées aux points d'interconnexion entre réseaux de transport voisins. Dans cette perspective, seize gestionnaires de transport européens de cinq pays, dont GRTgaz, ont annoncé en avril 2012 le développement d'une plateforme commune de commercialisation des capacités. Il est trop tôt pour savoir si des projets alternatifs verront le jour ou non, mais la CRE considère souhaitable que les deux transporteurs français utilisent la même plateforme de commercialisation des capacités, afin de simplifier les règles d'accès des expéditeurs aux réseaux de transport de gaz.

Les lignes directrices concernant la gestion des congestions sont en cours d'adoption par les Etats membres. Elles ont pour objectif de limiter les congestions contractuelles aux interconnexions. Ces dispositions, qui vont modifier les règles de commercialisation des capacités aux interconnexions, devront être mises en œuvre d'ici le 1<sup>er</sup> octobre 2013.

En ce qui concerne l'équilibrage, l'orientation-cadre a été adoptée par l'ACER en octobre 2011 et la rédaction par l'ENTSOG du code de réseau est en cours. L'équilibrage des réseaux de transport de gaz devra être fondé sur les règles de marché, ce qui impliquera des évolutions fortes des systèmes d'information de GRTgaz et de TIGF. Afin de simplifier les règles d'accès pour les utilisateurs et de minimiser les coûts de ces évolutions pour les GRT comme pour les expéditeurs, la CRE a indiqué dans sa délibération du 1<sup>er</sup> décembre 2011 que GRTgaz et TIGF devront mettre en œuvre un système d'équilibrage unique conforme aux règles européennes.

**Question 2** : Etes-vous favorable à l'harmonisation des procédures et des systèmes d'information de GRTgaz et TIGF liés à ces évolutions? Pensez-vous souhaitable que les deux GRT français adhèrent à la plate-forme commune de commercialisation des capacités annoncée en avril 2012 ?

#### b) Le modèle-cible pour le marché européen du gaz

Afin d'assurer la cohérence entre les différents codes réseaux européens, les régulateurs européens ont défini un modèle-cible pour le marché européen du gaz (« Gas Target Model »), qui a été validé au forum de Madrid en mars 2012. Ce modèle repose sur deux piliers principaux : la mise en œuvre de places de marché efficaces et l'interconnexion de ces places de marché. Le modèle établit les principaux critères définissant une place de marché efficace, parmi lesquels une consommation annuelle de gaz d'au moins 20 Gm<sup>3</sup> et l'accès à au moins trois sources d'approvisionnement différentes.

## 2 Analyse des options envisageables pour l'évolution des PEGs

Les travaux menés à l'occasion des ateliers du 21 mars et du 4 mai ont révélé le besoin pour la plupart des acteurs de marché de disposer dès 2012 d'une visibilité sur l'organisation en cible du marché français et sur la trajectoire de mise en œuvre de cette cible. Dans cette optique, trois types d'évolutions des PEGs ont été examinées :

- la création d'un PEG GRTgaz unique par le regroupement des PEG Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz ;
- la création d'un PEG Sud commun par le regroupement des PEG GRTgaz Sud et TIGF ;
- la mise en œuvre d'un mécanisme de couplage de marché entre les PEGs GRTgaz et TIGF.

### 2.1 La création d'un PEG GRTgaz unique

#### 2.1.1 Sur la base d'outils contractuels

##### a) Principales conclusions de l'étude KEMA

L'étude KEMA a montré la persistance de contraintes physiques importantes entre les zones Nord et Sud de GRTgaz malgré l'entrée en service d'ERIDAN et de l'Arc de Dierrey. Selon les scénarios de prix étudiés, ces contraintes se matérialisent par des congestions dans les sens Nord vers Sud, Sud vers Nord et Ouest vers Est, dont l'ampleur et la fréquence sont très variables. La congestion majeure est rencontrée en été dans le sens Nord vers Sud, lorsque le prix du gaz naturel liquéfié (GNL), qui constitue une part importante de l'approvisionnement du sud de la France, est plus élevé que celui du gaz gazeux importé à partir des points d'entrée situés au nord du territoire. La sévérité de cette congestion structurelle est fonction des importations de GNL à partir des terminaux méthaniers de Fos, des flux sortant vers l'Espagne, du fonctionnement des centrales à cycle combiné au gaz (CCCG) et de l'utilisation des stockages. Ainsi, KEMA estime cette congestion à 200 GWh/jour en moyenne pendant l'été, ce qui représente un déficit

annuel de gaz dans le sud de la France de 35 TWh. KEMA a estimé entre 80 et 170 M€ annuel le coût des outils contractuels nécessaires pour traiter un déficit de gaz de 35 TWh. Ce coût reste néanmoins très sensible aux hypothèses de prix retenues (écarts de prix du gaz entre les différents marchés mondiaux) et au volume effectif de la congestion à traiter. Lors des ateliers, plusieurs expéditeurs ont indiqué que KEMA avait sous-estimé la congestion, GRTgaz a donc revu à la hausse l'ampleur maximale de la congestion à 500 GWh/jour, soit un déficit annuel de gaz dans le sud de 82 TWh, et un surcoût annuel maximal pouvant aller jusqu'à 500 M€.

KEMA a analysé différents mécanismes contractuels pour organiser la fusion des PEGs Nord et Sud en permettant la levée des congestions visées ci-avant :

- des mécanismes de marché de court terme (achats/ventes de gaz localisés, rachats de capacités, accords inter-opérateurs avec des gestionnaires d'infrastructures adjacentes) permettant de traiter les congestions ponctuelles et de faible ampleur ;
- des mécanismes de marché de long terme (engagements de flux, notamment à Fos, Larrau ou Biriadou ou rachats de capacités à la liaison GRTgaz Sud/TIGF sur des périodes supérieures ou égales à un mois) pour traiter les congestions fréquentes ou structurelles et potentiellement importantes ;
- des mécanismes administrés tels que la révision des conditions normales d'exploitation du réseau ou la conversion en capacités interruptibles des capacités fermes aujourd'hui invendues à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF.

KEMA recommande d'utiliser en priorité les mécanismes de marché.

#### b) Analyse de la CRE

Compte tenu des incertitudes élevées quant à l'évolution des prix du gaz à l'horizon 2015 et au-delà, le coût des mécanismes contractuels qui seront nécessaires à la mise en place d'un PEG unique GRTgaz est difficilement prévisible. En outre, plus le déficit de gaz dans le sud est important, plus le recours à ces outils sera délicat. En effet, en raison des volumes considérés, au risque de concurrence insuffisante qui accroîtrait le coût des mécanismes contractuels s'ajoute le risque d'absence de contrepartie, qui pourrait avoir des conséquences sur la sécurité d'approvisionnement du sud de la France.

En conséquence, la CRE partage l'analyse exprimée par de nombreux acteurs au cours des deux ateliers de travail évoqués précédemment : les mécanismes contractuels ne peuvent fonctionner correctement qu'en tant que solution transitoire pour des volumes limités. Les GRT n'ont pas pour mission de contractualiser eux-mêmes des livraisons du gaz en grande quantité pour assurer l'équilibre structurel de leur réseau.

Cette solution présente toutefois l'avantage de répondre dans des délais courts aux demandes d'amélioration des conditions de marché dans le sud. La CRE considère qu'une fusion des PEGs Nord et Sud sur la base de mécanismes contractuels ne pourrait être envisagée qu'à titre transitoire, avant la mise en service d'investissements permettant de réduire fortement la congestion entre le nord et le sud de la France. Les mesures suivantes devront être envisagées afin de réduire les risques liés à ces mécanismes :

- élargir les appels d'offres de GRTgaz pour les engagements de flux à la livraison de gaz à la frontière espagnole afin d'augmenter le nombre de contreparties possibles ;
- obliger les expéditeurs détenant des capacités au niveau des points d'entrée situés dans le sud du territoire à répondre à ces appels d'offres (sous réserve de faisabilité juridique) ;
- transformer des capacités fermes à l'interface avec TIGF en capacités interruptibles ou conditionnelles afin de réduire le volume des engagements de flux.

En outre, la disparition de tout signal de prix entre la zone GRTgaz Nord et GRTgaz Sud pourrait avoir des conséquences sur l'utilisation des stockages. Il serait donc nécessaire de mettre en place des mécanismes pour s'assurer que les stockages du sud sont suffisamment remplis.

**Question 3** : Que pensez-vous des conclusions de l'étude KEMA ? Partagez-vous l'analyse de la CRE ?

## 2.1.2 Sur la base d'investissements

### a) Résultats des études préliminaires de GRTgaz

L'étude menée en 2009 par GRTgaz a montré que la fusion des PEGs Nord et Sud sur son réseau en recourant uniquement à des investissements nécessitait le renforcement complet du cœur du réseau de Cuvilly et Laneuvelotte à Fos.

Au-delà des projets Arc de Dierrey (Cuvilly-Dierrey-Voisines) et Eridan (Saint-Avit – Saint-Martin de Crau) déjà décidés, les principaux ouvrages à développer pour fusionner les places de marché Nord et Sud de GRTgaz sont les suivants :

- doublement de l'artère de l'Est lyonnais (Saint Avit – Etrez) ;
- doublement de l'artère de Bourgogne (Etrez – Voisines) ;
- doublement de l'artère du Nord-Est (Voisines – Laneuvelotte) ;
- renforcement des stations de compression et d'interconnexion en lien avec ces ouvrages.

Compte tenu de l'ampleur de ce programme d'investissements, GRTgaz estime que la mise en service de l'ensemble de ces ouvrages serait envisageable au plus tôt pour 2020. Le coût de ces ouvrages est estimé par GRTgaz à 1800 M€. Ils sont susceptibles de bénéficier de subventions européennes.

### b) Analyse de la CRE

Cette option représente un budget important avec des conséquences tarifaires significatives, alors que les charges des opérateurs augmentent, en raison des évolutions liées à la mise en œuvre du 3<sup>ème</sup> paquet, du renforcement des contraintes pour la sécurité des réseaux et de l'augmentation des taxes. Par ailleurs, ces investissements devront être financés dans un contexte économique et politique offrant peu de visibilité, y compris sur la place du gaz dans le mix énergétique français et européen ou sur les conditions de répercussion de ces coûts aux consommateurs finals. Ces investissements entraîneraient à eux seuls une hausse du tarif de transport moyen d'environ 15% à l'horizon 2020.

En contrepartie, cette option présente l'avantage de donner une bonne visibilité sur son coût de mise en œuvre, dans les limites usuelles d'incertitudes inhérentes aux projets industriels.

Par ailleurs, la fusion par les investissements permet de créer de nouvelles capacités d'arbitrage entre différentes sources d'approvisionnement, contrairement à la fusion par des moyens contractuels qui ne réduit pas la dépendance du sud de la France au GNL.

<p><b>Question 4</b> : Dans le contexte actuel, jugez-vous pertinent d'engager des investissements d'une telle ampleur au regard des bénéfices attendus ?</p>
---

## 2.1.3 Sur la base d'une approche mixte

### a) Résultats des études préliminaires de GRTgaz

Les plus fortes congestions identifiées par KEMA se produisent en été dans le sens Nord vers Sud, notamment en cas d'importations insuffisantes de GNL à Fos et à l'interface avec le réseau de TIGF. L'étude menée par GRTgaz conclut que l'investissement le plus efficace pour traiter cette congestion est le doublement de l'artère de Bourgogne (entre Voisines et Etrez). Le coût de cet ouvrage est estimé par GRTgaz à 575 M€ et il est susceptible de bénéficier, selon GRTgaz, le cas échéant d'une subvention européenne. Sa mise en service serait possible en 2018.

Selon GRTgaz, cet ouvrage permet de réduire le volume des congestions quel que soit le scénario de prix du gaz. Il permet notamment de réduire de plus de 75% le déficit potentiel de gaz dans le sud de la France tout en supprimant le caractère structurel de la congestion majeure identifiée dans l'étude KEMA. Des outils contractuels complémentaires seraient néanmoins nécessaires pour assurer le bon fonctionnement d'un PEG unique GRTgaz. Sur la base des éléments fournis dans l'étude KEMA, leur coût est estimé par GRTgaz à moins de 10 M€ par an. Cette estimation est sensible aux hypothèses de « Take-or-Pay » prises en compte s'agissant des livraisons de GNL dans les terminaux de Fos. Le coût de ces outils contractuels peut être réduit par l'utilisation d'outils administrés.

## b) Analyse de la CRE

Cette option permet de réduire de façon significative les inconvénients majeurs des deux premières solutions présentées ci-dessus. Elle permet la fusion des PEGs Nord et Sud à un coût divisé par trois. Ainsi, à sa mise en service, cet ouvrage engendrerait une hausse du tarif de transport moyen de 4 à 5 %. Elle est plus robuste et plus prévisible car elle réduit fortement le recours aux outils contractuels et les limite à des mécanismes de court terme accessibles à un grand nombre d'acteurs. A ce titre, la CRE considère que cette solution pourrait représenter un optimum pour la création d'un PEG unique GRTgaz.

Cette solution présente toutefois l'inconvénient d'un coût non négligeable et d'un délai de mise en œuvre long, la mise en service de l'artère de Bourgogne n'étant pas possible avant 2018.

**Question 5** : Quel jugement portez-vous sur la solution proposée par GRTgaz associant investissements et mécanismes contractuels?

## 2.2 La création d'un PEG commun GRTgaz Sud - TIGF

### a) Principales conclusions de l'étude menée par GRTgaz et TIGF

L'étude conjointe menée par les GRT en 2010 avait conclu à l'absence de congestion physique structurelle entre les zones GRTgaz Sud et TIGF. Dans ces conditions, le regroupement des PEGs Sud et TIGF ne nécessiterait pas d'investissement complémentaire dans les infrastructures.

En revanche, la création de ce PEG commun nécessiterait la mise en commun par les deux GRT de deux fonctions, la gestion du PEG commun et la gestion de l'équilibrage contractuel des expéditeurs. Des équivalents européens de places de marché opérées par plusieurs GRT ont été mis en place en Espagne et en Allemagne. Dans un tel schéma, il appartiendrait aux deux GRT de définir les modalités de gouvernance des activités partagées.

### b) Analyse de la CRE

La CRE considère que la mise en place d'un PEG commun GRTgaz Sud-TIGF serait matériellement possible pour avril 2015, si les questions de gouvernance sont traitées.

La mise en œuvre des codes réseaux au même horizon nécessitera une adaptation des systèmes d'information des deux GRT. Il serait donc possible de tirer parti de ce chantier pour mutualiser et optimiser les développements informatiques nécessaires à la mise en œuvre du PEG commun. Cette mutualisation permettrait de minimiser les coûts de développement de nouveaux SI pour les GRT et d'homogénéiser les interfaces pour les expéditeurs.

Cette nouvelle place de marché représenterait en 2015 une consommation d'environ 18 Gm<sup>3</sup> et pourrait bénéficier de gaz en provenance d'Espagne, des terminaux de Fos et du nord de la France. Elle répondrait ainsi aux principaux critères du modèle cible européen.

Toutefois, cette évolution apporterait moins de bénéfices que la création d'une place de marché unique GRTgaz et ne permettrait pas, pour les consommateurs finals, la convergence des conditions de marché entre le nord et le sud du territoire.

**Question 6** : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la création d'un PEG commun GRTgaz Sud - TIGF?

## 2.3 Le couplage de marchés

### a) Premier bilan du couplage de marché GRTgaz Nord et Sud

Le modèle cible européen prévoit l'émergence de places de marché liquides puis l'interconnexion efficace de ces marchés, par exemple par des mécanismes de couplage, afin de favoriser la convergence des prix. En France, un couplage de marché entre le PEG Nord et le PEG Sud a été mis en place, à titre expérimental, au 1<sup>er</sup> juillet 2011.

Le premier retour d'expérience de ce mécanisme montre qu'il a contribué au développement de la liquidité du marché organisé spot au PEG Sud, tout en rapprochant les prix des deux PEGs en situation d'absence de congestion physique sur la liaison Nord-Sud. Néanmoins, la liquidité du PEG Sud reste significativement inférieure à celle du PEG Nord et la décorrélation des prix entre le Nord et le Sud demeure dès que la congestion Nord vers Sud se matérialise.

#### b) Analyse de la CRE

Le couplage est un mécanisme « day-head », qui fournit des opportunités d'arbitrage ou améliore les conditions de marché uniquement du jour pour le lendemain mais ne permet pas le développement du marché sur des échéances plus lointaines (mois, trimestres, saisons, années). Il peut donc difficilement servir de support pour l'approvisionnement de clients finals.

En conséquence, le couplage de marché peut servir de moyen transitoire d'amélioration dans l'attente des investissements ou des mécanismes contractuels nécessaires pour fusionner les PEGs Nord et Sud, mais ne peut constituer une alternative à la fusion.

Par ailleurs, le bilan du couplage des PEGs Nord et Sud est difficilement transposable à un éventuel couplage des PEGs Sud et TIGF. En effet, contrairement à la liaison Nord-Sud, il n'existe pas de congestion structurelle à l'interface entre les réseaux des deux GRT et une part importante de la capacité ferme d'interface reste invendue. Dans ces conditions, un couplage de ces deux PEGs pourrait conduire à commercialiser la capacité d'interface à prix nul en « day ahead » dans le cadre du couplage, alors que cette même capacité serait payée environ 150 €/MWh<sub>j</sub> et par an par les expéditeurs l'ayant achetée à long terme. Le couplage de ces deux PEGs pourrait donc se traduire par un prix nul de la capacité entre le PEG GRTgaz Sud et le PEG TIGF, ce qui donnerait un résultat proche de la création d'un PEG commun.

**Question 7** : Pensez-vous que le couplage de marché puisse constituer une alternative à la création d'un PEG unique GRTgaz Nord et Sud ? Pensez-vous que le couplage de marché puisse constituer une solution alternative à la création d'un PEG commun GRTgaz Sud et TIGF ou une première étape avant ce PEG commun ? Dans cette hypothèse, comment traiter la coexistence éventuelle d'un prix nul pour la capacité court terme avec le prix actuel de la capacité ferme réservée à long terme à l'interface GRTgaz Sud-TIGF ?

### 2.4 Analyse comparée des différentes options envisageables

	Avantages/Gains	Inconvénients/Risques	Coûts	Calendrier
<b>PEG GRTgaz Outils contractuels</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Convergence des prix entre nord et sud et amélioration de la liquidité du PEG unique</li> <li>• Possible dès 2015</li> <li>• Coûts faibles si GNL peu cher</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Congestions non levées → dépendance du sud au GNL</li> <li>• Volatilité du coût de la fusion</li> <li>• Risque de contrepartie → dégradation des capacités</li> <li>• Complexité des outils</li> </ul>	<b>0 à 500 M€/an</b> (OPEX)	<b>2015</b>
<b>PEG GRTgaz Investissements</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Congestions levées → arbitrages marché accrus</li> <li>• Visibilité sur le coût et la disponibilité des capacités</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coût élevé → risque de coûts échoués</li> <li>• Mise en œuvre lointaine</li> <li>• Projet « neuf » : pas d'études détaillées, pas de débat public</li> </ul>	<b>1 800 M€</b> (investissement)	<b>2020</b>

<b>PEG GRTgaz Solution mixte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suppression de la congestion structurelle Nord → Sud</li> <li>• Réduction de la fréquence et de l'ampleur des autres congestions</li> <li>• Recours limité aux mécanismes de marché</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mise en service de l'ouvrage relativement lointaine : 2018</li> <li>• Coût relativement élevé</li> <li>• Projet « neuf » : pas d'études détaillées, pas de débat public</li> </ul>	<b>575 M€</b> (investissement)	<b>2018</b> <b>2015</b> si anticipé par des mécanismes contractuels
<b>PEG Sud - TIGF commun</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûts limités</li> <li>• Possible dès 2015</li> <li>• Conforme modèle cible européen</li> <li>• Respect des contraintes physiques des infrastructures</li> <li>• Favorise la concurrence en zone TIGF et la liquidité dans le sud</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Effet incertain sur la liquidité du marché dans le sud</li> <li>• Pas d'amélioration du PEG Nord et risques de divergence des prix avec PEG Nord</li> <li>• Questions de gouvernance qui pourraient retarder le projet</li> </ul>	<b>Faible</b>	<b>2015</b> (si les questions de gouvernance sont réglées)

La création d'un PEG GRTgaz unique sur la seule base d'investissements aurait un coût excessif dans un contexte économique peu favorable et ne pourrait être mise en œuvre qu'en 2020.

Inversement, la création d'un PEG GRTgaz unique sur la base exclusive d'outils contractuels entraînerait un risque de non-maîtrise des tarifs de transport du fait des appels au marché rendus nécessaires pour l'alimentation de la moitié sud de la France. Un tel dispositif pourrait aussi, à terme, avoir des conséquences négatives sur la sécurité d'approvisionnement, notamment en situation de crise (grèves, événement climatique ...).

En revanche, la création d'un PEG GRTgaz unique sur la base d'une approche mixte, combinant investissements et mécanismes contractuels, semble constituer un optimum économique tout en limitant les principaux inconvénients des deux solutions « 100% investissements » (coûts et délais de mise en œuvre prohibitifs) et « 100% contractuels » (volatilité forte des coûts, risques de contrepartie). Toutefois, son coût est relativement élevé et sa mise en service lointaine (2018).

Il pourrait donc être envisagé de créer un PEG GRTgaz unique dès 2015 ou 2016, en s'appuyant sur des mécanismes contractuels pendant une durée de trois ans, qui seraient ensuite fortement réduits après la mise en service du doublement de l'artère de Bourgogne. A ce stade, ce projet n'a pas fait l'objet d'études préliminaires et sa faisabilité ne pourra être confirmée qu'à l'issue du débat public.

Enfin, la création d'un PEG GRTgaz Sud – TIGF serait cohérente avec les contraintes physiques du réseau et permettrait d'intégrer les conséquences opérationnelles et financières de la mise en œuvre du 3<sup>ème</sup> paquet. Elle pourrait être mise en œuvre en 2015 si les questions de gouvernance sont réglées. Une évolution vers un PEG France unique pourrait être décidée ultérieurement en fonction de l'avancement des études de doublement de l'artère de Bourgogne.

<b>Question 8 : Partagez-vous l'analyse comparée de la CRE des différentes options envisageables ?</b>
--

### 3 Synthèse - Vues préliminaires de la CRE

#### 3.1 Les options cibles envisageables

Au cours des deux ateliers de travail conduits par la CRE le 21 mars et le 4 mai 2012, les acteurs de marché ont très majoritairement demandé de la visibilité sur la cible à atteindre pour l'organisation du marché du gaz français, ainsi que sur la trajectoire qui sera décidée pour y arriver. L'absence d'évolution depuis plusieurs années et le manque de visibilité actuel nuisent, selon eux, à l'attractivité du marché français du gaz, alors que les autres marchés du nord-ouest de l'Europe se développent rapidement.

La CRE constate que le PEG TIGF ne possède pas les caractéristiques et le potentiel d'une place de marché efficace, telle que définie par le modèle-cible du marché européen du gaz, tant en termes de volume consommé que de nombre de sources d'approvisionnement accessibles. Le volume de gaz consommé en zone TIGF est d'environ 3 Gm<sup>3</sup>, niveau très inférieur au seuil de 20 Gm<sup>3</sup> recommandé par le modèle-cible. En outre, la mise en œuvre des codes de réseaux conduira les GRT à harmoniser leurs procédures et leurs systèmes d'information notamment en matière d'équilibrage et d'allocation de capacités. Le PEG TIGF devra donc, à terme, se rapprocher d'une place de marché plus importante, ce qui ne peut se faire qu'avec le (ou les) PEG GRTgaz ou avec le marché espagnol.

A ce stade, la CRE considère qu'un rapprochement du PEG TIGF avec le marché espagnol est difficilement réalisable à court ou moyen terme. Les règles de fonctionnement du marché espagnol sont très différentes de celles en vigueur en France et la priorité actuelle de l'Initiative Régionale Sud de l'ACER est la création d'un marché ibérique entre l'Espagne et le Portugal. Par ailleurs, à l'horizon 2015, les capacités entre TIGF et l'Espagne resteront très inférieures à celles entre TIGF et GRTgaz.

**Question 9 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE ? Pensez-vous que le maintien du PEG TIGF soit envisageable à long terme ? Pensez-vous que le rapprochement du PEG TIGF avec le marché espagnol soit une option réalisable à court ou moyen terme ?

Compte tenu de la structure actuelle à trois PEGs (GRTgaz Nord, GRTgaz Sud et TIGF) et de ce qui précède, la CRE considère que trois cibles sont possibles :

- un PEG France qui regrouperait les trois PEGs actuels ;
- un PEG Nord et un grand PEG Sud regroupant le PEG GRTgaz Sud et le PEG TIGF ;
- un PEG GRTgaz unique et un PEG TIGF associé au marché de la péninsule ibérique.

**Question 10 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les options cibles envisageables ? Laquelle des trois cibles a votre préférence ?

#### 3.2 La nécessité d'une évolution rapide

A ce stade, la CRE estime souhaitable de faire évoluer la structure du marché français du gaz dès 2015. Dans un contexte européen en rapide mutation, il est important que le marché français améliore son attractivité et montre sa capacité à évoluer. Annoncer aujourd'hui une évolution qui interviendrait seulement en 2018 ou 2020 serait beaucoup trop lent.

**Question 11 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité d'une évolution rapide de la structure du marché ? Pensez-vous nécessaire que les premières évolutions interviennent au plus tard en 2015 ?

### 3.3 Les évolutions possibles au 1<sup>er</sup> avril 2015

Afin d'évoluer au 1<sup>er</sup> avril 2015 vers une structure des PEGs cohérente avec les cibles évoquées précédemment, la CRE considère que deux évolutions sont envisageables :

a) La création d'un PEG GRTgaz unique

Cette option doit s'accompagner de la réalisation d'investissements, faute de quoi les coûts et risques associés seraient très élevés sur la durée. Le programme d'investissements optimal consiste à doubler l'artère de Bourgogne pour un montant estimé par GRTgaz à 575 M€ et une mise en service en 2018. Toutefois, le projet correspondant n'a pas encore fait l'objet d'études préliminaires par GRTgaz et le débat public n'a pas eu lieu. Sa faisabilité sera donc à confirmer.

Décider dès aujourd'hui la création en 2015 d'un PEG GRTgaz unique nécessitera donc d'utiliser des mécanismes contractuels pendant trois ans jusqu'en 2018, voire au-delà si le renforcement de l'artère de Bourgogne devait prendre du retard. De son côté, GRTgaz considère que la fusion sur la base d'outils contractuels serait trop risquée et complexe à gérer avant la mise en service de l'arc de Dierrey et d'ERIDAN, soit avril 2016 au plus tôt.

b) La création d'un PEG commun GRTgaz Sud-TIGF

D'un point de vue technique, la création d'un PEG GRTgaz Sud-TIGF commun pourrait être effective dès 2015 puisqu'aucun investissement dans les infrastructures n'est nécessaire.

Les difficultés portent sur la gouvernance de la place de marché commune. En effet, une structure commune devrait être mise en place par GRTgaz et TIGF pour gérer le PEG commun et l'équilibrage contractuel des expéditeurs (nominations, calcul et facturation des déséquilibres). TIGF et son actionnaire Total ont fait part de leur opposition à cette évolution.

Si cette évolution est décidée, la CRE considère que la gouvernance de la structure commune devra être équilibrée entre les deux transporteurs.

**Question 12** : Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE sur les évolutions possibles au 1<sup>er</sup> avril 2015 ? Laquelle des deux options à votre préférence ? Dans le cas du PEG GRTgaz unique, faudrait-il décider simultanément de la mise en place d'un couplage de marché entre GRTgaz Sud et TIGF ? Dans le cas du PEG commun GRTgaz Sud - TIGF, faudrait-il lancer simultanément les études pour le doublement de l'artère de Bourgogne ?

### 3.4 Les trajectoires ultérieures possibles

Chacune des évolutions envisageables au 1<sup>er</sup> avril 2015 entraîne une trajectoire ultérieure différente, dans la perspective d'une future place de marché unique en France.

a) La création d'un PEG GRTgaz unique

Dans un premier temps, le PEG TIGF resterait isolé. La CRE considère que cette situation ne pourrait être pérenne et que le PEG TIGF aurait vocation à rejoindre rapidement une place de marché plus liquide.

b) La création d'un PEG commun GRTgaz Sud-TIGF

La CRE considère que cette option devrait s'accompagner du lancement des études du projet artère de Bourgogne, de façon à réduire significativement la congestion entre le Nord et le Sud du territoire. Le risque de dissociation des prix au PEG Nord et au PEG Sud serait alors fortement diminué, et la décision de créer un PEG unique en France pourrait être prise ultérieurement.

#### 4 Remarques complémentaires

Question 13 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?

#### 5 Synthèse des questions

- Q1. Jugez-vous souhaitable de poursuivre la consolidation des PEGs ? Pensez-vous que le maintien de la structure actuelle des PEGs est une option envisageable ?
- Q2. Etes-vous favorable à l'harmonisation des procédures et des systèmes d'information de GRTgaz et TIGF ? Pensez-vous souhaitable que les deux GRT français adhèrent à la plate-forme commune de commercialisation des capacités annoncée récemment ?
- Q3. Que pensez-vous des conclusions de l'étude KEMA ? Partagez-vous l'analyse de la CRE ?
- Q4. Dans le contexte actuel, jugez-vous pertinent d'engager des investissements d'une telle ampleur au regard des bénéfices attendus ?
- Q5. Quel jugement portez-vous sur la solution proposée par GRTgaz associant investissements et mécanismes contractuels ?
- Q6. Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la création d'un PEG commun GRTgaz Sud - TIGF ?
- Q7. Pensez-vous que le couplage de marché puisse constituer une alternative à la création d'un PEG unique GRTgaz Nord et Sud ? Pensez-vous que le couplage de marché puisse constituer une alternative à la création d'un PEG commun GRTgaz Sud et TIGF ou une première étape avant ce PEG commun ? Dans cette hypothèse, comment traiter la coexistence éventuelle d'un prix nul pour la capacité court terme avec le prix actuel de la capacité ferme réservée à long terme à l'interface GRTgaz Sud-TIGF ?
- Q8. Partagez-vous l'analyse comparée de la CRE des différentes options envisageables ?
- Q9. Partagez-vous l'analyse de la CRE? Pensez-vous que le maintien du PEG TIGF soit envisageable à long terme ? Pensez-vous que le rapprochement du PEG TIGF avec le marché espagnol soit une option réalisable à court ou moyen terme ?
- Q10. Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les options cibles envisageables ? Laquelle des trois cibles a votre préférence ?
- Q11. Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité d'une évolution rapide de la structure du marché ? Pensez-vous nécessaire que les premières évolutions interviennent au plus tard en 2015 ?
- Q12. Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE sur les évolutions possibles au 1<sup>er</sup> avril 2015 ? Laquelle des deux options à votre préférence ? Dans le cas du PEG GRTgaz unique, faudrait-il décider simultanément de la mise en place d'un couplage de marché entre GRTgaz Sud et TIGF ? Dans le cas du PEG commun GRTgaz Sud - TIGF, faudrait-il lancer simultanément les études pour le doublement de l'artère de Bourgogne ?
- Q13. Avez-vous d'autres remarques à formuler ?

La CRE invite toutes les parties intéressées à adresser leur contribution, **au plus tard le 22 juin 2012** :

- sur le site Internet de la CRE, sous la rubrique « Consultations publiques », en utilisant la fonction
- « Contribuer » (possibilité de transmettre un document électronique) ;

- par courrier électronique, à l'adresse suivante : [dirgaz.cp1@cre.fr](mailto:dirgaz.cp1@cre.fr) ;
- par courrier postal à : 15, rue Pasquier - 75379 Paris Cedex 08 – France ;
- en rencontrant les services de la Commission, en s'adressant à la Direction des infrastructures et des réseaux de gaz (téléphone : 01.44.50.41.44).

Les parties intéressées devront préciser, **le cas échéant, le caractère confidentiel de leurs réponses.** Sans mention explicite du répondant sur la nature confidentielle de sa contribution, cette dernière pourra être publiée à l'issue de la consultation.