

## Consultation de la CRE relative à l'évolution des places de marché de gaz en France

### Réponse d'EDF

---

22 juin 2012

EDF accueille favorablement cette consultation publique relative à l'évolution des places de marché de gaz en France. L'amélioration de l'attractivité et de la compétitivité du marché du gaz français passe, en effet, par une évolution rapide des places de marché en France et, sur ce point, EDF soutient que **la solution de référence pour 2020 doit être celle de l'investissement**. Pour autant et compte tenu des échéances, deux étapes intermédiaires peuvent être envisagées : la création d'un PEG commun GRTgaz Sud-TIGF en 2015 et la création d'un PEG unique France en 2018 sur la base d'une solution mixte. La mise en œuvre de ces étapes intermédiaires ne doit en tout état de cause pas mettre en péril la fusion des zones d'équilibrage GRTgaz Nord et GRTgaz Sud, qui reste la priorité. EDF considère dès lors comme impérative la **formalisation d'une décision unique sur les évolutions du marché** à ces trois échéances (2015, 2018 et 2020) dès 2012.

#### Q 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 ?

EDF considère la **poursuite de la consolidation des PEGs engagées depuis 2003 comme un élément de première importance pour le marché français du gaz**. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, aucune action n'a été entreprise dans cette voie et le marché français accuse aujourd'hui un retard de développement par rapport aux autres places de marché européennes. La France reste à ce jour un des rares pays européens où coexistent plusieurs zones d'équilibrage, ce qui nuit fortement à son attractivité. **La création d'une grande zone France, en cohérence avec les orientations du CEER sur le *Gas Target Model* doit aujourd'hui être une priorité**. Le maintien de la structure actuelle des PEG ne saurait, en tout état de cause, être envisagé.

#### Q2. 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 ?

EDF est favorable à l'harmonisation des procédures et des systèmes d'information de GRTgaz et TIGF liés à la mise en œuvre des codes de réseau. Il est souhaitable que TIGF adhère à la plateforme commune de commercialisation des capacités annoncée en avril 2012 et au développement de laquelle est déjà associé GRTgaz. Ces évolutions constituent en effet une véritable fenêtre d'opportunité à saisir dans la mesure où l'ensemble des acteurs vont devoir revoir leurs processus et s'adapter aux nouvelles dispositions.

### Q 3. Que pensez-vous des conclusions de l'étude KEMA ? Partagez-vous l'analyse de la CRE ?

L'étude menée par KEMA a permis de quantifier l'ampleur des congestions physiques existantes sur le réseau selon différents scénarios économiques. Il apparaît ainsi une congestion structurelle importante de l'ordre de 200 GWh/j en été. Ce niveau de congestion ne constitue cependant qu'un niveau médian, sensible à de nombreuses hypothèses. Dès lors, **le niveau de congestion indiqué par KEMA doit être considéré comme incertain** et pourrait même être plus élevé à l'avenir en raison notamment de la baisse du niveau de *take-or-pay* des contrats livrés à Fos ou encore du maintien du service de rechargement dans les terminaux de Fos et de Montoir (en particulier à Fos). De même, il convient de prendre en compte le fait que le coût de la levée des congestions sur la base de mécanismes contractuels est très variable selon les conditions de marché. Sur la base du *spread* Asie-Europe actuel, celui-ci serait le double de ce que KEMA a retenu dans son étude. **Dans les conditions les plus défavorables, qui ne peuvent être exclues, le coût annuel de la levée des congestions pourraient ainsi largement dépasser les 500 M€.**

Dans ce contexte et compte tenu de l'importance des congestions à lever, **EDF considère qu'une solution de fusion fondée sur des mécanismes contractuels ne peut fonctionner correctement, y compris à titre transitoire**, et ne donnerait pas un signal tarifaire stable notamment en raison de la forte variabilité des coûts. Or, la stabilité du signal tarifaire est un élément essentiel pour la structuration d'offres aux clients à l'aval et la pénétration des nouveaux entrants sur le marché.

**C'est pourquoi EDF exclut toute idée de fusion fondée uniquement sur des mécanismes contractuels et ce même de manière transitoire.**

Dans l'hypothèse d'une fusion fondée sur des mécanismes de marché, la CRE indique qu'il serait nécessaire d'appliquer certaines mesures afin d'en limiter les risques. Si l'élargissement des appels d'offres de GRTgaz pour des engagements de livraison de gaz à la frontière espagnole semble être de bon sens, EDF tient à souligner que l'obligation de réponse à des appels d'offres, faites aux expéditeurs détenant des capacités aux points d'entrée dans le Sud, est à considérer avec prudence. Détenir des capacités ne signifie pas nécessairement détenir du gaz, en particulier en ce qui concerne les capacités de regazéification et le GNL. Cette mesure nous semble donc peu appropriée. Par ailleurs, la transformation de capacités fermes à l'interface avec TIGF en capacités interruptibles ne nous semble possible que si les zones GRTgaz Sud et TIGF ne sont pas fusionnées. Ces éléments renforcent l'idée que les mécanismes contractuels ne peuvent être mis en place, même à titre transitoire.

### Q4. Dans le contexte actuel, jugez-vous pertinent d'engager des investissements d'une telle ampleur au regard des bénéfices attendus ?

EDF considère que **la seule solution adaptée, robuste et pérenne pour fusionner les zones Nord et Sud est celle fondée uniquement sur les investissements**. Celle-ci permet de garantir la disponibilité des capacités quels que soient les schémas de flux et les conditions de marché, tout en apportant de la stabilité et de la visibilité sur les coûts.

Le **montant des investissements** est jugé important par certains mais il **doit être relativisé et mis en regard des bénéfices escomptés et du coût potentiel des autres solutions**.

- Le premier élément à prendre en compte est que le montant de ces investissements (1800 M€) doit être considéré au regard du montant **des coûts d'exploitation liés aux mécanismes contractuels, par nature récurrents et pouvant atteindre des niveaux très significatifs**. Comme indiqué précédemment le

coût de la levée des congestions pourrait, en effet, atteindre 500 M€/an dans le cas d'une solution uniquement contractuelle, soit **un engagement financier important n'apportant toutefois pas de solution pérenne**. Cet engagement sur les coûts d'exploitation peut également s'avérer très significatif dans la solution mixte.

- Le montant de ces investissements doit également être comparé au **différentiel de prix de marché que l'on constate depuis quelques mois maintenant entre le PEG Nord et le PEG Sud qui est de l'ordre de 4 à 5 €/MWh, avec des pics constatés à 8 €/MWh** et qui risque de s'accroître encore du fait de la mise en service prochaine de capacités d'interconnexion additionnelles de la France vers l'Espagne. **La fusion fondée sur des investissements permettrait de résoudre le problème de la dépendance du Sud aux approvisionnements GNL avec un rapport coût bénéfice évident**, l'impact tarifaire de la solution investissements étant, toute chose égale par ailleurs, de l'ordre de 0.4 €/MWh sur un horizon de 8 ans (2020), soit de l'ordre de **1 % du prix final pour le client**.
- Par ailleurs, le coût additionnel afférent à cet investissement réseau est très faible par rapport aux écarts de prix constatés depuis 3 ans entre les prix de marché gaz et les prix des contrats d'approvisionnements indexés pétrole. Si l'on souhaite accroître la possibilité pour le marché français d'arbitrer les différentes sources d'approvisionnement possibles afin de **disposer du gaz le plus compétitif et en faire bénéficier l'ensemble du territoire français**, il est aujourd'hui nécessaire de poursuivre les investissements afin de construire un réseau qui permette ces arbitrages et une mise en concurrence.

Le réseau actuel est en effet l'héritage d'un marché gazier en monopole. Il a été conçu et dimensionné de façon optimisée sur la base de schémas d'approvisionnement stables et de long terme. **Aujourd'hui, le marché est ouvert, les arbitrages à l'échelle mondiale se développent et la France se doit de disposer d'un outil adapté à cet environnement économique.**

En tout état de cause, si cette solution n'était pas décidée en 2012 et, compte tenu des délais d'études importants et d'engagements financiers limités, **EDF recommande que les études de ces ouvrages soient néanmoins lancées dès maintenant** afin de ne pas repousser à un horizon trop lointain la fusion des zones GRTgaz Sud et Nord si le *statu quo* ou les autres solutions ne s'avéraient pas supportables.

#### **Q5. Quel jugement portez-vous sur la solution proposée par GRTgaz associant investissements et mécanismes contractuels ?**

La solution présentée par GRTgaz, consistant à associer un investissement partiel au niveau de l'artère de Bourgogne et des mécanismes contractuels, permettrait selon GRTgaz de réduire de 75 % le niveau des congestions, qui pourraient alors être levées par des mécanismes contractuels de court terme.

Cette solution reste sensible à l'utilisation des stockages, aux hypothèses de *take-or-pay* ou d'utilisation du service de rechargement dans les terminaux de Fos et de Montoir. Elle ne présente donc **pas le même caractère de robustesse** que la solution fondée sur des investissements. De plus, son **coût opérationnel est très incertain et peut se révéler très significatif** dans certains scénarii. Les derniers développements (réduction très forte des émissions depuis les terminaux méthaniers) sur l'utilisation actuelle des réseaux de transport en France montrent qu'il convient d'être très prudent.

**EDF considère que cette solution peut toutefois être mise en œuvre, mais uniquement de façon transitoire en attendant que tous les investissements soient réalisés.** De plus, EDF rappelle la nécessité de disposer

d'éléments clairs relatifs aux mécanismes contractuels envisagés dans le cadre de cette solution mixte et la possibilité de recharger des méthaniers à Fos voire à Montoir devrait être alors réexaminée.

#### **Q6. Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la création d'un PEG commun GRTgaz Sud -TIGF?**

EDF estime que la mise en place d'un PEG commun GRTgaz Sud-TIGF est possible à l'horizon 2015.

Cependant, **un tel rapprochement ne doit pas s'opérer au détriment de la fusion Nord-Sud qui doit rester la priorité**. Cela serait vraisemblablement le cas si la solution mixte proposée par GRTgaz était mise en œuvre, le levier de transformation des capacités fermes en interruptibles n'étant plus actionnable à l'interface entre GRTgaz et TIGF.

Ainsi, EDF ne saurait se satisfaire de la seule fusion entre les zones GRTgaz Sud et TIGF, qui ne présente qu'un intérêt très limité pour le marché français.

#### **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 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 ?**

EDF considère que **le couplage de marché ne constitue en aucune manière une alternative à la création d'un PEG unique**, que ce soit entre GRTgaz Nord et GRTgaz Sud ou entre GRTgaz Sud et TIGF.

Seule la fusion de zones permettra de structurer des schémas d'approvisionnement pour l'alimentation du marché et de créer un marché du gaz à l'échelle nationale.

#### **Q8. Partagez-vous l'analyse comparée de la CRE des différentes options envisageables ?**

EDF partage l'analyse de la CRE sur les risques liés à la solution fondée sur des mécanismes contractuels. Cette option doit être rejetée.

En revanche, **EDF ne partage pas l'avis de la CRE sur le caractère excessif du coût de la solution « investissements »** (cf. question 4), qui présente, par ailleurs, les meilleurs caractéristiques techniques.

C'est pourquoi, **la solution « investissements » doit être considérée comme la solution de référence et une décision en ce sens doit être formalisée dès aujourd'hui pour une mise en œuvre au plus tôt**. Compte tenu de la possibilité de mise en service des ouvrages seulement à l'horizon 2020, la mise en place, à titre transitoire, de la solution mixte pourrait s'avérer judicieux afin que la fusion des zones Nord et Sud puisse être effective dès 2018.

Ainsi, EDF souhaite, dès 2012, une **prise de décision simultanée de la CRE sur l'ensemble des actions suivantes** :

1. La création d'un PEG commun GRTgaz Sud-TIGF en 2015 ;
2. La création d'un PEG unique France en 2018 sur la base de la solution mixte (doublement de l'artère de Bourgogne et mécanismes contractuels de court terme) ;

3. Le fonctionnement du PEG unique France sur la base des seuls investissements réseau à l'horizon 2020.

Si la CRE décidait de ne pas retenir la solution « investissements » dans sa délibération, **EDF considère qu'il serait cependant pertinent de lancer dès aujourd'hui les études nécessaires à sa réalisation** afin de pouvoir être réactif si une décision devait être prise ultérieurement. Dans un tel cas la fusion TIGF/GRTgaz Sud ne devrait pas être décidée avant de s'être assurée du bon fonctionnement de la fusion Nord / Sud.

**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 ?**

Le maintien du PEG TIGF n'est pas soutenable à long terme, la zone TIGF ne répondant pas aux caractéristiques d'une place de marché efficace telle que définie par le *Gas Target Model*. Cependant et comme expliqué plus haut, si la solution « investissements » n'était pas retenue pour la fusion Nord/Sud, la fusion GRTgaz Sud/TIGF ne devrait pas être décidée avant de s'être assurée du bon fonctionnement de la fusion Nord / Sud.

Le rapprochement du PEG TIGF avec le marché espagnol est une option à écarter. D'une part, la priorité nous semble devoir être donnée à la constitution d'une place de marché nationale. D'autre part, la faisabilité d'un tel rapprochement n'a aucunement été étudiée (identifications des congestions et des investissements nécessaires éventuels), alors que l'étude conjointe menée en 2010 par GRTgaz et TIGF avait conclu à l'absence de congestion physique entre leurs deux réseaux.

EDF estime, par conséquent, que TIGF doit, en priorité, se rapprocher de GRTgaz et non du marché espagnol.

**Q10. Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les options cibles envisageables ? Laquelle des trois cibles a votre préférence ?**

La structure cible du marché doit être la constitution d'un PEG France regroupant les trois PEGs actuels.

**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 ?**

Il est important que la structure du marché français évolue le plus rapidement possible afin d'améliorer son attractivité et sa compétitivité. Toutefois, **il est important de donner la priorité à la robustesse des solutions**. Ainsi, EDF n'est pas favorable à une fusion des zones Nord et Sud en 2015 ou 2016 qui ne pourrait être mise en œuvre que par des mécanismes contractuels dont nous avons vu les inconvénients majeurs.

EDF n'est cependant pas opposée à une évolution en 2015, qui serait la constitution d'un PEG unique GRTgaz Sud-TIGF, à condition que la fusion totale soit également décidée (cf. question 8).

**Q12. Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE sur les évolutions possibles au 1er 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 ?**

La seule évolution réaliste au 1<sup>er</sup> avril 2015 est la constitution du PEG commun GRTgaz Sud - TIGF. Simultanément, les études doivent être lancées et les investissements décidés de façon à fusionner les zones Nord et Sud en 2018 sur la base de l'approche mixte en attendant la mise en service de l'ensemble des ouvrages réseau en 2020.

**Q13. Avez-vous d'autres remarques à formuler ?**

Les décisions récentes d'investissement de renforcement du réseau principal de GRTgaz (Eridan, Arc de Dierrey, Hauts de France) rendent désormais accessibles une structure de réseau de transport et de marché en ligne avec les orientations européennes et les nouvelles organisations des marchés du gaz naturel : **un grand marché unique en France, permettant d'organiser sur l'ensemble du territoire national, une véritable concurrence entre l'ensemble des fournisseurs et l'ensemble des sources d'approvisionnements.** Cette structure ne pourra pas être mise en place avant 7-8 ans compte tenu du temps important d'études et de réalisation des ouvrages, et ne pourrait donc être mise en œuvre que de nombreuses années après le parachèvement du marché européen visé à l'horizon 2014. Aussi, **s'il n'est pas possible d'accélérer ce calendrier, il importe de ne plus repousser les décisions qui permettront sa réalisation au plus tôt.**

ooOoo