

Paris, le 3 septembre 2014

Réponse de Direct Energie à la Consultation publique de la CRE du 18 juillet 2014 relative à la modification des tarifs ATRT5 concernant les mesures transitoires avant la création d'un PEG unique et la régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi

Question préliminaire : Quelle est votre analyse du fait qu'une part importante des capacités des terminaux de Fos reste inutilisée alors que, depuis avril 2014, des grandes quantités de GNL sont livrées sur certain terminaux au nord-ouest de l'Europe ?

Direct Energie constate effectivement une hausse importante des imports de GNL au UK, notamment en mai 2014, ainsi qu'une faible utilisation constante des terminaux de Fos et Montoir (notamment depuis Q4 13), alors même que les prix au PEG Sud sont significativement supérieurs à ceux du NBP. En revanche, Direct Energie ne constate pas de mouvement significatif sur le terminal de Zeebrugge (graphe 1). Pour Direct Energie, cette dé-corrélation des imports de LNG entre la France et le UK est à analyser d'une part en prenant en considération les capacités de stockages dans chacune des zones (et notamment leurs capacités d'injection) et d'autre part en considérant les incitations économiques véhiculées par les prix de marché.

Comme on peut le constater sur le graphe 2 ci-dessous, les pics d'import au NBP semblent corrélés à des pics d'injection dans les stockages britanniques, en juin 2014 mais aussi en mai-juin 2013. Ceci laisse à penser que les caractéristiques physiques d'injection et de soutirage de ces stockages (ainsi éventuellement que leur mode de commercialisation) sont globalement plus dynamiques qu'en France et permettent de répondre à des flux importants de GNL.

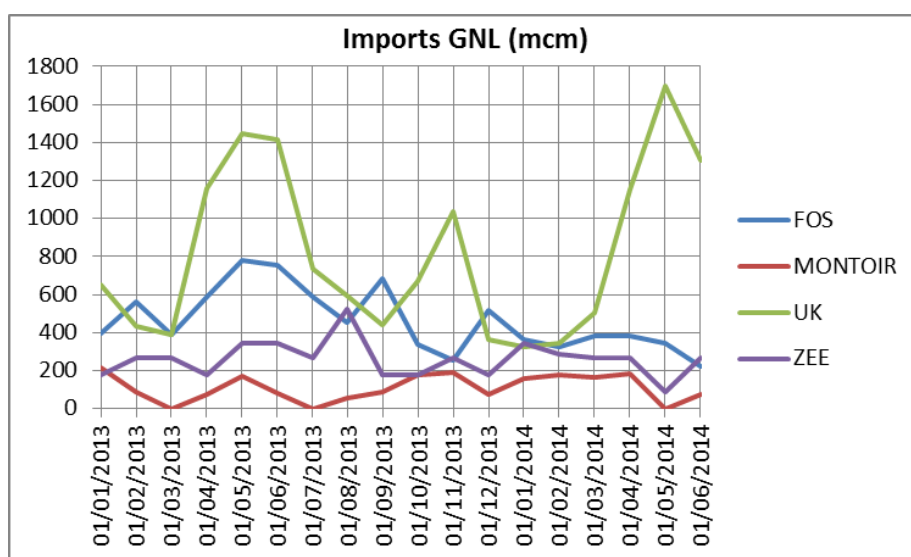
Par ailleurs, on peut constater que cette stratégie d'import de GNL à des fins de stockage a été rendue économiquement plus intéressante au NBP qu'en France du fait de spreads été/hiver 2014 plus élevés sur le marché britannique:

Prix au 25/06/2014	PEG N	NBP
Q314	18,4	17,46
WIN14	24,29	24,88
Spread	5,89	7,42

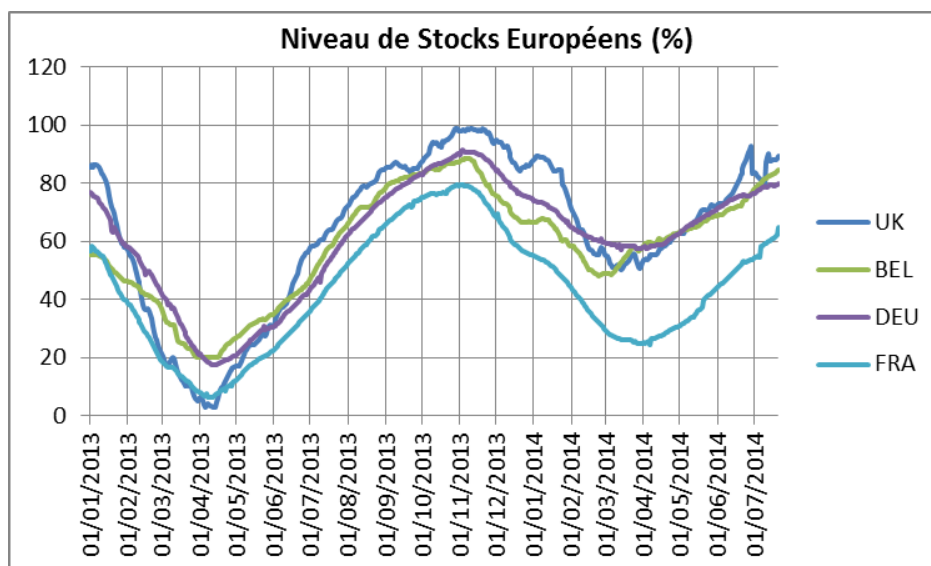
Source = PNX/ICE

Egalement, l'absence de marché forward en zone sud a sans doute aussi constitué un frein pour des opérateurs souhaitant couvrir sur le marché de gros des livraisons de GNL.

Enfin, l'exclusion du GNL en France en tant qu'instrument de sécurité d'approvisionnement a pu participer à la sous-utilisation des capacités des terminaux de Fos. En effet, dès lors que la réglementation impose les stockages comme l'instrument exclusif de sécurité d'approvisionnement, le recours à d'autres instruments par les acteurs, tels que GNL ou interconnexions, ne sera qu'exceptionnel au regard de l'intensité des obligations générées par lesdits stockages sur les opérateurs. En raison de ces règles parfaitement critiquables au regard du droit communautaire et, au surplus, non cohérentes avec la loi, la France s'interdit de bénéficier d'instruments diversifiés et, par voie de conséquence, pourrait ne pas disposer d'une réelle sécurité d'approvisionnement¹.



Graphe 1



Graphe 2

¹ Le principe de diversification des instruments résulte directement de la situation de l'Union européenne qui dépend des importations de sources extérieures. La sécurité d'approvisionnement en Europe a dès lors pour corollaire la diversification des sources et instruments d'approvisionnement, afin de réduire les risques d'une interruption de fourniture (Directive 2004/67/CE ; Rapport de la Commission européenne du 20/07/2013 ; Livre vert « Vers une stratégie européenne de la sécurité d'approvisionnement »).

Question 1: Etes-vous favorable à la proposition des GRT concernant la modification de la règle de répartition entre Cruzy et Castillon ? Etes-vous favorable à la commercialisation de 20GWh/j sous forme de capacités Nord-Sud fermes mensuelles et à l'utilisation des 20 GWh/j restants en moyenne pour améliorer la disponibilité des capacités interruptibles Nord-Sud ?

Direct Energie est favorable à la modification de la règle de répartition entre Cruzy et Castillon. En revanche, Direct Energie regrette que ces 20 GWh/j de capacités additionnelles soient affectées à la commercialisation de nouvelles capacités, et demande que ces capacités permettent d'améliorer la disponibilité des capacités Nord/Sud interruptibles déjà commercialisées. Direct Energie rappelle qu'une large majorité d'acteurs s'était positionnée en ce sens lors des GT Structure du 24 et 30 juin 2014.

Selon Direct Energie, le travail d'optimisation du système gazier par GRT Gaz et TIGF ne génère pas physiquement de nouvelles capacités (aucun investissement, aucun coût d'exploitation additionnel) et doit donc profiter en premier lieu à l'amélioration de la qualité des services actuellement commercialisés.

A minima, Direct Energie demande que ces 20 GWh/j soient répartis équitablement de la façon suivante :

- 6.6 GWh/j de capacités à commercialiser en ferme,
- 13.3 GWh/j de capacités à affecter à l'amélioration de la disponibilité de la capacité interruptible.

Question 2: Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz concernant la poursuite du service de JTS cet hiver ? Etes-vous favorable à une commercialisation des capacités JTS sur la plateforme PRISMA ?

Direct Energie est favorable à la poursuite du JTS cet hiver, y compris avec une commercialisation sur PRISMA. Direct Energie souhaite néanmoins souligner qu'une éventuelle délocalisation du stock de sécurité de GRT Gaz doit s'opérer à taux de service équivalent (en débit et en volume).

Question 3 : Etes-vous favorable au système de gaz circulant proposé par GRTgaz pour réduire l'amplitude des variations de l'interruption de la liaison Nord-Sud? Si oui, quelle variante privilégiez-vous?

Dans la mesure où cette proposition ne permet pas de réduire l'écart de prix Nord Sud mais uniquement de lisser le spread journalier, en reportant sur des moments de moindre tension une pénurie de capacité, Direct Energie n'est pas favorable à cette proposition qui apparaît de plus coûteuse, incertaine et de faible amplitude.

Question 4: Avez-vous d'autres remarques sur les propositions de GRTgaz et TIGF pour l'optimisation des infrastructures de gaz?

Pas de remarque.

Question 5: Etes-vous favorable au principe d'un rabais tarifaire au PITTM de Fos? Partagez-vous l'analyse de la CRE qui constate la difficulté à trouver une mise en œuvre

Direct Energie partage l'analyse de la CRE sur le fait qu'aucune des variantes proposées n'est satisfaisante et est donc défavorable aux mesures de rabais tarifaires au PITTM notamment en raison :

- de l'absence de visibilité sur l'efficacité d'une telle mesure et des difficultés de définition des seuils et de leur application acteurs par acteurs de sorte à limiter les effets d'aubaine,

- des problématiques concurrentielles qu'une telle mesure fera émerger (entre acteurs de GNL, entre expéditeurs notamment dans la variante 3).

Par ailleurs, Direct Energie ne comprend pas l'argumentation de la CRE selon laquelle cette mesure (qui ne viserait qu'une augmentation marginale des quantités de GNL au Sud) pourrait avoir un impact significatif sur les prix de marché au sud, sans même avoir d'impact sur le coût global d'approvisionnement (toute mesure non imposée par l'équilibre offre/demande aura forcément un coût additionnel qui fera augmenter le coût global d'approvisionnement).

Dans ce cadre, les premières estimations du coût de cette mesure avancées par la CRE (entre 20 à 50 M€/an) semblent rédhitoires.

Question 6: Etes-vous favorable au dispositif proposé par la CRE d'un appel d'offres d'engagements de flux de l'Espagne vers la France en cas de tension importante dans le sud de la France? Avez-vous des suggestions sur les modalités de mise en œuvre de ce dispositif?

Direct Energie partage l'avis de la CRE pour considérer qu'un mécanisme basé sur des engagements de flux est préférable à des rachats de capacité, bien qu'il soit certainement globalement plus coûteux :

- des rachats de capacités ne permettent pas d'assurer le même « niveau de service » qu'un engagement de flux compte tenu des aléas techniques inhérents aux capacités,
- des engagements de flux sont probablement plus souples à mettre en place, et donc plus efficaces en terme de réactivité face à des situations de tension.

Dès lors, Direct Energie est favorable à la mise en place d'engagements de flux de l'Espagne vers la France, mais souhaite que les conditions de mise en œuvre soient précisées, notamment sur les points suivants :

- il doit être clairement explicité que les coûts associés à ces appels d'offre devront être recouverts par l'ATR², et ainsi, devront impacter les tarifs réglementés de vente.
- le lancement de ces appels d'offre doit être mené de manière transparente (calendrier des appels d'offre, seuils de déclenchement, etc.), notamment au regard des prochaines enchères PRISMA.
- les acteurs ayant acquis des capacités lors des dernières enchères doivent pouvoir bénéficier d'une option de sortie, compte tenu du fait que ces appels d'offre vont venir modifier le niveau des spreads de marché. Dans le cas contraire, le lancement de ces appels d'offres devrait être limité à des situations de tension avérée car, si les appels d'offre étaient par exemple déclenchés à des niveaux de spreads inférieurs au niveau des enchères, il y aurait alors un risque juridique important pesant sur ce mécanisme, étant donné qu'il revient à manipuler les prix de marché en l'absence de risque sur la sécurité d'approvisionnement.
- les coûts générés par l'appel d'offre doivent être plafonnés, comme le propose la CRE.

Par ailleurs, étant donné que la situation actuelle de tension en zone Sud et en Espagne confère une valeur importante aux détenteurs de capacités Nord->Espagne réservées à long-terme et « hors marché », il conviendrait d'étudier les possibilités de faire supporter le coût de ces appels d'offre sur ceux-ci.

² Modulo la remarque ci-dessous sur les détenteurs de capacités acquises « hors marché ».

Question 7: Etes-vous favorable à la régulation incitative sur les capacités additionnelles à la liaison Nord vers Sud proposée par la CRE?

Direct Energie est favorable à cette régulation incitative et souhaiterait par ailleurs que soit également étudiée une régulation incitative sur le niveau d'indisponibilité de la capacité Nord/Sud.

Question 8: Etes-vous favorable à la baisse du tarif régulé des capacités mensuelles à la liaison Nord vers Sud ?

Direct Energie est favorable à cette mesure.

Question 9 : Etes-vous favorable à l'extension au projet Gascogne-Midi de la régulation incitative applicable au projet Val de Saône?

Direct Energie considère qu'il serait effectivement cohérent d'étendre au projet Gascogne-Midi la régulation incitative des investissements applicable au projet Val de Saône, dans la mesure où ils permettent tous deux la mise en place d'un PEG unique.

Cependant, Direct Energie note à nouveau que la CRE ne fournit aucune évaluation de l'impact qu'aurait ce mécanisme sur le niveau des tarifs de transport du gaz. Direct Energie souhaite de plus que la CRE présente une vision cumulée des impacts de tous les investissements décidés en cours de période tarifaire, et des régulations incitatives associées, sur les tarifs de transport pour les années à venir. La mise à disposition de ces informations, accompagnées des résultats des analyses coûts / bénéfices attendus pour les fournisseurs et expéditeurs et / ou pour chaque catégorie de consommateurs finaux, constitue selon nous des éléments de transparence indispensables à une prise de position des acteurs.

Les consultations « fragmentées » amènent finalement à un manque de vision globale des décisions qui ont été prises et, potentiellement, à des hausses très importantes en fin de période tarifaire.

Question 10: Etes-vous favorable à l'attribution d'une prime pour inciter les GRT à mettre en service les projets Val de Saône et Gascogne-Midi en 2018 ? Si oui, quel montant vous semblerait devoir être retenu ?

Direct Energie est favorable à ce que, grâce à ces deux projets, la place de marché unique puisse être mise en place dès que possible. Néanmoins, le manque d'éléments ne permet pas à Direct Energie de se prononcer sur l'intérêt de cette prime et son niveau.

Tout d'abord, le bénéfice d'une mise en service anticipée est évalué mais nous ne connaissons pas la répartition de ce dernier selon les acteurs.

Direct Energie s'interroge également sur la possibilité d'une double incitation. En effet, une mise en service anticipée a pour effet de faire rentrer plus rapidement ces projets dans la base d'actifs régulés des GRT. Ce mécanisme incite donc déjà GRTgaz et TIGF à mettre en service ces projets au plus tôt. Cette incitation semble en première analyse, et sur la base des éléments communiqués dans la consultation, d'une amplitude similaire à celle proposée par la CRE (environ 20 M€). Si cet effet est avéré, l'intérêt même de la prime nous paraît discutable.

Par ailleurs, nous souhaitons attirer l'attention sur le risque d'interférence entre les différentes incitations envisagées. Comme l'affirme la CRE, l'accélération des projets pour une mise en service dès 2018 risque d'entraîner des surcoûts. Or d'un côté la CRE incite les GRT à maîtriser le coût de ces projets et de l'autre elle les incite à les mettre en service le plus rapidement possible malgré les surcoûts éventuels.

Or, Direct Energie considère que le respect de l'enveloppe budgétaire des projets doit être prioritaire. C'est pourquoi nous demandons à la CRE de clarifier la hiérarchie des incitations, en précisant notamment qu'elle fixera les budgets cibles des projets sur la base du planning estimé par les GRT (fin 2019 pour Val de Saône, fin 2018 pour Gascogne-Midi) sans accélération du calendrier.

Cette approche est d'autant plus justifiée que la régulation incitative sur les coûts prévoit déjà une certaine latitude pour les GRT, leur permettant de dépasser de 10%, voire de 30%, le budget cible sans subir de malus.

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques ?
--

L'ensemble des dispositions évoquées dans la présente consultation aura nécessairement un impact sur les tarifs de transport du gaz : Direct Energie demande par conséquent à la CRE de veiller à ce que les hausses envisagées de ces tarifs soient correctement répercutées dans les tarifs réglementés de vente dès leur mise en application.