

Paris, le 18 juin 2009

Synthèse des réponses à la consultation publique sur l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel en France et le développement des interconnexions gazières avec l'Espagne

La CRE a organisé, du 5 mai 2009 au 29 mai 2009, une consultation publique sur l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel en France et le développement des interconnexions gazières avec l'Espagne.

42 contributions ont été adressées à la CRE (voir liste en annexe) :

- 19 proviennent d'expéditeurs, dont l'Uprigaz et EFET ;
- 12 proviennent de consommateurs finals industriels, dont l'Uniden ;
- 7 proviennent de gestionnaires d'infrastructures gazières ;
- 4 proviennent d'autres acteurs du marché, dont l'AFG.

Le premier enseignement de cette consultation publique est que le retour du marché est unanimement positif sur la nouvelle structure mise en place depuis le 1^{er} janvier 2009 : la fusion des trois zones d'équilibrage dans le nord a permis d'améliorer la liquidité du marché dans cette zone et a conduit à un renforcement de la concurrence au bénéfice des consommateurs. L'analyse présentée dans le document de consultation sur les difficultés identifiées pour l'accès au réseau de transport dans le sud de la France est, elle aussi, très majoritairement partagée.

En outre, les acteurs de marché se sont majoritairement exprimés :

- en faveur de la mise en place, à terme, d'une zone de marché unique pour le transport de gaz en France ;
- contre le maintien de la structure tarifaire existante.

Une légère majorité des acteurs du marché, constituée d'environ la moitié des expéditeurs et de l'ensemble des consommateurs finals industriels, est favorable à la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz, telle que décrite dans le rapport du Groupe de concertation, qui serait de nature à développer la concurrence en créant des conditions économiques d'accès équivalentes pour tous les fournisseurs au sud de la France. Ces acteurs jugent cette solution réaliste à horizon 2011 et les obstacles identifiés surmontables par un approfondissement des analyses et une adaptation de la réglementation en vigueur.

A l'inverse, l'autre moitié des expéditeurs et les gestionnaires d'infrastructures gazières sont, soit opposés à cette solution, soit très réservés sur sa faisabilité, car elle présente des difficultés et des risques de mise en œuvre opérationnelle, juridiques et politiques, et elle serait de nature à diminuer l'attractivité des infrastructures de stockage et de terminaux méthaniers en France.

Les acteurs de marché sont partagés en ce qui concerne l'aménagement de la structure à trois zones, tel que décrit au paragraphe 4.2 du document de consultation publique :

- la moitié des expéditeurs, ainsi qu'une majorité des gestionnaires d'infrastructures gazières, sont favorables à cette solution, qui est plus réaliste en termes de calendrier et permettra d'améliorer les conditions d'acheminement sur les réseaux de transport en France et d'aller vers une plus grande intégration régionale et européenne des marchés du gaz. Cette solution permettrait de développer la concurrence dans le sud de la France en facilitant les échanges entre les deux zones TIGF et GRTgaz Sud et en simplifiant le schéma de développement des interconnexions avec l'Espagne ;
- une partie des expéditeurs favorables à la fusion des zones Nord et Sud considère cette solution comme une alternative acceptable, en cas de non réalisation de la fusion des zones Nord et Sud, sous réserve de la prise en compte de certains commentaires et propositions concernant les modalités pratiques de mise en œuvre de cette solution ;
- les consommateurs finals industriels sont favorables à cet aménagement, mais seulement dans la mesure où il serait mis en place conjointement avec la fusion des zones Nord et Sud ;
- la majorité des contributeurs, qui se sont exprimés favorablement ou qui ne s'opposent pas à cette solution, s'expriment en faveur d'une mise en œuvre au plus tôt ou dès 2011.

En outre, les acteurs de marché sont partagés en ce qui concerne le dispositif de capacités conditionnelles à la liaison Nord-Sud proposé et une majorité des acteurs de marché est favorable à un mécanisme de capacités restituables pour les terminaux méthaniers régulés, qui permettrait de faciliter la concurrence et un meilleur accès au sud de la France.

Concernant les évolutions tarifaires, la majorité des acteurs de marché est opposée à l'augmentation du terme tarifaire à la liaison Nord vers Sud, qui accentuerait le différentiel de coût d'accès au sud entre les expéditeurs entrant depuis la zone Nord et ceux entrant directement par les terminaux méthaniers.

Concernant les capacités commercialisées dans le cadre des Open Seasons France-Espagne, la majorité des acteurs de marché est favorable à la commercialisation à long terme des capacités nouvellement créées entre zones d'équilibrage en France, les autres capacités continuant à être vendues à court et moyen terme.

Question 1 : Quel est votre retour d'expérience sur la mise en place de la nouvelle structure du transport à trois zones d'équilibrage au 1^{er} janvier 2009 ?

La très grande majorité des acteurs de marché considèrent que la mise en place de la nouvelle structure du transport à trois zones d'équilibrage au 1^{er} janvier 2009 est un réel progrès, permettant une amélioration de la liquidité du marché dans la grande zone Nord et conduisant à un développement de la concurrence et de la compétitivité des expéditeurs sur cette zone.

Une majorité des acteurs de marché, expéditeurs et consommateurs principalement, considèrent que cette évolution n'a pas résolu le problème d'accès au sud de la France, principalement lié à la difficulté d'obtenir des capacités d'accès à cette région.

Des propositions concrètes d'amélioration sont formulées concernant la liaison Nord/Sud, consistant notamment en la mise en place de prorata temporis pour les renominations intra-journalières et la prise en compte du portefeuille de clientèle dans les critères d'allocation des capacités Nord vers Sud.

Expéditeurs (15) :

Les 13 expéditeurs qui se sont exprimés sur la fusion des zones d'équilibrage Nord H, Est et Ouest en une grande zone Nord, considèrent cette évolution comme un réel progrès permettant :

- une amélioration de la liquidité sur le PEG Nord, selon 5 expéditeurs et de la profondeur du marché, selon 1 expéditeur ;
- une simplification de la gestion opérationnelle de l'acheminement par les expéditeurs, selon 5 expéditeurs, notamment en termes de gestion des comptes d'écart journaliers, selon 1 expéditeur ;
- un développement de la concurrence et de la compétitivité des expéditeurs sur cette zone, selon 2 expéditeurs ;
- un accès facilité à une grande zone Nord, selon 3 expéditeurs ;
- une amélioration de la fluidité vers le sud via le principe du « Use-It-Or-Lose-It » (UIOLI), selon 3 expéditeurs, associée à une meilleure optimisation quotidienne des capacités existantes par la mise en place des nouvelles règles de nomination sur la liaison Nord/Sud, selon 2 expéditeurs ;
- une simplification et une meilleure transparence des coûts d'acheminement, selon 1 expéditeur ;
- une sécurisation des approvisionnements de la France, de la péninsule ibérique et de l'Europe Centrale, selon 1 expéditeur ;
- une meilleure lisibilité des flux acheminés sur les réseaux français grâce aux liaisons uniques Nord/Sud et Sud/TIGF, selon 1 expéditeur ;
- un développement notable du marché de gros au PEG Sud, en particulier sur le marché court terme, selon 1 expéditeur.

Toutefois, 13 expéditeurs considèrent que cette évolution n'a pas résolu le problème d'accès au Sud de la France lié à :

- la difficulté à obtenir des capacités d'accès à cette zone Sud via la liaison Nord/Sud, selon 7 expéditeurs, dont la disponibilité est fortement impactée par la maintenance et par le mode de commercialisation selon un système d'OSP selon 1 expéditeur, mais aussi la difficulté à obtenir des capacités physiques d'accès à partir des terminaux de Fos selon 1 expéditeur ;
- la complexité et des problèmes de gestion opérationnelle d'accès à la zone Sud, dont notamment l'obligation de nomination sur la liaison Nord/Sud, selon 3 expéditeurs ;
- la disponibilité en quantités importantes chaque jour de capacités interruptibles à la liaison Nord/Sud, selon 4 expéditeurs, et la difficulté d'appréhension par les fournisseurs nouveaux entrants du fonctionnement de ces capacités, selon 3 expéditeurs ;

- l'existence d'une barrière tarifaire pour les fournisseurs alternatifs qui n'ont pas accès à la zone Sud dans les mêmes conditions économiques que les opérateurs historiques, selon 1 expéditeur ;
- le remplissage plus difficile des stockages en zone Sud, du fait de la modification des règles d'attribution des droits de stockage apportée le 1^{er} avril 2009, selon 1 expéditeur ;
- l'absence de commercialisation des capacités journalières de manière conjointe à l'interface TIGF-GRTgaz, selon 1 expéditeur.

1 expéditeur considère que l'accès à la zone Nord B constitue un handicap économique pour les fournisseurs alternatifs, ces derniers acquittant un surcoût pour y accéder.

1 expéditeur regrette que l'algorithme de circulation ex-post des déséquilibres ait été supprimé.

3 expéditeurs proposent les améliorations suivantes concernant la liaison Nord/Sud : la mise en place de prorata temporis sur les capacités allouées dans le cadre des renominations intra-journalières, selon 2 expéditeurs, la mise en place d'un taux d'utilisation minimum des capacités de liaison Nord vers Sud selon 1 expéditeur.

Consommateurs finals industriels (9) :

5 consommateurs finals industriels, dont l'Uniden, considèrent positive la mise en place de la nouvelle structure du transport au 1^{er} janvier 2009. Elle a permis la création dans la grande zone Nord d'un réel marché ouvert à la concurrence avec une augmentation des offres de nouveaux fournisseurs.

4 consommateurs finals constatent que la concurrence a diminué dans la zone Sud ou TIGF. Ils précisent que les fournisseurs qui n'ont pas d'accès à du gaz dans cette zone ne sont pas compétitifs, leur nombre étant en conséquence limité sur cette zone. Selon 1 consommateur final, cette situation est due au manque de capacité d'accès à la zone Sud.

Ce consommateur final précise qu'il a constaté depuis l'ouverture des marchés, que la structure du réseau entraînait de très fortes disparités dans les conditions d'accès au gaz naturel, en fonction de la localisation géographique de ses sites. Ainsi, un écart de plusieurs €/MWh a parfois été observé entre les prix des deux zones au détriment de la zone Sud, pour des sites comparables en terme de volume et de profil de consommation.

1 consommateur final explique ne pas avoir vu d'effet significatif sur la grande zone Nord : selon lui, la liquidité du PEG Nord reste faible et les volumes traités sur Powernext sont très limités et insuffisant pour assurer la fourniture d'un seul site significatif en France.

Gestionnaires d'infrastructures gazières (4) :

4 gestionnaires d'infrastructures gazières considèrent positive la mise en place de la nouvelle structure du transport au 1^{er} janvier 2009. Elle a permis :

- un accès plus direct et aisé au PEG Nord depuis Montoir, selon 1 opérateur, qui précise que ses clients font de plus en plus souvent mention de valorisation via des opérations structurées sur le PEG pour des cargaisons éventuellement déchargées. En outre, cet opérateur constate une augmentation significative du nombre de demandes de faisabilité ;
- l'arrivée de 8 nouveaux expéditeurs en zone GRTgaz Sud, selon 1 opérateur ;
- une réelle ouverture du marché dans la zone TIGF (au 1^{er} avril 2009, 24% des volumes vendus en Distribution Publique, et 38% des volumes vendus aux industriels ont un fournisseur différent de celui qu'ils avaient en 2004), selon 1 opérateur ;
- un renforcement du rôle structurant de la liaison Nord/Sud, selon 1 opérateur, du notamment à la mise en place d'un système de nomination sur la liaison afin d'optimiser l'utilisation des capacités disponibles. Selon cet opérateur, le mécanisme de UIOLI court terme ainsi mis en place a montré son efficacité, le taux d'utilisation de la liaison étant de plus de 90% depuis le 1^{er} janvier 2009 (pic à 99% en février) ;
- le passage avec succès des crises opérationnelles importantes survenues depuis sa mise en place, selon 1 opérateur ;

- la mise en place d'offres de stockage plus variées et évolutives dans chacune des zones, en particulier dans la zone GRTgaz Sud, pour répondre aux différents besoins des clients, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
- le bon déroulement de la vente des capacités, grâce à la coordination entre GRTgaz et TIGF, et la simplification de la gestion opérationnelle des expéditeurs, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière précise que l'activité des fournisseurs « nouveaux entrants » dans la zone TIGF ne semble pas limitée par leur accès aux capacités de transport en entrée depuis GRTgaz.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière souligne l'impact négatif des évolutions de certains termes tarifaires transport sur les conditions d'accès aux capacités de stockages en zone GRTgaz Sud.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière s'interroge sur l'intérêt de maintenir une commercialisation des capacités à l'interface entre GRTgaz et TIGF sur un, deux, trois et quatre ans, ce qui alourdit le processus. Selon lui, dans le cadre de l'OSP au point Larrau, une démarche plus simple (un produit 10 ans, un produit 1 an) a donné satisfaction aux expéditeurs.

Autres acteurs du marché (2) :

1 acteur du marché considère cette évolution comme un réel progrès permettant une amélioration de la liquidité sur le PEG Nord, un développement de la concurrence et de la compétitivité des expéditeurs sur cette zone et une simplification et une meilleure transparence des coûts d'acheminement.

1 autre acteur du marché considère que la situation actuelle dans le Sud est pénalisante pour le développement de la liquidité dans cette région. Mais surtout, elle complexifie énormément les discussions sur l'interconnexion avec l'Espagne, et ne permet donc pas d'espérer une amélioration significative à court terme de la liquidité en France, et en particulier dans le Sud.

Question 2 : Partagez-vous l'analyse sur les difficultés identifiées pour l'accès au réseau de transport de gaz au sud de la France ? Avez-vous identifié d'autres contraintes ?

La très grande majorité des expéditeurs et des consommateurs finals industriels partagent l'analyse sur les difficultés identifiées pour l'accès au réseau de transport dans le sud de la France.

Plusieurs acteurs insistent sur le désavantage concurrentiel des fournisseurs alternatifs dans cette région, étant donnée le différentiel de coût d'accès au sud entre les expéditeurs entrant depuis la zone Nord et ceux entrant directement par les terminaux méthaniers de la zone Sud, dû principalement au déficit de capacités disponibles à la liaison Nord vers Sud et aux terminaux méthaniers de Fos, et accentué par un mécanisme d'allocation au prorata, qui génère un effet de rareté.

Les gestionnaires d'infrastructures et certains expéditeurs sont plus modérés quant à cette analyse, voire ne la partagent pas, notamment en ce qui concerne les difficultés d'accès sur les terminaux méthaniers de Fos.

Expéditeurs (14) :

La très grande majorité des expéditeurs, soit 13 expéditeurs sur les 14 qui se sont exprimés, partagent l'analyse sur les difficultés identifiées pour l'accès au réseau de transport de gaz au sud de la France.

1 expéditeur rappelle qu'il existe de réelles difficultés physiques d'accès au sud de la France. Selon lui, la mise en service de cycles combinés dans le Sud de la France se traduira par des besoins additionnels de capacités d'accès pour les fournisseurs qui les alimenteront. Ces besoins ne pourront pas être couverts par le système actuel d'allocation des capacités Nord vers Sud, qui conduit au rationnement la capacité allouée à chaque nouvel entrant.

3 expéditeurs rappellent qu'il existe de réelles difficultés économiques d'accès au sud de la France, issues du différentiel de coût d'accès par rapport aux opérateurs historiques. Selon eux, ce différentiel crée un désavantage concurrentiel des fournisseurs alternatifs au sud de la France, ne permettant à ces fournisseurs alternatifs de concurrencer que marginalement Total et GDF SUEZ. Selon 1 expéditeur, ce désavantage peut être évalué aux alentours du prix de la capacité Nord vers Sud (soit environ 0,6 Euro/MWh). Celui-ci s'aggraverait au regard de la proposition CRE qui conduirait à une augmentation du terme tarifaire Nord/Sud (0,75 Euro/MWh), ces valeurs excédant les marges attendues de commercialisation sur le marché final. Il n'est en cela pas compatible avec l'ouverture des marchés du gaz et le développement de la concurrence. Il doit donc être éliminé au plus tôt. Cet expéditeur explique ce désavantage concurrentiel par :

- d'une part un approvisionnement de la zone Sud par du gaz importé par gazoduc grevé par le coût de la liaison Nord vers Sud ; or avec la mise en service du terminal de Fos Cavaou, les acteurs historiques, qui y détiennent à long terme l'essentiel des capacités, pourront alimenter l'essentiel de leurs besoins Sud par GNL et limiter ainsi la desserte par gazoducs à la zone Nord, alors que les fournisseurs alternatifs n'auront toujours pas d'autre choix, pour satisfaire leurs besoins Sud, que d'utiliser la liaison Nord vers Sud ;
- d'autre part, si le développement éventuel à l'horizon 2013 des capacités d'entrée depuis l'Espagne peut créer des accès nouveaux à la zone Sud, accessibles en principe à l'ensemble des fournisseurs, ces accès devraient toutefois rester nettement plus onéreux que les accès directs à la zone Sud par les terminaux de Fos.

4 expéditeurs estiment que le manque de capacités fermes à la liaison Nord/Sud combinée au mécanisme d'allocation de capacité fondé sur des OSP ont créé un effet de rareté préjudiciable à l'ensemble des expéditeurs, associé à une fragmentation des capacités :

- d'une part la demande a été supérieure à l'offre ;
- d'autre part les capacités ont été redistribuées à un plus grand nombre d'expéditeurs, dont tous n'avaient pas un besoin immédiat de capacité, ce qui rend difficile le montage d'offres pour des volumes importants.

1 de ces expéditeurs ajoute que ce mécanisme n'est pas adapté aux expéditeurs nouveaux entrants avec un portefeuille en croissance, car il ne permet pas la prise en compte d'une croissance graduelle des volumes de gaz livrés et incite à réserver de la capacité en bandeau annuel. Cette situation a entraîné une perte si la capacité n'est pas utilisée ou revendue.

4 expéditeurs rappellent que les capacités interruptibles ne sont pas un produit très intéressant pour de nombreux expéditeurs qui veulent accéder au marché français sur le long terme, car elles ne permettent pas de sécuriser l'alimentation de leurs clients finals ; or il se trouve que ces capacités se sont retrouvées en quantités importantes sur la liaison Nord/Sud. Selon 1 expéditeur, cette situation provient de la dépendance des capacités à la liaison Nord/Sud des approvisionnements de gaz à d'autres points d'entrée du réseau, en particulier dans la zone Nord.

1 expéditeur ajoute que le mécanisme d'UIOLI court terme mis en place sur la liaison Nord-Sud est inefficace, du fait de la possibilité de re-nomination en intra-journalier, sans prise en compte d'un prorata temporis : les capacités acquises en UIOLI court terme pour un jour gazier donné ont une valeur très faible, car elles peuvent être perdues en totalité jusqu'à la fin de ce jour gazier, en cas de re-nomination par l'expéditeur détenant initialement la capacité.

3 expéditeurs rappellent que la liquidité du marché de gros dans le sud de la France est très faible sur le marché spot et inexistante sur le marché à terme, ce qui constitue une difficulté supplémentaire pour les expéditeurs dont le seul schéma d'approvisionnement possible est au PEG, et qui ne permet pas de gérer plus facilement les variations des consommations de leurs clients finaux (variation du portefeuille client, aléa climatique,...).

1 expéditeur souligne la nécessité d'investissements sur la liaison Nord/Sud pour que l'accès à la zone Sud, voire la fusion des zones Nord/Sud soit physiquement possible sur un horizon de long terme.

2 expéditeurs ajoutent que, même si la situation s'est améliorée dans le Nord, des obstacles sérieux subsistent à la création d'un marché du gaz liquide :

- peu de capacités sont disponibles pour les nouveaux entrants aux différents points d'entrée ;
- la liquidité du marché de gros reste très limitée par rapport à des marchés comme TTF (bien qu'ayant beaucoup augmenté ces derniers mois notamment grâce à la fusion des zones, la création de Powernext Gas et l'apparition de Market Maker).

Selon 1 expéditeur, cette situation amène un certain nombre d'acteurs à intervenir sur les marchés à terme sur d'autres marchés que les PEG. Ainsi si la liquidité du marché français reste faible et que les contraintes logistiques pour y accéder ne sont pas levées, il existe un risque non négligeable que le marché français devienne moins attractif que d'autres pour réaliser des investissements (infrastructures gazières, production électrique, industries consommant du gaz). Selon 1 autre expéditeur, cette situation peut avoir des conséquences négatives sur la zone Sud en limitant les possibilités de transit vers le Sud que la diversité des accès antérieurs autorisait.

1 expéditeur explique que l'accès aux terminaux de Fos est extrêmement limité pour les nouveaux entrants car une part importante des capacités est réservée par GDF-Suez et Total sur le long terme et la taille des navires admis à Fos Tonkin est limitée. Cet expéditeur explique que l'accès à la capacité Nord→Sud est limité pour les nouveaux entrants, car une part importante est réservée sur le long terme par GDF SUEZ et le reste des capacités étant commercialisé sans prendre en compte les capacités long terme dont disposent GDF SUEZ et Total pour accéder à la zone.

1 expéditeur considère que le problème d'accès au sud de la France provient de la fiabilité de la capacité de transport et n'a rien à voir avec la disponibilité des capacités de regazéification à Fos :

- les maintenances sur la liaison Nord/Sud ont été anormalement élevées ;
- les prévisions d'interruption ont été alarmistes et trop conservatrices de la part de GRTgaz qui n'a pas suffisamment joué son rôle d'information auprès des utilisateurs du réseau ;
- la séparation en deux du groupement de stockage Centre a fait disparaître des capacités de transport Nord/Sud implicites tout en gardant des contraintes de soutirage.

1 expéditeur considère qu'aucune analyse objective de l'utilisation des capacités allouées aux expéditeurs, permettant de valider les difficultés avancées par certains pour l'accès au réseau de transport au sud de la France, n'a été présentée. Selon sa propre analyse, la plupart des expéditeurs ne saturent pas les capacités qui leur ont été allouées, or ils ont pourtant la possibilité de s'appuyer sur les prévisions des capacités interruptibles que GRTgaz communique à partir de j-3, la quantité interruptible réellement disponible étant définitivement connue le jour j-1 entre 15h00 et 16h00. Cet expéditeur précise que ses capacités d'accès à la zone Sud ne lui permettent pas d'atteindre les objectifs de stocks au 1^{er} novembre, alors même que tous les volumes utiles n'ont pas été souscrits par les expéditeurs.

Consommateurs finals industriels (11) :

Tous les consommateurs finals industriels qui se sont exprimés, soit 11 consommateurs dont l'Uniden, partagent l'analyse sur les difficultés identifiées pour l'accès au réseau de transport de gaz au sud de la France.

Tous mettent en avant l'absence de concurrence sur la zone Sud et la difficulté à trouver des fournisseurs capables de garantir des offres flexibles et compétitives pour les plus gros sites.

5 consommateurs finals industriels, dont l'Uniden, précisent que cette situation de pénurie dans laquelle se trouve la zone Sud a été mise en évidence, voire aggravée selon 3 consommateurs dont l'Uniden, par le mécanisme de redistribution de certaines capacités dans le cadre des OSP de 2008. En effet, les capacités ont été redistribuées en faibles quantités à un grand nombre d'expéditeurs. De ce fait, aucun des expéditeurs attributaires n'est en mesure de fournir la totalité des besoins d'un site de taille importante. De même, les consommateurs qui ont participé à ces OSP n'ont même pas pu obtenir de capacités suffisantes pour alimenter leurs propres sites. Les mécanismes d'allocation de capacités ne sont donc pas adaptés.

3 consommateurs finals industriels, dont l'Uniden, soulignent que les surcoûts en zone Sud sont parfois très conséquents par rapport à la zone Nord, traduisant un manque d'accès à la zone Sud pour les acteurs non historiques.

1 consommateur final industriel regrette qu'il n'existe pas à ce jour de fournisseurs volontaires pour assurer une fonction d'équilibrage au PEG Sud, permettant ainsi d'ouvrir le marché à des fournisseurs plus petits.

Gestionnaires d'infrastructures gazières (5) :

1 gestionnaire d'infrastructure gazière considère que l'importance du réel déficit de capacité Nord vers Sud est difficile à quantifier :

- d'une part la règle d'allocation au prorata des demandes a conduit les expéditeurs à gonfler artificiellement leur demande pour faire face au risque de pénurie ;
- d'autre part, si le UIOLI court terme a été bien utilisé sur la liaison Nord vers Sud, il l'a été par un petit nombre d'expéditeurs, ce qui tend à montrer que la plupart des expéditeurs détiennent des capacités adaptées à leurs besoins.

Toutefois, ce gestionnaire d'infrastructure gazière ajoute que les possibilités d'arbitrage sont effectivement limitées au regard du nombre de points d'entrée et que le besoin en capacité de liaison pourrait augmenter avec la poursuite de l'ouverture du marché en Zone Sud. En outre, cet opérateur considère que l'arrêt de la prise en compte d'une répartition géographique des droits à stockage et la séparation en deux entités contractuelles de l'ancien PITS Centre ont également renforcé le rôle de la liaison Nord vers Sud.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière considère que les difficultés, identifiées par le groupe de travail Concertation Gaz sur ce sujet, ne concernent pas l'accès à la zone TIGF.

2 gestionnaires d'infrastructures gazières ne partagent pas l'analyse sur l'absence de capacités disponibles et considèrent que les difficultés d'accès sur les terminaux méthaniers de Fos sont infondées, puisque :

- l'opérateur Elengy indique disposer de capacités de regazéification libres significatives à partir de 2010 sur le terminal de Fos Tonkin ;
- les navires de type « med-max » admis à Fos Tonkin sont actuellement sous-utilisés du fait de la mise en service récente de plusieurs navires ;
- plusieurs clients de Fos Cavaou ont explicitement demandé à avoir la possibilité de décharger des navires de tailles inférieure à 100.000 m³GNL.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière souligne que les réflexions du groupe de concertation gaz ont bien mis en lumière la contribution déterminante de Fos Cavaou à l'alimentation de la zone sud, à la décongestion de la liaison Nord-Sud, et en conséquence à l'approfondissement du marché du sud de la France. Selon lui, le succès de la vente des capacités de regazéification de juin 2007 sur Fos Cavaou a permis d'ouvrir l'alimentation du sud de la France à quatre nouveaux expéditeurs. Un autre gestionnaire d'infrastructure gazière ajoute que, de manière conjoncturelle, le retard de mise en service du terminal de Fos Cavaou a généré un besoin de capacité Nord vers Sud supplémentaire pour les expéditeurs comptant sur cette ressource.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière considère que les liaisons avec l'Espagne, si elles se réalisent, vont procurer une nouvelle source d'alimentation du sud de la France et compléter les points déjà existants.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière constate que les expéditeurs ont des difficultés significatives et spécifiques pour accéder aux stockages situés en zone GRTgaz Sud, en raison :

- d'une part de la rareté des capacités de liaison Nord/Sud et de leur attribution indépendamment de la souscription des capacités de stockage ;
- d'autre part de l'augmentation du coût d'accès au stockage (augmentation du prix de la liaison Nord/Sud et du prix entrée/sortie des stockages), conséquence de l'évolution tarifaire associée à la nouvelle structure.

Autres acteurs du marché (1) :

1 acteur du marché partage l'analyse sur les difficultés identifiées pour l'accès au réseau de transport de gaz au sud de la France.

Question 3 : *Que pensez-vous de la proposition du groupe de travail de la Concertation Gaz relative à la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz ? Quelle est votre analyse sur sa faisabilité ?*

Une légère majorité des acteurs du marché, constituée de la moitié des expéditeurs et de l'ensemble des consommateurs finals industriels, est favorable à la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz, qui serait de nature à développer la concurrence en supprimant les contraintes physiques et en créant des conditions économiques d'accès équivalentes pour tous les fournisseurs au sud de la France.

La moitié des expéditeurs et les consommateurs finals industriels juge la solution réaliste à horizon 2011 et les obstacles identifiés surmontables par un approfondissement des analyses et une adaptation de la réglementation en vigueur.

A l'inverse, l'autre moitié des expéditeurs et les gestionnaires d'infrastructures gazières sont soit opposés, soit très réservés sur la faisabilité de cette solution, qui présente des difficultés de mise en œuvre opérationnelle, et des risques juridiques et politiques, et qui serait de nature à diminuer l'attractivité des infrastructures de stockage et de terminaux méthaniers en France.

Les deux expéditeurs, sur qui reposerait l'engagement d'amener à Fos les flux de gaz nécessaires à l'équilibrage du réseau, sont défavorables à ce schéma, alors que plusieurs acteurs favorables à ce schéma soulignent la nécessité d'un engagement volontaire de leur part.

En outre, le transporteur concerné GRTgaz est opposé à cette solution tant que les investissements de développement des capacités Nord vers Sud n'auront pas été réalisés. GRTgaz se déclare dans l'incapacité de mettre en œuvre cette solution en 2011.

Expéditeurs (16) :

Les expéditeurs sont partagés sur cette question.

8 expéditeurs sont favorables à la proposition du groupe de travail de la Concertation Gaz relative à la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz, qui serait de nature à développer la concurrence, en supprimant les contraintes d'accès physique et en créant des conditions économiques d'accès équivalentes pour tous les fournisseurs.

Parmi ceux-ci, 6 expéditeurs confirment la faisabilité de cette solution et l'absence d'obstacle majeur à sa mise en œuvre rapide à horizon 2011 :

- concernant les engagements de flux :
 - le dispositif pourrait être ajusté pour que la fusion Nord/Sud repose sur l'engagement de l'expéditeur qui détient l'essentiel des capacités à Fos et plus largement en France (en l'occurrence GDF SUEZ), sans faire porter des contraintes sur un expéditeur détenant des capacités plus marginales (i.e. Total), selon 1 expéditeur ;
 - de tels engagements de flux s'inscrivent dans la continuité des pratiques contractuelles du secteur, selon 2 expéditeurs : ils existent déjà en Allemagne pour le gaz et en France pour l'électricité (mécanisme de réserve rapide et complémentaire), la multiplicité des options possibles permettant, au moment des études de détail, de trouver une solution adaptée ;
 - la mise en place d'engagements de flux devrait être assortie, soit d'un mécanisme d'incitation pour que les flux minimaux soient respectés, selon 1 expéditeur, soit d'une rémunération pour venir compenser la perte de flexibilité engendrée par l'obligation de flux nominal, selon 1 expéditeur ;
 - ces engagements de flux doivent être volontairement assumés et librement choisis par les opérateurs concernés, selon 1 expéditeur ;

- concernant le cadre des missions et pouvoirs de la CRE :
 - il résulte des 1^o et 2^o alinéa du I de l'article 2 8 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité que l'organisation d'un véritable marché du gaz naturel concurrentiel en France fait partie des missions de la CRE. La mise en place de cette organisation peut nécessiter des évolutions réglementaires, ce qui est le cas avec la fusion proposée des zones Nord et Sud à l'horizon 2011. Ainsi, si la CRE n'a effectivement pas le pouvoir de décider de telles évolutions, il est tout à fait dans son rôle et ses missions de les proposer au Ministre chargé de l'énergie afin que ce dernier engage toutes les actions nécessaires, selon 2 expéditeurs ;
 - les contraintes légales évoquées par la CRE doivent être clairement identifiées et soumises si nécessaire aux autorités publiques, mais ne peuvent en aucun cas remettre en cause le déploiement de cette solution, selon 1 expéditeur ;
- concernant les conséquences tarifaires de la disparition du terme tarifaire à la liaison Nord/Sud :
 - la problématique est identique à celle de la disparition du terme tarifaire à la liaison GRTgaz Sud / TIGF, proposée par la CRE, selon 2 expéditeurs ;
 - des solutions peuvent être trouvées, selon 1 expéditeur ;
 - les bénéfices de la fusion tant en termes de fonctionnement du système gazier dans son ensemble que de stimulation de la concurrence, compensent les réajustements tarifaires induits, selon 1 expéditeur ;
- concernant la modification de l'organisation et du fonctionnement du système gazier susceptible d'avoir des conséquences sur les rôles et responsabilités :
 - l'évolution des missions de GRTgaz à la surveillance de l'équilibre du bilan France sur tous les horizons temporels (à l'instar du rôle de RTE), associée à des mécanismes juridiques appropriés, permettrait d'encadrer efficacement l'interdépendance entre les acteurs du marché, de mieux anticiper les congestions éventuelles et les problèmes de sécurité d'approvisionnement, selon 2 expéditeurs ;
 - l'ensemble des problématiques que la fusion Nord/Sud pourrait générer peut être résolu par une coopération entre opérateurs de stockage, opérateurs de terminaux méthaniers et gestionnaires de réseau de transport, selon 1 expéditeur ;
- concernant les investissements de réseaux :
 - les mécanismes proposés pour la fusion Nord/Sud n'ont pas vocation à rester pérennes, dans le principe et dans les niveaux nécessaires à l'horizon 2011, et donc à se substituer aux investissements de réseaux des opérateurs de transport. Ils constituent un dispositif transitoire destiné à progressivement diminuer, dans l'attente de la réalisation des investissements, susceptible de permettre à très court terme le développement de la concurrence en zone sud et à moyen terme une possibilité d'arbitrage par les opérateurs de transport entre investissements et engagements contractuels, selon 3 expéditeurs ;
 - ces mécanismes, qui ne nécessitent pas d'investissements importants, permettent de ne pas augmenter les tarifs d'accès au réseau de transport pour le consommateur final, selon 1 expéditeur.

1 expéditeur, parmi les 8 favorables à cette fusion, considère que le mécanisme d'engagements de flux pourrait se révéler couteux et peu flexible et donc qu'il devrait être examiné plus en détail, et que des pré-requis devraient être mis en œuvre concernant le mécanisme d'équilibrage géographique :

- le mécanisme d'engagements de flux à Fos pouvant se révéler couteux et peu flexible, il serait préférable que l'ensemble des points d'entrée/sortie puissent être pris en compte simultanément ou non ; ce mécanisme serait plus flexible et permettrait de révéler le « vrai » prix physique des congestions ;

- un marché d'équilibrage géographique nécessite des pré-requis, tels qu'un mécanisme incitatif de partage des coûts incitant GRTgaz à utiliser ce mécanisme que lorsque cela est nécessaire, un nombre suffisant d'acteurs de marché, une bonne information sur les flux de gaz, l'existence d'un mécanisme de « back-up » pour GRTgaz en cas de problème physique sur le réseau.

1 expéditeur, parmi les 8 favorables à cette fusion, considère toutefois que la proposition aurait pu être plus ambitieuse, s'orientant vers une fusion des 3 zones d'équilibrages en France. Cet expéditeur ajoute qu'une approche donnant un accès prioritaire aux capacités aux expéditeurs qui ont déjà des clients pourrait être un obstacle à l'arrivée de nouveaux entrants.

8 expéditeurs se prononcent clairement en faveur de la proposition d'aménagement de la structure à trois zones, ou sont opposés à la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz. En effet, cette fusion, nécessitant des changements de cadre réglementaire, présente des difficultés de mise en œuvre opérationnelle, mais aussi des difficultés juridiques et d'ordre politique, selon 6 expéditeurs :

- concernant le marché d'équilibrage géographique :
 - ce mécanisme nécessite un recours aux stockages qui, sous certaines conditions, pourrait mettre en péril le plein respect de leurs Obligations de Services Publics (OSP) par les fournisseurs concernés, voire opérer un transfert de ces OSP entre les fournisseurs. La mise en œuvre d'une telle solution nécessiterait par ailleurs la refonte des règles concernant les OSP, voire la remise à plat de la répartition des responsabilités entre les différents acteurs de la chaîne gazière, transférant des expéditeurs au gestionnaire du réseau une partie des OSP et des missions de fourniture, voire même celles de dernier recours, selon 1 expéditeur ;
 - ce mécanisme d'équilibrage court-terme par recours imposé aux stockages fragilise leur gestion et représente un coût potentiel très important et non maîtrisable pour GRTgaz, les expéditeurs et donc les clients finaux. En effet cette solution amènerait une desoptimisation néfaste des stockages, selon 1 expéditeur ;
 - un tel mécanisme exige des changements de régulation et crée des risques opérationnels et économiques non acceptables, selon 1 expéditeur ;
- concernant les engagements de flux à Fos :
 - ce mécanisme ferait peser des contraintes fortes sur les expéditeurs qui détiennent ces capacités (pertes de flexibilité sur la programmation de la flotte de navires) et rendrait ce terminal moins attractif. Par ailleurs, les producteurs de GNL recherchent en priorité des acheteurs capables de valoriser au mieux leur production grâce à un partage des marges de commercialisation et un accès le plus large possible aux différentes places de marché internationales. Le dispositif imaginé serait de nature à mettre en risque les relations contractuelles établies avec certains fournisseurs GNL et pourrait plus généralement remettre en cause la relation avec les pays/entreprises fournisseurs de GNL, ce qui serait dommageable pour la France à un moment où la compétition entre pays/terminaux est vive en Europe. Les compensations financières qui pourraient être envisagées ne pourraient que partiellement compenser les préjudices subis, selon 1 expéditeur ;
 - ce mécanisme aurait pour résultat de pénaliser les offres aux clients, en éliminant la possibilité pour le marché français d'intégrer des critères économiques de valeur du gaz dans la décision d'importation de GNL. En outre, la structure contractuelle des approvisionnements GNL ne permettrait pas de mettre en place les chaînes d'engagements imaginées, selon 1 expéditeur.
- concernant les investissements :
 - 2 expéditeurs expliquent ne pas y être favorables, car une telle fusion requiert d'énormes investissements, avec comme conséquence la création de surcapacités finalement sous-utilisées. Selon eux, 2 zones distinctes doivent être reliées via des capacités de liaison suffisantes pour que disparaisse le goulot d'étranglement actuellement constaté. En outre, la mise en service de Fos Cavaou et le développement des interconnexions franco-espagnoles devraient contribuer à une évolution des flux physiques et doivent donc être pris en compte dans les hypothèses d'investissements envisagées.

1 expéditeur, parmi les 8 défavorables à cette fusion, considère qu'une amélioration à court terme doit se faire prioritairement via des aménagements incitatifs à une meilleure utilisation des capacités existantes et à moyen terme des investissements dans la zone Nord.

2 expéditeurs, parmi les 8 défavorables à cette fusion, rappellent qu'ils restent néanmoins favorables à une simplification du schéma tarifaire, notamment par une réduction progressive du nombre de zones, sous réserve d'une pertinence économique.

Consommateurs finals industriels (12) :

Tous les consommateurs finals industriels, qui se sont exprimés, soit 12 consommateurs dont l'Uniden, se sont prononcés en faveur de la proposition du groupe de travail de la Concertation Gaz relative à la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz, qui serait de nature à développer la concurrence, à améliorer la liquidité et le foisonnement des volumes. En outre, cette fusion permettrait aussi d'augmenter la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble du territoire, d'accéder à des offres de fournisseurs disposant d'entrée par le nord, de diminuer les coûts d'équilibrage (par une réduction de l'impact des sur et sous-consommation) et d'augmenter la transparence des prix de marché par la création d'une grande zone d'échange, selon 1 consommateur final industriel.

En outre parmi ces consommateurs, 7 consommateurs finals industriels, dont l'Uniden, souhaitent que cette fusion Nord/Sud soit complétée par la poursuite de l'optimisation des interconnexions entre GRTgaz sud et la zone TIGF consistant en la suppression du terme de liaison entre les zones GRTgaz et la zone TIGF. Les pertes de revenus pour les GRT seront compensées par une nouvelle grille tarifaire, tout en maintenant le coût du transit Nord/Sud à son niveau actuel, afin de ne pas faire subventionner le transit par les consommateurs français, selon 5 consommateurs finals industriels, dont l'Uniden.

La mise en place d'un mécanisme d'engagements de flux à partir de Fos est considérée comme opportune, selon 4 consommateurs finals industriels dont l'Uniden :

- ce mécanisme permettra au système gazier français de fonctionner correctement dans son ensemble. Par ailleurs, cette garantie de flux minimum n'entraîne aucune perte de revenu pour ces entreprises, mais tout au plus des pertes d'opportunités liées au renoncement à quelques détournements de cargaison vers d'autres régions du monde. Enfin, ces contraintes de flux minimum seraient levées dès lors que les capacités physiques entre les zones Nord et Sud du réseau GRTgaz seraient suffisantes. Ce mécanisme aurait donc l'avantage d'inciter les entreprises intégrées historiques à investir au plus vite pour supprimer ces contraintes, selon 2 consommateurs dont l'Uniden ;
- le fait que la mise en œuvre de ce mécanisme soit juridiquement délicate ne doit pas constituer un motif de renoncement aux dépens des consommateurs, selon 1 consommateur final industriel ;
- il convient donc de définir le dispositif qui permettra de garantir ces flux minimum. Il est important de ne faire peser aucun surcoût aux consommateurs car il faut que les opérateurs soient incités à investir au plus vite dans les infrastructures nécessaires pour lever la congestion existant entre les zones Nord et Sud, selon 1 consommateur final industriel.

1 consommateur final industriel considère qu'une solution qui permettrait d'aboutir, sans investissement ou presque, à un résultat comparable à celle de l'ordre de 2 G€ (qui seront payés in fine par les consommateurs) doit évidemment être privilégiée.

Gestionnaires d'infrastructures gazières (6) :

Tous les gestionnaires d'infrastructures gazières qui se sont exprimés, soit 6 opérateurs, sont opposés à la proposition du groupe de travail de la Concertation Gaz relative à la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz, cette solution étant considérée comme non saine et se traduisant par une baisse de l'attractivité du marché du gaz en France, et plus particulièrement pour les infrastructures de stockage et des terminaux méthaniers français :

- concernant les engagements de flux à Fos :
 - ce mécanisme aurait pour conséquences de diminuer la valeur des capacités d'accès aux terminaux méthaniers selon 3 gestionnaires d'infrastructures gazières : en réduisant la flexibilité offerte par le GNL, ce qui pourrait avoir in fine un impact négatif

sur le prix du gaz pour le consommateur final selon 1 opérateur, en cantonnant les terminaux historiques français dans leur seul rôle traditionnel d'approvisionnement en volume et en laissant de côté le rôle grandissant d'outil d'arbitrage selon 1 opérateur. Il pourrait mettre en péril les futurs investissements dans les terminaux en dissuadant les souscripteurs de prendre un engagement de long terme selon 1 opérateur ;

- les opérateurs de terminaux méthaniers n'ont aucun élément permettant de juger de la pertinence quotidienne du niveau de contrainte de flux, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
- les opérateurs de terminaux méthaniers n'ont aucun moyen permettant d'imposer son respect par leurs clients, étant donné que la gestion de ces quantités dépend très largement de facteurs hors de portée de ces gestionnaires, soit en amont soit en aval du terminal, selon 2 gestionnaires d'infrastructures gazières ;
- la mise en application nécessiterait une refonte contractuelle dont la difficulté semble avoir été négligée par le groupe de travail, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
- concernant l'équilibrage géographique :
 - l'absence de production locale sur le réseau de GRTgaz rend ce mécanisme inadapté et potentiellement coûteux pour le consommateur final, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière. Ce mécanisme, dérivé de celui du monde électrique où la production est locale (i.e. un expéditeur possède conjointement la commodité et la capacité correspondante et ce à proximité du besoin exprimé par l'opérateur de réseau) pourrait être éventuellement envisagé au Royaume-Uni ou dans d'autres pays avec une production locale conséquente et répartie sur le territoire ;
 - ce mécanisme créerait des contraintes supplémentaires sur toute évolution de la structure de l'offre stockage pour le futur en nécessitant le maintien d'un caractère fortement géographique pour la structure de l'offre stockage, et confronterait les clients stockage à des contraintes nouvelles dans l'utilisation des stockages, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
 - il se traduirait par une baisse de l'attractivité des stockages français, en réduisant la flexibilité offerte par les stockages pour les besoins du marché, afin de répondre à des besoins de transport, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
 - le respect des Obligations de Service Public (OSP) dans le cadre de ce mécanisme doit encore être analysé, les adaptations proposées semblant difficiles à mettre en œuvre et leur faisabilité devant être confirmée, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
- cette fusion engendrerait des investissements importants pour ne pas détruire de capacités fermes existantes et majorerait le coût des développements ultérieurs de capacités. En outre, la suppression de la recette de la liaison Nord-Sud ne permettrait pas de recouvrer les coûts supplémentaires, conduirait à majorer substantiellement le tarif aux interconnexions et allègerait artificiellement le prix du transit de frontière à frontière par rapport au prix de transport vers des consommateurs en France, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
- cette solution soulève de nombreuses questions et incertitudes d'ordre techniques, réglementaires et économiques, selon 2 gestionnaires d'infrastructures gazières ;
- elle nécessiterait d'importantes modifications du système d'information de GRTgaz incompatibles avec une mise en service en avril 2011, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière estime de manière générale qu'il n'est pas sain que les contraintes d'un système de Transport de gaz soient reportées sur les utilisateurs d'autres infrastructures (stockages et terminaux). Selon lui, il est préférable que les congestions Transport soient identifiées et traitées en tant que telles, soit par la mise en place des investissements nécessaires, soit par l'adaptation des modes de commercialisation des capacités.

Autres acteurs du marché (2) :

1 acteur du marché est favorable à la proposition du groupe de travail de la Concertation Gaz relative à la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz, qui serait de nature à développer la concurrence, en supprimant les contraintes d'accès physique et en créant des conditions économiques d'accès équivalentes pour tous les fournisseurs.

1 acteur du marché encourage toute solution visant à fluidifier la liaison Nord/Sud, mais souligne qu'une fusion de zones à tout prix pourrait engendrer un risque de rigidification contraire à l'objectif visé, notamment le mécanisme d'engagements de flux pourrait rigidifier les flux au point de réduire la flexibilité disponible pour le marché de gros.

Question 4 : *Que pensez-vous du schéma fondé sur l'aménagement de la structure à trois zones, tel que décrit au paragraphe 4.2 ? Si ce schéma est adopté, pensez-vous qu'il est souhaitable de l'appliquer en 2011, ou d'attendre 2013 ?*

Les acteurs de marché sont partagés concernant la solution consistant en un aménagement de la structure à trois zones.

La majorité des expéditeurs, ainsi qu'une majorité des gestionnaires d'infrastructures gazières, sont favorables à cette solution, qui leur semble plus réaliste en termes de calendrier et permettra d'améliorer les conditions d'acheminement sur les réseaux de transport en France et d'aller vers une plus grande intégration régionale et européenne des marchés du gaz. Cette solution permettrait de développer la concurrence dans le sud de la France en facilitant les échanges entre les deux zones TIGF et GRTgaz Sud et en simplifiant le schéma de développement des interconnexions avec l'Espagne.

En outre, une partie des expéditeurs favorables à la fusion des zones Nord et Sud considère cette solution comme une alternative acceptable, en cas de non réalisation de la fusion des zones Nord et Sud, sous réserve de la prise en compte de certains commentaires et propositions concernant les modalités pratiques de mise en œuvre de cette solution.

Une partie des expéditeurs et des consommateurs industriels jugent que cette solution ne répond pas au problème principal, qui est l'accès au sud du territoire.

Les consommateurs finals industriels ne sont favorables à cet aménagement que dans la mesure où il serait mis en place simultanément avec la fusion des zones Nord et Sud.

La majorité des contributeurs, qui se sont exprimés favorablement ou qui ne s'opposent pas à cette solution, préfère une mise en œuvre au plus tôt ou dès 2011.

TIGF et son actionnaire sont opposés à cette solution et demandent le maintien durable de la structure actuelle.

Expéditeurs (16) :

Concernant les aménagements à l'interface entre les réseaux GRTgaz et TIGF :

11 expéditeurs sont favorables, ou ne s'opposent pas, à l'aménagement consistant en la suppression du terme tarifaire à l'interconnexion GRTgaz/TIGF :

- il n'y a plus de contraintes physiques entre les 2 zones, selon 1 expéditeur ;
- il permettrait de faciliter les échanges entre les 2 zones, selon 4 expéditeurs ;
- il s'agirait d'un premier pas vers l'interopérabilité et faciliterait l'émergence et la liquidité du marché de gros dans le sud de la France, selon 1 expéditeur ;
- la répartition tarifaire, impliquant une hausse des termes tarifaires, devra être prise en compte sur l'ensemble des points d'interconnexion avec les autres réseaux, y compris les points d'entrée/sortie vers d'autres pays, selon 1 expéditeur ;

- la combinaison des opérations sur les deux zones TIGF et GRTgaz Sud est prioritaire, selon 1 expéditeur. Il ajoute qu'il recommande fortement la mise en œuvre progressive d'un système géré par plusieurs GRT, qu'il considère comme une étape vers l'intégration complète des marchés et de nature à améliorer la sécurité d'approvisionnement. Cet expéditeur s'exprime, toutefois, en faveur du mécanisme d'engagement de flux, qu'il considère de nature à améliorer la flexibilité nécessaire ; un tel mécanisme ne devrait, cependant, être que transitoire, jusqu'à la réalisation des investissements ;
- cette répartition tarifaire devrait être transparente, non-discriminatoire et justifiée par des investissements réalisés par les GRT, selon 1 expéditeur ;
- l'augmentation du terme tarifaire à la liaison Nord vers Sud ne pourra être acceptable pour les expéditeurs qui acheminent du gaz à partir de la zone GRTgaz Nord à des clients de la zone GRTgaz Sud, qu'à la condition qu'ils puissent bénéficier d'approvisionnement compétitif à partir de l'Espagne, selon 1 expéditeur ;
- elle n'est envisageable que sous réserve de modification de certaines évolutions des termes tarifaires proposées, selon 1 expéditeur : selon lui, la répartition tarifaire proposée en l'état aggraverait la discrimination entre les fournisseurs disposant d'un approvisionnement depuis Fos et les autres si deux zones subsistaient.

Parmi ces expéditeurs, 3 expéditeurs rappelant toutefois leur préférence pour une fusion des zones Nord et Sud, considèrent cette solution comme une alternative acceptable en cas de non réalisation de la fusion des zones Nord et Sud.

4 expéditeurs sont opposés à l'aménagement consistant en la suppression du terme tarifaire à l'interconnexion GRTgaz/TIGF :

- la disparition de ce terme tarifaire à l'interface entre GRTgaz et TIGF ne traite pas le problème principal posé d'accès concurrentiel au sud pour les fournisseurs nouveaux entrants et ne saurait en aucun cas représenter en soi une solution, selon 1 expéditeur ;
- cette suppression du terme tarifaire ne correspond pas à la demande prioritaire des expéditeurs et entraînerait des modifications importantes de la structure tarifaire et des conditions d'accès au système gazier français, selon 1 expéditeur ; la remise en cause du schéma tarifaire entré en vigueur au 1^{er} janvier 2009 crée une incertitude interdisant aux expéditeurs de disposer de la visibilité nécessaire à la prise d'engagements à long terme, et compromet le bon fonctionnement du marché en général et le lancement des Open Seasons en particulier ;
- il ne paraît pas justifié de pallier la disparition du terme tarifaire Sud→TIGF par une hausse des termes sur les deux liaisons N→S & F→E, selon 3 expéditeurs. Ceci aurait pour effet d'augmenter le tarif d'accès aux zones Sud & TIGF à partir de la zone Nord sans en fluidifier l'accès, et renchérirait indûment la fourniture des clients au Sud à partir de la zone Nord selon 2 expéditeurs, et créerait une discrimination entre les utilisateurs du réseau en faisant payer aux consommateurs présents dans le sud de la France une partie du Transit vers la zone TIGF et vers l'Espagne, selon 1 expéditeur ;
- le renchérissement de 300 à 350€/MWh/j/an du terme tarifaire TIGF→Espagne ne paraît pas suffisant pour faire en sorte que le gaz ne soit plus expédié vers le Sud, selon 1 expéditeur ;
- un mécanisme où la disparition d'un terme tarifaire serait compensée par une modification des termes aux PIR (sauf Nord→Sud) et aux PITM, serait plus pertinent, selon 1 expéditeur ;
- une analyse approfondie du système d'allocation des capacités aux points d'entrée de la zone Sud serait préférable, selon 1 expéditeur.

1 expéditeur, rappelle qu'il semble ne pas y avoir de problème d'accès à la zone TIGF et considère donc cette évolution non nécessaire. Selon lui, la décision de mise en œuvre d'un tel aménagement doit être prise par les opérateurs de réseaux, une évolution non contrôlée pouvant entraîner une augmentation des interruptions sur certaines liaisons.

Concernant l'horizon de mise en œuvre :

8 expéditeurs sont favorables à une mise en œuvre au plus tôt ou à partir de 2011. Dans ce cas, cet aménagement pourrait nécessiter des modifications en 2013, quand les capacités issues de l'Open Season seront disponibles, selon 2 expéditeurs.

1 expéditeur est favorable à une mise en œuvre à partir de 2013, afin de laisser le temps nécessaire aux opérateurs d'infrastructures de s'adapter à cet aménagement.

1 expéditeur considère que sa date d'application doit être fixée par les opérateurs de réseaux.

Autres :

1 expéditeur estime que les capacités détenues à long terme par GDF SUEZ B3G sur la liaison Nord/Sud doivent être remises sur le marché. En effet :

- cela donne une capacité d'arbitrage supplémentaire à GDF SUEZ B3G (possibilité d'approvisionner son bilan Sud et ses exportations vers l'Espagne depuis Fos ou depuis le Nord) ;
- rien n'empêche GDF SUEZ B3G de réserver de la capacité Nord-Sud ou d'avoir recours au marché dans le Sud (comme les autres expéditeurs) pour gérer son bilan dans le Sud ;
- la réservation long terme de ces capacités est incohérente avec le développement des capacités dans le sens Espagne vers France et le développement d'acteurs espagnols sur le marché français.

1 expéditeur considère que le développement de la liquidité sur la zone TIGF n'est possible qu'en traitant au préalable, avant d'aborder la question du coût d'accès, le problème de l'harmonisation des règles opérationnelles et contractuelles entre les 2 GRTs, en particulier les 2 points suivants : l'harmonisation du système d'équilibrage de TIGF avec celui de GRTgaz (création d'un marché d'équilibrage, gestion identique des comptes d'écarts, etc.) et la mise en œuvre sur la zone TIGF des mêmes règles de cessions de gaz en stock lors des changements de fournisseur.

Consommateurs finals industriels (10) :

3 consommateurs finals industriels dont l'Uniden ne sont pas favorables à l'aménagement de la structure à 3 zones, les 7 autres consommateurs finals industriels dont l'Uniden y étant favorables si elle est combinée avec la fusion des zones Nord et Sud :

- cette solution ne réglera pas le problème de concurrence et du manque de liquidité dans la zone Sud, voire le dégradera, selon 3 consommateurs ;
- la libération de 100GWh/j est très largement insuffisante par rapport aux besoins d'accès dans la zone Sud, selon 5 consommateurs, dont l'Uniden ;
- le terme tarifaire à la liaison Sud vers Nord devrait au contraire être réduit, voire supprimé, afin de permettre aux expéditeurs de faire remonter facilement au nord un produit qui n'aurait pas trouvé preneur au sud, selon 1 consommateur ;
- l'augmentation du terme tarifaire à la liaison Nord vers Sud n'augmentera pas les capacités disponibles et taxera les consommateurs de la zone Sud, selon 1 consommateur ;
- l'augmentation des termes tarifaires aux frontières seront sans effet, selon 1 consommateur ;
- il y a un risque de faire subventionner le transit par les consommateurs français, selon 5 consommateurs, dont l'Uniden.

1 consommateur final industriel, sans la rejeter, considère que cette solution est un léger progrès et ne peut être que transitoire, dans l'attente de la fusion des zones, seule solution viable à terme pour développer la concurrence dans le sud.

Gestionnaires d'infrastructures gazières (5) :

Concernant les aménagements à l'interface entre les réseaux GRTgaz et TIGF :

3 gestionnaires d'infrastructures gazières sont favorables à l'aménagement à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF consistant en la suppression du terme tarifaire à cette interface :

- il n'y a pas de congestion entre les zones GRTgaz Sud et TIGF, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière, qui considère qu'une mise en œuvre dès 2011 est souhaitable ;
- cet aménagement préserverait mieux la mise en œuvre des signaux tarifaires adéquats et l'économie du système de transport, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
- il permettrait de réaliser les Open Seasons, améliorant ainsi la compétition dans le sud de la France, et en conséquence ferait baisser les prix payés par les consommateurs finals, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière.

Parmi ces gestionnaires d'infrastructures gazières, 2 opérateurs soulignent que des précautions doivent toutefois être prises sur :

- la permanence de la suppression du terme tarifaire à l'interface entre GRTgaz et TIGF et la nomination sans contrainte de réservation de capacité, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
- la répartition équitable de l'augmentation des autres termes tarifaires, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
- la préservation de l'équilibre économique des différents opérateurs et l'absence de distorsion de concurrence ou de subventions croisées entre opérateurs ou entre consommateurs, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
- une égalisation des tarifs d'interconnexions et de liaisons dans les 2 sens, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
- la non-complexification des règles pour les opérateurs et/ou les utilisateurs, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière est défavorable à l'aménagement à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF consistant en la suppression du terme tarifaire à cette interface. Cet opérateur considère que :

- l'accès à la zone TIGF n'est pas contraint : l'accès à la zone Sud du territoire est limité uniquement du fait des congestions entre les zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud, la structure tarifaire actuelle ne constitue pas un frein au développement des interconnexions avec l'Espagne, les capacités disponibles ont permis une réelle ouverture du marché dans la zone, l'activité des fournisseurs « nouveaux entrants » ne semble pas limitée par leur accès aux capacités de transport en entrée depuis GRTgaz, puisque ces fournisseurs disposent de 23% des dites capacités, alors que leur part de marché s'établit à 12% ;
- la faisabilité opérationnelle de cette proposition n'a pas été étudiée et ses conséquences sur le fonctionnement du réseau, sur les accords d'interopérabilité entre transporteurs et sur les relations avec les expéditeurs n'ont pas été évaluées ;
- cet aménagement impacterait la valeur des autres points d'entrée/sortie du réseau et modifierait ainsi de façon sensible les tarifs ATRT4, donnant un mauvais signal quant à la stabilité réglementaire, régulatoire et tarifaire, freinant ainsi les décisions d'investissements de long terme ;
- cet aménagement tend à fusionner de facto les zones TIGF et GRTgaz Sud et conduit à reporter sur TIGF la responsabilité d'assurer la fluidité de la zone GRTgaz Sud sans limites, risquant de faire payer aux consommateurs du Sud Ouest les investissements réalisés par TIGF pour assurer cette fluidité ;
- il présente des risques sur le plan juridique et opérationnel, et apparaît contraire aux principes dégagés par les autorités communautaires, aux règles de concurrence et de non-discrimination, ainsi qu'aux objectifs recherchés par la CRE.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière est très réservé concernant l'aménagement à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF consistant en la suppression du terme tarifaire à cette interface, associée à une augmentation du terme tarifaire sur la liaison Nord/Sud :

- il ne répond pas au problème de l'accès à la zone Sud : les contraintes liées à la congestion sur la liaison Nord-Sud et au coût de transport sur cette liaison ne seraient pas modifiées ;
- l'augmentation du coût de transport entre les zones Nord et Sud pourrait accroître les difficultés d'accès au sud de la France ;
- le surcoût global pour des expéditeurs souhaitant transporter de la modulation entre les zones Nord et Sud se cumulerait avec l'augmentation des tarifs aux PITS sur le réseau GRTgaz, aggravant la problématique d'accès aux stockages du sud, avec des répercussions possibles sur la sécurité d'approvisionnement ;
- le terme tarifaire à l'interface ne reflèterait plus les coûts de transport entre les zones GRTgaz Sud et TIGF.

Autres acteurs du marché (3) :

1 acteur du marché juge cette solution préférable au statu quo et est favorable à une mise en œuvre dès 2011.

1 acteur du marché considère que GRTgaz et TIGF devraient pouvoir proposer des services communs et coopérer pour proposer un Hub unique, ainsi qu'un modèle d'équilibrage unique tout en gardant leur indépendance juridique, en s'inspirant du modèle retenu par les 4 gestionnaires de réseaux de transports électriques allemands qui se sont organisés afin de proposer une zone de prix unique aux acteurs allemands et autrichiens.

1 acteur du marché est opposé à l'aménagement consistant en la suppression du terme tarifaire à l'interconnexion GRTgaz/TIGF, cette suppression du terme tarifaire ne correspondant pas à la demande prioritaire des expéditeurs. En outre, elle entraînerait des modifications importantes de la structure tarifaire et des conditions d'accès au système gazier français, créant une incertitude interdisant aux expéditeurs de disposer de la visibilité nécessaire à la prise d'engagements à long terme, et compromet le bon fonctionnement du marché en général et le lancement des Open Seasons en particulier.

Question 5: Dans l'hypothèse où les zones Nord et Sud de GRTgaz ne seraient pas fusionnées, préféreriez-vous la solution d'aménagement de la structure à trois zones telle que décrite au paragraphe 4.2 ou le maintien de la structure actuelle ?

La majorité des acteurs de marché, expéditeurs et consommateurs finals industriels principalement, sont opposés au maintien de la structure actuelle et préfèrent la solution d'aménagement à trois zones si les zones Nord et Sud GRTgaz ne sont pas fusionnées.

Expéditeurs (13) :

11 expéditeurs sont opposés au maintien de la structure actuelle.

Parmi ces expéditeurs, dans l'hypothèse où les zones Nord et Sud de GRTgaz ne seraient pas fusionnées :

- 6 expéditeurs se positionnent clairement en faveur de la solution d'aménagement de la structure à 3 zones ;
- 3 expéditeurs évoquent uniquement la nécessité de mettre en œuvre des aménagements permettant d'éviter ce statu quo, sans se positionner en faveur de l'aménagement de la structure à trois zones telle que décrite au paragraphe 4.2.

1 expéditeur préfère le maintien de la structure actuelle, en attendant la résolution des obstacles empêchant la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz.

1 expéditeur considère qu'une analyse approfondie du système d'allocation des capacités aux points d'entrée de la zone Sud serait préférable.

Consommateurs finals industriels (9) :

9 consommateurs finals industriels dont l'Uniden sont opposés au maintien de la structure actuelle, donc à un statu-quo.

1 consommateur final industriel juge que si les zones Nord et Sud de GRTgaz ne sont pas fusionnées, il serait préférable de mettre en œuvre la solution d'aménagement de la structure à trois zones telle que décrite au paragraphe 4.2.

3 consommateurs finals industriels dont l'Uniden rappellent qu'ils recommandent la fusion des zones Nord et Sud en y associant les aménagements consistant en la suppression du terme tarifaire à l'interface entre GRTgaz et TIGF.

Gestionnaires d'infrastructures gazières (4) :

1 gestionnaire d'infrastructure gazière est opposé au maintien de la structure actuelle, et se prononce clairement en faveur de la solution d'aménagement de la structure à 3 zones.

2 gestionnaires d'infrastructures gazières préfèrent le maintien de la structure actuelle :

- avec un aménagement des règles d'allocation des capacités Nord/Sud, consistant à prendre en compte en priorité le portefeuille de clients dans la zone Sud et les capacités de stockage acquises, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière ;
- ce maintien est la base de la stabilité réglementaire pour envisager l'engagement d'investissements lourds de développement de la fluidité des réseaux, qui vont au-delà de sa stricte obligation de service public, selon 1 gestionnaire d'infrastructure gazière. Selon lui, le maintien du schéma contractuel actuel est non seulement parfaitement envisageable, mais de plus le seul schéma envisagé pour le développement de l'axe Ouest, le développement des interconnexions franco-espagnoles étant parfaitement réalisable dans le cadre réglementaire existant, à savoir existence d'une zone TIGF indépendante et système de tarification entrée-sortie.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière considère qu'il est peut-être prématuré d'envisager des évolutions structurelles avant d'avoir un retour d'expérience du fonctionnement des marchés avec un meilleur équilibre emplois/ressources des zones Nord et Sud.

Autres acteurs du marché (3) :

1 acteur du marché est opposé au maintien de la structure actuelle, donc à un statu-quo, et s'exprime clairement en faveur de la solution d'aménagement de la structure à 3 zones dans l'hypothèse où les zones Nord et Sud de GRTgaz ne seraient pas fusionnées.

1 acteur du marché considère qu'il est indispensable, pour développer un marché du gaz liquide sur la zone Sud-Ouest européenne, de simplifier le schéma de transport dans cette région.

1 autre acteur du marché souhaite le maintien de la structure tarifaire actuelle, cette stabilité étant une condition nécessaire au lancement des Open Seasons.

Question 6 : *Pensez-vous que le dispositif de capacités conditionnelles, tel que décrit au paragraphe 2.2.b), est de nature à répondre aux difficultés rencontrées par certains expéditeurs pour accéder au sud du territoire ?*

Les expéditeurs sont partagés concernant le dispositif de capacités conditionnelles proposé. La moitié des expéditeurs et un gestionnaire d'infrastructure gazière s'expriment en sa faveur tout en souhaitant que des analyses complémentaires soient effectuées.

Les consommateurs finals industriels y sont, quant à eux, majoritairement opposés.

Parmi les autres mécanismes d'allocation de capacités évoqués, seule la mise en place d'OSP avec des règles d'allocation tenant compte des besoins en zone Sud semble pouvoir être acceptée par une majorité d'acteurs.

Expéditeurs (14) :

Capacités conditionnelles à la liaison Nord vers Sud :

7 expéditeurs sont favorables au dispositif de capacités conditionnelles, qu'ils jugent faisable ou de nature à répondre aux difficultés rencontrées :

- ce dispositif doit être associé à une forte réduction de l'impact de la maintenance du réseau, ainsi qu'à la suppression de l'obligation de nomination à la liaison Nord/Sud, selon 1 expéditeur ;
- il existe un risque que seuls quelques expéditeurs privilégiés bénéficient de ces capacités conditionnelles, selon 2 expéditeurs ;
- des analyses détaillées doivent être menées, selon 5 expéditeurs ;
- ces capacités fermes supplémentaires devraient être attribuées en priorité aux expéditeurs qui ont pour objectif d'alimenter des clients dans le sud de la France, selon 1 expéditeur ;
- un tel dispositif ne serait acceptable pour les expéditeurs qu'à la condition qu'il ne crée pas d'incertitude supplémentaire quant au niveau global de capacités qui lui sont accessibles actuellement. Un tel dispositif pourrait être mis en place dès que les incertitudes les plus importantes quant au niveau de capacités et de flux sur les points d'entrée visés par le dispositif seraient levées, selon ce même expéditeur.

7 expéditeurs sont opposés ou dubitatifs à un système de capacités conditionnelles à la liaison Nord vers Sud :

- ce dispositif ne répondrait que partiellement aux difficultés rencontrées, selon 3 expéditeurs, notamment le fractionnement des capacités, selon 2 expéditeurs et les différences de compétitivité entre les fournisseurs détenant un accès direct au Sud et les autres selon 2 expéditeurs ;
- ce dispositif impliquerait pour GDF SUEZ B3G des engagements de flux à Montoir et Fos de même ordre de grandeur que ceux découlant de la proposition de fusion entre les zones Nord et Sud, selon 3 expéditeurs ;
- la priorité doit être donnée à la mise en place d'un système de capacités normalisées, les besoins des expéditeurs au-delà des consommations de leurs clients pouvant alors être couverts par les capacités fermes mises à disposition à travers un système de capacité conditionnelle, selon 1 expéditeur ;
- ce système ne serait pas efficace, selon 2 expéditeurs : un total d'engagements de flux de 600 GWh/j, cumulés à Montoir, Fos et Obergaibach ne permet de libérer que 100 GWh/j de capacités fermes à la liaison Nord→Sud, alors que le mécanisme d'engagement de flux proposé dans le cadre de la fusion Nord/Sud requiert uniquement un engagement de flux de 350 GWh/j à Fos pour garantir la fusion complète des zones ;
- cette proposition est une mauvaise solution à un vrai problème, selon 1 expéditeur.

Système d'enchère :

2 expéditeurs sont défavorables à un système d'enchère, qui ne serait pas suffisamment transparent, selon 1 expéditeur, et pourrait conduire à une augmentation des prix du gaz, selon les 2 expéditeurs.

1 expéditeur considère potentiellement intéressant un tel mécanisme, qui permettrait aux expéditeurs d'obtenir la capacité demandée pour un prix donné, de matérialiser la valeur de la congestion Nord-Sud, de développer le marché de gros au Sud, d'inciter à l'utilisation des capacités d'importation au Sud. Selon lui, certains mécanismes pourraient être mis en place de manière à éviter les manipulations et les impacts pour les clients.

2 expéditeurs proposent que ce mécanisme soit analysé en détail.

Système d'allocation normalisée des capacités :

2 expéditeurs sont défavorables à un système d'allocation normalisée des capacités, qui apporterait trop de lourdeur à la gestion du portefeuille de capacités selon 1 expéditeur, qui serait difficile à mettre en place, empêchant les traders de réserver de la capacité alors que ce sont eux qui arbitrent les marchés et amènent la liquidité, et qui ne donnerait pas les bons signaux économiques pour l'investissement, selon 1 expéditeur.

1 expéditeur considère potentiellement intéressant un tel mécanisme. Il ajoute que ces allocations (transport & stockage) devraient être revues fréquemment et a minima quatre fois par an, et ce afin de tenir compte au mieux de l'évolution rapide des portefeuilles clients des nouveaux entrants. En outre, il propose de définir en complément un mécanisme de mise en cohérence avec les droits de stockage effectivement attribués dans chaque zone rapportés à la consommation de l'expéditeur dans ladite zone.

1 expéditeur propose que ce mécanisme soit analysé en détail.

OSP avec ordre de priorité :

3 expéditeurs sont favorables à la mise en place d'un ordre de priorité, soit en fonction du total des capacités d'entrée dans la zone selon 1 expéditeur, soit sur le principe du « premier arrivé premier servi » selon 1 expéditeur.

Consommateurs finals industriels (11) :

9 consommateurs finals industriels dont l'Uniden sont opposés à ce dispositif de capacités conditionnelles :

- il ne répond pas aux difficultés rencontrées par certains expéditeurs pour accéder au sud du territoire, selon 3 consommateurs ;
- même s'il peut paraître séduisant en théorie, son application pratique paraît complexe et incertaine, selon 1 consommateur ;
- la libération de 100GWh/j est très largement insuffisante par rapport aux besoins d'accès dans la zone Sud, selon 5 consommateurs, dont l'Uniden.

2 consommateurs finals industriels soulignent que le système d'enchère est à proscrire, car permettant de figer une position dominante et risquant de générer une inflation des prix pour le consommateur final, selon 1 consommateur.

1 consommateur final industriel considère que les capacités devraient être attribuées aux expéditeurs en fonction de leur portefeuille de clients, sans pénaliser les clients industriels faiblement modulés.

Gestionnaires d'infrastructures gazières (2) :

1 gestionnaire d'infrastructure gazière se prononce en faveur du dispositif de capacités conditionnelles, favorable au fonctionnement du marché :

- le transfert des droits interruptibles de la liaison Nord vers Sud à un expéditeur maîtrisant leurs facteurs de disponibilité devrait améliorer l'accessibilité globale au sud du territoire. Si les

conditions de disponibilité des capacités conditionnelles s'apparentent aux conditions de flux nécessaires à la fusion des zones, leur respect n'est toutefois nécessaire que lorsque le détenteur de ces capacités conditionnelles en a besoin. Ce dispositif repose sur des signaux de marché et concourt donc à une optimisation de l'approvisionnement des clients finaux ;

- la libération d'une quantité conséquente de capacité ferme permet aux autres expéditeurs de disposer de droits importants et indépendants des flux qu'ils ne maîtrisent pas. Ce dispositif permet à ces expéditeurs de disposer sur le réseau de transport de conditions favorables à l'augmentation de leur part de marché en zone sud.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière souhaite rappeler l'intérêt de prendre en compte les besoins des clients liés aux stockages de la zone Sud dans les règles d'allocation de capacités de transport Nord vers Sud et également Sud vers Nord.

Autres acteurs du marché (1) :

1 acteur du marché est favorable au dispositif de capacités conditionnelles, qu'il juge faisable ou de nature à répondre aux difficultés rencontrées. Selon lui, les positions amonts détenues par le groupe GDF SUEZ, tant sur l'interconnexion avec l'Allemagne que sur le terminal GNL de Montoir devraient lui permettre de gérer de manière satisfaisante une offre de capacités conditionnelles.

Question 7 : Que pensez-vous du mécanisme de capacités restituables envisagé pour les terminaux méthaniers régulés ?

La majorité des expéditeurs et quelques consommateurs finals industriels sont favorables à un mécanisme de capacités restituables pour les terminaux méthaniers régulés, qui permettrait de faciliter la concurrence et un meilleur accès au sud de la France.

Toutefois, de nombreux expéditeurs demandent que le mécanisme proposé soit aménagé, notamment en n'imposant pas un taux minimal d'utilisation aussi élevé que celui évoqué dans le document de consultation.

Les gestionnaires d'infrastructures gazières sont opposés à un tel mécanisme, qui serait de nature à diminuer l'attractivité des terminaux méthaniers français et à constituer un frein à l'investissement.

Expéditeurs (14) :

9 expéditeurs sont favorables à un mécanisme de capacités restituables pour les terminaux méthaniers régulés afin de faciliter la concurrence sur les terminaux et ainsi un meilleur accès au sud :

- ce dispositif de capacités restituables doit être introduit au plus tôt dans les règles d'accès aux terminaux méthaniers régulés, à l'exception, comme le propose la CRE, du terminal de Fos Tonkin du fait de sa forte restriction d'utilisation liée à la taille des navires admissibles, selon 1 expéditeur.

Parmi ces 9 expéditeurs, 7 expéditeurs proposent toutefois des aménagements des règles proposées par la CRE, et souhaitent que les analyses se poursuivent :

- les volumes de capacités de regazéification concernées semblent insuffisants pour Fos Cavaou (1 bcm) et Montoir (2 bcm), selon 3 expéditeurs :
 - la limitation à 1 Gm³/an pour Fos Cavaou devrait être supprimée selon 1 expéditeur dans le cas où, après fonctionnement du mécanisme de capacités conditionnelles, il s'avérerait que les capacités fermes Nord vers Sud seraient, pour certains fournisseurs, insuffisantes en regard de leurs besoins Sud et de leurs capacités d'entrée Sud. Les deux détenteurs de capacités long terme à Fos Cavaou pourraient alors être amenés à restituer des capacités additionnelles ;

- le seuil maximale de la limitation à 2 Gm3/an pour Montoir devrait être augmenté en cas de congestion dans ce terminal selon 1 expéditeur, en cas d'utilisation par GDF SUEZ B3G de ses capacités dans Montoir au cours des 12 derniers mois inférieure au seuil minimal d'utilisation requis auprès des fournisseurs obtenant des capacités restituables ;
- 1 expéditeur s'interroge sur les valeurs de 1 bcm à Fos et 2 bcm à Montoir alors que le principal problème est dans la zone Sud ;
- des lots de 1 bcm par an ne sont pas forcément adaptés selon 3 expéditeurs :
 - pour Montoir seule une quantité minimale correspondant à l'exercice du service continu (soit 10 cargaisons par an selon le dernier projet de la CRE) devrait être exigée, selon 1 expéditeur ;
 - ils ne sont pas compatibles avec les contrats d'approvisionnement GNL qui peuvent être négociés actuellement, selon 2 expéditeurs ;
 - les groupements de fournisseurs sont à éviter, selon 1 expéditeur ;
- la limitation de la vente de capacité aux nouveaux assignataires sur 3 années calendaires n'est pas adaptée, selon 5 expéditeurs :
 - elle n'est pas en adéquation avec les durées contractuelles bien plus longues constatées sur les marchés de GNL, selon 1 expéditeur ;
 - les contrats d'approvisionnement de GNL peuvent être calés autrement que sur des années civiles, selon 1 expéditeur ;
 - la vente de capacités devrait être permises sur des périodes plus courtes, selon 1 expéditeur ; la seule contrainte de durée devrait être une durée minimale d'1 an, selon 1 autre expéditeur ; en effet, la durée de 3 ans est de nature à fortement limiter la contractualisation d'approvisionnements long terme de GNL et donc de nuire à la compétitivité du fournisseur souhaitant alimenter avec du GNL son marché en France, selon cet expéditeur ;
- un taux d'utilisation minimale de 80% :
 - le taux minimal d'utilisation proposé pour Montoir ne se justifie pas à un niveau équivalent de celui de Cavaou et devrait pouvoir être abaissé (60% voire une valeur inférieure), selon 1 expéditeur ; en effet, la situation de congestion des capacités d'entrée n'étant pas aussi difficile en zone Nord qu'en zone Sud ;
 - il serait discriminatoire d'imposer un taux d'utilisation de 80% à de nouveaux entrants alors que les détenteurs primaires n'auraient pas de telles obligations, selon 4 expéditeurs et nécessite donc que les tarifs des capacités restituables ne soient pas identiques, selon 1 expéditeur ;
 - le contrôle de l'utilisation minimale de 80% devrait être effectué sur l'ensemble de la période ou, de toute façon, sur une période pas inférieure à l'année, selon 1 expéditeur ;
- l'attribution des capacités restituables devrait d'ailleurs être liée à la justification de la détention d'approvisionnements GNL à hauteur de la demande, de la détention d'un marché final correspondant en France (au Sud pour Fos Cavaou) et de la demande d'exercer le service continu (qui seul permet d'alimenter une clientèle finale), selon 1 expéditeur.

3 expéditeurs sont partagés ou indiquent uniquement ne pas être opposés à un mécanisme de capacités restituables pour les terminaux méthaniers régulés :

- l'intérêt de ce mécanisme est très réduit, selon 1 expéditeur, puisqu'il est impossible pour un fournisseur qui bénéficierait de ces capacités de les optimiser avec des contrats longs termes avec des producteurs ; en outre, prendre un engagement d'utilisation des capacités d'à minima 80 % sans disposer de ressources pérennes est un risque que ne peut courir un fournisseur ;
- 1 expéditeur signale ne pas y être opposé, rappelant que ce sujet à déjà été traité et que le contrat d'accès à Fos Cavaou comporte déjà un mécanisme de UIOLI ;
- 1 expéditeur souligne que le renforcement de l'axe France/Espagne en 2013 pourrait limiter l'intérêt à terme du mécanisme de capacité restituable mis en œuvre en 2011.

1 expéditeur est opposé à un mécanisme de capacités restituables pour les terminaux méthaniers régulés, qui aurait des conséquences financières négatives le concernant et pourrait entraîner une congestion artificielle sur la liaison Nord/Sud :

- ce dispositif est pénalisant financièrement dans la mesure où il oblige à contracter des capacités supplémentaires à d'autres points d'entrée afin d'être en position de faire face à ses Obligations de Service Public, dans l'éventualité où les capacités restituables trouveraient preneur tout en faisant reposer dans le cas contraire l'obligation de paiement de ces capacités sur cet expéditeur ;
- le préavis de 6 mois paraît insuffisant et devrait être supérieur à un an, afin de permettre de souscrire les capacités commercialisées par GRTgaz de manière optimisée et éviter également toute congestion artificielle de la liaison Nord-Sud ;
- la limitation de la durée de détention des capacités restituées à 3 ans fait supporter cette désoptimisation de manière durable et empêche de définir une politique de réservation de capacités long terme adéquate. Les capacités restituées doivent être attribuées de manière prioritaire à ceux qui sont prêts à s'engager sur les souscriptions les plus longues ;
- le terminal de Montoir devrait être exclu d'un tel dispositif, car non directement concerné par l'aménagement de la zone Sud ;
- un taux de détention de capacité dans les terminaux de 50% est très bas et contradictoire avec les taux maximums retenus en pratique qu'un expéditeur peut souscrire dans un terminal méthanier demandant un régime d'exemption. Une telle mesure devrait s'appliquer aux terminaux en cours de développement, qu'ils soient exemptés ou pas, afin d'éviter tout traitement discriminatoire entre les terminaux méthaniers ;
- l'obligation d'un taux d'utilisation des capacités de l'ordre de 80% est difficile à imposer, dès lors que les besoins d'équilibrage de la zone ne le nécessitent pas, et pourrait entraîner l'expéditeur sur qui repose cette obligation à vendre des quantités de gaz au PEG Sud à des conditions défavorables. Une solution pourrait consister à réserver en priorité ces capacités aux expéditeurs qui présenteraient à la CRE un business plan de leur développement de ventes aux clients de la zone Sud cohérent avec leur demande de capacités sur les terminaux.

1 expéditeur propose uniquement que ce mécanisme soit analysé en détail.

Consommateurs finals industriels (5) :

3 consommateurs finals industriels sont opposés à un mécanisme de capacités restituables pour les terminaux méthaniers régulés, qui n'est pas de nature à répondre aux problématiques de la zone Sud.

2 consommateurs finals industriels sont favorables à un mécanisme de capacités restituables pour les terminaux méthaniers régulés, car permettant d'augmenter le taux d'utilisation de Fos.

Gestionnaires d'infrastructures gazières (2) :

2 gestionnaires d'infrastructures gazières sont défavorables ou opposés à la mise en place de capacités restituables sur les terminaux méthaniers :

- cela diminuerait l'attractivité des capacités d'accès aux terminaux régulés et pourrait constituer un frein à l'investissement dans de possibles extensions, selon ces 2 opérateurs ;
- la pénalisation des expéditeurs ne respectant pas un taux de charge minimal ne pourra se justifier par aucun préjudice ni à l'égard du gestionnaire du terminal, ni à l'égard des autres expéditeurs, selon ces 2 opérateurs, et ferait peser un doute fort sur la pérennité des liens contractuels que peut offrir un opérateur de terminal méthanier, selon 1 opérateur ;
- les expéditeurs, qui contractent en général des approvisionnements fermes ou Take-or-Pay, ne peuvent accepter le risque de devoir céder leurs capacités, devenant les otages de décisions d'arbitrage sur du court ou moyen terme par d'autres acteurs GNL, selon 1 opérateur ;
- ce mécanisme devrait s'appliquer aux terminaux en projet en France, sous peine d'introduire une distorsion de concurrence avec les terminaux existants, selon 1 opérateur ;

- il existe des capacités disponibles sur le terminal de Fos Tonkin, ainsi qu'une disponibilité de navires de la classe « med-max » à court et moyen terme, selon 1 opérateur ;
- le taux d'utilisation des terminaux constaté actuellement en France doit évoluer, selon 1 opérateur.

Autres acteurs du marché (1) :

1 acteur du marché est favorable à un mécanisme de capacités restituables pour les terminaux méthaniers régulés afin de faciliter la concurrence sur les terminaux et ainsi un meilleur accès au sud. Selon lui, un tel mécanisme est nécessaire afin de balancer le risque d'abus de position dominante, de permettre aux nouveaux entrants de bénéficier d'opportunités pour pénétrer le marché sur la base d'approvisionnements court terme et d'éviter que les opérateurs 'historiques' contrôlant les terminaux méthaniers ne transfèrent pas au marché aval les bénéfices liés aux arbitrages de court terme.

Question 8 : *Si le schéma fondé sur l'aménagement de la structure à trois zones, tel que décrit au paragraphe 4.2, était mis en œuvre, seriez-vous favorable à une péréquation des termes tarifaires aux PITS ? Que pensez-vous des autres évolutions tarifaires envisagées pour compenser la perte de revenu liée à la suppression du terme tarifaire à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF ?*

La majorité des acteurs de marché est favorable à une péréquation des termes tarifaires aux PITS, de nature à promouvoir la concurrence entre les opérateurs de stockage. Les gestionnaires d'infrastructures gazières sont partagés mais soulignent la nécessité d'éviter toute distorsion de concurrence et de refléter les coûts.

Une majorité d'acteurs de marché, expéditeurs principalement mais aussi consommateurs finals industriels et gestionnaires d'infrastructures gazières, est opposée à l'augmentation du terme tarifaire à la liaison Nord vers Sud, qui accentuerait le différentiel de coût d'accès au sud, entre les expéditeurs entrant depuis la zone Nord et ceux entrant directement par les terminaux méthaniers.

Enfin, une majorité d'acteurs réaffirme la nécessité du maintien du coût de transport entre le nord de la France et l'Espagne.

Expéditeurs (11) :

Concernant la péréquation des termes tarifaires aux PITS :

10 expéditeurs sont favorables à une péréquation des termes tarifaires aux PITS :

- le revenu tarifaire global aux PITS doit toutefois être conservé, selon 2 expéditeurs ;
- elle mettra sur un pied d'égalité sur le plan géographique l'ensemble des offres des opérateurs de stockage et donc évitera toute distorsion de concurrence, selon 2 expéditeurs, et les obligera ainsi à mener une concurrence sur les prix pour se différencier, selon 1 expéditeur.

1 expéditeur considère que la pertinence de cette péréquation doit être étudiée, puisque la zone GRTgaz Nord pourrait ne pas bénéficier de la suppression du terme tarifaire à l'interface entre GRTgaz et TIGF, la liaison entre la zone Nord et Sud étant toujours congestionnée et avec un terme tarifaire élevé.

Concernant le principe de répartition tarifaire permettant de compenser la perte de revenu :

- cette répartition tarifaire devrait être transparente, non-discriminatoire et justifiée par des investissements réalisés par les GRT, selon 1 expéditeur ;
- 1 expéditeur soutient la proposition d'appliquer la compensation uniquement sur l'augmentation des tarifs du réseau principal, puisque le terme tarifaire qui disparaît est également situé sur ce réseau ;
- la répartition tarifaire devra être prise en compte sur :
 - les PIR, y compris les points d'entrée/sortie vers d'autres pays, selon 1 expéditeur ;
 - les PIR et PITM, selon 2 expéditeurs, les termes tarifaires d'entrée France (gazoduc et GNL) étant déterminés comme étant le terme de bouclage permettant de compenser la suppression du terme tarifaire à l'interface entre GRTgaz et TIGF, notamment afin d'équilibrer les recettes/coûts du système de transport principal, ce terme tarifaire devant être identique pour tous les points d'entrée, selon 1 expéditeur ;
 - le terme d'entrée à Fos selon 3 expéditeurs, notamment en augmentant le terme d'entrée à Fos de manière à ce que le coût soit identique pour entrer dans la zone Sud à Fos ou pour amener du GNL depuis Montoir jusqu'à la zone Sud selon 1 expéditeur ;
- 2 expéditeurs considèrent que les termes de capacités d'acheminement sur le réseau régional en zone TIGF devraient aussi être augmentés et contribuer à la compensation puisque les clients finals de la zone TIGF supportent aujourd'hui une partie des coûts associés à l'interconnexion Midi ;
- 1 expéditeur considère, à l'inverse, qu'il faut réduire dans la zone TIGF les termes d'acheminement sur le réseau régional et de sortie de manière à les rendre égaux à ceux de la zone GRTgaz Sud ;
- 1 expéditeur considère qu'une révision des coûts aux PITD et PLT serait une piste envisageable (« cost reflective ») plutôt qu'une révision des règles tarifaires applicables aux points d'entrée, afin de compenser cette suppression de terme tarifaire ;
- 1 expéditeur considère qu'agir sur les termes de capacité de sortie du réseau principal ou sur les termes régionaux pour compenser cette perte de recette ne permettrait pas d'améliorer la compétitivité de la fourniture en zone TIGF.

Concernant l'augmentation du terme tarifaire à la liaison Nord vers Sud et Sud vers Nord :

- 3 expéditeurs sont opposés à une augmentation du terme tarifaire à la liaison Nord vers Sud, qui aurait pour effet :
 - d'augmenter le tarif d'accès aux zones Sud et TIGF à partir de la zone Nord sans en fluidifier l'accès et de renchérir indûment la fourniture des clients au Sud à partir de la zone Nord selon 1 expéditeur ;
 - de renforcer la distorsion de concurrence au Sud entre les acteurs historiques et les autres, selon 1 expéditeur ;
 - de créer une discrimination entre les utilisateurs du réseau en faisant payer aux consommateurs présents dans le sud de la France une partie du Transit vers la zone TIGF et vers l'Espagne, selon 1 expéditeur ;
- 1 expéditeur considère qu'il faut ajuster les termes de liaison Nord-Sud de manière à réaliser le bouclage des revenus de TIGF et GRTgaz, après avoir réalisé les ajustements qu'il propose ;
- 1 expéditeur considère que l'augmentation du terme tarifaire à la liaison Nord vers Sud ne pourra être acceptable pour les expéditeurs qui acheminent du gaz à partir de la zone GRTgaz Nord à des clients de la zone GRTgaz Sud, qu'à la condition qu'ils puissent bénéficier d'approvisionnement compétitif à partir de l'Espagne.

Concernant l'augmentation du terme tarifaire de sortie vers l'Espagne, de manière à maintenir le coût du transport du nord de la France vers l'Espagne :

- 3 expéditeurs insistent sur la nécessité de maintenir le coût du transport du nord de la France vers l'Espagne ;
- 2 expéditeurs considèrent insuffisante l'augmentation du terme tarifaire de sortie vers l'Espagne, pour faire en sorte que le gaz ne soit plus expédié vers le Sud, selon 1 expéditeur, pour maintenir le coût de transport de Dunkerque à Larrau à son niveau actuel, selon 1 expéditeur ;
- 1 expéditeur considère que ce terme tarifaire de sortie doit être ajusté en fonction du type de capacité afin de continuer à refléter les coûts :
 - pour des capacités fermes et sans limitation d'origine : la somme de ce terme avec les termes tarifaires Nord vers Sud et d'entrée gaz gazeux (Nord) doit correspondre au tarif de transit depuis le Nord ;
 - pour des capacités avec un usage limité ou identifié (capacités conditionnelles en fonction du flux cumulé global de la France vers l'Espagne sur une période de plusieurs mois, ou capacités liées à un usage stockages du Sud-Ouest, ou terminaux de Fos,...) : ce terme doit correspondre aux coûts d'une connexion locale. Ce principe est d'ailleurs symétrique à celui appliqué dans l'ATR espagnol puisque les tarifs de transport depuis les terminaux méthaniers du nord en Espagne jusqu'à la frontière française sont réduits par rapport au tarif normal entrée/sortie.

Concernant l'augmentation du terme tarifaire d'entrée vers la France :

- 2 expéditeurs considèrent insuffisante l'augmentation du terme tarifaire d'entrée vers la France, afin de maintenir le coût du transport de l'Espagne vers le nord de la France selon 1 expéditeur ; ce point est selon lui d'autant plus justifiable que TIGF a procédé à des investissements importants pour recevoir le gaz en provenance du réseau espagnol.

Consommateurs finals industriels (10) :

3 consommateurs finals industriels sont opposés à une péréquation des termes tarifaires aux PITS et aux évolutions tarifaires envisagées pour compenser la perte de revenu liée à la suppression du terme tarifaire à l'interface entre GRTgaz et TIGF, qui ne sont pas de nature à répondre aux problématiques de la zone Sud.

Concernant la péréquation des termes tarifaires aux PITS :

1 consommateur final industriel est favorable à une péréquation des termes tarifaires aux PITS.

Concernant le principe de répartition tarifaire permettant de compenser la perte de revenu :

- 6 consommateurs finals industriels, dont l'Uniden, soulignent qu'il y a un risque de faire subventionner le transit par les consommateurs français.

Concernant l'augmentation du terme tarifaire à la liaison Nord vers Sud et Sud vers Nord :

- 1 consommateur final industriel considère que le terme tarifaire à la liaison Sud vers Nord devrait au contraire être réduit, voire supprimé, afin de permettre aux expéditeurs de faire remonter facilement au nord un produit qui n'aurait pas trouvé preneur au sud ;
- 2 consommateurs finals industriels considèrent que l'augmentation du terme tarifaire à la liaison Nord vers Sud va à l'encontre de l'objectif recherché : elle n'augmentera pas les capacités disponibles et taxera les consommateurs de la zone Sud.

Concernant l'augmentation du terme tarifaire de sortie vers l'Espagne, de manière à maintenir le coût du transport du nord de la France vers l'Espagne, et du terme tarifaire d'entrée vers la France :

- 1 consommateur final industriel est favorable à l'augmentation des termes de sortie vers l'Espagne et d'entrée vers la France ;
- 1 consommateur final industriel considère que l'augmentation des termes tarifaires aux frontières sera sans effet.

Gestionnaires d'infrastructures gazières (4) :

Concernant la péréquation des termes tarifaires aux PITS :

1 gestionnaire d'infrastructure gazière est favorable à une péréquation des termes tarifaires aux PITS : en effet, si le tarif à l'interface entre GRTgaz et TIGF devait être ramené à zéro, les stockages de TIGF et ceux de Storengy se trouveraient de facto dans la même zone tarifaire.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière est opposé à une péréquation des termes tarifaires aux PITS :

- elle se traduirait pas une forte augmentation des termes tarifaires aux points d'entrée et de sortie des stockages sur le réseau de GRTgaz, termes qui ont déjà fortement augmenté entre 2008 et 2009 ;
- les termes tarifaires entrée/sortie aux PITS de TIGF sont fondamentalement différents de ceux de GRTgaz, car représentatifs de coûts de transport sensiblement différents : une péréquation serait donc contestable d'un point de vue de la représentativité des coûts et en termes d'égalité de traitement entre utilisateurs du réseau ;
- elle entraînerait une hausse du coût global d'accès aux stockages dans la zone GRTgaz Nord, se traduisant par une baisse au recours aux stockages au profit d'autres sources de flexibilité hors réseau GRTgaz et par une diminution des quantités stockées en France, avec un impact possible sur la sécurité d'approvisionnement ;
- elle suppose des conditions de disponibilité identiques pour l'ensemble des capacités d'entrée et de sortie aux PITS. Les éventuelles contraintes d'utilisation de ces capacités justifieraient une réduction de tarif.

Concernant le principe de répartition tarifaire permettant de compenser la perte de revenu :

- 1 gestionnaire d'infrastructure gazière considère que la répartition de l'augmentation des autres termes tarifaires doit être équitable ;
- 1 gestionnaire d'infrastructure gazière considère que l'équilibre économique des différents opérateurs et l'absence de distorsion de concurrence ou de subventions croisées entre opérateurs ou entre consommateurs doivent être préservés ;
- 1 gestionnaire d'infrastructure gazière considère qu'une égalisation des tarifs d'interconnexions et de liaisons dans les 2 sens est plus adaptée.

Concernant l'augmentation du terme tarifaire à la liaison Nord vers Sud et Sud vers Nord :

- 1 gestionnaire d'infrastructure gazière est défavorable à l'augmentation du coût de transport entre les zones Nord et Sud, qui pourrait accroître les difficultés d'accès au sud de la France ; cet opérateur ajoute que le surcoût global pour des expéditeurs souhaitant transporter de la modulation entre les zones Nord et Sud se cumulerait avec l'augmentation des tarifs aux PITS sur le réseau GRTgaz, aggravant la problématique d'accès aux stockages du sud, avec des répercussions possibles sur la sécurité d'approvisionnement.

Autres acteurs du marché (1) :

1 acteur du marché est favorable à une péréquation des termes tarifaires aux PITS, qui contribuera à la compétitivité des fournisseurs sur l'ensemble des zones d'équilibrage et permettra une plus grande transparence sur les coûts d'acheminement et de modulation dans les offres aux clients finaux.

Question 9 : *Etes-vous favorable à la commercialisation à long terme (10 ans et plus) d'une partie des capacités entre zones d'équilibrage en France ? Que pensez-vous de la proposition des GRT (paragraphe 1.2 c) de commercialiser à long terme 80 % de ces capacités dans le cadre de l'open season relative à l'axe Ouest ? Que pensez-vous de l'autre option, décrite au paragraphe 4.4, consistant à ne commercialiser à long terme que les capacités nouvellement créées ?*

La majorité des acteurs de marché est favorable à la commercialisation à long terme des capacités nouvellement créées entre zones d'équilibrage en France, les autres capacités continuant à être vendues à court et moyen terme comme aujourd'hui.

Plusieurs expéditeurs considèrent qu'une telle commercialisation n'est envisageable qu'à la condition que les capacités à l'interface entre les réseaux GRTgaz et TIGF aient disparu.

Les gestionnaires d'infrastructures gazières sont partagés. Plusieurs d'entre eux soulignent que les capacités de liaison entre le Nord et le Sud ne doivent pas être réservées en priorité aux détenteurs de capacités d'interconnexion avec l'Espagne, car cela pénaliserait notamment le développement des terminaux méthaniers.

Les consommateurs finals sont majoritairement opposés à la commercialisation à long terme de capacités de liaison entre les zones d'équilibrage en France.

Expéditeurs (14) :

12 expéditeurs sont favorables à la commercialisation à long terme (10 ans et plus) d'une partie des capacités entre zones d'équilibrage en France :

- 7 expéditeurs sont favorables à la commercialisation à long terme seulement pour les capacités nouvellement créées :
 - elle assure aux opérateurs que leurs investissements seront rentabilisés, selon 1 expéditeur ;
 - la commercialisation à long terme de ces capacités devrait être liée à la commercialisation des capacités aux points d'entrée en France, selon 2 expéditeurs : elle assurerait que l'allocation à long terme de ces capacités est utile à l'acheminement de nouveau gaz depuis l'Espagne et non uniquement pour transporter du gaz entre les zones d'équilibrage en France, selon 1 expéditeur ; elle donnerait priorité aux expéditeurs de transit visant le marché Espagnol sur les fournisseurs du marché français qui pourraient ne pas avoir la possibilité d'un tel engagement financier, selon 1 expéditeur ;
 - les Open Season pour le développement de nouvelles capacités doit être organisé sous la forme d'enchères, afin que le résultat de la procédure détermine non seulement les besoins de capacité sur la liaison Nord/Sud, et par conséquent le montant des investissements nécessaires à les satisfaire, mais aussi la disponibilité des opérateurs à financer les investissements demandés, selon 1 expéditeur ;
 - une telle commercialisation n'est envisageable qu'en cas de disparition de la capacité et du terme tarifaire à l'interface entre GRTgaz et TIGF, selon 5 expéditeurs : dans la situation contraire, cette commercialisation pourrait bloquer l'accès à la zone TIGF et générer un risque important de sursouscription à cette interface, et pourrait faire échouer l'OS France Espagne ;
 - si des capacités devaient toujours être réservées à l'interface entre GRTgaz et TIGF, la commercialisation de 3 produits de capacités liés (Espagne-TIGF, Espagne-TIGF-Sud, Espagne-TIGF-Sud-Nord) devrait remplacer celle des 5 produits envisagés dans l'Open Season, selon 3 expéditeurs ;

- de nouveaux investissements doivent être réalisés pour développer cette capacité disponible contractuellement, la liaison n'étant pas congestionnée et sa réservation conditionnant le développement d'autres capacités nécessitant des investissements, selon 1 expéditeur ;
 - les capacités Nord→Sud ne peuvent être commercialisées sur le long terme qu'à condition qu'il s'agisse de nouvelles capacités développées dans le cadre de l'OS coordonnée avec Midcat, selon 1 expéditeur ;
 - les autres capacités doivent continuer à être commercialisées suivant les règles actuellement en vigueur, selon 1 expéditeur ; un mécanisme de commercialisation plus court pour les capacités déjà existantes permet aux expéditeurs de mieux adapter celles-ci à leurs besoins, qui évoluent forcément d'une année sur l'autre, selon 1 expéditeur ;
 - les capacités libérées par la fin de contrats historiques pourraient être exclues de la commercialisation long terme, selon 1 expéditeur.
- 3 expéditeurs sont favorables à la commercialisation à long terme de 80% des capacités dans le cadre de l'Open Season relative à l'axe ouest :
 - elle permet d'assurer la construction des infrastructures et permettre une rétribution adéquate, selon 1 expéditeur ;
 - elle donne de la visibilité aux expéditeurs et aux GRT, et facilite les décisions et programmes d'investissements ; en outre, les capacités restantes vendues à court terme permettent de limiter les positions dominantes verrouillant le marché, et ainsi facilitent l'accès aux capacités des nouveaux entrants, selon 1 expéditeur ; une optimisation du mécanisme pourrait consister en un ajustement du quota des capacités restantes vendues à court terme.

2 expéditeurs ne sont pas favorables à la commercialisation à long terme (10 ans et plus) d'une partie des capacités entre zones d'équilibrage en France :

- elle est difficilement compatible avec la normalisation des capacités entre zone et est plutôt à l'avantage des expéditeurs bénéficiant d'ores et déjà d'une stabilité de leur portefeuille, selon 1 expéditeur ;
- cette commercialisation est susceptible d'entraver de façon significative le fonctionnement de la concurrence sur le marché intérieur et d'amplifier le phénomène de pénurie, selon 1 expéditeur ;
- le système cible à une zone d'équilibrage doit être défini et mis en œuvre bien avant l'horizon 2030 envisagé actuellement pour la commercialisation des capacités sur les liaisons internes, selon 1 expéditeur ;
- dans un souci de transparence et de visibilité pour les stakeholders, ce système cible devrait être indiqué dans le cadre de l'Open Season France-Espagne, en précisant les conséquences tarifaires notamment ; en outre, un engagement devrait être pris par les autorités compétentes de fusionner, à l'horizon avril 2013, les trois zones GRTgaz Nord, Sud et TIGF, selon 1 expéditeur ;
- dans l'attente d'un système à zone unique, le mode d'attribution des capacités sur les liaisons restantes doit être le plus souple possible pour répondre aux besoins réels des expéditeurs selon 1 expéditeur ;
- les décisions de renforcement du cœur de réseau devraient être du ressort des autorités publiques, sur la base des propositions des GRT, et ne devraient pas être renvoyées à des prises d'engagements sur le long terme des expéditeurs qui ne peuvent notamment reposer que sur leurs projections à long terme de leur part de marché, avec un risque global de surinvestissement important, selon 1 expéditeur.

Consommateurs finals industriels (5) :

5 consommateurs finals industriels sont opposés à une commercialisation à long terme (10 ans et plus) d'une partie des capacités entre zones d'équilibrage en France :

- elle n'est pas de nature à répondre aux problématiques de la zone Sud, selon 3 consommateurs finals industriels ;
- elle aurait pour conséquence la stabilité du statu quo actuel, selon 2 consommateurs finals industriels.

Gestionnaires d'infrastructures gazières (6) :

2 gestionnaires d'infrastructures gazières sont favorables à une commercialisation à long terme (10 ans et plus) d'une partie des capacités entre zones d'équilibrage en France :

- la commercialisation à long terme des capacités nouvellement créées est à favoriser, car plus cohérente avec le mode actuel d'allocation des capacités de stockage et avec la nécessaire prise en compte des capacités de stockage souscrites dans l'allocation des capacités de transport Nord-Sud, selon 1 opérateur ;
- l'open season relative à l'axe Ouest devra permettre de réserver des capacités Sud vers Nord indépendamment d'une éventuelle demande de capacité Espagne vers France, afin de répondre à des besoins propres au marché français, et notamment à leurs évolutions en lien avec l'ouverture des terminaux méthaniers, selon 1 opérateur.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière souligne que la proposition d'une commercialisation à long terme des capacités nouvellement créées n'est pas totalement cohérente avec l'information memorandum des GRT. Il insiste sur le besoin d'une clarification rapide à apporter par la CRE sur sa position concernant ce point.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière souligne qu'il est nécessaire de proposer le plus de capacités long terme possible, au moins égales à celles qui sont offertes à l'interface franco-espagnoles, afin de donner le maximum de chances de succès à l'Open Season, l'intérêt principal de ces développements étant de relier les deux zones de consommation importantes que sont le Nord de la France et l'Espagne.

2 gestionnaires d'infrastructures gazières rappellent que les terminaux méthaniers en zone Sud jouent un rôle déterminant dans l'équilibre du réseau de transport, que des quantités de gaz importantes vont être apportées à Fos, souvent bien au-delà des besoins des zones de consommation les plus proches, et que des projets de développement de terminaux sont à l'étude pour une mise en service aux mêmes échéances que le développement des interconnexions avec l'Espagne :

- les capacités de liaison, si elles sont limitées, ne doivent pas être préemptées massivement au bénéfice des seuls souscripteurs au titre de la ou des procédures d'Open-Season France-Espagne, selon 1 opérateur ;
- une règle « premier projet arrivé, premier projet servi » ne semble pas adaptée et le mode de dimensionnement et d'allocation des capacités à construire est à affiner, selon 1 opérateur ;
- un système de réservation des capacités de liaison sud vers nord qui empêcherait les clients actuels ou futurs des terminaux méthaniers d'évacuer leur gaz de la zone sud pénaliserait le fonctionnement des terminaux, et par voie de conséquence le marché de la zone sud, selon 1 opérateur ;
- les capacités de transport nouvellement créées serviront de la même façon à sécuriser le développement des capacités de regazéification au point Fos. Il est indispensable, pour ne pas pénaliser ces développements, que les souscripteurs éventuels des extensions des terminaux puissent, au moment opportun, y avoir accès au même titre que les souscripteurs des liaisons France-Espagne, selon 1 opérateur.

Autres acteurs du marché (1) :

1 acteur du marché est favorable à la commercialisation à long terme limitée aux capacités nouvellement créées, qui contribue à éviter le risque d'abus de position dominante des opérateurs historiques tout en favorisant l'apparition de nouveaux entrants. En outre, cet acteur de marché

propose d'adapter l'horizon de commercialisation des capacités sur les infrastructures (réseaux, stockages, terminaux méthaniers) aux horizons de négociation des contrats de fourniture sur le marché aval :

- 10% à 20% de court terme (1 an et moins) permettant aux expéditeurs d'ajuster leurs positions avec les résultats commerciaux des fournisseurs sur le marché aval ;
- 40% à 70% de moyen terme (1 à 5 ans) pour qu'expéditeurs et fournisseurs puissent construire des plans de développement sur lesquels des offres avales peuvent être proposées dans la durée ;
- 20% à 40% de long terme (plus de 5 ans) en lien avec les open seasons, pour favoriser les investissements nécessaires à l'amont dans les infrastructures (souscriptions de capacités d'interconnexions aux frontières et à l'étranger pour le développement de routes d'acheminement, stockages, terminaux méthaniers...), mais aussi pour négociation de contrats d'importation long terme contribuant à la sécurité d'approvisionnement.

Question 10 : Avez-vous des remarques ou des propositions complémentaires ?

La majorité des acteurs soulignent la nécessité d'une publication par la CRE, dans les délais convenus et en cohérence avec le planning de l'Open Season, des orientations à moyen ou long terme sur la structure d'ensemble de l'accès au réseau de transport de gaz naturel en France, qui sera applicable aux horizons 2011 et 2013.

Expéditeurs (13) :

8 expéditeurs rappellent qu'ils sont favorables à la simplification du schéma tarifaire, notamment par une réduction progressive du nombre de zone d'équilibrage, et d'une fusion à terme de l'ensemble des zones d'équilibrage du réseau français. En particulier, 1 expéditeur insiste sur la nécessité de limiter les étapes intermédiaires, afin d'aboutir à un système efficace et cohérent.

3 expéditeurs considèrent nécessaire que la CRE publie ses orientations à moyen ou long terme les plus claires possibles et dans les délais convenus, la date du 15 septembre de réponse à l'Open Season ne laissant qu'un délai très court aux expéditeurs.

2 expéditeurs considèrent que l'octroi d'une subvention dans le cadre du plan de relance européen devrait permettre de réduire l'exigence des tests économiques qui conditionnent la décision finale d'investissement, la part des capacités commercialisées à long terme et le tarif finalement associé à l'accès aux infrastructures développées.

L'Uprigaz considère que la CRE doit urgemment se doter d'un modèle global du réseau de transport national, élaboré de façon transparente par les GRT sous l'égide du ministre, permettant d'identifier les points de congestion, d'optimiser le calendrier des investissements et de fournir des éléments devant guider les modalités d'imputation des coûts supplémentaires générés par les services rendus aux utilisateurs concernés.

1 expéditeur juge inacceptable que les capacités d'entrée en zone Sud depuis le terminal de Fos Cavaou restent annoncées comme inférieures aux capacités de regazéification.

1 expéditeur évoque les difficultés générées par l'hétérogénéité des règles de cession de capacités chez les GRT.

Consommateurs finals industriels (3) :

1 consommateur final industriel considère que la seule alternative à la fusion Nord/Sud consiste à ré-instaurer à titre provisoire des tarifs réglementés de retour, afin de protéger les consommateurs dans les zones GRTgaz Sud et TIGF, le temps que les investissements nécessaires soient réalisés.

Plusieurs consommateurs finals industriels rappellent qu'ils sont favorables à la simplification du schéma tarifaire, notamment par une réduction progressive du nombre de zone d'équilibrage, et d'une fusion à terme de l'ensemble des zones d'équilibrage du réseau français.

Gestionnaires d'infrastructures gazières (4) :

1 gestionnaire d'infrastructure gazière rappelle qu'il est nécessaire d'assurer le transport de gaz dans le corridor entre le Nord de la France et le Sud de l'Espagne, dans les deux directions. Pour ce faire, les investissements et procédures d'allocations aux frontières et entre zones d'équilibrage doivent être coordonnés.

Cet opérateur rappelle que les investissements côté espagnol sont déjà définis et engagés, ou dépendent des décisions d'investissements côté français. Par ailleurs, cet opérateur ajoute que dans un souci d'harmonisation des procédures d'allocation des 2 côtés de la frontière, le cadre de régulation espagnol a déjà été adapté.

Cet opérateur considère nécessaire la définition d'un cadre de régulation stable à long terme, permettant aux expéditeurs de s'engager avec certitude dans des souscriptions de capacités long terme. Selon lui, il est nécessaire que la CRE publie ses orientations dans les délais convenus, en cohérence avec le planning de l'Open Season. Selon cet opérateur, ces orientations doivent être connues et approuvées au plus tard en juillet 2009. Tout délai supplémentaire retarderait les décisions d'investissements à 2010, et ainsi la disponibilité future des capacités d'interconnexion.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière considère nécessaire d'éviter les à-coups, voire les ruptures, dans les évolutions préconisées, une bonne gestion des investissements demandant en effet une visibilité à moyen terme sur la structure du réseau, et une stabilité des règles.

En outre, selon cet opérateur, les mesures envisagées sur les terminaux méthaniers n'ont rien à voir avec l'accès aux réseaux de transport et aux interconnexions avec l'Espagne, changeraient totalement le profil de risque des gestionnaires de terminaux et constitueraient une rupture majeure dans leur régulation, en outre juridiquement incompatible avec les contrats conclus.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière considère, avant tout examen de la proposition de la CRE, qu'une étude globale du fonctionnement du réseau français, dont les résultats seraient rendus publics, doit être menée par les 2 GRT, sous le contrôle du MEEDDAT et avec la participation de la CRE, afin d'identifier les congestions existantes et d'anticiper les optimisations possibles. Cet opérateur juge qu'il serait inadmissible que la mise en œuvre précipitée de la proposition de la CRE s'accompagne par la suite de restrictions d'utilisation d'autres infrastructures. Il ajoute que tant que subsiste une instabilité régulatoire et notamment tarifaire, frein à la décision d'investissements long terme, il se réserve la possibilité d'en tirer les conséquences.

Selon cet opérateur, le maintien du schéma contractuel actuel est parfaitement envisageable, le développement des interconnexions franco-espagnoles étant parfaitement réalisable dans le cadre régulatoire existant, à savoir existence d'une zone TIGF indépendante et système de tarification entrée-sortie.

1 gestionnaire d'infrastructure gazière considère que le niveau tarifaire de 120 €/MWh/jour pour les termes d'entrée mentionné dans la consultation lui semble sous-estimée au regard des investissements envisagés dans le cadre des Open Seasons France-Espagne et Taisnières.

Autres acteurs du marché (2) :

1 acteur du marché considère qu'il faut évaluer si les évolutions envisagées peuvent en réalité conduire à une plus grande concurrence sur le marché aval, ou s'il y a risque que les profits réalisés à l'amont ne bénéficient pas aux clients finaux.

En outre, cet acteur du marché souhaite que de nouvelles opérations de « gas release » soient proposées.

L'AFG considère qu'il n'est pas opportun de rendre la situation encore plus confuse en abondant dans un sens ou l'autre, mais qu'il est cependant important de rappeler les principes fondamentaux qui doivent guider l'organisation du secteur gazier : la nécessité de disposer d'un cadre juridique et réglementaire stable afin d'encourager les investissements, et le contrôle par la puissance publique que les réglementations retenues sont conformes à l'intérêt collectif et respectent les règles de concurrence.

Elle est favorable à la mise en œuvre de mécanismes simples de marché fondés sur les incitations plutôt que les mécanismes administrés dont les effets négatifs sont particulièrement palpables lorsqu'on intègre la dimension internationale.

Liste des répondants

Expéditeurs (19) :

- BP
- Direct Energie
- Distrigas
- EDF
- EFET
- Endesa
- Enel
- Eni
- EON France
- GasNatural
- GasNatural Commercialisation
- Gaz de Bordeaux
- Gazprom Marketing & Trading
- GDF SUEZ B3G
- Poweo
- Rhodia Energy
- StatoilHydro
- Total Gas & Power Limited
- Uprigaz

Gestionnaires d'infrastructures gazières (7) :

- Elengy
- Enagas
- GDF SUEZ Branche Infrastructures
- GRTgaz
- STMFC
- Storengy
- TIGF

Autres acteurs du marché (4) :

- AFG
- Bergen Energi
- Powernext
- Total Gaz Electricité Holdings France

Consommateurs finals industriels (12) :

- Alcan Rhenalu
- Aluminium Pechiney
- ArcelorMittal
- Arjowiggins
- Carbone Savoie
- Ineos
- OI Manufacturing France
- Omya
- Renault
- Groupe Rhodia
- Saint-Gobain
- Uniden