

Version remise à la CRE le 24 avril 2009

Groupe de travail  
« Evolution de la structure contractuelle du réseau »  
Sujet « Accès à la zone Sud »

Rapport final

## SYNTHESE

Ce rapport reprend les travaux menés dans le cadre de la Concertation Transport, au sein du groupe de travail *Evolution de la structure contractuelle du réseau de transport*, concernant le lot 1 « accès à la zone Sud de GRT gaz ».

Il rappelle le contexte dans lequel a été mis en place ce groupe de travail (GT) et fait un état des lieux de la situation actuelle et de la question principale à traiter, à savoir un accès à la zone Sud qui ne soit pas un frein au développement de la concurrence sur le marché aval. Il présente également une synthèse des travaux qui ont permis d'aboutir à la proposition de deux solutions, dont la mise en œuvre au 1<sup>er</sup> avril 2011 permettrait de faciliter l'accès à la zone Sud de GRTgaz. Ces deux solutions consistent essentiellement en :

- la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz sur la base d'engagements de flux dans les terminaux méthaniers de Fos et d'un mécanisme permettant à GRTgaz de réaliser les équilibrages locaux de son réseau, l'équilibrage global étant réalisé par les expéditeurs;
- le maintien des zones Nord et Sud avec des modifications du type de capacités proposées à la liaison Nord vers Sud et des règles d'allocation des capacités aux points d'entrée de la zone GRTgaz Sud.

Les mécanismes analysés par le groupe de travail n'ont pas pour objet de se substituer aux investissements réseaux des opérateurs de transport, ils constituent des dispositions transitoires dans l'attente de leur réalisation.

**Il n'a pas été possible au groupe de travail de trouver un consensus concernant le diagnostic et les deux solutions. Le présent rapport présente également les points de divergence principaux ainsi que les réserves et objections formulées par les participants du GT.**

Ce rapport constitue la synthèse des travaux du groupe de travail pour éclairer la prise de décision par les autorités compétentes de la suite à donner à ces travaux, étant entendu que pour l'application de tout mécanisme proposé qui pourrait être retenu, les modalités opérationnelles seraient au préalable à étudier dans le détail avec tous les acteurs concernés.

## SOMMAIRE

<b>1.</b>	<b>RAPPEL DU CONTEXTE</b>	<b>5</b>
1.1.	Demande des fournisseurs alternatifs	5
1.2.	Mise en place du groupe de travail « Evolution de la structure contractuelle du réseau de transport »	5
1.3.	Objectifs et planning de travail du groupe de travail « Evolution de la structure contractuelle du réseau de transport »	6
1.4.	Calendrier du traitement de l'accès Sud	6
<b>2.</b>	<b>EXPOSE DU PROBLEME</b>	<b>7</b>
2.1.	<b>Situation physique de l'accès Sud</b>	<b>7</b>
2.1.1	Les capacités d'entrée Grand Sud	7
2.1.2	L'équilibre physique Grand Sud est principalement une question de bilan gaz annuel	8
2.1.3	Le rôle déterminant des capacités d'entrée depuis les terminaux de Fos pour l'approvisionnement du Grand Sud	9
2.1.4	Le rôle déterminant des stockages dans le Grand Sud	9
2.1.5	Le projet de développement des interconnexions franco-espagnoles	9
2.1.6	Les renforcements de réseau nécessaires au décongestionnement de la liaison Nord Vers Sud	10
2.2.	<b>Situation contractuelle et concurrentielle de l'accès Sud</b>	<b>11</b>
2.2.1	La liaison Nord vers Sud	11
2.2.2	Entrées Espagne	13
2.2.3	Terminaux méthaniers de Fos et entrée sur le réseau de transport au PITTM Fos	13
2.2.4	Synthèse	14
2.3.	<b>Résumé du problème à traiter</b>	<b>14</b>
<b>3.</b>	<b>TRAVAUX PREPARATOIRES</b>	<b>15</b>
3.1.	Indicateurs d'accessibilité aux zones GRTgaz Sud et TIGF	15
3.2.	Analyse des dispositifs réglementaires et contractuels européens mis en place par les GRT pour assurer le fonctionnement des réseaux en cas de congestion	15
3.3.	Mise en équation de la fusion des zones d'équilibrage Nord et Sud	16
<b>4.</b>	<b>SOLUTIONS PROPOSEES</b>	<b>19</b>
4.1.	<b>Fusion des zones GRTgaz Nord et Sud à l'horizon d'avril 2011</b>	<b>19</b>
4.1.1	Principes généraux	19
4.1.2	Mécanisme d'engagement de déchargement de GNL dans les terminaux de Fos	19
4.1.3	Mécanisme d'équilibrage géographique	22
4.1.4	Impact du développement des interconnexions France/Espagne sur la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz	23
4.1.5	Pérennité du dispositif de fusion vis à vis des évolutions des infrastructures gazières	23

4.1.6	Les effets de la fusion des zones Nord et Sud sur la sécurité d'approvisionnement France	23
4.1.7	Evolutions législatives et réglementaires nécessaires	23
<b>4.2.</b>	<b>Solution « Modification du type de capacités sur la liaison Nord vers Sud et des règles d'allocations des capacités d'entrée zone GRTgaz Sud»</b>	<b>24</b>
4.2.1	Principes généraux	24
4.2.2	Capacités conditionnelles Nord vers Sud	24
4.2.3	Aménagement des règles d'allocation pour les accès au Sud	25
<b>5.</b>	<b>COMMENTAIRES DES PARTICIPANTS DU GT</b>	<b>28</b>
<b>5.1.</b>	<b>Commentaires d'EDF</b>	<b>28</b>
5.1.1	Le constat	28
5.1.2	Caractéristiques d'un marché efficace du gaz naturel, ouvert à tous les fournisseurs	28
5.1.3	La démarche	29
5.1.4	Annexe des commentaires EDF	30
<b>5.2.</b>	<b>Commentaires d'ELENGY</b>	<b>35</b>
<b>5.3.</b>	<b>Commentaires d'EON</b>	<b>36</b>
5.3.1	Solution « Fusion des zones Nord et Sud »	36
5.3.2	Solution « Aménagements des zones Nord et Sud »	36
5.3.3	Conclusion	36
<b>5.4.</b>	<b>Commentaires d'ENI</b>	<b>37</b>
5.4.1	Le constat	37
5.4.2	Caractéristiques d'un marché efficace du gaz naturel, ouvert à tous les fournisseurs	37
5.4.3	La démarche	38
5.4.4	Annexe des commentaires d'ENI	39
<b>5.5.</b>	<b>Commentaires de GAZPROM MARKETING &amp; TRADING (GM&amp;T)</b>	<b>44</b>
<b>5.6.</b>	<b>Commentaires de GDF SUEZ</b>	<b>45</b>
<b>5.7.</b>	<b>Commentaires de GRTgaz</b>	<b>46</b>
5.7.1	Approche « Fusion »	46
<b>5.8.</b>	<b>Commentaires de POWEO</b>	<b>48</b>
<b>5.9.</b>	<b>Commentaires de STORENGY</b>	<b>49</b>
<b>5.10.</b>	<b>Commentaires de STMFC</b>	<b>50</b>
5.10.1	Commentaires sur la solution « Fusion des zones GRTgaz Nord et Sud »	50
5.10.2	Commentaires sur la solution « Aménagements du fonctionnement du zonage Nord Sud »	52
<b>5.11.</b>	<b>Commentaires de TGPL</b>	<b>54</b>
5.11.1	Commentaires relatifs à l'exposé du problème :	54
5.11.2	Commentaires relatifs à la solution d'une fusion des zones :	56
5.11.3	Commentaires relatifs à la solution « Aménagements du fonctionnement du zonage Nord Sud »	58
5.11.4	Conclusion :	61
<b>5.12.</b>	<b>Commentaires d'UNIDEN et de RHODIA</b>	<b>62</b>
5.12.1	SOLUTION 1. « Fusion des zones Nord-Sud » :	62
5.12.2	SOLUTION 2. « Aménagements des zones Nord – Sud »	62

<b>ANNEXE 1 : POSITION PAPER DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS DU 17 OCTOBRE 2008</b>	<b>63</b>
<b>ANNEXE 2 : BILANS EN VOLUME ET EN DEBIT DES ZONES GRTGAZ SUD ET TIGF</b>	<b>68</b>
<b>ANNEXE 3 : INDICATEURS D'ACCESSIBILITE AUX ZONES GRTGAZ SUD ET TIGF</b>	<b>73</b>
<b>ANNEXE 4 : MISE EN EQUATION DE LA FUSION DES ZONES D'EQUILIBRAGE NORD ET SUD</b>	<b>75</b>
<b>ANNEXE 5 : MECANISME D'EQUILIBRAGE GEOGRAPHIQUE - EXEMPLE DE MODALITES DE MISE EN ŒUVRE</b>	<b>77</b>

## 1. Rappel du contexte

### 1.1. Demande des fournisseurs alternatifs

Le 17 octobre 2008, un groupe de fournisseurs alternatifs<sup>1</sup> a transmis à la CRE (avec copies à GRTgaz et TIGF) un « Position Paper » identifiant des effets négatifs engendrés par la liaison Nord-Sud et demandant la fusion au plus tôt des zones d'équilibrage transport Nord et Sud de GRTgaz.

Les effets positifs attendus ont été présentés dans le « Position Paper » des fournisseurs alternatifs du 17 octobre 2008 (voir Annexe 1) :

- développer la concurrence dans le Sud,
- améliorer la liquidité sur les marchés de gros du gaz en France.

### 1.2. Mise en place du groupe de travail « Evolution de la structure contractuelle du réseau de transport »

Par délibération du 18 septembre 2008, la CRE a demandé aux deux transporteurs GRTgaz et TIGF de mettre en place, avec l'ensemble des acteurs du marché, une concertation relative à l'acheminement sur les réseaux de transport en France. Le premier comité d'orientation de la Concertation Transport qui s'est tenu le 7 novembre 2008 a validé un programme de travail intégrant un groupe de travail (GT) sur l'*Evolution de la structure contractuelle du réseau de transport*.

Ce GT a été chargé d'étudier les aménagements réglementaires et contractuels permettant d'optimiser l'accès au réseau de transport sur l'ensemble du territoire français. Trois chantiers ont été identifiés :

- l'accès à la zone Sud de GRTgaz,
- l'accès à la zone TIGF,
- l'accès à la zone B de GRTgaz.

Les participants identifiés à ce groupe de travail sont :

- les GRT (GRTgaz et TIGF),
- les expéditeurs (Altergaz, ENI, EDF, EON, Poweo, Gas Natural, Gazprom, Rhodia Energy, GDF Suez et TGPL),
- l'EFET<sup>2</sup>,
- les clients finals (UNIDEN),
- la CRE,
- la DGEC.

Compte tenu des sujets traités, la participation a été étendue aux opérateurs des terminaux méthaniers (Elengy et STMFC), ainsi qu'aux opérateurs de stockage (Storengy et TIGF).

L'animation du groupe de travail a été confiée à EDF.

Le groupe de travail a commencé ses travaux par le chantier « Accès à la zone Sud de GRTgaz », en s'appuyant sur le « Position Paper » précité.

---

<sup>1</sup> Poweo, Altergaz, ENI, Gazprom, Gas Natural, Eon, EDF

<sup>2</sup> N'a pas participé aux réunions

### **1.3. Objectifs et planning de travail du groupe de travail « Evolution de la structure contractuelle du réseau de transport »**

Pour cette problématique, les objectifs du GT étaient de :

- déterminer et proposer à la CRE une solution économiquement durable et efficace pour améliorer l'accès à la zone Sud,
- viser l'échéance du 1<sup>er</sup> avril 2011<sup>3</sup> pour la mise en œuvre de cette solution,
- définir des indicateurs pertinents permettant de mesurer et suivre l'amélioration de la situation dans le Sud,
- étudier également toute solution intermédiaire facilitant l'accès à la zone Sud et pouvant être mise en œuvre avant cette date.

Deux solutions ont été étudiées :

- la solution proposée dans le « Position Paper » des fournisseurs alternatifs du 17 octobre : fusion des zones Nord et Sud, s'appuyant sur des évolutions réglementaires et contractuelles dès 2011 (notamment des contraintes à certains points du réseau), en complément des investissements qui pourront être réalisés à partir de 2013,
- une solution alternative avec plusieurs variantes basée sur le maintien des zones Nord et Sud avec des modifications du type de capacités proposées à la liaison Nord vers Sud et des règles d'allocation des capacités aux points d'entrée de la zone GRTgaz Sud.

Compte tenu du projet de développement des interconnexions gaz franco-espagnoles en cours d'étude dans le cadre des Initiatives Régionales Sud de l'ERGEG, prévoyant le lancement mi-2009 d'Open Season pour commercialiser les capacités créées à l'horizon 2013 et 2015 depuis la frontière jusqu'au nord de la France, la CRE a demandé au GT de rendre ses premières conclusions au plus tard pour fin avril. Le planning de travail du GT a été bâti en conséquence et un sous-groupe de travail a été constitué pour permettre une analyse rapide des principaux mécanismes qui pourraient permettre la fusion des zones Nord et Sud sans investissements additionnels. Ce sous-groupe était constitué de POWEO, GDF Suez, EDF, GRTgaz et de la CRE.

Les travaux du GT se sont déroulés sur la période du 15 décembre 2008 au 24 avril 2009 durant laquelle 9 réunions plénières et 5 réunions du sous-groupe ont été organisées. Toutes ces réunions ont fait l'objet d'un compte-rendu validé par les participants. Tous les documents présentés et les comptes-rendus sont disponibles sur le site internet de la Concertation Transport ([www.concertationgaz.com](http://www.concertationgaz.com)).

### **1.4. Calendrier du traitement de l'accès Sud**

Ce rapport doit servir de support à une consultation publique qui sera lancée par la Commission de Régulation de l'Energie début mai 2009.

Cette consultation doit orienter les décisions qui seront prises par les autorités compétentes au cours de l'été 2009 portant sur les grands principes à mettre en œuvre en matière d'évolution de la structure contractuelle du réseau pour améliorer notamment l'accès à la zone Sud de GRTgaz dans des conditions concurrentielles équivalentes pour tous les fournisseurs.

Ces décisions permettront également de finaliser et lancer au cours de l'été 2009 l'Open Season 2013 sur le développement des interconnexions entre la France et l'Espagne.

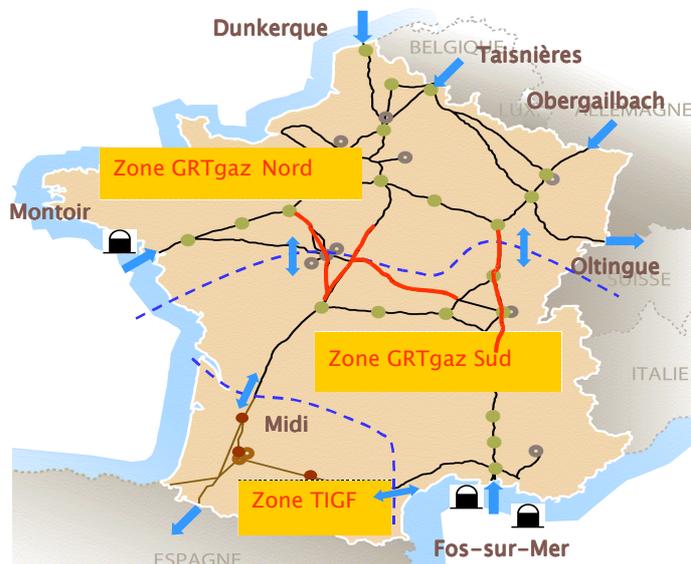
Le cas échéant le groupe de travail devra ensuite préparer la déclinaison opérationnelle des principes retenus. L'échéance du 1<sup>er</sup> avril 2011 a été retenue pour la mise en œuvre opérationnelle des mécanismes décrits ci-après.

---

<sup>3</sup> Cette date correspond à une évolution possible du tarif de transport GRTgaz

## 2. Exposé du problème

### 2.1. Situation physique de l'accès Sud



#### 2.1.1 Les capacités d'entrée Grand Sud

Nota : compte tenu des infrastructures gazières en place, l'accès au Sud de la France est étudié d'une façon globale pour les zones GRTgaz et TIGF, collectivement désignées ci-après Grand Sud, étant entendu que l'accès spécifique à la zone TIGF n'est pas traité dans cette étude.

	Capacités fermes d'entrée Grand Sud en GWh/j	Capacités physiques existantes	Capacités physiques à l'horizon 2011	Capacités physiques à l'horizon 2013	Capacités physiques à l'horizon 2015
Investissements décidés et investissements en projet non décidés	Liaison Nord → Sud **	230	230	230	430*
	Capacités d'entrée à Fos ***	250	400	400	400
	Interconnexions Espagne → France	5	35 à 60	225*	455*
	Total (investissements décidés et en projets)	485	665 à 690	855	1285

\* Avec l'hypothèse que tous les projets actuellement non décidés seraient réalisés et mis en service dans les délais envisagés.

\*\* Une capacité interruptible de 220 GWh/j est également commercialisée pour la liaison Nord vers Sud

\*\*\* A Fos, la capacité d'entrée sur le réseau de transport est inférieure à la somme des capacités de Cavaou et Tonkin (449 GWh/j). La capacité indiquée dans le tableau est le minimum de la capacité des terminaux et de la capacité ferme d'entrée sur le réseau.

Evolution de ces capacités :

- entrée depuis les terminaux méthaniers :
  - 1) Mise en service de Fos Cavaou : capacité totale d'entrée au PITTM Fos de 400 GWh/j
  - 2) Incertitude sur le devenir de Fos Tonkin après 2014
  - 3) Autres projets envisagés : Fos Faster et Le Verdon
- liaison Nord/Sud : hypothèse d'une augmentation de 200 GWh/j en 2015 (non décidé, voir détail au paragraphe 2.1.6)
- interconnexions espagnoles et interface GRTgaz Sud/TIGF : 2013 et 2015 (non décidé, voir détail au paragraphe 2.1.5)

### **2.1.2 L'équilibre physique Grand Sud est principalement une question de bilan gaz annuel**

Les premières analyses macro des bilans gaz du Grand Sud (annexe 2) à l'horizon 2011 montrent que, compte tenu des infrastructures gazières en place, l'équilibre physique de cette partie du réseau est fragile et n'est possible que :

- si les flux de gaz au PITTM Fos sont proches de la capacité technique maximale, notamment en été pour remplir les stockages du Sud (Storengy et TIGF). Il est en effet essentiel que les stockages du Sud soient convenablement remplis au début de l'hiver.
- grâce à un excédent de capacités de stockage<sup>4</sup>, lequel excédent permet notamment de gérer les problèmes de pointe, mais surtout les cas de défaillance des émissions GNL à Fos en hiver.

Le volume important de stockages dans la zone rend ce bilan fortement dépendant des conditions climatiques. Dans tous les cas il apparaît que la zone ne peut offrir une large flexibilité simultanément sur tous ces points d'entrée/sortie, voire même sur certains points individuellement.

Cet équilibre est également fortement dépendant des flux effectifs entre la France et l'Espagne. Par exemple sur la base des flux historiques de la France vers l'Espagne, et de flux maximaux à Fos et sur la liaison Nord vers Sud, les stockages Grand Sud ne pourraient pas être remplis dans le cas d'un été froid succédant à un hiver froid. Avec une utilisation maximale des capacités actuelles vers l'Espagne, ce déficit surviendrait dans tous les scénarii climatiques. A contrario, si on constatait des flux dans le sens Espagne vers France à hauteur de la capacité technique, les entrées de gaz de Fos et depuis le Nord pourraient être ramenées à un niveau d'environ seulement 55% de leur capacité technique. Un équilibre sécurisé suppose une émission minimum de gaz depuis les terminaux de Fos avec une contrainte plus forte en été.

Pour inciter les expéditeurs à apporter dans le Grand Sud les flux de gaz nécessaires pour assurer son équilibre en volume, plusieurs solutions contractuelles peuvent exister :

- la solution actuelle de séparation des zones GRTgaz Nord et Sud : impose à chaque expéditeur ayant des clients dans le Sud d'équilibrer son bilan journalier dans cette zone. Cette structure conduit notamment les expéditeurs ayant de la capacité d'entrée à Fos à utiliser cette capacité, soit pour approvisionner leurs propres clients, soit pour revendre le gaz sur le marché de gros si les conditions sur ce marché Sud le permettent et sont plus favorables que celles sur d'autres marchés accessibles par GNL ;
- d'autres solutions envisageables conduisant à la fusion des zones Nord et Sud :
  - soit un dispositif permettant de s'assurer que les expéditeurs qui ont de la capacité dans les terminaux de Fos s'engagent à y recevoir effectivement des quantités de GNL compatibles avec l'équilibrage du bilan annuel Grand Sud. Cette solution sera détaillée plus bas dans ce document.
  - soit un dispositif limitant les entrées de gaz par le Nord de la France (de l'ordre de 1000 GWh/j), ce qui conduit, dans le respect des contraintes d'équilibrage par expéditeur sur la zone fusionnée, à imposer implicitement des contraintes aux flux d'entrée/sortie par le Sud

(terminaux de Fos notamment). Les mécanismes réglementaires et contractuels de cette solution n'ont pas été approfondis.

Toutefois quelle que soit la solution étudiée, l'équilibrage global ne peut se faire sans émission de gaz au PITTM Fos.

### **2.1.3 Le rôle déterminant des capacités d'entrée depuis les terminaux de Fos pour l'approvisionnement du Grand Sud**

Aussi à l'horizon 2011, l'étude des bilans gaz en volume du Grand Sud montre que son équilibre emplois/ressources sur une année, selon certains scénarii climatiques et de flux, nécessite que les terminaux de Fos fonctionnent avec un taux d'utilisation moyen élevé.

Compte tenu des délais relatifs à la réalisation des renforcements du réseau, l'augmentation de la capacité Nord vers Sud n'est pas possible avant 2015. Les capacités d'importation depuis l'Espagne pourront être augmentées à 225 GWh/j à l'horizon 2013 en cas de succès de l'Open Season 2013 sur les interconnexions franco-espagnoles prévue à l'été 2009.

### **2.1.4 Le rôle déterminant des stockages dans le Grand Sud**

Compte tenu des capacités d'entrée limitées pour l'ensemble du Grand Sud et des aléas opérationnels, en particulier ceux de la chaîne GNL (émissions des terminaux méthaniers de Fos subordonnées aux aléas de l'ensemble de la chaîne GNL), la sécurisation de l'équilibre du bilan annuel Grand Sud repose notamment sur l'utilisation de la flexibilité apportée par les stockages de cette zone.

Un remplissage insuffisant des stockages du Grand Sud pourrait mettre en péril la sécurité d'approvisionnement de la zone pendant l'hiver qui suit, ce risque étant accentué par les possibles défaillances d'approvisionnements GNL au cours de l'hiver.

L'utilisation de ces stockages en quantités importantes dans le Grand Sud par rapport aux besoins du marché final Grand Sud, associée avec l'ensemble des autres ressources (liaison Nord-Sud et terminaux) permet ainsi de disposer d'un bilan de pointe Grand Sud excédentaire.

### **2.1.5 Le projet de développement des interconnexions franco-espagnoles**

Les projets d'augmentation des capacités à l'interface France-Espagne ont été présentés dans le cadre de l'Initiative régionale Sud (South GRI) pilotée par l'ERGEG. Ces projets feront l'objet d'une consultation du marché (Open Season) pendant l'été 2009 afin de valider les investissements à mettre en œuvre en fonction des engagements long terme du marché. Cette Open Season sera menée de façon coordonnée par les 4 opérateurs d'infrastructures impliqués dans les développements : Enagas, GRTgaz, Naturgas Energia et TIGF.

Les capacités qui seraient développées à horizon 2013 et 2015 permettraient l'arrivée de nouveaux flux de gaz dans le périmètre Grand Sud.

A horizon 2013, il est envisagé d'augmenter la capacité d'entrée dans le périmètre Grand Sud depuis l'Espagne jusqu'à 225 GWh/j (capacités d'entrée à développer aux points d'interconnexion existants à Larrau et Biriadou).

A horizon 2015, il est envisagé une nouvelle augmentation de capacité de 230 GWh/j supplémentaires en entrée du périmètre Grand Sud depuis l'Espagne, via la création d'un nouveau point d'interconnexion au Perthus (à l'Est des Pyrénées).

Des capacités de sortie du périmètre Grand Sud vers l'Espagne seront également proposées au marché lors de cette Open Season (environ 125 GWh/j supplémentaires à l'horizon 2013 et 180 GWh/j supplémentaires à l'horizon 2015)<sup>5</sup>.

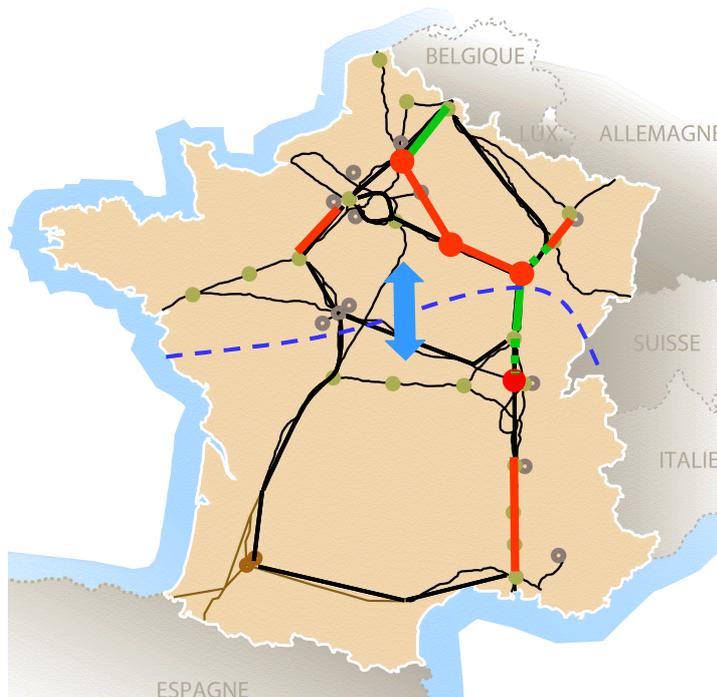
## 2.1.6 Les renforcements de réseau nécessaires au décongestionnement de la liaison Nord Vers Sud

### 2.1.6.1 Augmentation de la capacité ferme à la liaison Nord-Sud

La création de 200 GWh/j de capacités supplémentaires GRTgaz Nord > GRTgaz Sud nécessite de réaliser les investissements principaux suivants :

Programme +200 GWh/j Nord > Sud :

- Triplement de l'artère Taisnières-Cuvilly ;
- Doublement de l'artère de Beauce ;
- Nouvelle canalisation Cuvilly-Dierrey ;
- Doublement de l'artère Dierrey-Voisines ;
- Doublement partiel de l'artère du Nord-Est ;
- Doublement partiel de l'artère de Bourgogne ;
- Doublement de l'artère du Rhône entre Saint-Martin-de-Crau et Saint-Avit ;
- Renforcement des stations de compression et d'interconnexion de Cuvilly, Dierrey, Voisines et Etrez.



Ces développements conduisent à poser plus de 800 km de canalisations. Le montant global des développements a été estimé à 1600 M€<sub>2008</sub>. L'ensemble du programme peut être réalisé d'ici fin 2015.

Une partie de ces ouvrages pourrait cependant être réalisée d'ici fin 2013, dans le cadre du programme lié à l'Open Season Taisnières.

D'autres ouvrages apparaissant dans ce programme pourraient également répondre à d'autres besoins de développements de capacité. C'est le cas notamment de l'artère du Rhône, dont le doublement est rendu nécessaire par le développement de capacités France – Espagne au Perthus, envisagé à l'horizon 2015.

Les investissements résiduels à engager au seul titre de l'augmentation de capacité à la liaison Nord <> Sud pourraient dès lors être diminués d'autant. Ils correspondraient à ceux apparaissant en vert dans la carte ci-dessus, dont le montant total est estimé à 400 M€<sub>2008</sub>.

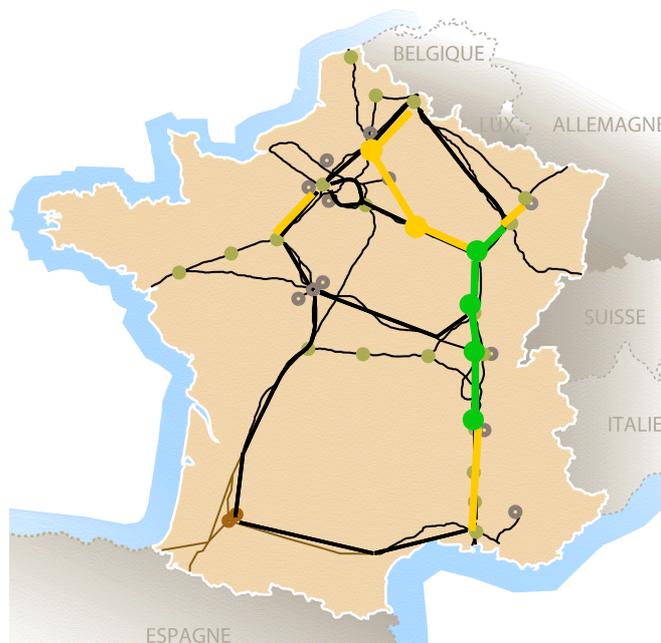
<sup>5</sup> Pour plus de détails sur les capacités qui pourront être proposées au marché dans le cadre de cette Open Season, consulter la rubrique South GRI du site de l'ERGEG

### 2.1.6.2 Développements permettant de lever l'ensemble des contraintes à la liaison Nord > Sud

Au-delà de +200 GWh/j, les investissements supplémentaires à consentir pour réaliser la fusion des zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud ont été estimés à environ 1000M€<sub>2008</sub>. Les infrastructures nécessaires pour atteindre cet objectif sont :

#### Programme « Fusion Nord / Sud »

- Programme +200 GWh/j Nord > Sud ;
- Achèvement du doublement de l'artère du Nord-Est ;
- Achèvement du doublement de l'artère de Bourgogne ;
- Doublement de l'artère Est Lyonnais ;
- Renforcement des stations de compression de Dierrey, Voisines, Palleau ; Etrez et Saint Avit.



A l'issue d'un tel programme, la fluidité atteinte permettrait le fonctionnement du réseau de GRTgaz en une seule grande zone. En particulier, le réseau saurait couvrir le cas d'une période de froid sans arrivée de gaz à Fos sur Mer.

Il est à noter que dans un tel schéma, de nouveaux développements de capacité d'entrée ou de sortie aux bornes de ce périmètre pourraient générer de nouveaux programmes de renforcements conséquents du cœur de réseau, et ce afin de maintenir la fluidité de la grande zone. Autrement dit, se pose à cette échelle la question de la durabilité de la fluidité atteinte au terme de ce programme.

## 2.2. Situation contractuelle et concurrentielle de l'accès Sud

### 2.2.1 La liaison Nord vers Sud

#### 2.2.1.1 Remise en vente des capacités et état des lieux des réservations

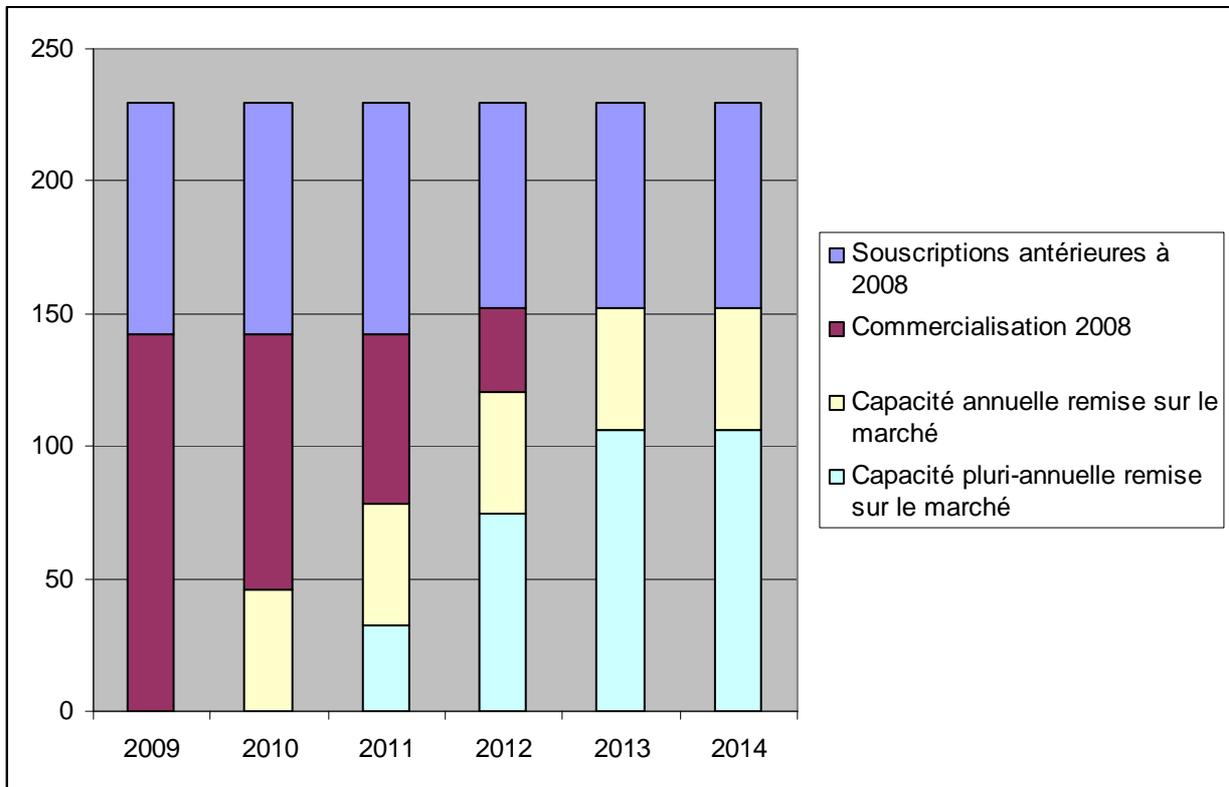
Les capacités commercialisables sur la liaison Nord vers Sud représentent 230 GWh/j fermes et 220 GWh/j interruptibles. Elles sont aujourd'hui entièrement souscrites jusqu'en mars 2010.

Les capacités sur la liaison Nord vers Sud ont été commercialisées en 3 phases :

- maintien des capacités souscrites avant 2008, conformément à la délibération de la CRE du 25 octobre 2007. Ces capacités représentent 88 GWh/j fermes jusqu'à novembre 2011, puis 78 GWh/j à très long terme. Ces capacités ont été reconduites en accord avec la majorité des acteurs de marché, consultés par la CRE en 2007.
- commercialisation de capacités à moyen terme en janvier 2008 pour des capacités pluriannuelles de 2, 3 et 4 ans : 32 GWh/j fermes souscrits sur chacune des durées,

- commercialisation de capacités à court terme au printemps 2008 pour des capacités annuelles : 46 GWh/j fermes souscrits.

Compte tenu de ces souscriptions, les capacités fermes qui vont revenir naturellement sur le marché sont illustrées par le graphique ci-dessous :



Au 1<sup>er</sup> avril 2011 (date de démarrage de la capacité) : 78 GWh/j fermes (dont 32 GWh/j de capacité pluriannuelle) sont remis sur le marché.

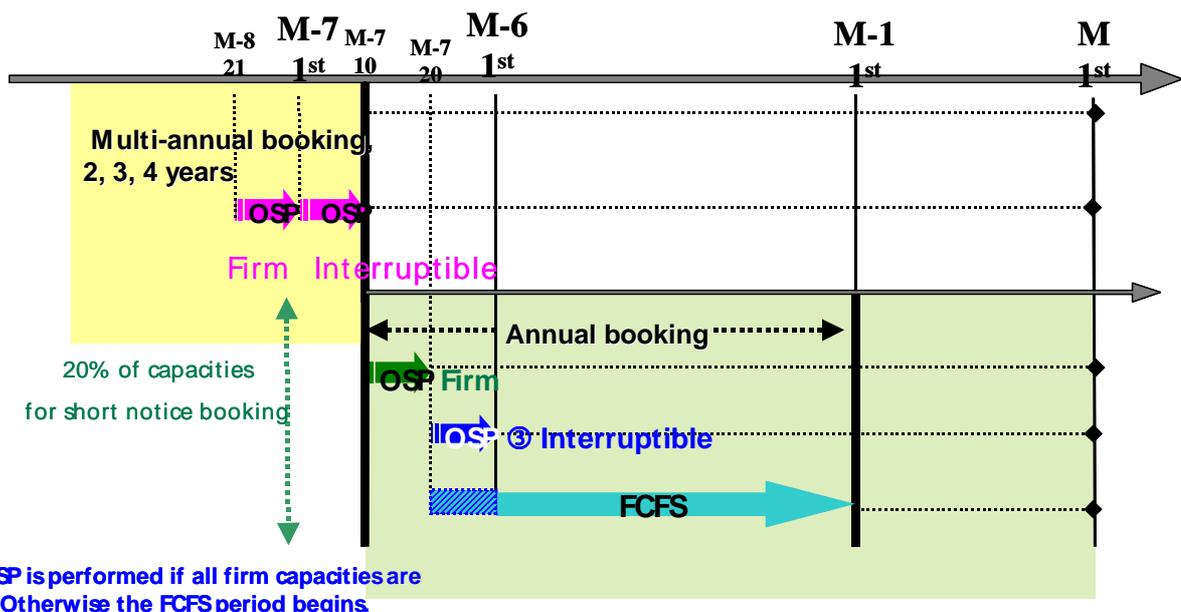
Dès le 1<sup>er</sup> avril 2012 (date de démarrage de la capacité), la capacité ferme remise sur le marché atteint 120 GWh/j.

### 2.2.1.2 Règles d'allocation actuelles

Les règles de souscription et d'allocation des capacités actuellement en vigueur sur la liaison Nord-Sud sont similaires à celles existantes aux Points d'Interconnexion Réseau et tiennent compte du retour d'expérience des premières commercialisations menées en 2008.

Elles consistent en une succession de périodes de collecte des demandes (« Open Subscription Period ») à l'issue desquelles, en cas de pénurie, la capacité est allouée au prorata des demandes. La règle « Premier Arrivé Premier Servi » n'est appliquée que si de la capacité reste disponible à la fin de l'ensemble de ces périodes.

Enfin, la règle de Use It or Lose It Long Terme a pour objet d'éviter la rétention de capacités.



Depuis la commercialisation de janvier 2008, plusieurs évolutions ont été introduites :

- la règle relative aux sociétés liées, obligeant les sociétés d'un même groupe à se grouper pour émettre une demande au cours d'une OSP, et évitant ainsi que l'allocation soit influencée par la structure des différents groupes,
- la séparation des OSP de commercialisation des capacités fermes d'une part et interruptibles d'autre part, permettant aux expéditeurs de connaître leur allocation de capacité ferme lorsqu'ils émettent leur demande de capacité interruptible.
- pour prendre en compte la demande de certains expéditeurs, l'allocation de la capacité court terme au printemps 2008 (46 GWh/j fermes d'avril 2009 à mars 2010) a été, de façon exceptionnelle, menée en deux phases :
  - 1) 50% de la capacité a d'abord été réservée aux expéditeurs titulaires d'une autorisation de fourniture aux clients finals ou eux-mêmes clients finals,
  - 2) les 50% restant étaient accessibles à tous les expéditeurs.

## 2.2.2 Entrées Espagne

Les capacités d'entrée disponibles à l'horizon 2011 ont fait l'objet d'une OSP fin 2008 selon des principes analogues à ceux détaillés ci-dessus pour la liaison Nord vers Sud. Les capacités à développer pour 2013 et 2015 seront allouées dans le cadre d'Open Season prévues pour mi-2009, selon des principes en cours d'élaboration.

## 2.2.3 Terminaux méthaniers de Fos et entrée sur le réseau de transport au PITTM Fos

En 2011, au niveau des terminaux méthaniers, 14% de la capacité de regazéification est disponible, dont 6% à Fos Cavaou et 8% à Fos Tonkin. Les capacités disponibles sur le terminal de Fos Tonkin sont difficiles d'accès en raison de la restriction portant sur la taille des navires admissibles (maximum 75 000 m<sup>3</sup>) et de la difficulté de s'approvisionner en GNL avec cette taille de navires (contraintes producteurs).

La capacité ferme d'entrée sur le réseau de transport depuis le PITTM Fos (400 GWh/j) est inférieure à la capacité totale de regazéification des terminaux méthaniers de Fos (449 GWh/j avec une modulation de 358 jours pour Fos Tonkin et 361 jours pour Fos Cavaou). Cette capacité d'entrée sur le réseau de transport depuis le PITTM Fos est allouée automatiquement aux expéditeurs en fonction des capacités de regazéification qu'ils détiennent sur les terminaux de Fos.

Les capacités de Fos Cavaou sont réservées à 90% sur le long terme par GDF Suez et Total. La commercialisation du solde est possible uniquement sur le court terme (3 ans).

Nota : les capacités d'entrée sur les réseaux de transport à partir des terminaux méthaniers sont attribuées automatiquement à chaque expéditeur, en fonction des capacités de re-gazéification qu'il détient, les expéditeurs bénéficiant de l'offre bandeau ont priorité à l'émission et ne sont donc pas touchés par les contraintes de transport au point Fos.

#### 2.2.4 Synthèse

A l'horizon 2011, les capacités d'entrée fermes dans la zone Grand Sud (TIGF et GRTgaz Sud) se répartissent comme suit :

Capacités fermes d'entrée en GWh/jour	Capacités contractuelles maximales	Capacités souscrites à long terme (supérieures à 4 ans)	Capacité commercialisée à court terme (inférieures ou égales à 4 ans)	Nombre de souscripteurs en 2009
Liaison Nord/Sud	230	78	152	21
PITTM Fos	400	342	25	6
Interconnexions France/Espagne	35 à 60	0	35 à 60	9
<b>Total</b>	665 à 690	420	212 à 237	

Les capacités fermes sur la liaison Nord vers Sud commercialisées régulièrement sur le marché représentent 22% de la capacité technique totale d'entrée Grand Sud.

En conclusion, les capacités techniques fermes d'entrée dans la zone Grand Sud sont limitées. Les capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers sont à 86% détenues à long terme par GDF Suez et Total. Par ailleurs GDF Suez dispose de 34% des capacités fermes sur la liaison Nord-Sud à très long terme pour réaliser du transit pour le compte de tiers. Les autres capacités d'entrée (depuis la liaison Nord/Sud et depuis l'Espagne) sont détenues par un nombre important d'expéditeurs, mais ne représentent environ que la moitié de la capacité d'entrée en zone Grand Sud. En outre, le mode de commercialisation de ces capacités avec un système de guichet (« Open Subscription Period ») et l'application d'un prorata lorsque la demande est supérieure à la capacité disponible, ne permet pas aux expéditeurs de connaître avec certitude la capacité qui leur sera attribuée, et conduit à une forte fragmentation de ces capacités. A titre d'exemple, lors des OSP organisées en 2008 pour la vente de capacités fermes sur la liaison Nord vers Sud, le taux moyen de réduction fut de 5,7.

### 2.3. Résumé du problème à traiter

Compte tenu des données du problème explicitées ci-dessus, l'objectif du groupe de travail est d'identifier la ou les solutions permettant d'accéder au Sud de la France dans des conditions concurrentielles équivalentes pour tous les fournisseurs.

### 3. Travaux préparatoires

Le groupe de travail a initialisé ses travaux par :

- une réflexion sur la définition d'indicateurs permettant de quantifier et de suivre le « degré d'accessibilité à la zone Sud » ;
- une analyse des dispositifs contractuels mis en place en Europe par les gestionnaires de réseau pour assurer leur bon fonctionnement et gérer les congestions,
- une analyse des contraintes réseau permettant de mettre en équation la réalisation de la fusion Nord - Sud.

#### 3.1. *Indicateurs d'accessibilité aux zones GRTgaz Sud et TIGF*

Trois indicateurs pour mesurer l'accessibilité aux zones GRTgaz Sud et TIGF ont été étudiés par le GT :

- un indicateur sur le marché final de semi-gros en sortie du réseau de transport,
- un indicateur sur le marché de gros,
- un indicateur sur les capacités d'entrée.

Ces indicateurs sont en cours d'études par la CRE, ils sont décrits en annexe 3.

#### 3.2. *Analyse des dispositifs réglementaires et contractuels européens mis en place par les GRT pour assurer le fonctionnement des réseaux en cas de congestion*

Le groupe de travail a réalisé des benchmarks dans un certain nombre de pays européens, avec pour objectif de décrire les mécanismes contractuels et réglementaires mis en œuvre afin de faire fonctionner l'ATR sur une zone la plus large possible et de faciliter l'accès aux zones congestionnées.

Avec le concours des participants nommés ci-dessous, ces benchmarks ont été réalisés pour les pays suivants :

- Belgique (GRTgaz)
- Allemagne (Eon et CRE)
- Royaume-Uni (Total)
- Espagne (Gas Natural)
- Pays-Bas (GDF Suez)
- Italie (ENI et Altergaz)
- réseau électrique français (EDF)

Les benchmarks ont permis d'identifier les dispositifs ci-dessous, leur transposition dans le cas des réseaux gaz français n'ayant pas été étudiée.

Des documents plus détaillés sont disponibles sur le site internet de la « Concertation Transport » :

- plans de développement du réseau à 10 ou 15 ans et politique de maintenance ;
- accords contractuels avec des tiers pour agir sur les entrées/sorties dans le système :
  - contraintes de flux :
    - o garantissant certains flux de gaz à un point ou entre un point et un autre, ou
    - o pour une utilisation établie à l'avance des capacités réservées ;
  - appels de flux sur demande ;

- règles opérationnelles contraignantes pour une période donnée :
  - contraintes de flux sur un point, ou globalement sur une zone ;
  - niveau de stocks minimaux dans les terminaux méthaniers ou les stockages souterrains, globalement sur une installation ou globalement pour un expéditeur donné ;
  - fixation de règles de sécurité pour couvrir les excédents de consommation en cas de pointe de froid ;
- élargissement du champ d'action de l'opérateur transport :
  - mécanisme d'ajustement par appel au marché (temps réel) sur points physiques ou hub ;
  - mise en place d'un gestionnaire unique du système gazier ;
- offre de capacités :
  - capacités interruptibles points d'entrée et/ou de sortie, et/ou clients ;
  - exclusion de certains points d'entrée ou de sortie de la liste des points librement réservables ;
  - capacités d'entrée ou de sortie accompagnées de certaines conditions sur les flux de gaz ;
- méthodes d'allocation des capacités d'entrée autre que First Come First Served :
  - enchères;
  - mécanisme de buy/back (ou Use it or Sell it);
- traitement des congestions :
  - capacités restituables ;
  - UIOLI.

### **3.3. Mise en équation de la fusion des zones d'équilibrage Nord et Sud**

Pour les besoins du GT, GRTgaz a réalisé une étude pour mettre en équation la fusion des zones d'équilibrage GRTgaz Nord et Sud.

Cette étude a identifié deux approches possibles :

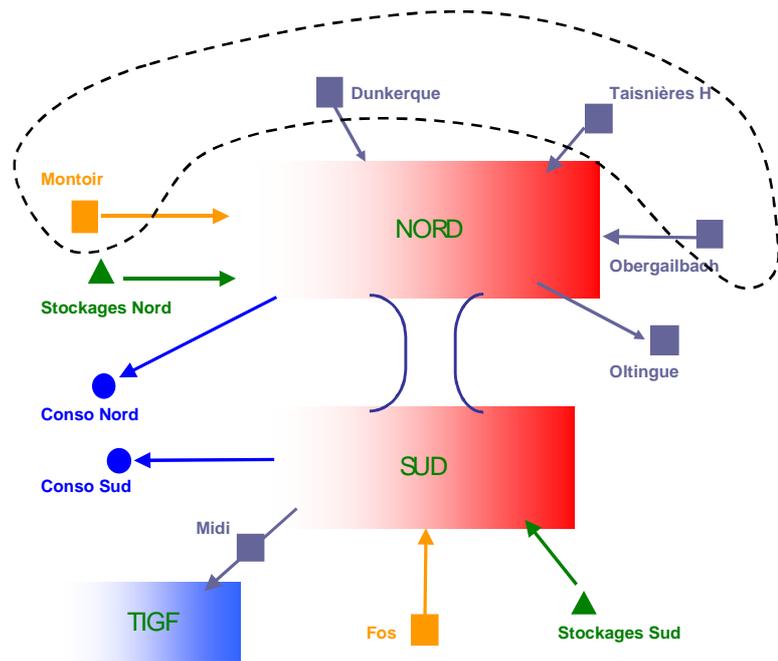
- première approche : contraindre les entrées au Nord (horizon 2011)
- deuxième approche : forcer les approvisionnements par le Sud (horizon 2011)

## Première approche : contraindre les entrées au Nord (horizon 2011)

Les études menées par GRTgaz sur un nombre important de configurations quotidiennes du réseau conduisent à l'enveloppe de contraintes suivante :

Pour assurer un fonctionnement fluide de la nouvelle zone Nord + Sud tout en garantissant les livraisons, il faut limiter de 800 à 1000 GWh/j les capacités d'entrée au Nord (Montoir + Dunkerque + Taisnières H + Obergailbach).

La fourchette entre 800 et 1000 GWh/h correspond aux hypothèses que l'on peut prendre sur certains termes de sortie (sortie stable vers Oltingue, injection minimale en été...).



La somme des capacités fermes à l'horizon 2011 aux points frontière au Nord est de :

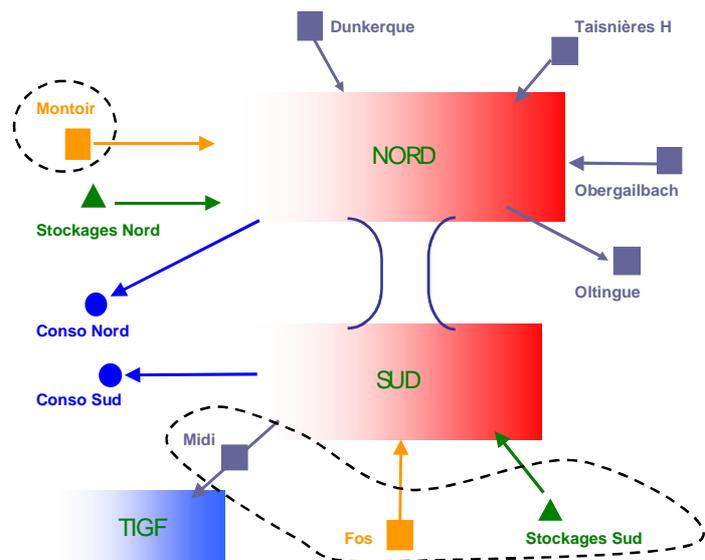
- E Nord = 370 (Montoir) + 570 (Dunkerque) + 590 GWh/j (Taisnières) + 620 (Obergailbach)
- E Nord = 2150 GWh/j

Une répartition équivalente de la contrainte sur l'ensemble des points d'entrée se traduirait donc par une limitation de 37% à 46% des capacités fermes d'entrée depuis le Nord.

## Deuxième approche : forcer les approvisionnements par le Sud (horizon 2011)

Les études menées par GRTgaz sur un nombre important de configurations quotidiennes du réseau conduisent à l'enveloppe de contraintes suivante :

- imposer un flux à Fos de 250 GWh/j en hiver et 300 GWh/j en été ;
- imposer un flux à Montoir de 200 GWh/j en été ;
- imposer une émission des stockages Salins en situation froide ;
- réduire les capacités fermes vers la zone TIGF (100 GWh/j en hiver / 150 GWh/j en été) ;
- s'assurer d'une répartition géographique homogène des entrées/sorties aux stockages.



Le jeu de contraintes étant plus complexe que dans la première approche par le Nord, il est plus difficile d'élaborer un indicateur de son impact sur les capacités au Sud. Cependant, on peut constater que l'utilisation de la capacité à Fos se voit contrainte à un niveau compris entre 62% et 75%, et que celle à Montoir est contrainte à plus de 50% en été.

### **Pérennité des deux approches à horizon 2013 et au-delà**

Au-delà de 2011, il est probable que de nouvelles sources viennent renforcer les approvisionnements du périmètre Grand Sud :

- développement des capacités depuis l'Espagne (2013 : Larrau / Biriadou ; 2015 : Perthuis) ;
- projets de nouveaux terminaux méthaniers (Verdon, Fos).

Les impositions de flux décrites au paragraphe précédent dans l'approche « par le sud » de la problématique de fusion des zones pourraient être revues et allégées via une répartition sur un plus grand nombre de sources. Une partie des contraintes pourrait en effet être portées par les détenteurs des nouvelles capacités d'entrée créées.

A contrario, le développement de capacités de sorties supplémentaires sur le périmètre Grand Sud, et en particulier le développement des capacités vers l'Espagne accroît la contrainte à imposer sur les sources pour maintenir la fluidité du périmètre Nord + Sud.

Il est également à signaler qu'avec le développement de nouvelles sources au Sud, une saturation pourrait apparaître dans le sens Sud > Nord en hiver, nécessitant de traduire contractuellement la contrainte jusqu'à présent exprimée au travers de la capacité GRTgaz Sud > GRTgaz Nord. Il pourrait notamment être envisagé cette fois de « forcer » certaines entrées par le Nord ou de « limiter » les entrées par le Sud, de façon à limiter les flux Sud > Nord à ce que les ouvrages permettent effectivement de réaliser.

Cette étude est détaillée en Annexe 4.

## **4. Solutions proposées**

Avec l'objectif de faciliter l'accès concurrentiel à la zone Sud et de permettre à tous les fournisseurs un développement sans contrainte de leur portefeuille de clients sur le marché final, le GT a étudié deux solutions :

- les dispositions à mettre en œuvre pour réaliser à l'horizon d'avril 2011 la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud, sans investissements ;
- le maintien des zones Nord et Sud avec des modifications du type de capacités proposées à la liaison Nord vers Sud et des règles d'allocation des capacités aux points d'entrée de la zone GRTgaz Sud.

### **4.1. Fusion des zones GRTgaz Nord et Sud à l'horizon d'avril 2011**

A l'horizon d'avril 2011, la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud n'est possible que sur la base d'aménagements contractuels et réglementaires, ce délai n'étant en effet pas compatible avec des développements d'infrastructures gazières.

Aussi, le GT s'est attaché à traiter les mécanismes principaux qui pourraient conduire à la fusion de ces zones sans investissements, en se questionnant en parallèle sur leur faisabilité. Pour une mise en œuvre de ces mécanismes, des études complémentaires sont nécessaires. Ces études seraient menées dans le cadre de la concertation avec l'ensemble des acteurs du marché, en cas de décision favorable des autorités compétentes sur cette solution.

#### **4.1.1 Principes généraux**

La fusion des zones GRTgaz Nord et Sud, à l'horizon d'avril 2011 et sans renforcements additionnels du réseau, pourrait reposer sur les deux mécanismes ci-après qui permettent de mutualiser l'ensemble des infrastructures gazières en place (réseau de transport, stockages, terminaux méthaniers) :

- un mécanisme d'engagement de déchargement de quantités minimales de GNL dans les terminaux de Fos ; et
- un mécanisme permettant à GRTgaz d'obtenir à certains points physiques les flux de gaz nécessaires aux équilibres locaux journaliers du réseau, l'équilibre global restant effectué par les expéditeurs (mécanisme d'équilibrage géographique).

#### **4.1.2 Mécanisme d'engagement de déchargement de GNL dans les terminaux de Fos**

A l'horizon 2011, pour que l'équilibre saisonnier du bilan gaz Grand Sud soit possible, les capacités d'entrée Grand Sud doivent fonctionner au cours de l'année à un niveau élevé.

Si dans un schéma où les zones Nord et Sud seraient fusionnées GRTgaz pourrait de lui-même pleinement utiliser les capacités Nord vers Sud il n'en est pas de même pour les entrées de gaz par les terminaux de Fos.

En effet, avec la structure actuelle à 2 zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz, chaque expéditeur doit être équilibré sur chacune des 2 zones. Or, en cas de fusion des zones Nord et Sud, cette contrainte disparaît dans la mesure où chaque fournisseur pourrait approvisionner ses clients situés dans le sud par les points d'entrée situés au nord, la contrainte d'équilibrage étant globale Nord + Sud. Dans ces conditions, si aucune contrainte complémentaire n'est définie, les flux de gaz depuis les terminaux de Fos seraient uniquement dépendants des choix que feraient les expéditeurs détenant des capacités sur ces infrastructures. Ainsi, la fusion des zones Nord et Sud nécessite principalement de s'assurer que globalement des volumes suffisants de gaz seront injectés dans le réseau de transport par les terminaux méthaniers de Fos, ce pour traiter l'équilibre volume annuel du bilan Grand Sud. Dans la pratique, le besoin de la zone Grand Sud étant différent pour chaque saison,

le niveau d'engagement de déchargement de GNL a été analysé par saison (été/hiver). Une déclinaison mensuelle est ensuite possible pour affiner le besoin. Les besoins sont en effet différents entre l'été et l'hiver compte tenu notamment du rôle des stockages. Ainsi en été les niveaux pourraient par exemple être ajustés de sorte que les stockages Grand Sud puissent être pleins à la fin de l'été, ce afin d'assurer une sécurité d'approvisionnement maximale pendant l'hiver<sup>6</sup>. Cette règle se traduirait par une contrainte de flux GNL supérieure en été par rapport à l'hiver.

Enfin les obligations porteraient sur les quantités de GNL à décharger plutôt que sur les quantités de gaz à émettre du terminal, puisque les terminaux méthaniers ont des capacités de stockage limitées.

#### **4.1.2.1 Quantités minimales globales de GNL à recevoir dans les terminaux de Fos**

Les quantités minimales de GNL à décharger à Fos seraient déterminées par GRTgaz, en liaison avec TIGF, selon les principes ci-après :

- à partir de l'étude par saison (été/hiver) Sud + TIGF, en couvrant un aléa froid 2%, et avec des hypothèses prudentes et raisonnables de disponibilité des infrastructures gazières et de remplissage des stockages du Sud (Storengy et TIGF) en début de chaque saison,
- avec une déclinaison mensuelle conduisant à des quantités minimales mensuelles de GNL à décharger à Fos,
- réparties entre les terminaux de Tonkin et de Cavaou au prorata des capacités existantes long terme de chaque terminal,
- ajustées périodiquement :
  - chaque année, avec une détermination pour les saisons des 6 années suivantes du niveau de quantités minimales de GNL à décharger à Fos (vision conservatrice) en fonction notamment des décisions relatives au développement des infrastructures gazières,
  - en début de chaque saison, puis de chaque mois, les valeurs pourraient être ajustées. En effet, ces volumes pourraient être affinés avant chaque mois et chaque saison sur la base :
    - du remplissage effectif des stockages Sud + TIGF
    - de la mise à jour des prévisions de consommation (en tenant compte des aléas)
- dans la limite d'une valeur maximale définie par mois pour 6 ans glissants, soit en première approche :
  - en été: 10,8<sup>7</sup> TWh/mois (ce qui correspond à une émission moyenne des terminaux de 360 GWh/j), calculés comme la quantité maximale pouvant être émise au cours d'une saison par les terminaux de Fos, en tenant compte d'une marge opérationnelle (par exemple 10% en été) relative à la disponibilité moyenne du réseau de transport et des terminaux (maintenance,...).
  - en hiver: 7,5<sup>8</sup> TWh/mois, soit 250 GWh/j d'émission en moyenne, calculée de manière à équilibrer le bilan hiver de la zone Sud à une température historiquement froide.

#### **4.1.2.2 Définition des expéditeurs concernés par les engagements de quantités minimales de GNL à décharger à Fos**

Les règles suivantes sont envisagées :

- plusieurs variantes sont possibles pour les clients des terminaux de Tonkin et Cavaou concernés par des engagements de compensation de quantités à décharger :
  - portage par les expéditeurs détenant les souscriptions long terme existantes, ou
  - portage par l'ensemble des expéditeurs détenant des souscriptions long terme, ou

---

<sup>6</sup> Pour couvrir le risque climatique mais aussi faire face notamment à des défaillances significatives GNL

<sup>7</sup> Il s'agit d'un maximum correspondant aux infrastructures telles que prévues à l'horizon 2011, étant entendu que la valeur effective devrait être moindre (par exemple lors des étés 2008 et 2009 des flux moyens d'entrée à Fos de 160 GWh/j ont permis d'équilibrer le Grand Sud).

<sup>8</sup> idem

- portage par l'ensemble des expéditeurs détenant des souscriptions bénéficiant du service continu.
- à Cavaou tout engagement des expéditeurs court terme viendrait soulager les engagements des expéditeurs de long terme,
- l'attribution des capacités court terme à Fos Cavaou (10 TWh/an à compter du 1/4/2011) pourrait être effectuée prioritairement à un expéditeur s'engageant à utiliser le service continu et à programmer régulièrement des déchargements (par exemple déchargement minimum sur l'année de [90%] de sa capacité),
- la répartition de l'engagement global entre les expéditeurs concernés est également à définir, en tenant compte des souscriptions additionnelles éventuelles avec engagement de flux. En effet plusieurs variantes sont possibles pour cette répartition, en fonction notamment de la taille des souscriptions, par exemple :
  - prorata des capacités souscrites à Fos,
  - calcul du prorata comme ci-dessus en tenant compte d'un abattement pour un certain seuil de capacité,
  - toute autre méthode, dont en particulier celles qui pourraient être convenues entre les expéditeurs concernés.
- ces engagements seraient exprimés en quantité minimale de GNL à décharger par mois,
- la durée de ces engagements porterait sur 6 années glissantes avec des valeurs différentes par saison, cette durée étant compatible avec les délais nécessaires à la mise en service de nouvelles infrastructures,
- des dispositions doivent être prévues dans les contrats d'accès aux terminaux méthaniers correspondant pour s'assurer que les fournisseurs concernés feront bien tous leurs efforts pour remplir leurs obligations,
- étant donné que ces engagements seraient portés par les utilisateurs des terminaux de Cavaou et Tonkin, ce serait les opérateurs de ces terminaux (Elengy et STMFC) qui, en relation avec GRTgaz, traduiraient la contrainte globale en contraintes individuelles par client de chaque terminal sur la base des règles ci-dessus.

Un mécanisme de marché n'a pas été retenu pour ces engagements de quantités de GNL à décharger, étant donné le nombre très réduit d'acteurs qui auraient été susceptibles de répondre à ces appels au marché, l'essentiel des capacités dans les terminaux de Fos étant en effet réservé sur le long terme.

Un mécanisme d'incitation pourrait être envisagé pour prendre en compte les bénéfices pour le système et les contraintes engendrées pour les expéditeurs concernés par ces engagements. Ce mécanisme devra être examiné en détail, afin de ne pas créer d'effet d'aubaine pour ces derniers.

#### **4.1.2.3 Traitement des défaillances à l'émission de gaz des terminaux de Fos**

Ces défaillances pourraient survenir, pour tous types de causes, du fait de difficultés concernant les terminaux ou du fait de l'incapacité des expéditeurs à décharger les quantités minimales de GNL prévues.

Ci-dessous un exemple de traitement de ces défaillances, ce point devant faire l'objet d'études détaillées ultérieures.

- défaillances court terme (quelques heures à quelques jours) des expéditeurs :

Les quantités de gaz naturel manquantes à l'émission du terminal seraient compensées par l'expéditeur(s) défaillant(s) aux points d'entrée depuis les interconnexions ou depuis les stockages situés dans le sud.

- défaillances moyen terme (au-delà de quelques jours) d'un expéditeur notifiée suffisamment à l'avance

Il pourrait être envisagé, si l'on estimait que ce risque est suffisamment sérieux, de mettre en place un fournisseur de dernier recours GNL qui consoliderait ce dispositif. Dans la structure actuelle il n'existe pas de dispositif en place pour traiter une telle défaillance.

- défaillance des entrées Fos (réseaux, terminaux)

En dehors de la marge opérationnelle liée à la mise en service d'un deuxième terminal pour le même PITTM avec une capacité d'émission des 2 terminaux supérieure à la capacité d'entrée réseau de transport, le traitement de ces défaillances ne pourra être traité qu'au travers du mécanisme d'équilibrage géographique décrit plus loin. Tout comme dans le cadre de la structure actuelle, il n'existe pas de solution pour une telle défaillance de longue durée.

#### **4.1.2.4 Evolution de la chaîne contractuelle relative aux engagements de compensation de quantités de GNL à décharger à Fos**

Un contrat entre GRTgaz, STMFC et Elengy est à mettre en place pour préciser notamment :

- les modalités de notification des quantités minimales de GNL à décharger et les règles de répartition entre terminaux et expéditeurs, sur les différents horizons de temps
- les modalités de notification à GRTgaz des contrats d'accès aux terminaux méthaniers avec engagements de compensation de quantités minimales à décharger,
- les éventuels transferts de responsabilité entre GRTgaz et les opérateurs de terminaux liés aux engagements de flux d'expéditeurs.

Des amendements aux contrats d'accès aux terminaux méthaniers existants sont également à prévoir pour préciser notamment :

- les modalités de notification par l'opérateur du terminal, aux expéditeurs avec engagements de flux à Fos, des quantités minimales globales (notifiées par GRTgaz et avec les mêmes horizons de temps), et des quantités minimales individuelles,
- les engagements des expéditeurs concernés sur des quantités de GNL minimales à décharger, avec les garanties associées,
- les évolutions des règles de programmation des cargaisons à décharger.

Les clauses de responsabilité des contrats d'accès aux terminaux méthaniers sont également à amender pour s'assurer que les fournisseurs avec obligation de déchargement feront bien tous leurs efforts pour remplir leurs obligations.

#### **4.1.3 Mécanisme d'équilibrage géographique**

Ce mécanisme a pour finalité de donner à GRTgaz un outil pour modifier les flux de gaz journaliers en différents points physiques de son réseau de transport, ce qui permet de traiter les éventuelles congestions de transport (principalement entre le Nord et le Sud). Le GT a étudié une possibilité inspirée du système électrique en France : GRTgaz aurait la possibilité, sur la base d'offres d'achats/ventes de gaz remises chaque jour par chaque fournisseur, de demander aux expéditeurs d'ajuster leur programmation à des points physiques de son réseau (points d'interconnexion réseau : PIR, points d'interface transport stockage : PITS, points d'interface terminaux méthaniers : PITTM).

Tous les expéditeurs auraient l'obligation d'y participer, sur des critères qui restent à définir, mais en restant en tout état de cause libres sur les prix. En complément, et sur la base du volontariat, ce mécanisme pourrait être ouvert aux clients industriels souhaitant valoriser leur interruptibilité.

Il est à noter que la mise en place d'un tel mécanisme serait nécessaire à GRTgaz pour équilibrer physiquement le réseau dans le cadre de la mise en place d'une solution de fusion des zones Nord et Sud sans investissement, et afin de faire face notamment aux problèmes d'émission en sortie des terminaux décrits au 4.1.2.4. En effet, les achats/ventes auxquels GRTgaz a accès au PEG, qui est un point notionnel, ne permettraient pas de répondre aux contraintes géographiques auquel il devrait faire face.

Les modalités pratiques de mise en œuvre doivent être analysées ; un exemple est détaillé en annexe 5.

#### **4.1.4 Impact du développement des interconnexions France/Espagne sur la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz**

Pour analyser l'impact du développement des interconnexions France-Espagne, il convient de différencier le sens des flux de gaz, étant entendu que ces développements sont prévus d'être bidirectionnels mais que les capacités dans chaque direction seront commercialisées séparément.

- capacités additionnelles de l'Espagne vers la France :

Les flux correspondant à ces capacités soulageraient l'équilibre du bilan Grand Sud et donc le niveau effectif des engagements de compensation de flux à Fos.

- capacités additionnelles de la France vers l'Espagne :

En l'absence de renforcements Nord vers Sud, les flux correspondant à ces capacités augmenteraient le déséquilibre du bilan Grand Sud et donc le niveau effectif des engagements de compensation de flux à Fos. Il est à noter qu'à l'horizon 2013 l'utilisation permanente de ces capacités de sortie additionnelles ne permettrait pas d'équilibrer le bilan Grand Sud, des renforcements des autres capacités d'entrée n'étant pas réalisables à cet horizon.

Les mécanismes d'engagement de flux pourraient également être envisagés aux points d'interconnexion avec l'Espagne.

#### **4.1.5 Pérennité du dispositif de fusion vis à vis des évolutions des infrastructures gazières**

La planification des investissements à moyen long terme ainsi que le besoin de développement des infrastructures gazières demeurent, les aménagements contractuels ne pouvant pas traiter les besoins éventuels d'infrastructures nécessaires à la desserte sécurisée du marché national :

- nécessité de plans d'investissements à 10 ans révisés annuellement et faisant apparaître les besoins essentiels de développement d'infrastructures sur les horizons de décision (N+4 à N+6 selon le type d'infrastructures) ;
- prise en compte des projets de développements d'interconnexions (France/ Espagne, Belgique/France,...) ou de points d'entrée (projets de terminaux méthaniers) pour dimensionner le niveau pertinent des engagements de flux en chacun de ces points.

Les engagements de flux minimaux sont ajustés régulièrement en fonction des évolutions du réseau de transport, des infrastructures et des prévisions de consommation. Ils pourraient à terme être supprimés en cas de développement suffisant des infrastructures.

L'impact de l'évolution des infrastructures sur le dispositif proposé pourrait par exemple être mise en évidence si l'exploitation du terminal de Fos Tonkin était arrêtée fin 2014 et si aucune solution de remplacement n'était mise en œuvre. Le risque serait de ne pas pouvoir desservir la totalité des besoins du sud de la France.

#### **4.1.6 Les effets de la fusion des zones Nord et Sud sur la sécurité d'approvisionnement France**

L'impact de la fusion des zones Nord et Sud (développement du marché de gros) et de ses dispositifs sous-jacents (mécanisme d'équilibrage géographique, nouvelles missions confiées à GRTgaz, fournisseur GNL de dernier recours, engagements de compensation de flux minimaux) sur la sécurité d'approvisionnement gaz du Grand Sud et sur l'ensemble de la France devra être analysé en détail.

#### **4.1.7 Evolutions législatives et réglementaires nécessaires**

Plusieurs évolutions législatives sont nécessaires à l'implémentation de cette solution :

- le renforcement des missions de GRTgaz :

Pour la mise en oeuvre des dispositifs envisagés, les missions de GRTgaz seraient étendues à la surveillance de l'équilibre du bilan France sur un horizon moyen terme, de façon à ce qu'il dispose de toutes les informations nécessaires à son calcul et qu'il puisse déterminer et notifier aux sociétés concernées les engagements en matière de quantités minimales de GNL à décharger.

- la mise en place d'un pouvoir réglementaire pour attacher à certaines souscriptions dans les terminaux de Fos des engagements de quantités minimales de GNL à décharger. Cette évolution sera nécessaire si les expéditeurs concernés refusent d'une façon volontaire ces engagements.
- obligation pour les fournisseurs de remettre des offres pour le mécanisme d'équilibrage géographique.
- obligation pour les opérateurs des terminaux du Sud (Elengy et STMFC) de :
  - traduire la contrainte globale émise par GRTgaz en contraintes individuelles par client de chaque terminal,
  - assurer la mise en oeuvre des programmes minimum demandés par GRTgaz.

#### **4.2. Solution « Modification du type de capacités sur la liaison Nord vers Sud et des règles d'allocations des capacités d'entrée zone GRTgaz Sud »**

##### **4.2.1 Principes généraux**

Cette solution repose sur le maintien des deux zones Nord et Sud.

Les aménagements des règles d'allocation proposés portent principalement sur la capacité Nord vers Sud et les accès au terminal de Fos Cavaou.

Les modalités détaillées de mise en oeuvre des mécanismes ci-dessous devront être définies. L'intérêt de ces mécanismes devra être réévalué en fonction du développement des infrastructures et des capacités créées.

##### **4.2.2 Capacités conditionnelles Nord vers Sud**

Le mécanisme consisterait à libérer des capacités fermes Nord > Sud actuellement souscrites en leur substituant des capacités conditionnelles, dont la disponibilité serait gérable par le détenteur lui-même. Cette capacité conditionnelle serait disponible pour son détenteur dès lors que celui-ci nominerait des quantités suffisantes en certains points du réseau ayant une influence directe sur la capacité interruptible Nord > Sud.

Les points en question sont Fos, Montoir et Obergailbach.

###### **4.2.2.1 Intérêt du concept**

Cette solution améliorerait globalement l'offre de transport en répartissant au mieux les différents types de capacité et en facilitant le pilotage de la disponibilité des capacités Nord > Sud. Les expéditeurs n'ayant qu'un contrôle marginal sur cette disponibilité disposeraient de droits fermes, ceux qui ont une maîtrise réelle des conditions de cette disponibilité pourraient l'exercer à leur bénéfice via les capacités conditionnelles.

###### **4.2.2.2 Segmentation des capacités Nord > Sud**

Afin de ne pas complexifier la gestion des priorités entre les capacités, il semble que la capacité conditionnelle devrait se substituer intégralement à la capacité interruptible actuelle. Ce point devra

faire l'objet d'une analyse dans la mesure où tous les expéditeurs ne sont pas nécessairement en mesure de gérer simultanément des flux de gaz aux points d'entrée Fos, Montoir et Obergailbach.

Autrement dit, l'offre à la liaison Nord > Sud comporterait deux catégories :

- capacités fermes (230 GWh/j) ;
- capacités conditionnelles (190 à 220 GWh/j, à préciser).

L'UIOLI pourrait être maintenu (conditions de fonctionnement à préciser) au bénéfice des détenteurs de capacités fermes et conditionnelles.

#### **4.2.2.3 Quantités, paramètres de disponibilité**

La disponibilité à tout moment de 190 GWh/j de capacité conditionnelle nécessite que les flux s'inscrivent dans l'enveloppe suivante, dans l'état actuel du réseau et des consommations :

- flux minimal d'environ 200 GWh/j à Montoir ;
- flux net minimal d'environ 250 GWh/j environ à Obergailbach ;
- flux minimal d'environ 100 GWh/j à Fos augmenté de la valeur du flux de sortie vers TIGF.

Il convient d'apporter quelques précisions sur ces niveaux de flux :

- les valeurs de flux rendant compte de cas d'utilisation du réseau différents, leur respect simultané n'est que rarement nécessaire. La contractualisation de la capacité conditionnelle pourrait être accompagnée d'une série d'abaques précisant les niveaux de disponibilité en fonction des flux programmés aux quatre points.
- ils évolueront vraisemblablement en fonction des consommations de la zone.

Les modalités pratiques de mise en œuvre d'un tel mécanisme devront être analysées en détail, notamment pour les points suivants :

- tarif de la capacité conditionnelle ;
- gestion de la capacité interruptible de sortie vers Sédiane Littoral et d'entrée depuis Serene Sud, dont la disponibilité est corrélée à la capacité interruptible Nord > Sud : une solution simple serait de confier au détenteur de la capacité conditionnelle les capacités interruptibles aux PITS dont la disponibilité est corrélée à la capacité Nord > Sud et de les rendre elles aussi conditionnelles ;
- effet des programmations des autres expéditeurs aux points Obergailbach, Fos & Montoir : En première approche, il pourrait être considéré que le renoncement à la capacité ferme consenti par le détenteur de la capacité conditionnelle s'assortirait du bénéfice systématique des capacités conditionnelles disponibles, indépendamment de l'origine de cette disponibilité.
- nominations rebours des autres expéditeurs à Obergailbach ;
- répartition des indisponibilités entre capacité ferme et capacité conditionnelle ;
- préavis d'information sur la disponibilité de cette capacité conditionnelle.

#### **4.2.3 Aménagement des règles d'allocation pour les accès au Sud**

Ces règles d'allocation doivent principalement concerner la capacité Nord vers Sud et les accès au terminal de Fos Cavaou.

##### **4.2.3.1 Allocations des capacités Nord vers Sud**

Plusieurs mécanismes ont été identifiés pour optimiser la répartition de la capacité Nord vers Sud en fonction des besoins réels de chaque expéditeur.

- allocation « normalisée » des capacités Nord vers Sud :

Les principes fondamentaux pour une allocation normalisée des capacités de la liaison Nord vers Sud seraient de prioriser les allocations en fonction du portefeuille client de chaque fournisseur.

Les besoins correspondant à la desserte du marché aval Grand Sud, seraient « normalisés » en fonction du portefeuille Grand Sud et des capacités aux autres points d'entrées Sud, cette normalisation étant basée sur des principes analogues à l'allocation des droits de stockage (droits à capacités de liaison Nord vers Sud attachés à chaque client selon la photographie du portefeuille à un instant T, capacités restituables, une part de capacités restituables pourrait être constituée pour gérer les évolutions de portefeuille entre chaque allocation).

Les modalités de transition entre le système actuel et le système « normalisé » devront également être définies.

- autres modes d'allocation :

Deux autres pistes, non exclusives, peuvent être envisagées pour améliorer encore le processus d'allocation de la capacité sur la liaison Nord vers Sud au bénéfice des nouveaux entrants :

- réserver en priorité aux nouveaux entrants la capacité commercialisée. ceci pourrait concerner soit uniquement la capacité ferme, soit la capacité ferme et la capacité interruptible. Les fournisseurs historiques n'auraient accès à la capacité qu'en priorité n°2. Eventuellement, la priorité n°1 ne serait accordée qu'à une catégorie d'expéditeurs, par exemple, ceux livrant effectivement des clients en zone GRTgaz Sud et/ou TIGF.
- allouer la capacité aux enchères. Un tel mécanisme permettrait de garantir aux expéditeurs de pouvoir accéder à la quantité de capacités qu'il souhaite à un prix donné. Il permettrait aussi de faire apparaître le signal prix associé à la congestion. Le sur-revenu pour GRTgaz pourrait être en partie dédié à des investissements pour décongestionner la zone Sud. Un mécanisme associé devrait être mis en place aux autres points d'entrée afin de ne pas donner un avantage concurrentiel spécifique aux expéditeurs détenant d'autres capacités d'entrée en zone Sud et de ne pas créer une distorsion ou un effet d'aubaine (« windfall profits ») par exercice d'un pouvoir de marché.

- autres mécanismes d'optimisation pour les horizons court terme :

Quelle que soit la règle d'allocation de la capacité retenue pour les horizons annuel et pluri-annuel, la capacité Nord vers Sud reste une ressource rare, dont il est nécessaire d'optimiser l'utilisation par des mécanismes à plus court terme. Parmi ceux-ci, il convient de citer :

- un marché secondaire de capacités efficace, permettant aux expéditeurs qui n'ont pas l'usage de la capacité qu'ils ont acquise de la valoriser, et réciproquement à ceux qui en manquent de disposer d'un second moyen d'en acquérir : la plate-forme capsquare a été mise en service en janvier 2009 dans cet objectif ;
- un service de Use It Or Lose It garantissant au jour le jour la maximisation de l'utilisation de la capacité : un tel service a été mis en service dès le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Il reste cependant précaire pour l'expéditeur qui acquiert ainsi la capacité ; il pourrait être envisagé de rendre ferme, à partir d'une heure donnée, tout ou partie de la capacité acquise ;
- un marché du gaz en zone Sud permettant aux acteurs d'échanger du gaz dans la zone dans des conditions de marché satisfaisantes et qui inciterait à un usage optimal de la liaison Nord-Sud grâce à un signal de prix: la Bourse Powernext Gas, active également au PEG Sud et mise en service en novembre 2008, aide au fonctionnement de ce marché ;
- un mécanisme de Use It or Sell It permettant aux expéditeurs de relâcher la capacité qu'ils ont réservé et de la revendre à GRTgaz, qui est alors en mesure de la commercialiser.

#### **4.2.3.2 Allocation des capacités court terme au terminal de Cavaou**

En cas de demande supérieure à l'offre, les capacités disponibles seraient allouées prioritairement à un expéditeur disposant :

- du marché aval Grand Sud correspondant à sa demande, et
- d'approvisionnements GNL correspondant à sa demande (vérification par la CRE), et
- s'engageant à décharger chaque année un minimum de [X%] de sa capacité dans ce terminal<sup>9</sup>,
- s'engageant à utiliser le service continu.

#### **4.2.3.3 Capacités restituables au terminal de Cavaou**

Un mécanisme de restitution de capacités dans le terminal de Cavaou serait mis en œuvre :

- en cas de congestion dans le terminal et de refus d'une demande d'accès au terminal pour la desserte du marché aval Grand Sud,
- pour une demande d'une durée supérieure ou égale à 1 an,
- conditionné à la détention par le demandeur d'approvisionnements GNL correspondant à la demande (vérification par la CRE), et à l'engagement à décharger chaque année un minimum de [X%] de sa capacité dans ce terminal<sup>10</sup>,
- avec un préavis minimal de 3 mois,
- pour un fonctionnement en service continu dans le terminal.

---

<sup>9</sup> Cette condition peut être supprimée en cas de normalisation des capacités sur la liaison Nord vers Sud

<sup>10</sup> Idem

## 5. Commentaires des participants du GT

### 5.1. Commentaires d'EDF

#### 5.1.1 Le constat

Avec l'ouverture des marchés du gaz naturel, EDF s'est investi dans l'activité de fourniture de gaz naturel en France, avec l'ambition d'y desservir des clients sur l'ensemble du territoire métropolitain. Après quelques années d'expérience de ce marché, EDF tire le constat que ce marché n'est pas réellement ouvert dans le Sud de la France, les fournisseurs alternatifs ayant des difficultés réelles et sérieuses pour accéder à cette partie du territoire dans des conditions économiques concurrentielles. Or cet accès est une condition nécessaire pour desservir en gaz naturel tout client, transport ou distribution. Ces difficultés sont d'ordre physique (capacités disponibles limitées), mais surtout économique, leurs conditions d'accès étant moins compétitives que celles des opérateurs historiques. En effet, les fournisseurs alternatifs ont essentiellement un accès indirect à la zone Sud de GRTgaz (accès à la zone Nord puis utilisation de la liaison congestionnée Nord vers Sud). Il en résulte pour eux, à titre d'exemple, un surcoût d'accès en zone Sud pour leurs clients qui est au mieux comparable à la marge commerciale moyenne de l'acteur historique telle qu'elle ressort de l'analyse de ses comptes.

#### 5.1.2 Caractéristiques d'un marché efficace du gaz naturel, ouvert à tous les fournisseurs

Les conditions à réunir pour l'émergence d'un marché efficace du gaz naturel en France, ouvert à tous les fournisseurs, sont les suivantes :

- pour la desserte du marché final, les fournisseurs doivent disposer d'un accès aux capacités d'entrée de la zone concernée par un mécanisme apportant visibilité et certitude. Cela signifie en particulier que dans le cas où des liaisons internes France subsisteraient, l'allocation des capacités d'entrée doit être adaptée aux besoins des fournisseurs pour la desserte de leur marché final. En outre, les conditions économiques de cet accès ne doivent pas être discriminantes entre eux, à la fois pour du gaz gazeux et pour du GNL,
- le marché final du gaz naturel doit pouvoir être couplé directement au marché de gros du gaz naturel pour permettre notamment aux fournisseurs d'optimiser leur portefeuille en fonction de leurs ventes et de produire une référence de prix représentative pour toutes les parties prenantes (« stakeholders »), à la fois clients finaux, négociants et producteurs de gaz,
- ce marché de gros doit a minima être à la maille nationale, cela permettant de préparer une extension ultérieure à une maille supérieure. Ce couplage au marché de gros à une maille nationale est un élément essentiel pour l'unification et le développement des marchés (liquidité, convergence,...). De plus, la convergence possible entre les structures tarifaires de transport des marchés du gaz et de l'électricité<sup>11</sup> est aussi un facteur important pour favoriser une évolution dynamique des marchés du gaz en France,
- le choix du design de marché doit reposer sur le respect de critères fondamentaux :
  - l'efficacité économique des investissements en place est avérée,
  - les investissements dans les infrastructures gazières sur le long terme, nécessaires pour un fonctionnement harmonieux et unique du marché français, sont anticipés (le renforcement des capacités Nord vers Sud devra être étudié à cette fin),
  - la solution d'organisation du marché est appréciée au regard de sa contribution à la sécurité d'approvisionnement du territoire français et de son apport en terme d'attractivité du marché du gaz tant au niveau national qu'européen, et tant pour les clients que pour les négociants, ou pour les producteurs de gaz.

---

<sup>11</sup> Nous rappelons que pour l'électricité EDF a fait depuis plusieurs années le nécessaire pour unifier les zones

A ce titre toute solution qui consisterait à diviser la France en 2 (par exemple, constitution d'un Grand Sud) ne nous semble pas répondre au besoin.

### **5.1.3 La démarche**

Nous avons souhaité apporter notre contribution à la recherche d'une solution économiquement optimale, permettant une réelle ouverture du marché du gaz naturel sur l'ensemble du territoire métropolitain conformément aux principes exposés ci-dessus, et pouvant produire ses effets dans des délais rapides. Nous nous sommes ainsi engagés activement dans la démarche de la « Concertation Transport » et avons proposé des pistes de solutions autour de la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud, sur la base de mécanismes réglementaires et contractuels.

A ce stade nous sommes convaincus que la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud, sur la base des mécanismes réglementaires et contractuels envisagés, est réalisable. En effet, chacun de ces mécanismes a été mis en œuvre avec succès pour d'autres réseaux de transport (notamment en Allemagne pour les contraintes de flux, en France sur le réseau électrique pour le mécanisme d'ajustement, similaire au mécanisme d'équilibrage géographique proposé). Certes, les environnements peuvent être différents, mais nous pensons que les fondamentaux restent pleinement transposables au réseau de transport de gaz en France, et que la multiplicité des options possibles dans cette transposition permettra, au moment des études de détail, de trouver une solution adaptée.

Toutefois si la CRE décidait que ces pistes de mécanismes ne permettent pas qu'in fine ce type de solution soit retenu, nous demandons à ce que la CRE propose des solutions qui répondent aux conditions d'un marché efficace du gaz naturel, ouvert à tous les fournisseurs et porteur d'une dynamique d'évolution vers une intégration à une maille supérieure, tel que décrit ci-dessus. Nous les étudierons en vérifiant avec soin leur adéquation par rapport aux pré-requis d'un véritable fonctionnement de marché du gaz en France, étant entendu qu'à ce stade nous considérons que des aménagements à la marge du dispositif actuel sont peu compatibles avec l'atteinte de tels résultats.

A ce titre, nous doutons que la solution « Aménagements du fonctionnement du zonage Nord Sud » réponde effectivement aux objectifs visés.

Enfin dans le cadre de notre démarche de contribution à la recherche d'une solution structurelle et pérenne, vous trouverez en annexe quelques commentaires complémentaires permettant d'alimenter la réflexion de la CRE.

## 5.1.4 Annexe des commentaires EDF

### 5.1.4.1 Rappel des difficultés d'accès au Sud pour les fournisseurs alternatifs

#### Accès par Fos

En l'état actuel des choses, les possibilités de déchargement de GNL sont extrêmement limitées à Fos pour les fournisseurs alternatifs :

- les capacités disponibles à Fos Tonkin sont très limitées en volume et en durée (incertitude sur le terminal après 2014, travaux de maintenance en 2010 et 2011 réduisant fortement la capacité du terminal, capacités souscrites dans les deux terminaux de Fos égales à la capacité d'entrée sur le réseau de transport). De plus, la limitation sur la taille des navires limite fortement l'utilisation de ce terminal à des chaînes GNL « historiques ». En dehors de ces chaînes, il est en pratique très difficile et peu économique d'obtenir l'accord des producteurs pour des chargements de méthaniers de petite taille.
- à Fos Cavaou, les capacités non souscrites sur le long terme sont limitées (10 TWh/an ce qui correspond à une taille peu compatible avec l'exercice du service continu qui seul permet la desserte d'un marché final) ; elles sont commercialisées uniquement sur le court terme, et congestionnées du fait de leur rareté.

#### Accès par l'Espagne

Les voies par l'Espagne sont limitées - et souscrites - jusqu'à l'horizon 2013 et se traduisent pour l'accès à la zone Sud par un surcoût significatif par rapport à des déchargements à Fos. Au delà de 2013, des capacités additionnelles pourront être créées (OS 2013), dont la compétitivité économique par rapport à des déchargements à Fos reste toutefois à être démontrée.

#### Accès par la liaison Nord vers Sud

Le mode de commercialisation des capacités de liaison Nord vers Sud selon un système d'OSP avec une allocation au prorata des demandes de souscription lorsque la demande est supérieure à l'offre conduit, d'une part, à une incertitude sur l'attribution de la capacité, et d'autre part, à une forte fragmentation de ces capacités, ce qui est d'autant moins acceptable car imposé par des réservations prioritaires des accès historiques. Par ailleurs, le coût de cette capacité constitue un désavantage compétitif par rapport à un acteur disposant de capacités d'entrée directes en zone Sud (i.e dans les terminaux de Fos) pour l'alimentation de cette zone.

Une analyse présentée dans le cadre du groupe a cherché à quantifier le besoin de capacité. L'approche adoptée est néanmoins réductrice, car elle ne tient pas compte d'un certain nombre de contraintes de flux liées à la nature des infrastructures en zone Sud (zone manquant d'outils de flexibilité pour la gestion des flux) et d'un certains nombres d'autres facteurs liés entre autre à l'évolution des typologies de consommateurs:

- d'une part, certains fournisseurs ne sont pas d'accord sur les hypothèses de part de marché présentées, mais considèrent que ces informations ne peuvent pas être divulguées en l'état au sein de la concertation, mais peuvent l'être auprès du régulateur.
- d'autre part, l'approche synthétique utilisée sous-estime deux facteurs :
  - l'un concernant spécifiquement le portefeuille de clients industriels qui dispose de très peu de droits de stockage et pour lequel la capacité d'entrée nécessaire est égale à la capacité de livraison ;
  - l'autre concernant l'effet de foisonnement sur les portefeuilles qui est plus limité qu'indiqué, du fait des maintenances travaux et de la faiblesse de l'activité sur les marchés de gros en zone

Sud qui oblige les acteurs à sur-souscrire de la capacité par rapport au besoin net afin de limiter les risques en période de réduction.

- enfin, le développement de la consommation de gaz dans le Sud de la France proviendra principalement de cycles combinés qui sont des outils pour lesquels la capacité de livraison unitaire est importante et le schéma des accès aux stockages dans le cadre des ATS non représentatifs. Par exemple, trois unités de cogénération de 400 MW approvisionnées à partir du Nord nécessiteraient potentiellement environ 60 GWh/jour de capacité de transit Nord->Sud, lesquelles devraient s'ajouter à celles mentionnées au point ci-dessus.

Sur la base de l'exemple présenté, sans tenir compte du premier commentaire, nous arrivons à un besoin très largement supérieur au chiffre annoncé, démontrant ainsi que des aménagements de l'allocation des capacités fermes Nord vers Sud seraient insuffisants pour répondre au problème à résoudre.

#### **5.1.4.2 Solution « Fusion des zones Nord et Sud »**

##### **5.1.4.2.1 Général**

La fusion des zones Nord et Sud permettrait de développer significativement la concurrence en zone Sud, d'une part en supprimant les contraintes d'accès physiques et d'autre part en créant des conditions économiques d'accès équivalentes pour tous les fournisseurs.

Cette fusion est réalisable à court terme et sans investissement immédiat, sur la base d'un engagement de réception minimale de GNL à Fos de la part des acteurs opérant sur lesdits terminaux. Cette fusion est une solution efficace sur le plan économique, elle conduirait à une convergence et un développement rapides du marché de gros du gaz en France et renforcerait la sécurité d'approvisionnement. Ces points sont détaillés ci-après, les commentaires techniques sur les mécanismes de fusion étant précisés en dernière partie.

##### **5.1.4.2.1.1 La fusion conduit à une utilisation plus efficace des infrastructures**

Le mécanisme proposé conduit à une utilisation plus efficace des infrastructures gazières françaises ainsi que des chaînes GNL (optimisation des distances maritimes, donc des coûts). Elle constitue donc un élément de compétitivité national, pour les clients et pour les fournisseurs de gaz.

Il est à noter qu'avec le développement des réseaux, dont de nouveaux points d'entrée et des extensions de points d'entrée existants, ainsi qu'avec le développement du marché de gros, le mécanisme d'engagement de flux à Fos n'a pas, a priori, vocation à rester pérenne, à la fois dans son principe et sur les niveaux d'engagement nécessaires. Il devrait pouvoir être progressivement diminué en liaison avec les renforcements de réseau, et substitué par un mécanisme de marché.

##### **5.1.4.2.1.2 Convergence et développement du marché français**

En constituant une zone d'équilibrage regroupant plus de 90% des consommations de gaz H en France, la fusion des zones Nord et Sud serait un élément important pour le développement du marché du gaz en France, à la fois sur le marché final et sur le marché de gros. Cela devrait conduire en particulier à l'émergence d'une référence de prix crédible sur le marché de gros français et, couplé aux développements des interconnexions envisagés aux horizons concernés (Espagne, Belgique), favoriser l'émergence d'une référence de prix NWE<sup>5</sup>. Cela serait un élément d'attractivité supplémentaire de ce marché. En outre, le développement de cette liquidité conduira à une flexibilité marché additionnelle, disponible pour tous les acteurs.

---

<sup>5</sup> North West Europe

#### 5.1.4.2.1.3 Renforcement de la sécurité d'approvisionnement

Nous soulignons que la mise en œuvre de l'ensemble du dispositif envisagé aurait également pour effet de renforcer la sécurité d'approvisionnement gaz du Grand Sud mais aussi de toute la France, par le biais des éléments suivants :

- le marché d'équilibrage géographique : dotation de GRTgaz d'un outil de gestion pour une optimisation géographique des mouvements de gaz, cet outil pouvant notamment être utilisé dans des circonstances particulières (maintenance travaux, indisponibilités imprévues d'infrastructures, crise d'approvisionnement,...). En son absence, le GRT ne dispose d'aucun outil pour influencer sur les mouvements de gaz des expéditeurs. Ainsi, la sécurité d'approvisionnement se trouverait renforcée et réalisée au meilleur coût pour la collectivité s'il était exigé que les expéditeurs offrent leurs flexibilités d'approvisionnements ou de stockage sur un mécanisme de marché contrôlé in fine par le régulateur dans le cadre de ses pouvoirs de surveillance ;
- les nouvelles missions confiées à GRTgaz, nécessaires au bon fonctionnement du dispositif (établissement et gestion de bilans gaziers, volumes prévisionnels sur différents horizons de temps,...), confèreraient à la France un instrument opérationnel permanent de surveillance et de gestion de sa sécurité d'approvisionnement sur tous les horizons de temps ;
- le développement de la liquidité sur les marchés de gros du gaz et l'émergence d'une référence crédible de prix de gaz naturel NWE, est un facteur additionnel de sécurité d'approvisionnement. Il favorise le développement des infrastructures gazières, l'attractivité de ce marché pour les fournisseurs et offre à tous les fournisseurs une flexibilité marché importante.

#### 5.1.4.2.2 Commentaires techniques sur les mécanismes de fusion proposés

##### 5.1.4.2.2.1 Capacités concernées par les engagements de flux

Les acteurs concernés par les engagements de flux doivent être les détenteurs de capacités long terme sur les terminaux de Fos (i.e supérieures à 5 ans) disposant du service continu. Cela trouve son origine dans le caractère central de ces terminaux pour le fonctionnement du Grand Sud et dans le fait que la quasi totalité de leurs capacités sont réservées sur le long terme. Différentes variantes sont toutefois possibles dans la répartition de ces engagements entre les expéditeurs concernés, en fonction notamment de la taille de leurs souscriptions.

Il s'agit ici d'un mécanisme permettant de résoudre un problème spécifique à la zone Sud et qui n'a pas nécessairement vocation à être généralisé à d'autres zones dans la mesure où celles-ci ne rencontrent pas les mêmes difficultés d'accès. Toutefois, la question pourra être étudiée ultérieurement si des difficultés du même ordre apparaissaient au Nord.

Lors de leur commercialisation (en principe par OSP), les capacités restant disponibles à court terme à Fos Cavaou pourraient être attribuées prioritairement à des expéditeurs s'engageant à utiliser le service continu.

Ces mesures auraient notamment pour effet de ne pas impacter la commercialisation des capacités d'entrée directes au Sud, donc les développements futurs de capacités, y compris pour les terminaux de Fos.

Enfin la chaîne contractuelle de responsabilité des engagements de flux (matérialisée dans les contrats d'accès aux terminaux pour les expéditeurs concernés, et dans le contrat entre GRTgaz et les opérateurs de ces terminaux), pourrait être traitée de sorte que les opérateurs des terminaux méthaniers soient en pass-through entre GRTgaz et les expéditeurs avec engagements de flux.

##### 5.1.4.2.2.2 Les engagements de flux à Fos ne sont pas une contrainte nouvelle

Les engagements de flux à Fos nécessaires à la fusion des zones Nord et Sud ne sont que la traduction du report de la contrainte existant aujourd'hui sur la liaison Nord Sud, sur l'entrée à Fos.

Actuellement, afin de respecter la contrainte d'équilibrage en zone Sud, la capacité de liaison Nord vers Sud étant limitée, des flux doivent nécessairement être amenés à Fos. Les études de bilan montrent que les terminaux de Fos doivent fonctionner à un taux d'utilisation élevé, notamment en été.

Les engagements de flux à Fos ne sont que l'explicitation de la contrainte implicite actuelle : le niveau des flux à Fos sera exactement le même qu'en cas de maintien des deux zones Nord et Sud avec liaison. La seule modification réside dans le fait que les engagements attachés aux capacités long terme de Fos demeurerait pour leurs détenteurs y compris dans le cas où leur marché se réduirait au Sud de la France. Toutefois, avec la fusion des zones Nord et Sud ils peuvent alimenter à partir de ces capacités la totalité de leurs besoins sur ces 2 zones d'une part, et si cela excédait leurs besoins pour ces 2 zones, ils ont toujours la possibilité de proposer la cession à d'autres fournisseurs d'une partie de leurs capacités dans ces terminaux, réduisant ainsi leur obligation d'autre part.

Ainsi, si l'on considère globalement au niveau France le niveau des engagements de flux requis par rapport aux capacités souscrites à long terme par les expéditeurs concernés dans les terminaux français (qui desserviraient alors tous la même zone d'équilibrage), leur capacité d'arbitrage GNL France par rapport à d'autres marchés reste très importante (globalement au minimum de l'ordre de 50% de leurs capacités de regazéification France).

Enfin tout engagement de la part des expéditeurs concernés qui excède les contraintes existantes (soit implicites, soit explicites) et qui impliquerait une réduction effective de leur flexibilité conduisant à une perte effective de valeur pourrait être lié à des mécanismes d'incitation (primes/pénalités) afin de compenser cette perte de flexibilité et de garantir que les engagements soient respectés.

#### 5.1.4.2.2.3 Cas de la défaillance à Fos

Dans le cas d'une défaillance à Fos, le mécanisme d'engagement de flux ne fragilise en rien la sécurité d'approvisionnement du sud de la France. Les études de bilan montrent que des flux sont nécessaires à Fos (à hauteur des niveaux d'engagements mentionnés dans le présent rapport) pour alimenter les clients en zone Sud. Actuellement, si un fournisseur est défaillant à Fos, celui-ci est dans l'obligation, pour respecter la contrainte d'équilibrage, de solliciter des sources alternatives (stockages, flux avec l'Espagne, interruption commerciale de clients interruptibles). S'il ne parvient pas à compenser les flux manquants à Fos, il existe déjà un risque physique de non alimentation globale de la zone Sud.

Avec le système envisagé d'engagement de flux à Fos, les risques liés à la défaillance de l'entrée de Fos (terminaux, réseau de transport) ainsi qu'à la défaillance d'un fournisseur ayant des engagements de flux à Fos ne sont aucunement accrus. D'ailleurs, le mécanisme d'équilibrage géographique serait un instrument supplémentaire de gestion de ces défaillances.

#### 5.1.4.3 Solution « Aménagements des zones Nord et Sud »

Sauf à entériner un découpage pérenne Nord / Sud du marché français du gaz, ce qui ne nous semble pas acceptable pour les raisons que nous avons expliquées dans la partie commentaires, cette solution ne pourrait que constituer une solution transitoire en l'attente d'une solution cible de fusion des zones. Mais le passage par cette phase transitoire supposerait en particulier que l'on ait démontré par ailleurs que la fusion Nord / Sud n'est pas réalisable aux horizons envisagés, que les aménagements des zones Nord et Sud correspondant à un réel fonctionnement du marché sont pour leur part réalisables, et qu'une méthode et un planning soient définis pour atteindre cette solution cible à une zone.

Le maintien du zonage Nord – Sud constituerait un frein au développement de la liquidité sur les marchés de gros du gaz en France, à la fois dans le Nord de la France et au Sud.

La forte contrainte pesant sur les capacités d'entrée pourrait se traduire par un marché de gros au Sud qui resterait à son niveau actuel, à savoir limité en liquidité et limité aux échéances spot. On assisterait au mieux à l'émergence au Sud de la France d'une référence de prix du gaz différente de celle au Nord de la France

S'il n'était pas décidé de fusionner les zones Nord et Sud, des aménagements du système actuel sont donc réellement nécessaires, à brève échéance, pour obtenir dans le Sud de la France un accès aux capacités d'entrée de la zone compatible avec le libre exercice de la concurrence.

Ces aménagements doivent reposer sur le principe suivant : permettre aux opérateurs un accès à toutes les capacités souhaitées pour alimenter la zone Sud dans des conditions économiques équivalentes pour tous les acteurs.

Ils doivent concerner les conditions d'accès physiques et économiques, à la fois en gaz gazeux (liaison Nord vers Sud), et en GNL (terminaux de Fos).

En particulier, il est nécessaire de garantir un accès aux terminaux méthaniers pour les nouveaux entrants pour leurs besoins relatifs à la desserte de leur marché final Grand Sud. Cet accès direct à la zone Sud est en effet fondamental :

- il ouvre le champ des approvisionnements à l'ensemble du commerce international du GNL, donc à des ressources importantes et diversifiées ;
- il évite aux fournisseurs d'être pénalisés à cause de l'usage d'une liaison, ou de montages plus ou moins complexes avec des tiers, à la fois sur le plan du rationnement des capacités et sur celui du péage.

Nous souhaitons que ces aménagements incluent :

- la mise en place de capacités restituables en quantités suffisantes à Fos Cavaou ;
- pour la liaison Nord vers Sud : l'extension des capacités fermes Nord vers Sud offertes à tous les fournisseurs, et la révision des principes d'allocation sur la liaison Nord vers Sud.

Nous soulignons que cette augmentation des capacités et cette révision des principes d'allocation, si elles permettent d'améliorer physiquement l'accès au Sud, ne règlent en aucun cas à elle seule la question du différentiel de compétitivité avec les acteurs disposant d'un accès par Fos.

Enfin nous comprenons que le mécanisme envisagé de capacités conditionnelles reposerait (pour une capacité de 190 GWh/j) sur des engagements de flux cumulés de l'ordre de 550 GWh/j à Fos, Montoir et Obergailbach, ce qui est significativement supérieur au niveau envisagé pour la fusion Nord / Sud. Aussi nous nous interrogeons sur sa faisabilité, et a minima sur sa portée réelle, s'il était conclu par ailleurs que les engagements de flux nécessaires à la fusion Nord / Sud n'étaient pas réalisables. Enfin, si comme proposé ces engagements de flux ne concernaient que les expéditeurs détenant des capacités conditionnelles, ce dispositif conduirait in fine à renforcer le pouvoir de marché de l'acteur historique.

Différents mécanismes d'allocation de capacités pourraient être envisagés, ils nécessiteront d'être analysés en détail avant toute prise de décision.

## 5.2. Commentaires d'ELENGY

- Elengy est avant tout particulièrement sceptique sur la confusion des responsabilités qu'entraîne le mécanisme envisagé de flux administrés par GRTgaz à Fos.

Au final la superposition de contraintes via les opérateurs d'infrastructure n'ayant qu'une vision partielle des chaînes d'approvisionnement entrainera inmanquablement à minima une désoptimisation (suivant quel critère ou fonction d'optimisation GRTgaz pourra-t-il imposer un flux 1 à 3 mois à l'avance sans rien savoir d'éventuels arbitrages plus pertinents via des clients interruptibles ou une réduction des transits vers l'Espagne ?) voire une franche rupture d'approvisionnement dans le sud.

Un Opérateur de terminal n'est pas le bon niveau pour "contractualiser" un engagement de flux des expéditeurs, car que pourrions-nous faire pour prévenir le non respect de cet engagement ?

Une forte pénalité n'est pas envisageable : elle serait facilement attaquable car totalement disproportionnée face au dommage subi par l'Opérateur ou ses autres clients. Les entités lésées seraient en aval et sans aucun lien contractuel avec l'Opérateur du terminal.

D'une manière générale la proposition sous-estime la difficulté de refonte de l'ensemble des contrats impactés et les problèmes de faisabilité juridique. Elengy n'a pas actuellement les moyens de mettre en œuvre ces modifications.

- Elengy s'inquiète aussi des obstacles pour la commercialisation de nouvelles capacités de regazéification dans le sud que les mécanismes d'engagement de flux et de capacités restituables vont générer.

En effet, même si l'étude est centrée sur le moyen terme, le mécanisme est susceptible d'être applicable au delà de 2014, ce qui est aussi sous-jacent à la durée envisagée d'engagement de 6 ans. Elle crée un biais au bénéfice des nouveaux terminaux en zone nord qui n'imposeront aucune contrainte de ce genre à leurs clients pour accéder à la même zone GRTgaz unifiée. Ceci sera finalement un frein à l'investissement dans des capacités en zone sud.

De plus, le mécanisme de programmation mutualisée entre Cavaou et Montoir provoque un certain flou sur le terminal final d'arrivée de cargaisons que pourraient vouloir décharger des clients potentiels de Montoir. Rien ne garantit que ces clients seraient heureux d'être détournés sur Cavaou. Ceci pourrait être de nature à défavoriser Montoir si cette contrainte n'est pas aussi appliquée à l'ensemble des terminaux de la façade Atlantique.

- le rapport sous-estime les possibilités d'accès aux capacités libres de Fos Tonkin à court et moyen terme : la capacité maritime existe et plusieurs navires modernes de moins de 75 000 m<sup>3</sup> semblent sous-utilisés en attendant le retrait des navires les plus anciens. Plusieurs tiers ont d'ailleurs déjà effectué des déchargements à Tonkin (et ils n'étaient pas tous des acteurs GNL chevronnés).
- nous avons aussi des doutes sur le caractère non discriminatoire de la règle proposée d'allocation priorisée des capacités en 4.2.1.3, qui risque d'être alors aussi imposée à Tonkin.

***Même s'il est accepté par la CRE, une éventuelle contestation par la Commission est à analyser.***

### **5.3. Commentaires d'EON**

#### **5.3.1 Solution « Fusion des zones Nord et Sud »**

Nous sommes favorables à la fusion des zones Nord et Sud. Celle-ci est réalisable à court terme et sans investissement immédiat, sur la base d'un engagement de réception minimale de GNL à Fos de la part des acteurs opérant sur lesdits terminaux et de la mise en place d'un mécanisme d'équilibrage géographique, qui renforcerait la sécurité d'approvisionnement en permettant à GRTgaz de disposer d'un moyen de piloter les mouvements de gaz des expéditeurs.

Ce mécanisme éviterait de surinvestir sur le réseau. En effet, la création de nouvelles capacités sur la liaison Nord-Sud permettrait d'augmenter la flexibilité des fournisseurs ayant des capacités à Fos avec un coût important pour la collectivité. De plus, le regroupement des Zones Nord et Sud permettrait le développement du marché du gaz en France.

#### **5.3.2 Solution « Aménagements des zones Nord et Sud »**

Cette solution ne pourrait que constituer une solution transitoire dans l'attente de la fusion des zones.

Nous sommes opposés au mécanisme de capacités conditionnelles reposant sur un engagement combiné de flux à Fos, Montoir et Obergailbach. D'une part, le niveau des engagements cumulés pour la création de ces capacités est nettement supérieur au niveau estimé pour la fusion des Zones Nord et Sud. D'autre part, ces capacités conditionnelles seraient attribuées aux expéditeurs s'engageant sur ces flux.

Différents mécanismes d'allocation de capacités pourraient être envisagés, ils nécessiteront d'être analysés en détail avant toute prise de décision.

#### **5.3.3 Conclusion**

Nous estimons que la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud sur la base des mécanismes réglementaires et contractuels envisagés est réalisable. En effet, chacun de ces mécanismes a été mis en œuvre avec succès pour d'autres réseaux de transport notamment en Allemagne pour les contraintes de flux. Certes les environnements peuvent être différents, mais nous pensons que les fondamentaux restent pleinement transposables au réseau de transport de gaz en France, et que la multiplicité des options possibles dans cette transposition permettra, au moment des études de détail, de trouver une solution adaptée.

Toutefois si la CRE décidait que ces pistes de mécanismes ne permettent pas qu'en fine ce type de solution soit retenu, nous demandons à ce que la CRE propose des solutions qui répondent aux conditions d'un marché efficace du gaz naturel, ouvert à tous les fournisseurs et porteur d'une dynamique d'évolution vers une intégration à une maille supérieure.

## **5.4. Commentaires d'ENI**

### **5.4.1 Le constat**

Avec l'ouverture des marchés du gaz naturel, Eni s'est investi dans l'activité de fourniture de gaz naturel en France, avec l'ambition d'y desservir des clients sur l'ensemble du territoire métropolitain. Après quelques années d'expérience de ce marché, Eni tire le constat que ce marché n'est pas réellement ouvert dans le Sud de la France, les fournisseurs alternatifs ayant des difficultés réelles et sérieuses pour accéder à cette partie du territoire, or cet accès est une condition nécessaire pour desservir en gaz naturel tout client, transport ou distribution. Ces difficultés sont d'ordre physique (capacités disponibles limitées), mais surtout économique, leurs conditions d'accès étant moins compétitives que celles des opérateurs historiques. En effet, les fournisseurs alternatifs ont essentiellement un accès indirect à la zone Sud de GRTgaz (accès à la zone Nord puis utilisation de la liaison congestionnée Nord vers Sud). Il en résulte pour eux, à titre d'exemple, un surcoût d'accès en zone Sud pour leurs clients qui est au mieux comparable à la marge commerciale moyenne de l'acteur historique telle qu'elle ressort de l'analyse de ses comptes.

### **5.4.2 Caractéristiques d'un marché efficace du gaz naturel, ouvert à tous les fournisseurs**

Les conditions à réunir pour l'émergence d'un marché efficace du gaz naturel en France, ouvert à tous les fournisseurs, sont les suivantes :

- pour la desserte du marché final, les fournisseurs doivent disposer d'un accès aux capacités d'entrée de la zone concernée par un mécanisme apportant visibilité et certitude. Cela signifie en particulier que dans le cas où des liaisons internes France subsisteraient, l'allocation des capacités d'entrée doit être adaptée aux besoins des fournisseurs pour la desserte de leur marché final. En outre, les conditions économiques de cet accès ne doivent être discriminantes entre eux, à la fois pour du gaz gazeux et pour du GNL,
- le marché final du gaz naturel doit pouvoir être couplé directement au marché de gros du gaz naturel pour permettre notamment aux fournisseurs d'optimiser leur portefeuille en fonction de leurs ventes et de produire une référence de prix représentative pour toutes les parties prenantes (« stakeholders »), à la fois aux clients finaux, négociants et aux producteurs de gaz,
- ce marché de gros doit a minima être à la maille nationale, afin d'assurer d'une part la cohérence avec le choix, en France, de la péréquation tarifaire et d'autre part la nécessaire convergence entre les marchés du gaz et de l'électricité<sup>12</sup>, il doit également préparer une extension ultérieure à une maille supérieure. Ce couplage au marché de gros à une maille nationale est un élément essentiel pour l'unification et le développement des marchés (liquidité, convergence,...). De plus, la convergence possible entre les structures tarifaires de transport des marchés du gaz et de l'électricité<sup>13</sup> est aussi un facteur important pour favoriser une évolution dynamique des marchés du gaz en France.
- le choix du design de marché doit reposer sur le respect de critères fondamentaux :
  - l'efficacité économique des investissements en place est avérée,
  - les investissements dans les infrastructures gazières sur le long terme nécessaires pour un fonctionnement harmonieux et unique du marché français sont anticipés (le renforcement des capacités Nord vers Sud devra être étudié à cette fin),
  - la solution d'organisation du marché est appréciée au regard de sa contribution à la sécurité d'approvisionnement du territoire français et de son apport en terme d'attractivité du marché du gaz tant au niveau national qu'europpéen, et tant pour les clients que pour les producteurs de gaz.

---

<sup>12</sup> Nous rappelons que pour l'électricité EDF a fait depuis plusieurs années le nécessaire pour unifier les zones

<sup>13</sup> Nous rappelons que pour l'électricité EDF a fait depuis plusieurs années le nécessaire pour unifier les zones

A ce titre toute solution qui consisterait à diviser la France en 2 (par exemple constitution d'un Grand Sud) ne nous semble pas répondre au problème

### **5.4.3 La démarche**

Eni souhaite apporter sa contribution à la recherche d'une solution économiquement optimale, permettant une réelle ouverture du marché du gaz naturel sur l'ensemble du territoire métropolitain conformément aux principes exposés ci-dessus, et pouvant produire ses effets dans des délais rapides.

A ce stade, nous sommes convaincus que la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud sur la base des mécanismes réglementaires et contractuels envisagés est réalisable. En effet, chacun de ces mécanismes a été mis en œuvre avec succès pour d'autres réseaux de transport (notamment en Allemagne pour les contraintes de flux, en France sur le réseau électrique pour le mécanisme d'ajustement, similaire au mécanisme d'équilibrage géographique proposé). Certes les environnements peuvent être différents, mais nous pensons que les fondamentaux restent pleinement transposables au réseau de transport de gaz en France, et que la multiplicité des options possibles dans cette transposition permettra, au moment des études de détail, de trouver une solution adaptée.

Toutefois, si la CRE décidait que ces pistes de mécanismes ne permettent pas qu'in fine ce type de solution soit retenu, nous demandons à ce que la CRE propose des solutions qui répondent aux conditions d'un marché efficace du gaz naturel, ouvert à tous les fournisseurs et porteur d'une dynamique d'évolution vers une intégration à une maille supérieure, tel que décrit ci-dessus. Nous les étudierons en vérifiant avec soin leur adéquation par rapport aux pré-requis d'un véritable fonctionnement de marché du gaz en France, étant entendu qu'à ce stade nous considérons que des aménagements à la marge du dispositif actuel sont peu compatibles avec l'atteinte de tels résultats.

A ce titre, nous doutons que la solution « Aménagements du fonctionnement du zonage Nord Sud » réponde effectivement aux objectifs visés.

Enfin dans le cadre de notre démarche de contribution à la recherche d'une solution structurelle et pérenne, vous trouverez en annexe quelques commentaires complémentaires permettant d'alimenter la réflexion de la CRE.

#### **5.4.4 Annexe des commentaires d'ENI**

##### **5.4.4.1 Rappel des difficultés d'accès au Sud pour les fournisseurs alternatifs**

En rappelant les difficultés d'accès à la zone Sud pour le nouveaux entrants, nous tenons à souligner encore une fois la nécessité d'investissements sur la liaison Nord – Sud pour que l'accès à la zone Sud, voire la fusion des zones, soient physiquement possibles, sur un horizon de long terme.

Nous rappelons donc notre faveur pour que la CRE mène une enquête auprès des opérateurs pour établir les réels besoins de capacité sur la liaison.

Cette enquête devrait être effectuée par le moyen d'une procédure de *Open Season* engageante pour les opérateurs (en prix et quantités). De cette façon il serait possible de déterminer 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.

##### **Accès par Fos**

En l'état actuel des choses, les possibilités de déchargement de GNL sont extrêmement limitées à Fos pour les fournisseurs alternatifs :

- les capacités disponibles à Fos Tonkin sont très limitées en volume et en durée (incertitude sur le terminal après 2014, travaux de maintenance en 2010 et 2011 réduisant fortement la capacité du terminal, capacités souscrites dans les deux terminaux de Fos égales à la capacité d'entrée sur le réseau de transport). De plus, la limitation sur la taille des navires limite fortement l'utilisation de ce terminal à des chaînes GNL « historiques ». Il est en pratique très difficile et peu économique d'obtenir l'accord des producteurs pour des chargements de méthaniers de petite taille.
- à Fos Cavaou, les capacités non souscrites sur le long terme sont limitées (10 TWh/an ce qui correspond à une taille peu compatible avec l'exercice du service continu qui seul permet la desserte d'un marché final) ; elles sont commercialisées uniquement sur le court terme, et congestionnées du fait de leur rareté.

##### **Accès par l'Espagne**

Les voies par l'Espagne sont limitées - et souscrites - jusqu'à l'horizon 2013 et se traduisent pour l'accès à la zone Sud par un surcoût significatif par rapport à des déchargements à Fos. Au delà de 2013, des capacités additionnelles pourront être créées (OS 2013), dont la compétitivité économique par rapport à des déchargements à Fos reste toutefois à être démontrée.

##### **Accès par la liaison Nord vers Sud**

Le mode de commercialisation des capacités de liaison Nord vers Sud selon un système d'OSP avec une allocation au prorata des demandes de souscription lorsque la demande est supérieure à l'offre conduit, d'une part, à une incertitude sur l'attribution de la capacité, et d'autre part, à une forte fragmentation de ces capacités, ce qui est d'autant moins acceptable car imposé par des réservations prioritaires des accès historiques. Par ailleurs, le coût de cette capacité constitue un désavantage compétitif par rapport à un acteur disposant de capacités d'entrée directes en zone Sud (i.e dans les terminaux de Fos) pour l'alimentation de cette zone.

## 5.4.4.2 Solution « Fusion des zones Nord et Sud »

### 5.4.4.2.1 Général

La fusion des zones Nord et Sud permettrait de développer significativement la concurrence en zone Sud, d'une part en supprimant les contraintes d'accès physiques et d'autre part en créant des conditions économiques d'accès équivalentes pour tous les fournisseurs.

Cette fusion est réalisable à court terme et d'une façon provisoire (dans l'attente du développement de la capacité sur la liaison Nord Sud), sur la base d'un engagement de réception minimale de GNL à Fos de la part des acteurs opérant sur lesdits terminaux.

Etant entendu que les engagements qui impliquent des contraintes ultérieures, par rapport aux contraintes existantes aujourd'hui pour garantir l'équilibrage, ne peuvent pas être imposés et doivent représenter des comportements volontaires, librement choisis par les opérateurs, nous souhaitons que des mécanismes d'incitation de ces comportements vertueux soient mis en place.

Cette fusion conduirait à une convergence et un développement rapides du marché de gros du gaz en France et renforcerait la sécurité d'approvisionnement. Ces points sont détaillés ci-après, les commentaires techniques sur les mécanismes de fusion étant précisés en dernière partie.

#### 5.4.4.2.1.1 La fusion conduit à une utilisation plus efficace des infrastructures

Le mécanisme proposé conduit à une utilisation plus efficace des infrastructures gazières françaises ainsi que des chaînes GNL (optimisation des distances maritimes, donc des coûts). Elle constitue donc un élément de compétitivité nationale, pour les clients et pour les fournisseurs de gaz.

Il est à noter qu'avec le développement des réseaux, dont de nouveaux points d'entrée et des extensions de points d'entrée existants, ainsi qu'avec le développement du marché de gros, le mécanisme d'engagement de flux à Fos n'a pas a priori vocation à rester pérenne, à la fois dans son principe et sur les niveaux d'engagement nécessaires. Il devrait pouvoir être progressivement diminué en liaison avec les renforcements de réseau, et substitué par un mécanisme de marché.

#### 5.4.4.2.1.2 Convergence et développement du marché français

En constituant une zone d'équilibrage regroupant plus de 90% des consommations de gaz H en France, la fusion des zones Nord et Sud serait un élément important pour le développement du marché du gaz en France, à la fois sur le marché final et sur le marché de gros. Cela devrait conduire en particulier à l'émergence d'une référence de prix crédible sur le marché de gros français et, couplé aux développements des interconnexions envisagés aux horizons concernés (Espagne, Belgique), à favoriser l'émergence d'une référence de prix NWE<sup>14</sup>. Cela serait un élément d'attractivité supplémentaire de ce marché. En outre, le développement de cette liquidité conduira à une flexibilité marché additionnelle, disponible pour tous les acteurs.

#### 5.4.4.2.1.3 Renforcement de la sécurité d'approvisionnement

Nous soulignons que la mise en œuvre de l'ensemble du dispositif envisagé aurait également pour effet de renforcer la sécurité d'approvisionnement gaz du Grand Sud mais aussi de toute la France, par le biais des éléments suivants :

- le marché d'équilibrage géographique : dotation de GRTgaz d'un outil de gestion pour une optimisation géographique des mouvements de gaz, cet outil pouvant notamment être utilisé dans des circonstances particulières (maintenance travaux, indisponibilités imprévues d'infrastructures, crise d'approvisionnement,...). En son absence, le GRT ne dispose d'aucun outil pour influencer sur les mouvements de gaz des expéditeurs. Ainsi la sécurité d'approvisionnement se trouverait renforcée et réalisée au meilleur coût pour la collectivité s'il était exigé que les expéditeurs offrent

---

<sup>14</sup> North West Europe

leurs flexibilités d'approvisionnements ou de stockage sur un mécanisme de marché contrôlé in fine par le régulateur dans le cadre de ses pouvoirs de surveillance

- les nouvelles missions confiées à GRTgaz, nécessaires au bon fonctionnement du dispositif (établissement et gestion de bilans gaziers, volumes prévisionnels sur différents horizons de temps,...), confèreraient à la France un instrument opérationnel permanent de surveillance et de gestion de sa sécurité d'approvisionnement, sur tous les horizons de temps,
- le développement de la liquidité sur les marchés de gros du gaz et l'émergence d'une référence crédible de prix de gaz naturel NWE, est un facteur additionnel de sécurité d'approvisionnement. Il favorise le développement des infrastructures gazières, l'attractivité de ce marché pour les fournisseurs et offre à tous les fournisseurs une flexibilité marché importante.

#### 5.4.4.2.2 Commentaires techniques sur les mécanismes de fusion proposés

##### 5.4.4.2.2.1 Capacités concernées par les engagements de flux

Les acteurs concernés par les engagements de flux sont les détenteurs de capacités long terme sur les terminaux de Fos (i.e supérieures à 5 ans) disposant du service continu. Il s'agit ici d'un mécanisme permettant de résoudre un problème spécifique à la zone Sud et qui n'a pas nécessairement vocation à être généralisé à d'autres zones dans la mesure où celles-ci ne rencontrent pas les mêmes difficultés d'accès. Toutefois, la question pourra être étudiée ultérieurement si des difficultés du même ordre apparaissaient au Nord.

Lors de leur commercialisation (en principe par OSP) les capacités restant disponibles à court terme à Fos Cavaou pourraient être attribuées prioritairement à des expéditeurs s'engageant à utiliser le service continu.

##### 5.4.4.2.2.2 Les engagements de flux à Fos ne sont pas une contrainte nouvelle

Les engagements de flux à Fos, nécessaires à la fusion des zones Nord et Sud, ne sont que la traduction du report de la contrainte existant aujourd'hui sur la liaison Nord Sud, sur l'entrée à Fos.

Actuellement, afin de respecter la contrainte d'équilibrage en zone Sud, la capacité de liaison Nord vers Sud étant limitée, des flux doivent nécessairement être amenés à Fos. Les études de bilan montrent que les terminaux de Fos doivent fonctionner en base, à un taux d'utilisation élevé, notamment en été.

Les engagements de flux à Fos ne sont que l'explicitation de la contrainte implicite actuelle : le niveau des flux à Fos sera exactement le même qu'en cas de maintien des deux zones Nord et Sud avec liaison. La seule modification réside dans le fait que les engagements attachée aux capacités long terme de Fos demeurerait pour leurs détenteurs, y compris dans le cas où leur marché se réduirait au Sud de la France.

Tout engagement de flux de la part des expéditeurs concernés qui excède les contraintes existantes (soit explicites, soit implicites) et qui impliquent une réduction de la flexibilité dont les opérateurs peuvent disposer doit être lié à des mécanismes d'incitations de primes/pénalités afin de compenser la perte de flexibilité et de garantir que les engagements pris soient respectés.

Par ailleurs, il faut souligner que le mécanisme proposé, consistant pour les acteurs concernés en un engagement à compenser des flux minimaux à Fos (cf. chapitre 4.1.2.2), la capacité d'arbitrage GNL reste très importante (au minimum de l'ordre de 50% de leurs capacités de regazéification France).

##### 5.4.4.2.2.3 Compatibilité du marché d'équilibrage géographique avec les obligations de service public

Des réserves ont été exprimées par certains participants du groupe de travail sur la compatibilité du marché d'équilibrage géographique avec les obligations de service public des fournisseurs, lesquels se sont demandés notamment si l'obligation pour les fournisseurs de remettre une offre ne pourrait

pas se traduire par des ventes forcées de gaz à GRTgaz à partir de certains de leurs stockages, réduisant ainsi leur volume de gaz en stock, et donc potentiellement leur capacité à respecter leurs obligations de service public.

Pour les raisons explicitées ci-après, nous considérons que le marché d'équilibrage géographique proposé est pleinement compatible avec le respect des obligations de service public des fournisseurs.

Tout d'abord la liberté de prix des offres remises par les fournisseurs, couplée à la participation au dispositif d'autres points que les stockages (PIR, PITTM, voire PLT), et à la présence de stockages « rapides<sup>15</sup> » aussi bien au Nord qu'au Sud, offre aux expéditeurs un nombre suffisant de leviers pour leur assurer que les évolutions de leur niveau de gaz en stock - qui résulteraient du fonctionnement du marché d'équilibrage géographique - restent compatibles avec le respect de leurs obligations de service public.

De plus un ensemble de dispositions peuvent être prises pour s'assurer que la capacité des fournisseurs à respecter leurs OSP ne sera pas affectée :

- règles additionnelles de sélection des offres par GRTgaz.

Dans ses critères de sélection des offres par GRTgaz, il pourrait être précisé que pour l'ensemble des PITS France, le soutirage (respectivement l'injection) global ne serait pas augmenté (respectivement diminué), les PIR et PITTM n'ayant globalement qu'une incidence positive en terme de ressources pour GRTgaz. Un niveau supplémentaire de contrainte serait que cette règle s'applique individuellement à chaque expéditeur.

- règles de dispense de l'obligation de remettre une offre dans certains cas.

Dans le cas où un fournisseur serait dans l'impossibilité de remplir ses OSP, si son offre était retenue par GRTgaz pour soutirer du gaz ou limiter ses injections dans ses stockages, alors il serait autorisé à ne pas répondre à l'appel de GRTgaz. La charge de la preuve reposerait sur ce fournisseur. Il appartiendrait à la CRE, eu égard aux éléments apportés par ce fournisseur, d'évaluer si cette défaillance est objectivement justifiée.

#### 5.4.4.2.2.4 Cas de la défaillance à Fos

Le mécanisme d'engagement de flux ne fragilise en rien la sécurité d'approvisionnement du sud de la France. Les études de bilan montrent que des flux sont nécessaires à Fos (à hauteur des niveaux d'engagements mentionnés dans le présent rapport) pour alimenter les clients en zone Sud. Actuellement, si un fournisseur est défaillant à Fos, celui-ci est dans l'obligation, pour respecter la contrainte d'équilibrage, de solliciter des sources alternatives (stockages, flux avec l'Espagne, interruption commerciale des clients interruptibles). S'il ne parvient pas à compenser les flux manquants à Fos, il existe déjà un risque physique de non alimentation globale de la zone Sud.

Avec le système envisagé d'engagement de flux à Fos, les risques liés à la défaillance de l'entrée de Fos (terminaux, réseau de transport) des installations ainsi qu'à la défaillance d'un fournisseur d'un fournisseur ayant des engagements de flux à Fos ne sont aucunement accrus.

Comme il a été dit, tout engagement ultérieur de la part des opérateurs devrait être volontaire et favorisé par le moyen d'un mécanisme incitatif (par exemples de primes/pénalités).

Pour des réductions ou arrêts de longue durée des déchargements de GNL à Fos liés à la défaillance d'un fournisseur, il pourrait être envisagé, si l'on estimait que ce risque est suffisamment sérieux, de mettre en place un fournisseur de dernier recours GNL qui consoliderait encore plus ce dispositif.

---

<sup>15</sup> Stockages ayant à la fois des débits d'injection et de soutirage élevés en regard du volume en stock et offrant donc des souplesses significatives dans les programmes de soutirage et d'injection.

#### 5.4.4.3 Solution « Aménagements des zones Nord et Sud »

Sauf à entériner un découpage pérenne Nord /Sud du marché français du gaz, ce qui ne nous semble pas acceptable pour les raisons que nous avons expliquées dans la partie commentaires, cette solution ne pourrait que constituer une solution transitoire en l'attente d'une solution cible de fusion des zones. Mais le passage par cette phase transitoire supposerait en particulier que l'on ait démontré par ailleurs que la fusion Nord / Sud n'est pas réalisable aux horizons envisagés, que les aménagements des zones Nord et Sud correspondant à un réel fonctionnement du marché sont pour leur part réalisables, et qu'une méthode et un planning soient définis pour atteindre cette solution cible à une zone.

Le maintien du zonage Nord – Sud constituerait un frein au développement de la liquidité sur les marchés de gros du gaz en France, à la fois dans le Nord de la France et au Sud.

La forte contrainte pesant sur les capacités d'entrée pourrait se traduire par un marché de gros au Sud qui resterait à son niveau actuel, à savoir limité en liquidité et limité aux échéances spot. On assisterait au mieux à l'émergence au Sud de la France d'une référence de prix du gaz différente de celle au Nord de la France.

S'il n'était pas décidé de fusionner les zones Nord et Sud, des aménagements au système actuel sont donc réellement nécessaires, à brève échéance, pour obtenir dans le Sud de la France un accès aux capacités d'entrée de la zone compatible avec le libre exercice de la concurrence.

Ces aménagements doivent reposer sur le principe suivant : permettre aux opérateurs un accès à toutes les capacités souhaitées pour alimenter la zone Sud dans des conditions économiques équivalentes pour tous les acteurs.

Ils doivent concerner les conditions d'accès physiques et économiques, à la fois en gaz gazeux (liaison Nord vers Sud), et en GNL (terminaux de Fos).

En particulier, il est nécessaire de garantir un accès aux terminaux méthaniers pour les nouveaux entrants relatifs à la desserte de leur marché final Grand Sud. L'accès direct à la zone Sud est en effet fondamental :

- il ouvre le champ des approvisionnements à l'ensemble du commerce international du GNL, donc à des ressources importantes et diversifiées ;
- il évite aux fournisseurs d'être pénalisés à cause de l'usage d'une liaison ou de montages plus ou moins complexes avec des tiers, à la fois sur le plan du rationnement des capacités et sur celui du péage.

Nous souhaitons que ces aménagements incluent :

- la mise en place de capacités restituables en quantités suffisantes à Fos Cavaou ;
- pour la liaison Nord vers Sud : l'extension des capacités fermes Nord vers Sud offertes à tous les fournisseurs ;
- la révision des principes d'allocation sur la liaison Nord vers Sud.

Nous soulignons que cette augmentation des capacités et cette révision des principes d'allocation, si elles permettent d'améliorer physiquement l'accès au Sud, ne règlent en aucun cas à elles seules la question du différentiel de compétitivité avec les acteurs disposant d'un accès par Fos.

Enfin, nous comprenons que le mécanisme envisagé de capacités conditionnelles reposerait (pour une capacité de 190 GWh/j) sur des engagements de flux cumulés de l'ordre de 550 GWh/j à Fos, Montoir et Obergailbach, ce qui est significativement supérieur au niveau envisagé pour la fusion Nord / Sud. Aussi, nous nous interrogeons sur sa faisabilité s'il était conclu par ailleurs que les engagements de flux nécessaires à la fusion Nord / Sud n'étaient pas réalisables.

Différents mécanismes d'allocation de capacités pourraient être envisagés, ils nécessiteront d'être analysés en détail avant toute prise de décision.

## **5.5. Commentaires de GAZPROM MARKETING & TRADING (GM&T)**

Avec l'ouverture des marchés du gaz naturel, GM&T s'est investi dans l'activité de fourniture de gaz naturel en France, avec l'ambition d'y desservir des clients sur l'ensemble du territoire métropolitain. Après quelques années d'expérience de ce marché, GM&T tire le constat qu'il n'est pas réellement ouvert dans le Sud de la France, les fournisseurs alternatifs ayant des difficultés réelles pour accéder à cette partie du territoire à des conditions économiques concurrentielles. Or, cet accès est une condition nécessaire pour desservir en gaz naturel tout client, transport ou distribution. Ces difficultés sont d'ordre physique (capacités disponibles limitées), mais surtout économique, leurs conditions d'accès étant moins compétitives que celles des opérateurs historiques. En effet, les fournisseurs alternatifs ont essentiellement un accès indirect à la zone Sud de GRTgaz (accès à la zone Nord puis utilisation de la liaison congestionnée Nord vers Sud).

Pour la desserte du marché final, les fournisseurs doivent disposer d'un accès aux capacités d'entrée de la zone concernée par un mécanisme apportant visibilité et certitude. Toute solution qui consisterait à diviser la France en deux (par exemple constitution d'un Grand Sud) ne nous semble pas répondre au mieux au besoin.

Nous avons souhaité apporter notre contribution à la recherche d'une solution économiquement optimale, permettant une réelle ouverture du marché du gaz naturel sur l'ensemble du territoire métropolitain et pouvant produire ses effets dans des délais rapides. Nous nous sommes ainsi engagés activement dans la démarche de la « Concertation Transport » et avons proposé des pistes de solutions autour de la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud, sur la base de mécanismes réglementaires et contractuels.

A ce stade nous sommes convaincus que la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud sur la base des mécanismes réglementaires et contractuels envisagés est réalisable. En effet, chacun de ces mécanismes a été mis en œuvre avec succès pour d'autres réseaux de transport (notamment en Allemagne pour les contraintes de flux, en France sur le réseau électrique pour le mécanisme d'ajustement, similaire au mécanisme d'équilibrage géographique proposé). Certes les environnements peuvent être différents, mais nous pensons que les fondamentaux restent transposables au réseau de transport de gaz en France et que la multiplicité des options possibles dans cette transposition permettra, au moment des études de détail, de trouver une solution adaptée.

Si la fusion ne devait pas être retenue, les mécanismes d'allocation des capacités aux points d'entrée dans la zone Sud devront être revus en détail.

## **5.6. Commentaires de GDF SUEZ**

1) GDF SUEZ S.A n'est pas favorable à la mise en place de la solution proposée d'une fusion des zones Nord et Sud sans investissement par « engagements de compensation de flux à Fos et marché d'équilibrage géographique grâce aux stockages ». Elle se heurte en effet à des difficultés de mise en œuvre opérationnelle importantes et pénaliserait par ailleurs GDF SUEZ S.A vis-à-vis de ses concurrents.

(i) Le marché d'équilibrage géographique imaginé nécessite un recours aux stockages qui, sous certaines conditions, peut 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.

(ii) La maximisation de flux aux terminaux de Fos, dispositif qui n'existe nulle part ailleurs dans le monde, ferait peser des contraintes fortes sur les expéditeurs qui détiennent ces capacités (pertes de flexibilité sur la programmation de la flotte de navires, pertes d'opportunités financières liées à l'impossibilité de détourner les bateaux vers d'autres marchés) 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 sur les différentes places de marché internationales. Le dispositif imaginé serait de nature à mettre en risque les relations contractuelles établies avec certains fournisseurs GNL de GDF SUEZ S.A et pourrait plus généralement remettre en cause la relation avec les pays/entreprises fournisseurs de GNL ce qui serait dommageable non seulement pour GDF SUEZ SA, mais plus généralement 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.

2) GDF SUEZ S.A est disposé à examiner plus avant la faisabilité d'une solution créant des capacités conditionnelles Nord-Sud. Toutefois, GDF SUEZ S.A souligne qu'un tel dispositif ne serait acceptable qu'à la condition qu'il ne créerait pas d'incertitudes supplémentaires quant au niveau global de capacités qui lui sont accessibles actuellement.

3) GDF SUEZ S.A est opposé à la mise en place d'un dispositif de capacités restituables sur le terminal de Fos Cavaou. Le système d'UIOLI mis en place sur les terminaux méthaniers français permet déjà aujourd'hui de restituer des capacités quand celles-ci ne sont pas utilisées. Remettre en cause les capacités déjà souscrites par les expéditeurs viendrait fragiliser le respect de leurs OSP et représenterait par ailleurs un signal négatif aux investisseurs qui souhaitent développer de nouvelles capacités d'accès au marché français.

4) GDF SUEZ S.A est favorable à un système d'allocation de la liaison Nord-Sud donnant un accès prioritaire aux détenteurs de clients et stockages en zone sud, ce qui permettrait vraisemblablement de limiter les problèmes de sur-souscriptions constatés aujourd'hui.

## **5.7. Commentaires de GRTgaz**

### **5.7.1 Approche « Fusion »**

#### **Sur la finalité de la zone unique**

L'approche visant à fusionner les zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud via l'établissement de contraintes sur les déchargements de GNL et sur les équilibres géographiques quotidiens est conçue comme une solution transitoire, en anticipation des renforcements physiques du réseau permettant un fonctionnement réellement fluide et sans contrainte de la grande zone entrée / sortie créée.

Si l'idée d'une seule zone de marché à la maille du territoire français paraît de prime abord naturelle et séduisante, la réalité physique des flux de gaz la rend difficile d'accès et probablement défavorable pour une partie significative des acteurs du marché.

La liaison contractuelle entre les zones Nord et Sud permet non seulement de traduire une forte congestion physique du réseau, mais également de conserver un terme tarifaire correspondant au service de transport rendu. La suppression de ce point contractuel et la fusion des zones qui en résulterait auraient pour effet d'accroître très significativement les autres termes tarifaires de transport, d'autant plus que les charges du transporteur se verraient fortement augmentées par le programme d'investissement majeur à réaliser.

Il est à noter par ailleurs que le schéma de la zone unique rend encore plus coûteux pour l'ensemble de la collectivité tout développement de capacité d'entrée ou de sortie sur cette grande zone.

Aussi, GRTgaz s'interroge sur l'intérêt collectif de la cible de la zone unique. Il lui paraît a priori plus raisonnable de consolider le schéma organisé en deux zones de marché et d'accroître la fluidité de la liaison entre ces deux zones.

Cependant, s'il émergeait un consensus en faveur de la zone unique, GRTgaz serait disposé à proposer les investissements correspondants, dès lors qu'ils relèveraient des investissements de fluidité.

#### **Sur les mécanismes transitoires envisagés**

Dans l'attente de la réalisation des éventuels investissements correspondant au fonctionnement d'une zone unique, l'approche transitoire, telle qu'étudiée par le Groupe de Travail, repose sur deux mécanismes :

- un engagement de déchargement de quantités minimales de GNL dans les terminaux de Fos, en volumes mensuels,
- un mécanisme de marché d'équilibrage géographique.

Ces deux mécanismes sont strictement nécessaires et indissociables. En effet, les études de réseau menées par GRTgaz ont montré que la fusion des zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud passait par des contraintes de flux journaliers et non de volume, non seulement sur les terminaux de Fos, mais également en d'autres points (stockages Salins de la zone Sud en particulier). Le seul engagement de déchargement de quantités minimales de GNL dans les terminaux de Fos, en volume, ne saurait donc permettre la fusion des deux zones.

Cependant, la faisabilité ni de l'un, ni de l'autre de ces deux mécanismes n'est aujourd'hui avérée.

En ce qui concerne l'engagement de déchargement de quantités minimales de GNL dans les terminaux de Fos, il nécessite une modification en profondeur du cadre juridique dans lequel fonctionne actuellement le marché du gaz en France, pour d'une part étendre les missions de GRTgaz bien au-delà de son rôle actuel de transporteur, d'autre part contraindre les expéditeurs à prendre de tels engagements de flux. Cette modification en profondeur n'est pas du ressort des participants au Groupe de Travail. Par ailleurs, GRTgaz ne dispose pas aujourd'hui des moyens nécessaires à l'exercice de ces nouvelles missions.

En ce qui concerne le marché d'équilibrage géographique, là encore, une évolution réglementaire est nécessaire pour s'assurer de son caractère obligatoire pour tous les expéditeurs. Sans une telle caractéristique, un tel marché ne saurait donner l'assurance à GRTgaz de pouvoir, dans toutes les situations, réaliser les flux de gaz demandés par les expéditeurs dans le cadre d'une zone unique. Cependant, une telle obligation est difficile à établir d'une part, à contrôler d'autre part :

- soit l'obligation pour un expéditeur de participer au mécanisme en un point donné est fondée sur la détention de capacité résiduelle : elle est dans ce cas relativement facile à contrôler mais très difficile à réaliser de la part des expéditeurs, car disposer d'une capacité ne signifie pas disposer à tout moment du gaz pour l'utiliser,
- soit l'obligation pour un expéditeur de participer au mécanisme en un point donné est fondée sur la détention de volume de gaz résiduel, auquel cas elle paraît difficile à contrôler.

Par ailleurs, l'insertion du marché d'équilibrage géographique dans le fonctionnement opérationnel au jour le jour des contrats d'acheminement, voire dans chaque cycle de nomination, nécessite de refondre complètement le système d'information de GRTgaz permettant ce fonctionnement. Une telle refonte, dont seule l'esquisse est définie aujourd'hui, n'est pas réaliste à l'échéance du 1<sup>er</sup> avril 2011.

## 5.8. Commentaires de POWEO

Avec l'ouverture des marchés du gaz naturel, POWEO s'est investi dans l'activité de fourniture de gaz naturel en France, avec l'ambition d'y desservir des clients sur l'ensemble du territoire. Après quelques années, POWEO tire le constat qu'il n'est pas réellement ouvert dans le Sud de la France, les fournisseurs alternatifs ayant des difficultés réelles et sérieuses pour accéder à cette partie du territoire à des conditions économiques concurrentielles. Ces difficultés sont d'ordre physique (capacités disponibles limitées), mais surtout économique, leurs conditions d'accès étant moins compétitives que celles des opérateurs historiques. En effet, les fournisseurs alternatifs ont essentiellement un accès indirect à la zone Sud de GRTgaz (accès à la zone Nord puis utilisation de la liaison congestionnée Nord vers Sud).

Les conditions à réunir pour l'émergence d'un marché efficace du gaz naturel en France, ouvert à tous les fournisseurs, sont notamment les suivantes :

- pour la desserte du marché final, les fournisseurs doivent disposer d'un accès aux capacités d'entrée de la zone concernée par un mécanisme apportant visibilité et certitude. Cela signifie en particulier que dans le cas où des liaisons internes France subsisteraient, l'allocation des capacités d'entrée doit être adaptée aux besoins des fournisseurs. En outre, les conditions économiques de cet accès ne doivent pas être discriminantes entre gaz gazeux et GNL.
- le marché final du gaz naturel doit pouvoir être couplé directement au marché de gros du gaz naturel pour permettre notamment aux fournisseurs d'optimiser leur portefeuille en fonction de leurs ventes et pour produire une référence de prix représentative pour toutes les parties prenantes (clients finaux, négociants, producteurs de gaz). Ce marché de gros doit être à la maille France. De plus, la convergence possible entre les structures des marchés du gaz et de l'électricité serait aussi un facteur important pour favoriser une évolution dynamique des marchés du gaz en France.

A ce titre toute solution qui consisterait à diviser la France en 2 (par exemple constitution d'un Grand Sud) ne nous semble pas répondre au besoin.

Nous avons souhaité apporter notre contribution à la recherche d'une solution économiquement optimale, permettant une réelle ouverture du marché du gaz naturel sur l'ensemble du territoire en France et pouvant produire ses effets dans des délais rapides. Nous nous sommes ainsi engagés activement dans la démarche de la « Concertation Transport » et avons proposé des pistes de solutions autour de la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud, sur la base de mécanismes réglementaires et contractuels. A ce stade, nous sommes convaincus que cette fusion est réalisable. En effet chacun des mécanismes proposés a été mis en œuvre avec succès pour d'autres réseaux de transport (en Allemagne pour les contraintes de flux, en France sur le réseau électrique pour le mécanisme d'ajustement, similaire au mécanisme d'équilibrage géographique proposé). Certes les environnements peuvent être différents, mais nous pensons que les fondamentaux restent pleinement transposables au réseau de transport de gaz en France ; la multiplicité des options possibles dans cette transposition permettra, au moment des études de détail, de trouver une solution adaptée.

Si la fusion ne devait pas être retenue, les mécanismes d'allocation des capacités aux points d'entrée dans la zone Sud devront être revus en détail.

## **5.9. Commentaires de STORENGY**

Dans le cadre de la solution « Fusion des zones GRTgaz Nord et Sud », Storengy fait part de ses réserves sur le mécanisme d'équilibrage géographique, compte-tenu de ses impacts éventuels sur le rôle et le fonctionnement opérationnel des stockages. Ces impacts n'ayant pas encore pu faire l'objet d'une analyse approfondie dans le cadre du groupe de travail, il semble indispensable de compléter l'analyse sur ces aspects avant toute décision de mise en œuvre.

Dans le cadre de la solution « Aménagements du fonctionnement des zones Nord-Sud », Storengy souligne la nécessité de prendre en compte les besoins liés aux stockages de la zone Sud dans les règles d'allocation de capacités Nord vers Sud et également Sud vers Nord.

En effet, non seulement ces stockages constituent un élément important de la sécurité d'approvisionnement de la zone Sud (et plus globalement de l'ensemble des consommateurs français), mais ils participent également au développement du marché dans le sud de la France. Pour ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, en complément des besoins de capacité Nord vers Sud pour les injections, il convient de noter que la contribution des stockages de la zone Sud à l'équilibrage du bilan de pointe de la zone Nord conduit également à des besoins de capacités Sud vers Nord. Ces besoins sont d'ailleurs accentués en cas de défaillance d'une source d'approvisionnement en zone Nord.

Il est donc important que les règles d'allocation de capacités Nord/Sud facilitent le transport vers et depuis les stockages de la zone Sud et permettent de bénéficier de toute la flexibilité de ces derniers. A titre indicatif, des exemples de règles d'allocation intégrant en grande partie ces aspects ont fait l'objet d'un premier échange dans le cadre du groupe de travail, mais n'ont malheureusement pas été intégrés à la version finale du présent rapport.

## 5.10. Commentaires de STMFC

### 5.10.1 Commentaires sur la solution « Fusion des zones GRTgaz Nord et Sud »

Pour l'ensemble des raisons exposées ci-après, la STMFC est défavorable à l'implémentation, dans la solution proposée, des éléments relatifs aux terminaux méthaniers.

La STMFC rappelle que l'imposition de nouvelles contraintes sur l'utilisation des terminaux de Fos et Montoir rendrait ces derniers moins attractifs : les clients potentiels s'orienteraient de préférence vers les terminaux dont les conditions d'accès ne risqueraient pas d'être remises en cause. Ces contraintes pourraient ainsi constituer un frein à l'investissement sur les terminaux concernés, ce qui pourrait aller à l'encontre des objectifs visés par le groupe de travail, en contrariant le développement de la capacité d'entrée dans la zone sud.

La STMFC constate qu'il n'a jamais été discuté de la faisabilité des solutions proposées sur les terminaux méthaniers avec les opérateurs de terminaux méthaniers, or la STMFC observe que les mécanismes proposés sont inopérants pour les raisons suivantes :

- les solutions proposées prévoient que l'opérateur de Fos Cavaou impose à certains de ses clients une utilisation des installations du terminal pour assurer un taux de charge minimal défini par le transporteur.
  - les principes étudiés dans ce rapport semblent largement inspirés des solutions adoptées par le système électrique, alors que des différences fondamentales les séparent, puisqu'en particulier le système électrique peut disposer d'unités de production autonomes sur le territoire national tandis que le système gazier dépend de sites de production très éloignés.
  - la STMFC indique qu'il n'est pas de la responsabilité de l'opérateur d'un terminal de forcer l'utilisation des installations qu'elle met à la disposition de ses clients.
  - ceux-ci ont le choix, dans les limites de leurs capacités, de décharger et d'émettre des quantités en fonction des contraintes en amont et en aval du terminal qu'eux seuls savent maîtriser.
  - aucun élément dans le contrat actuel ne permet que l'opérateur du terminal joue un rôle coercitif, et la STMFC pense qu'il est impossible qu'il en soit ainsi car :
    - la STMFC ne peut forcer physiquement l'arrivée d'un navire ;
    - toute pénalisation en cas de défaut de déchargement, dans le cadre du mécanisme envisagé qui vise à l'équilibre global du réseau de transport, dans la mesure où un tel défaut n'entraînerait aucun préjudice à l'opérateur du terminal ni aux autres utilisateurs du terminal, resterait inapplicable car disproportionnée ;
    - la crise russe de l'année 2009 montre que la meilleure volonté des expéditeurs ne suffit pas à garantir l'arrivée du gaz.
  - par ailleurs, le fait que ces mécanismes touchent seulement une catégorie de client les rend discriminatoires. La STMFC ne saurait appliquer de telles règles dans la mesure où elles contreviendraient aux principes établis par la législation européenne.
  - la STMFC souligne enfin que les responsabilités des différents acteurs mériteraient une clarification : pour résoudre un problème d'équilibre général du réseau de transport, il est pertinent d'impliquer les acteurs dont c'est le rôle naturel, c'est à dire le gestionnaire du réseau de transport qui connaît ses besoins et les expéditeurs qui seuls maîtrisent les flux de gaz, tant à l'amont qu'à l'aval des points d'entrée sur le réseau. La STMFC remarque qu'aucune solution de contractualisation directe entre ces deux acteurs n'est étudiée dans ce compte-rendu, ce qui en affaiblit notablement la portée.
  - la STMFC est tout à fait opposée à l'introduction d'une responsabilité du terminal de Fos dans la résolution d'un problème qui lui échappe complètement et conteste le bien-fondé des évolutions de la chaîne contractuelle décrites au paragraphe 4.1.2.5 .

- il est proposé d'imposer, dans certains scénarios d'utilisation du réseau, des déchargements pendant l'été à des niveaux proches du maximum technique permis par le transport. La STMFC indique que la faisabilité de cette disposition est loin d'être avérée :
  - ces consignes, ainsi que le maximum technique permis par le transport dépendront d'aléas climatiques et de décisions des expéditeurs quant à l'utilisation du réseau de transport (notamment : utilisation du point de jonction entre les zones GRTgaz Sud et TIGF), et des aléas liés à la maintenance.
  - les expéditeurs seront donc amenés à programmer des navires avec un préavis de quelques semaines, et donc à prendre des engagements vis-à-vis des producteurs au plus tard à cette échéance, pour respecter des limites maximales et minimales qui seront la plupart du temps contrariées par les conditions réelles, connues, tant pour ce qui concerne les conditions de température que pour ce qui concerne l'utilisation du réseau de transport, au plus tôt la veille pour le lendemain. En forçant les expéditeurs à décharger des navires, celui qui aura forcé ce déchargement se sera substitué à l'expéditeur dans la gestion des risques liés à tous les aléas cités dans l'alinéa précédent et pourra conduire l'ensemble du système dans des impasses opérationnelles et contractuelles (attente imposée aux navires, rupture dans la régularité des rotations entre ports de chargement et de déchargement, mise en action de clauses de take-or-pay).
  - la solution proposée suggère qu'on devrait contraindre à amener le plus possible de navires en été ; la STMFC, constate par ailleurs que la disponibilité des capacités de transport est notoirement plus faible en été qu'en hiver ; en opérateur prudent et raisonnable la STMFC se doit de signaler que le risque d'incompatibilité entre la consigne évoquée par ce rapport et l'état physique du réseau est une difficulté opérationnelle majeure.
- les échéances proposées (application pendant 6 ans glissants à partir de 2011) touchent des échéances très lointaines, alors que les incertitudes sur le taux d'utilisation des infrastructures sont très importantes : les projets pouvant soulager le réseau en apportant des quantités dans le sud, comme les infrastructures pouvant aggraver la situation, telles la construction d'installations d'importation de gaz au nord de la France peuvent aboutir avant 2017. Les mécanismes qui pourraient avoir été mis en place dans un contexte radicalement différent introduiraient des distorsions de concurrence insupportables entre les projets et les installations existantes. A titre d'exemple, la STMFC s'interroge, s'agissant de deux infrastructures assez proches et interférant mutuellement, sur la faisabilité d'une mise à disposition de capacité de sortie ferme vers l'Espagne dans un contexte où l'on aurait imposé des flux minimum à Fos.
- il est proposé d'introduire un mécanisme de détournement des navires entre Montoir et Cavaou pour les expéditeurs en service continu qui possèdent des capacités sur les deux terminaux.
  - la STMFC souligne le caractère discriminatoire de cette disposition qui ne permet pas son application par les opérateurs des terminaux, pour les raisons déjà mentionnées plus haut.
  - la STMFC constate certaines contradictions dans l'exposé de ce mécanisme :
    - o il est présenté comme étant une option, mais semble constituer l'essentiel de la proposition faite par le rédacteur du rapport, qui, lorsque sont analysées les conséquences des engagements des expéditeurs, retient visiblement la programmation combinée Fos et Montoir comme le cas de base.
    - o ce mécanisme est présenté comme un moyen de minimiser le niveau d'engagement à Fos, mais là encore, la STMFC relève le caractère discriminatoire de cette disposition ; la STMFC l'analyse surtout comme une prestation obligatoire effectuée par certains expéditeurs remplissant les critères mentionnés plus haut aux autres utilisateurs, sans que soit évoquée de compensation financière ou en nature. La seule compensation évoquée est le moindre coût du transport pour la plupart des sources de GNL, ce qui n'est pas démontré, notamment pour le gaz provenant de l'ouest de l'Afrique, des Amériques et du nord de l'Europe.
  - la STMFC considère que le détournement des navires n'est pas praticable :
    - o des problèmes de partage de responsabilité identiques à ceux présentés au point 1 sont encore aggravés par l'intervention de deux opérateurs de terminaux différents.
    - o de nombreuses cargaisons font l'objet de contrats ex-ship, ce qui a pour conséquence que l'expéditeur n'a aucune maîtrise des routes des navires, et ne peut a fortiori laisser espérer que les opérateurs des terminaux ou du réseau de transport pourraient en avoir.

- la STMFC considère que les mécanismes de UIOLI envisagés conjointement par les opérateurs et par la CRE, en permettant une utilisation maximale des capacités existantes sur les terminaux donneront les moyens nécessaires aux expéditeurs actifs sur le marché du GNL d'optimiser la gestion opérationnelle des différentes infrastructures gazières.
- pour toutes ces raisons, La STMFC n'est pas favorable à l'introduction d'un mécanisme de compensation tel que décrit dans le présent rapport.
- il est proposé d'introduire un mécanisme d'allocation préférentielle des capacités de court terme à Cavaou.
  - la STMFC rappelle qu'elle a proposé un mécanisme d'allocation pour les capacités de court terme qui a permis d'ouvrir l'accès au terminal de Fos Cavaou à quatre nouveaux entrants sur le marché français : EDF, ENI, ESSENT TRADING INTERNATIONAL et DISTRIGAZ, et a donc permis à ces expéditeurs d'avoir accès à un point d'entrée sur la zone GRTgaz Sud.
  - l'élaboration des critères d'allocation des capacités a fait l'objet d'une large concertation avec les acteurs du marché et avec la CRE.
  - lors de cette consultation, il est apparu que des critères tels que des allocations en fonction du portefeuille des expéditeurs, en amont ou aval du terminal, constituaient des barrières pour les nouveaux entrants. De tels critères n'ont donc pas été retenus et le présent rapport ne donne pas d'élément permettant de juger que le contexte aurait radicalement évolué depuis juin 2007.
  - la STMFC observe également que des critères d'allocation basés sur un engagement des expéditeurs à respecter un certain taux de charge sont inapplicables.
    - o s'il s'agit de simples engagements, les circonstances permettront généralement aux expéditeurs de justifier leur défaillance
    - o si une pénalisation est introduite, la STMFC considère qu'elle ne pourra être raisonnablement justifiée.
  - la STMFC observe enfin que ce mécanisme n'est pas nécessaire aux fins poursuivies par les participants au groupe de travail.
  - pour toutes ces raisons, la STMFC conteste le bien fondé du mécanisme d'allocation des capacités de court terme pour servir à la fusion des zones nord et sud de GRTgaz.

#### **5.10.2 Commentaires sur la solution « Aménagements du fonctionnement du zonage Nord Sud »**

Pour l'ensemble des raisons exposées ci-après, la STMFC est défavorable à l'implémentation, dans la solution proposée, des éléments relatifs aux terminaux méthaniers.

La STMFC rappelle que l'imposition de nouvelles contraintes sur l'utilisation des terminaux de Fos rendra ce dernier moins attractif : les clients potentiels s'orienteront de préférence vers les terminaux dont les conditions d'accès ne risqueront pas d'être remises en cause pour les besoins d'autres opérateurs d'infrastructures, voire pour les besoins d'autres utilisateurs du réseau. Ces contraintes peuvent ainsi constituer un frein à l'investissement sur le terminal de Fos Cavaou, ce qui va à l'encontre des objectifs visés par le groupe de travail, en contrariant le développement de la capacité d'entrée dans la zone sud.

Dans le cadre de cette solution, la STMFC considère que l'introduction du principe d'allocation des capacités court terme au terminal de Fos Cavaou n'est pas justifiée et invite le lecteur à se reporter au point 5 des remarques formulées par la STMFC au paragraphe 5.10.1 pour toute précision.

Concernant les capacités restituables,

- la STMFC est défavorable à l'introduction d'une telle mesure pour les raisons rappelées au premier alinéa de ce paragraphe. La STMFC considère que si une telle mesure était introduite, elle devrait s'appliquer aux terminaux en projet en France, sous peine d'introduire une grave distorsion de concurrence avec les terminaux existants.

- enfin, la STMFC observe que la maille du terminal de Fos Cavaou n'est pas pertinente pour attester d'une congestion : des capacités restent disponibles sur le terminal de Fos Tonkin dont il convient de tenir compte.

## 5.11. Commentaires de TGPL

Comme indiqué dans le préambule, Total Gas & Power Limited (TGPL) qui a été un participant actif à ce groupe de travail, rappelle qu'il est en désaccord avec le diagnostic initial sur la nature et les causes de la situation en zone Sud ainsi qu'avec les solutions décrites dans ce rapport qui n'ont pas fait l'objet d'un consensus.

La solution proposée de fusion Nord-Sud via des contraintes de flux, aurait en effet pour résultat de pénaliser les offres aux clients et sert en premier lieu les intérêts particuliers d'un groupe limité d'expéditeurs. TGPL regrette l'ampleur des ressources mobilisées pour l'étude d'un projet qu'il considère non viable. TGPL considère certes que l'accès à la zone Sud doit être amélioré, mais qu'une amélioration à court terme doit se faire prioritairement via des aménagements incitatifs à une meilleure utilisation des capacités existantes.

### 5.11.1 Commentaires relatifs à l'exposé du problème :

#### 5.11.1.1 Commentaires généraux :

Pour répondre à la demande de quelques fournisseurs, le groupe de travail a participé à 14 réunions, dont 9 réunions plénières. TGPL considère que le temps passé sur ce sujet a empêché la communauté des expéditeurs ainsi que les gestionnaires de réseau et la CRE de travailler sur des solutions rapides permettant une meilleure utilisation de la liaison Nord Sud dès l'été 2009 et cela à des fins injustifiées et abusives.

D'autre part, TGPL n'est d'accord ni avec le diagnostic initial ni avec la manière dont le problème a été exposé.

Les fournisseurs signataires du « position paper » initial n'ont cessé de mettre en avant un handicap concurrentiel et un besoin **d'accès illimité** à la zone Sud pour des besoins **importants** de développements de portefeuille, or cet accès illimité **n'est pas réaliste** compte-tenu de la situation physique de la zone à laquelle **tous** les expéditeurs sont confrontés.

Le groupe de travail aurait pu se concentrer sur des propositions favorisant le développement du marché du gaz dans la zone Sud plutôt que sur la mise en place de contraintes sur l'utilisation des capacités d'accès à la zone Sud. La solution « marché » a été délibérément occultée lors de ce processus. Or, un marché en zone Sud existe aujourd'hui, marché sur lequel de nombreux acteurs sont actifs. Nous reprendrons ces points plus en détails dans la troisième partie de nos commentaires.

**La priorité des acteurs devrait être de garantir une bonne utilisation des capacités existantes Nord-Sud. Contraindre les flux pour effacer artificiellement la liaison Nord Sud, afin de satisfaire les hypothèses de développement très « ambitieuses » de certains fournisseurs, ne serait bénéfique ni pour le développement du marché ni pour les clients finals.**

Nous souhaitons maintenant revenir plus en détails sur certaines affirmations du rapport.

#### 5.11.1.2 Total, investisseur dans Fos Cavaou :

S'agissant des capacités d'accès à la zone Sud, TGPL, contractant d'une capacité à Fos Cavaou dans lequel Total est un investisseur privé, souligne que la mise en service du terminal de Fos Cavaou représente une augmentation de 70% des capacités d'entrée dans la zone Sud ; cette augmentation serait même supérieure sans la contrainte sur le réseau de transport. Cette augmentation soulagera la demande sur la liaison Nord Sud ce qui bénéficiera à l'ensemble des expéditeurs.

Par ailleurs la détention de capacités dans le terminal de Fos Cavaou, telle que présentée dans le paragraphe 2.2.4, est liée à des investissements volontaires réalisés dans le terminal dans un

contexte français déjà avancé en terme d'ouverture du marché gazier, et non pas à des historiques de portefeuilles de clients.

### 5.11.1.3 Les capacités Nord Sud :

TGPL conteste les besoins de capacités d'accès à la zone Sud tels que présentés dans le rapport : il n'y a pas de handicap concurrentiel pour les fournisseurs alternatifs du à l'accès aux capacités Nord-Sud. Les règles de réservation sont transparentes et non discriminatoires et les OSP conduites en 2008 ont conduit à une large redistribution de ces capacités en faveur des fournisseurs alternatifs. Les problèmes liés aux congestions physiques, à l'incertitude sur le prorata appliqué à la réservation affectent tous les expéditeurs.

Voici le détail de notre analyse du problème de l'accès à la zone Sud :

- Des besoins surévalués de la part des fournisseurs alternatifs :

La synthèse telle que présentée dans le rapport (paragraphe 2.2.4) évoque une limite dans les capacités Nord Sud actuellement disponibles qui affecterait principalement les fournisseurs alternatifs.

Or, une analyse présentée dans le cadre des travaux du groupe indique qu'avec des hypothèses de développement des nouveaux entrants « ambitieuses mais réalistes » la capacité nécessaire sur la liaison Nord Sud serait de 104 GWh à l'horizon 2011. Il a été précisé lors de la réunion du 27 mars 2009 (cf. Compte Rendu) que les fournisseurs nouveaux entrants ont actuellement réservé 150 GWh sur ce point lors des OSP ayant eu lieu au printemps 2008.

En conséquence, certains fournisseurs alternatifs ont pu revendre récemment ces capacités Nord Sud sur le marché secondaire ou via des swaps Nord-Sud à des prix équivalents à 3 fois le tarif : l'avantage concurrentiel est alors clairement en faveur des fournisseurs alternatifs vendeurs sur le marché secondaire

Enfin, lors des OSP de 2008 portant sur la liaison Nord-Sud, certaines sociétés ont pu bénéficier de règles avantageuses (sociétés liées par exemple).

Lors de ces OSP, chaque fournisseur ayant ou non un portefeuille de clients dans la zone « Grand Sud » s'est plié aux règles définies et a accepté de prendre le risque associé à ces règles.

- Un besoin de retour d'expérience complet et neutre

Les conclusions avancées par les fournisseurs alternatifs dans ce rapport ne font aucun cas de l'utilisation actuelle des capacités Nord Sud.

Nous considérons qu'il est nécessaire d'avoir un retour d'expérience sur l'utilisation actuelle de ces capacités par chaque fournisseur. Ceci permettrait d'aider d'éventuelles modifications des procédures opérationnelles et contractuelles relatives au fonctionnement de cette liaison.

Il convient aussi d'étudier l'activité d'échange de gaz au niveau du PEG Sud afin de savoir comment se comporte le marché dans cette zone.

- Une amélioration des conditions d'utilisation actuelles :

La congestion physique et contractuelle sur la liaison Nord-Sud est importante.

Une remise en question des procédures opérationnelles gérant le fonctionnement de la liaison Nord Sud serait nécessaire (nomination, disponibilité de la capacité interruptible, définition des règles d'interruption...), afin de les optimiser et d'améliorer l'usage de ces capacités.

Nous développerons certaines de ces solutions dans la troisième partie de nos commentaires relatifs à la solution « Aménagements du fonctionnement du zonage Nord Sud ».

**Une analyse complète, correcte et neutre de la situation en zone Sud est nécessaire afin d'identifier les améliorations pertinentes et efficaces. On éviterait ainsi la mise en place de mesures dont l'effet serait de rigidifier le système et décourager le marché.**

#### **5.11.2 Commentaires relatifs à la solution d'une fusion des zones :**

Au delà du désaccord sur l'analyse du problème, TGPL est actuellement opposé à une fusion des zones Nord Sud. Nous considérons que le réseau n'est pas et ne sera pas prêt dans les années à venir à supporter une telle fusion. La séparation des zones est le reflet des contraintes présentes sur le réseau.

**Les solutions envisagées pour permettre cette fusion aboutiraient à une dégradation du marché gazier français (économique, opérationnelle et de fonctionnement).**

##### **5.11.2.1 Obligation de flux au niveau des terminaux méthanier, notamment Fos Cavaou :**

TGPL s'oppose à cette solution qu'il considère sans fondement juridique, irréalisable et ayant à terme des effets négatifs (augmentation des prix et frein aux investissements).

###### **5.11.2.1.1 Aucun fondement juridique pour l'obligation de flux au niveau des terminaux de Fos :**

Tel qu'il a été discuté et convenu en réunion, **la proposition d'obliger les utilisateurs des terminaux à garantir un niveau d'utilisation (paragraphe 4.1.2), est juridiquement sans fondement.**

###### **5.11.2.1.2 Une mise en place opérationnelle impossible :**

Comme cela a été évoqué durant les réunions, les contrats d'approvisionnement GNL ainsi que les contrats d'accès aux terminaux ne permettent pas de répondre aux contraintes décrites. Il est simpliste et inexact de laisser penser que les contrats de fournitures de GNL pourraient aisément être amendés de manière à laisser l'option à l'acheteur sur le terminal de déchargement. Nous parlons en notre nom mais considérons que le problème serait le même pour tout fournisseur qui comme Total s'appuie ou s'appuierait sur des approvisionnements GNL tels qu'ils se négocient dans le monde libéralisé, ouvert et concurrentiel de ces dernières années, aucun fournisseur (pays producteur) n'étant en mesure de reconnaître la France comme un marché enclavé dépendant d'un flux constant en GNL tout en bénéficiant d'un prix d'achat plus bas que les marchés enclavés.

Les opérateurs des terminaux ont quant à eux formellement contesté la faisabilité d'une programmation coordonnée de l'ensemble des terminaux méthaniers, position à laquelle souscrit pleinement TGPL.

###### **5.11.2.1.3 Un frein potentiel aux investissements futurs :**

Total a investi volontairement dans le terminal de Fos Cavaou dans un environnement réglementaire ayant fait l'objet de négociations et d'un accord avec la CRE, notamment quant à l'accès de tiers à hauteur de 10% de la capacité du terminal. L'introduction de nouvelles contraintes réglementaires entraînerait inévitablement une réévaluation voire une remise en cause des projets d'investissements par les entreprises concernées ; il indiquerait par ailleurs que le cadre juridique applicable à tout investissement est susceptible d'être fondamentalement modifié de façon inopinée.

###### **5.11.2.1.4 Une conséquence directe sur les clients de la zone Sud : un signal de prix erroné :**

L'obligation minimale de flux au niveau des terminaux de Fos aurait pour conséquence directe de favoriser des flux vers l'Espagne et de dégrader la flexibilité d'approvisionnement GNL pour le

marché espagnol, sans que les consommateurs français en tirent un quelconque avantage, bien au contraire.

**Forcer du GNL dans la zone Sud aurait ainsi pour conséquence directe de faire augmenter le prix dans la zone au détriment des consommateurs finals.**

Le GNL est en règle générale plus cher que le gaz tuyau. L'arrivée massive de GNL à Fos contribuera donc à renchérir le prix moyen du gaz dans la zone Sud.

En revanche, ce prix moyen du gaz dans la zone Sud sera structurellement inférieur au prix moyen du gaz en Espagne approvisionnée majoritairement à partir de GNL. Très logiquement, les acteurs espagnols vont donc importer du gaz de France vers l'Espagne. Ceci sera d'autant plus facile que se développent des interconnexions.

Il est en effet facilement démontrable que les opérateurs espagnols chercheront à dérouter vers d'autres marchés internationaux plus valorisants les cargaisons de GNL initialement destinées à l'Espagne qui seront compensées par du gaz que l'on supposait nécessaire au Sud de la France.

D'autre part, on observera que dans le passé, et malgré les capacités de transport existantes dans le sens Sud-Nord et la possibilité de réduction des flux historiques existants, il a été très difficile de mettre en place des flux ou contre-flux dans le sens Espagne vers France, même quand théoriquement les conditions de marché étaient favorables (interruption du flux côté espagnol, décret royal interdisant l'exportation de gaz en hiver, absence de réel marché spot, Centro de Gravidad non représentatif d'une vraie zone d'équilibrage).

Enfin s'agissant d'une éventuelle rémunération de ces engagements ou contraintes de flux GNL à Fos, TGPL précise que la seule rémunération acceptable serait d'être compensé au prix marginal GNL, alors que l'on sait fort bien que la résolution de la contrainte par l'ensemble des possibilités des différents marchés et réseaux apportera des solutions à un prix plus économique.

**En résumé, TGPL confirme son refus des engagements de flux minimum aux niveaux des terminaux méthaniers, que ce soit en échange ou pas d'une quelconque rémunération. Il considère que la conséquence directe serait une augmentation des prix en France au détriment des clients finals.**

#### **5.11.2.2 Mécanisme de marche d'équilibrage géographique :**

Les principes de ce mécanisme ont fait l'objet de débats laborieux et il n'a pas été prouvé qu'un tel mécanisme était techniquement viable. Les volumes mis en jeu quotidiennement sont beaucoup trop importants pour que l'on puisse assurer la faisabilité du point de vue des expéditeurs « stockages ».

D'autre part, GRTgaz devenant par ce mécanisme un acteur captif, la viabilité économique semble être elle aussi fortement compromise.

Enfin, l'application d'un tel mécanisme au niveau des stockages inciterait les acteurs à effectuer leur remplissage en partie par rapport aux actions de GRTgaz au détriment des Obligations de Service Public et d'une gestion prudente et raisonnable.

**TGPL considère que les mécanismes proposés visant la fusion des zones Nord Sud sans investissement constitueraient une dégradation des conditions économiques pour les clients finals, introduiraient une rigidité contraire à l'ouverture du marché et constitueraient un frein aux investissements futurs. Ces mécanismes ne sont pas viables techniquement ni économiquement et porteront préjudice au marché gazier français.**

### **5.11.3 Commentaires relatifs à la solution « Aménagements du fonctionnement du zonage Nord Sud »**

#### **5.11.3.1 Aménagement des règles d'allocation des capacités Nord Sud :**

Une analyse présentée dans le cadre du groupe indique qu'avec des hypothèses de développement des nouveaux entrants « ambitieuses mais réalistes » la capacité nécessaire sur la liaison Nord Sud serait de 104 GWh. Or (cf. Compte Rendu de la réunion du 27 mars 2009), les fournisseurs nouveaux entrants ont actuellement réservé 150 GWh via les dernières OSP.

Il a été répété plusieurs fois lors des réunions plénières que les fournisseurs souhaitent être traités sur « un pied d'égalité concernant l'accès au réseau à la fois en terme de capacité et de prix ». TGPL considère que pour répondre à de tels besoins, la meilleure solution de vente de capacité reste les OSP telles qu'elles ont eu lieu l'an passé. Les règles avaient été légèrement modifiées suite à l'OSP (sociétés liées, séparation ferme / interruptible) et ces règles nous semblent aujourd'hui tout à fait adaptées. Rappelons que lors de ce processus les capacités ont été largement redistribuées au profit des nouveaux entrants.

Il est possible par ailleurs d'échanger ces capacités sur le marché secondaire.

Toute solution tentant de compliquer le processus de vente aura pour conséquence de dissuader de nouveaux expéditeurs.

Un système administré de capacité est contraire à la libéralisation du marché. Une fois de plus, la solution avancée tend à rigidifier le système et va à l'encontre de l'ouverture des marchés.

#### **5.11.3.2 Capacités restituables au terminal de Fos Cavaou :**

TGPL rappelle que ce sujet a déjà été traité en de multiples occasions, notamment dans le cadre du groupe de travail Lewiner sur « La régulation des terminaux méthaniers en France » et dans le cadre des « Consultations publiques sur les principes de régulation des terminaux méthaniers » de 2007 et 2008.

TGPL rappelle par ailleurs que le contrat d'accès au terminal de Fos Cavaou comporte déjà des dispositions relatives à l'UIOLI et considère en conséquence que ce sujet n'est plus à l'ordre du jour.

#### **5.11.3.3 Autres mécanismes d'optimisation court terme :**

##### **5.11.3.3.1 La solution « marché » :**

Il est surprenant de voir que dans un rapport visant à améliorer l'ouverture du marché en zone Sud, la solution « marché » est complètement occultée.

En effet, le rapport semble totalement ignorer l'existence actuelle d'un marché en zone Sud. L'existence de la bourse du gaz opérée par Powernext est vaguement évoquée. Nous tenons à rappeler qu'il existe par ailleurs des brokers grâce auxquels de nombreux volumes sont échangés sur des maturités plus « long terme » (trimestres, saisons, années) sur le PEG Sud. De plus, depuis la mise en place de la nouvelle structure de réseau, l'activité au niveau du PEG Sud a nettement augmenté au cours de ces derniers mois ; de nombreux swaps ont été effectués entre la zone Sud et la zone Nord.

D'autre part, TGPL souligne que certains « des 6 fournisseurs alternatifs » se plaignant des difficultés d'accès à la zone Sud ne sont actuellement même pas inscrits sur la bourse Powernext et totalement inactifs sur le marché au PEG Sud.

TGPL considère qu'une solution « marché » reste encore aujourd'hui une des meilleures solutions à envisager.

### 5.11.3.3.2 Autres mécanismes d'optimisation :

TGPL regrette qu'une place si réduite soit accordée aux mécanismes d'optimisation des capacités existantes qui nous semblent être aujourd'hui les priorités à régler.

Nous avons étudié une solution qui permettrait rapidement une meilleure utilisation de la capacité Nord Sud.

- une solution possible « la fourniture d'urgence » :

TGP considère qu'actuellement, un des dysfonctionnements de la liaison Nord Sud est lié à un manque de fluidité physique au sein de la nouvelle zone Nord. Bien que les anciennes zones constituant la nouvelle zone Nord aient été fusionnées, il subsiste des congestions internes Est-Ouest qui empêchent les conditions d'utilisations des capacités d'entrée (Taisnières, Dunkerque, Obergailbach, Montoir) d'être neutres vis-à-vis de la possibilité de descente du gaz dans le Sud. GRTgaz mentionne des congestions dans son plan long terme et prévoit un minimum d'investissements de 270 M€ pour les régler et un maximum de 1700 M€ pour la mise en œuvre de l'OS Taisnières et d'un terminal méthanier (type Dunkerque) en zone Nord.

Cette situation globalement positive pour la zone Nord, peut en revanche avoir des conséquences négatives sur la zone Sud en limitant les possibilités de transit vers le Sud que la diversité des accès antérieurs autorisait.

Ce problème devrait être résolu, à moyen/long terme, par la réalisation du plan d'investissement de GRTgaz à l'intérieur de la zone Nord qui rendrait fermes des capacités Nord Sud, interruptibles aujourd'hui.

En attendant, dès l'été 2009 il est possible de mettre en place des mécanismes qui réduiraient ce type d'inconvénients pour les 1<sup>ères</sup> années.

Le cas particulier des flux à Obergailbach illustre bien ce problème, qui peut aussi apparaître à d'autres points. Le sens courant des différentiels de prix du gaz entre l'Allemagne et la zone Sud de la France devrait naturellement conduire un opérateur à acheminer du gaz depuis l'Allemagne vers la zone Sud. Or, dans le cas où le prix de l'Allemagne est supérieur à celui de la zone Nord, l'absence de capacités fermes Nord-Sud et l'interruption des capacités interruptibles limitent la possibilité de transit vers le Sud et conduit un opérateur à ne pas pouvoir mettre en œuvre un transport qui serait techniquement réalisable. Cette situation contribue au manque de gaz dans le Sud souvent dénoncé.

Si nous prenons un exemple pratique où les prix Spot Allemands sont au dessus de la zone Nord (Cas d'une crise Russie/Ukraine ou cas plus fréquent de contraintes à Emden) :

Day Ahead PEG Nord: 15 €/MWh, Allemagne: 16 €/MWh.

Les flux à Obergailbach diminuent donc au point de déclencher l'interruption des capacités Nord => Sud.

Il devient donc nécessaire de soutirer du gaz des stockages excessivement dans le Sud. Cela fait diminuer la sécurité de fourniture de la zone Sud, et fait monter les prix dans le Sud vers le niveau de soutirage marginaux, disons par exemple 18€/MWh.

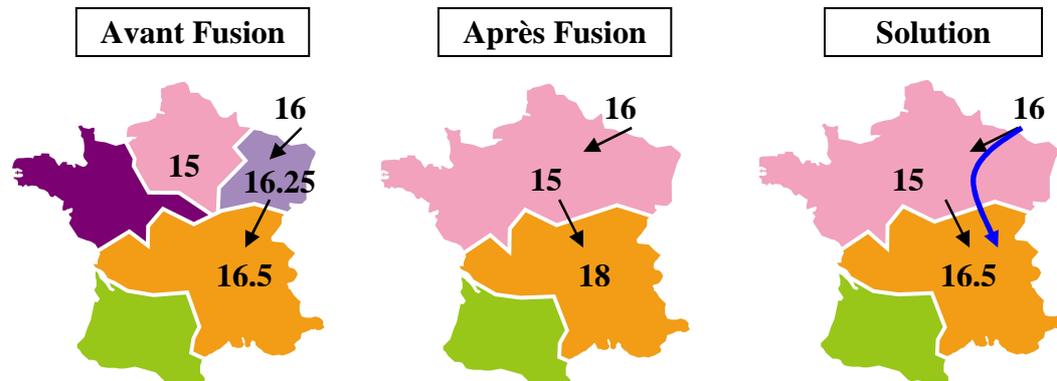
Il n'y a aujourd'hui, dans cette situation, pas de solution pour un expéditeur pour amener du gaz depuis l'Allemagne vers le Sud. (La situation serait la même depuis Montoir).

Avant la fusion Nord/Est/Ouest, la solution serait apparue par le marché: une demande serait apparue au PEG Est pour attirer du gaz, jusqu'à ce que le prix au PEG Est augmente au dessus de l'Allemagne, disons à 16.25€/MWh. Le gaz aurait donc pu arriver dans la zone Sud à un coût marginal, par exemple 16.50€/MWh.

La situation actuelle empêche un approvisionnement correct du Sud, mais la cause est un problème interne à la Zone Nord et non un manque de capacité dans le Sud.

Il est indispensable d'un point de vue économique mais aussi d'un point de vue sécurité d'approvisionnement de trouver des solutions permettant, en cas d'interruptions Nord/Sud dues à des flux d'importation trop bas à des points spécifiques (Obergailbach et Montoir essentiellement), de

permettre aux expéditeurs à ces points de transporter le gaz additionnel directement vers la zone Sud, puisque cela est physiquement possible.



Rappelons que les marchés qui ont réussi à créer des zones uniques ne se sont pas limités à des investissements en surcapacités pour résoudre tous les problèmes ponctuels et locaux qui peuvent subsister. Des mécanismes pour les résoudre sont nécessaires et existent. Citons le cas anglais, qui fonctionne et qui a recours au marché par des achats/ventes de gaz et/ou de capacités. Cela implique également des répartitions des coûts générés (*smearing charges*).

Nous comprenons que les mécanismes imposant des choix subjectifs de l'opérateur de réseaux, qui influenceront les prix d'équilibre et qui nécessitent la répartition de ces coûts sur les utilisateurs, n'ont pas la faveur de la CRE ni celle de GRTgaz. Il faut donc trouver des mécanismes d'allocation prioritaire sans coût.

Une solution simple à court et moyen terme, sans coût additionnel ni pour GRTgaz, ni pour les clients, ni pour les expéditeurs, est de créer une notion de « fourniture de secours », où GRTgaz, en cas d'interruption, peut nommer le point « coupable », et permettre aux expéditeurs augmentant leur flux à ce point de voir leurs flux Nord/Sud rendus fermes dans les mêmes volumes.

GRTgaz pourrait ainsi sur un pas de temps court terme (Within day ou bien Day Ahead), après avoir identifié le besoin de flux supplémentaire nécessaire au point « coupable », lancer un appel au marché (appel d'offre). Cet appel pourrait être effectué soit dans la matinée soit dans l'après midi si une meilleure visibilité est nécessaire (après l'envoi des nominations de 14h00).

Les participants acceptant d'acheminer plus de gaz via le point « coupable » se verraient alors offrir une transformation de leur capacité Nord Sud interruptible en de la capacité Nord Sud ferme. Ceci pourrait être effectué sur 100% des flux supplémentaires ou bien sur un pourcentage plus faible (par exemple : pour 1 GWh de flux supplémentaire à Obergailbach, l'expéditeur voit se raffermir 0.8 GWh de capacité Nord Sud), cela à la discrétion de GRTgaz en fonction des réalités physiques.

Dans le cadre de cette « fourniture de secours », chaque expéditeur pourrait ainsi obtenir, à la demande de GRTgaz, un flux ferme entre le point « coupable » et la zone Sud, dans la limite du minimum entre ses capacités d'entrée à ce point et ses capacités de transport Nord Sud.

Une telle solution n'entraînerait aucun surcoût supplémentaire pour GRTgaz et pourrait être effectuée rapidement via un envoi d'email.

Il existe d'autres améliorations qui permettraient de mieux utiliser la capacité Nord Sud et chacune d'entre elles pourrait être étudiées de manière prioritaire :

- une meilleure utilisation de l'UIOLI
- révision par GRTgaz des coefficients de réduction de manière plus active

**TGP est prêt à aider GRTgaz à réfléchir à un tel mécanisme afin de pouvoir le mettre en place dès que possible. Nous considérons que toute solution pouvant amener à une meilleure**

**utilisation des capacités Nord Sud doit être étudiée en priorité et mise en place dès que possible.**

#### **5.11.4 Conclusion :**

TGPL est en désaccord avec le diagnostic initial sur la nature et les causes de la situation en zone Sud ainsi qu'avec les solutions décrites dans ce rapport qui ne font pas l'objet d'un consensus.

Les solutions proposées auraient pour résultat de rigidifier le système et de pénaliser les offres aux clients. Nous considérons d'autre part que de telles solutions ne servent que les intérêts particuliers d'un groupe limité d'expéditeurs.

TGPL regrette l'ampleur des ressources mobilisées pour l'étude d'un projet qu'il considère non viable. TGPL considère que l'accès à la zone Sud doit être amélioré mais que cette amélioration à court terme doit se faire prioritairement via des aménagements opérationnels qui assureront la meilleure utilisation des capacités existantes.

## **5.12. Commentaires d'UNIDEN et de RHODIA**

### **5.12.1 SOLUTION 1. « Fusion des zones Nord-Sud » :**

Le Groupe des consommateurs finals s'associe à la prise de Position des Fournisseurs alternatifs du 17 octobre 2008 quant à la nécessité de la fusion des zones Nord-Sud dans les meilleurs délais et partagent les effets positifs attendus.

Le Groupe des Consommateurs finals estime que seule la première solution consistant en la fusion des zones Nord Sud permet d'atteindre entièrement les objectifs de développement de la concurrence en zone Sud.

Cette fusion pourrait être assurée par des engagements de flux de la part des acteurs opérant sur les terminaux de Fos, selon un mécanisme qui reste à définir.

Ces engagements devraient être revus périodiquement et non figés une fois pour toute pour tenir compte des évolutions du réseau et de la mise en service de nouveaux points d'entrée.

### **5.12.2 SOLUTION 2. « Aménagements des zones Nord – Sud »**

Si la fusion des zones Nord-Sud ne pouvait être réalisée rapidement, la solution « Aménagements des zones Nord-Sud » ne devrait constituer qu'une solution transitoire dans l'attente de l'atteinte de la fusion des zones.

Position UNIDEN-Rhodia sur l'aménagement des règles d'allocation des capacités Nord-Sud : le Groupe des Consommateurs industriels est favorable à un système d'Allocation des capacités Nord-Sud de type administré en fonction du portefeuille clients (comme c'est déjà le cas pour les droits à stockage) mais souhaite apporter certains commentaires sur la mise en place du dispositif.

Dans un contexte de pénurie avérée, un dimensionnement « juste » de l'Allocation est essentiel. Il est important que ces capacités soient accordées en priorité pour satisfaire les besoins moyens annuels (CAR) du portefeuille Grand Sud de chaque fournisseur. Si le dimensionnement de l'allocation des capacités de liaison Nord-Sud devaient se faire selon les besoins de débit maximaux ou en se référant aux débits pour les stockages, cela aurait sans doute pour résultante de déplacer l'allocation des capacités de liaisons Nord-Sud en faveur de certains portefeuilles clients ayant de très gros besoins de modulation (par exemple CCG) et en asséchant tous les autres expéditeurs ayant des portefeuilles plus équilibrés avec des profils industriels. Ce schéma pourrait alors conduire à l'effet contraire souhaité et priver encore davantage certains clients finals de toute concurrence. Les capacités de liaison Nord-Sud ne peuvent être considérées comme des outils de modulation ou de Pointe.

Aussi, si la Solution 2 devait être mise de l'avant même temporairement, les mécanismes et nouvelles règles d'Allocation devraient faire l'objet d'une étude approfondie afin de ne pas pénaliser les Offres aux clients industriels.

Le groupe des Consommateurs est totalement opposé à un système d'Allocation aux enchères qui, dans un système contraint de capacités d'entrée au Sud, pousse nécessairement les prix à la hausse et conduirait nécessairement à un surcoût pour les clients finals.

## **Fusion au plus tôt des zones d'équilibrage transport Nord et Sud du réseau GRTgaz**

La constitution en France d'un marché efficace du gaz naturel nécessite, à terme, une fusion de l'ensemble des zones de transport en France (zone B et zone TIGF comprises). Une telle fusion permettrait de créer un marché unique de 540 TWh, comparable au NBP. Elle permettrait en outre d'unifier les marchés régionaux South et North North-West identifiés par l'ERGEG dans sa « feuille de route vers un marché gazier unique en Europe ». La fusion des zones contribuerait ainsi à l'intégration européenne mais également à favoriser les investissements nécessaires à la sécurité d'approvisionnement (terminaux méthaniers, capacités d'importation, CCG) du marché français.

Ce document décrit des pistes de réflexion sur des solutions conduisant à la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz, étape d'importance dans la constitution d'un grand marché français.

### **1. La fusion des zones de GRTgaz Nord et Sud est nécessaire dans les meilleurs délais**

#### **1.1. Les effets négatifs engendrés par la liaison Nord-Sud :**

##### **1.1.1 La valeur du gaz dans la zone Sud n'est pas connue**

La liquidité du marché de gros est très faible au PEG Sud. A titre d'illustration, le projet de bourse Powernext n'y prévoit pas de cotations au delà de J+1. Les fournisseurs connaissent aujourd'hui le coût d'accès à la zone Sud depuis la zone Nord (à minima le coût de la liaison Nord vers Sud) ainsi que le surcoût logistique lié à la plus faible consommation unitaire des consommateurs finaux, mais la véritable valeur du gaz dans cette zone peut difficilement être appréhendée (marché de gros quasi inexistant et limité au spot, congestion contractuelle transport Nord vers Sud).

##### **1.1.2 Un frein au développement de la concurrence dans la zone Sud**

Pour plusieurs raisons, on constate une situation concurrentielle difficile pour les fournisseurs alternatifs pour lesquels les accès directs à la zone Sud sont difficiles et limités:

- capacités Fos Tonkin en pratique inaccessibles compte tenu de la forte restriction sur la taille des navires,
- réservation long terme par les acteurs historiques de 90% des capacités de regazéification à Fos Cavaou,
- règle d'allocation des capacités Nord vers Sud : bien que celle-ci ait permis à tous les fournisseurs qui le souhaitent d'accéder à la zone Sud le mécanisme des OSP se traduit par une fragmentation de l'attribution des capacités (droit à capacité identique pour chacun des 50 expéditeurs)<sup>16</sup> et donc par une forte limitation pour un expéditeur donné. Il est à noter que ce mécanisme d'attribution engendre des risques importants pour l'ensemble des expéditeurs :
  - celui qui se limiterait à demander strictement son besoin encourt le risque d'être très fortement réduit,
  - celui qui demande plus que son besoin encourt le risque d'obtenir trop de capacité par rapport à ses besoins réels. Par ailleurs, la surréservation engendrée par cette situation amplifie le phénomène de congestion contractuelle,

<sup>16</sup> Les taux élevés de réduction [1/4 à 1/7] constatés lors des OSP traduisent bien cette difficulté d'accès

- capacités Tif vers Sud limitées ; capacités Espagne vers TIGF également limitées ou précaires (interruptibles).
- absence de programmes de gas release : les programmes de gas release qui avaient permis à des fournisseurs alternatifs de prendre position sur ce marché n'ont pas été reconduits (refus par les fournisseurs historiques malgré la recommandation de la CRE à ce sujet).
- des dispositifs de type Use It or Loose It ne permettent pas de lever ce type de difficultés compte tenu de leur caractère précaire et court terme.

Si pour les fournisseurs alternatifs cette limitation d'accès direct entraîne un surcoût d'accès à cette zone, elle les empêche surtout de structurer leur portefeuille d'approvisionnement pour satisfaire leurs besoins de façon compétitive et avec des risques physiques limités. Les surcoûts et les risques peuvent d'ailleurs devenir substantiels pour les fournisseurs qui souhaitent approvisionner des cycles combinés gaz dans cette zone. Le système actuel incite de fait les CCG à se développer au Nord de la France alors que le Sud-Est de la France manque de capacités de production électriques.

Ainsi, dans le contexte actuel de la topologie contractuelle du réseau de transport et des capacités réservées dans les terminaux méthaniers de Fos, les fournisseurs alternatifs ne peuvent pas, sauf de façon très marginale, concurrencer dans le Sud les acteurs historiques. Cette situation est d'ailleurs illustrée dans les statistiques de l'Observatoire des marchés gaz de la CRE, qui met en évidence un taux de pénétration (en volume) des fournisseurs alternatifs nettement inférieur à celui de la zone Nord<sup>17</sup>. Ce niveau de concurrence traduit bien leurs difficultés extrêmes d'accès à cette zone.

## **1.2. Les effets positifs attendus de la fusion des zones Nord – Sud**

### **1.2.1 Une réponse aux points cités précédemment**

Développement de la concurrence dans la zone Sud : le bénéfice pour le client final qui a été mentionné par la CRE (*permettre aux consommateurs d'accéder à des offres plus nombreuses et variées*) dans sa délibération concernant la création de la grande zone Nord sera alors également applicable aux clients de la zone Sud. En effet, la fusion des zones Nord et Sud se traduirait par un accès moins restreint de l'ensemble des fournisseurs de gaz naturel au marché final du Sud, offrant aux clients de cette zone un niveau de concurrence équivalent à celui du reste de la France<sup>18</sup>.

Manque de liquidité sur les marchés de gros : après la fusion des zones Nord, Ouest et Est qui va constituer une étape significative vers la constitution d'un marché de gros, la fusion des zones Nord et Sud constituerait une étape déterminante vers un marché France.

En effet, elle constituerait un élément important pour l'accroissement de la liquidité sur le marché de gros, accélérant de ce fait l'ouverture des marchés du gaz, le développement de la concurrence, et l'émergence d'une référence de prix de marché du gaz.

### **1.2.2 Un facteur de sécurisation des approvisionnements de la France**

Il convient de noter que l'existence d'une référence liquide du prix du gaz est un facteur de sécurisation des approvisionnements gaz France. Elle assure en effet à tout fournisseur prenant des engagements long terme de s'assurer de pouvoir ajuster ses besoins sur le marché. Elle renforce par ailleurs l'attractivité du marché pour certains producteurs et pour les promoteurs de projets d'infrastructures. Le développement du marché de gros va dans le sens du développement d'un environnement favorable aux investissements et à la sécurité d'approvisionnement.

<sup>17</sup> [8%] pour la zone Sud, et [2] % pour la zone TIGF, contre [16] % pour la zone Nord – source Enquête CRE 1<sup>er</sup> trimestre 2008.

<sup>18</sup> Les zones Nord B et TIGF constituent également des territoires protégés, qu'il conviendra d'intégrer à l'ensemble français dès que possible.

### **1.2.3 Un signe allant dans le sens de l'intégration européenne (développement de la fusion de toutes les zones en France, harmonisation entre GRT)**

Le marché français ainsi constitué permettrait d'améliorer fortement l'intégration des marchés régionaux South et North North-West identifiés par l'ERGEG dans sa « feuille de route vers un marché gazier unique en Europe ».

## **2. Comment réaliser cette fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz ?**

Deux types de solutions, non exclusives l'une de l'autre, semblent possibles pour parvenir à cette fusion :

- des investissements significatifs sur le réseau de transport,
- des aménagements réglementaires et contractuels basés notamment sur des contraintes sur les flux imposés sur certains points d'entrée, et sur un mécanisme d'ajustement par appel au marché

### **2.1. Investissements significatifs sur le réseau de transport**

Cette solution est présentée dans le document GRTgaz relatif à « l'Etude prospective sur le développement du réseau de transport 2008/2017 ». Elle se caractérise principalement par la pose de plus de 1 000 km de canalisations grand transport, le renforcement de 8 stations de compression, tout cela représentant un investissement total de l'ordre de 2 400 M€ et un délai de réalisation d'au moins 6 ans. En particulier pour rendre ferme la capacité actuelle de liaison interruptible du Nord vers le Sud (200 GWh/J), 1 600 M€ d'investissements seraient nécessaires.

Si une telle décision d'investissement était prise, la fusion des zones interviendrait au mieux à horizon 2015/2016. Compte tenu des délais importants de la solution « investissements » et des montants en jeu (on suppose d'ailleurs que leur réalisation ne poserait aucun problème d'acceptabilité environnementale, ce qui reste à vérifier), d'autres solutions doivent être étudiées rapidement. Deux leviers sont présentés ci-après.

### **2.2. Aménagements réglementaires et contractuels**

La séparation des rôles entre expéditeurs et GRT diminue la vision qu'ont les GRT des flux sur leur réseau. La multiplication du nombre de projets de points d'entrée (terminaux GNL, open season avec l'Espagne, open season avec la Belgique, ...) diminuera encore plus la vision long terme des GRT sur le dimensionnement de leur réseau. Cette situation peut potentiellement les inciter à sur dimensionner le réseau de manière à ce qu'ils puissent rester équilibré quel que soit le scénario de flux. Afin de donner une meilleure visibilité aux GRT et ainsi éviter des investissements inutiles, nous proposons une approche différente qui consiste à donner aux GRT des outils leur permettant d'inciter les flux à s'orienter dans une certaine direction en fonction de leurs besoins physiques d'équilibrage long terme du réseau.

A titre d'exemple préliminaire, on peut constater que les incertitudes sur les flux d'émission au terminal de Montoir amènent GRTgaz à commercialiser 200 GWh/j de la capacité Nord → Sud de manière interruptible. Si GRTgaz avait à sa disposition des outils lui permettant d'avoir une meilleure visibilité sur les flux au niveau du terminal, on peut penser qu'une partie de cette capacité pourrait devenir ferme. De tels outils permettraient de réduire, voir d'annuler les 1 600 M€ d'investissements envisagés par GRTgaz<sup>19</sup>.

Nous proposons ainsi qu'un certain nombre d'outils soit mis en place :

- contraintes de flux à certains points d'entrée
- incitation aux flux à certains points dans le cadre d'un appel au marché

---

<sup>19</sup> Pour rendre ferme la capacité interruptible actuelle Nord vers Sud (200 GWh/j), GRTgaz a estimé qu'un investissement de 1600 Meuros était nécessaire

### **2.2.1 Contraintes de flux sur certains points d'entrée**

L'existence d'une liaison à capacités limitées vers la zone Sud est aujourd'hui rendue nécessaire pour que GRTgaz soit en mesure d'équilibrer son réseau dans certaines configurations de flux. La mise en place du terminal GNL de Fos Cavaou devrait permettre d'améliorer la situation. Toutefois, GRTgaz ne peut pas accroître les capacités fermes Nord → Sud qu'il peut mettre à disposition des expéditeurs car l'existence du terminal ne l'assure pas de l'existence de flux de gaz à ce point.

Comme nous l'avons vu précédemment, l'existence de flux à Montoir est également une des conditions nécessaires à l'augmentation des capacités disponibles entre les zones Nord et Sud.

Or, la réception de quantités de GNL suffisantes dans les terminaux de Fos sur Mer et de Montoir, combinée aux capacités par gazoduc Nord vers Sud assurerait les besoins de la zone Sud. La question est alors de déterminer comment garantir des flux de gaz minimaux dans les terminaux de Fos<sup>20</sup> et de Montoir.

Nous constatons que les capacités dans les terminaux de Fos et de Montoir sont détenues majoritairement par des fournisseurs historiques. Ces derniers, qui détiennent des parts de marché importantes dans la zone Sud, peuvent donc contrôler, en décidant d'amener ou non du gaz à ces terminaux, le niveau de capacité disponibles sur la liaison Nord → Sud et donc le niveau de concurrence ou de prix sur le marché de gros.

Nous proposons donc que les expéditeurs qui détiennent plus de XX% (à définir) des capacités de regazéification dans ces terminaux s'engagent à y amener, a minima selon les besoins exprimés par les GRT, les cargaisons de GNL suffisantes. Si ces expéditeurs ne souhaitent pas s'engager, ces capacités devraient être proposées à d'autres acteurs du marché qui s'engageraient eux à amener les cargaisons nécessaires.

L'engagement sur ces flux pouvant constituer une contrainte, il conviendrait d'envisager une rémunération des expéditeurs pour le service qu'ils s'engagent à fournir à la collectivité (notamment éviter des investissements). Ces services sont à apprécier au regard de la contrainte effective de l'expéditeur eu égard notamment à ses engagements contractuels, ses Obligations de Service Public en France, ses obligations d'approvisionnements liées à la desserte de son portefeuille de clients.

### **2.2.2 Incitation aux flux à certains points du réseau dans le cadre d'un appel au marché**

Nous proposons également la mise en place d'un marché où les GRT seraient en mesure de lancer des appels d'offre à court terme (horizons de temps à définir) leur permettant de réduire/augmenter des flux sur des points d'entrée identifiés du réseau de transport (terminaux méthaniers, interconnexions avec d'autres réseaux).

La finalité de ce mécanisme serait de doter les GRT d'outils leur permettant de réduire/augmenter des flux sur des points d'entrée identifiés du réseau de transport (terminaux méthaniers, interconnexions avec d'autres réseaux de transport, stockages, grands sites industriels), et ce pour faire face à des configurations de réseau particulières ou à des défaillances/force majeure concernant un flux d'entrée contraint.

Ainsi, par un appel au marché sur des points physiques bien identifiés, le GRT disposerait d'un outil lui permettant d'influer sur les flux dans des situations particulières et donc de les gérer. Ces appels au marché ne seraient pas nécessairement permanents mais si besoin, les expéditeurs disposant de la capacité en ce point d'entrée auraient l'obligation de proposer les volumes dont ils disposent. Les expéditeurs seraient sélectionnés sur la base de leurs offres de prix.

---

<sup>20</sup> Comme nous ne disposons pas des informations nécessaires aux études de réseaux, il est possible que des garanties de flux sur d'autres points d'entrée soient aussi nécessaires. Cela devra faire l'objet d'une étude de réseau.

### 2.3. Démarche proposée

Création, dans le cadre de la concertation transport, d'un groupe de travail « Fusion des zones Nord et Sud ».

Nous proposons que la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud soit étudiée dès les semaines à venir avec les différents acteurs de marché dans le cadre de la concertation transport décidée par la CRE<sup>21</sup> et dont le premier comité plénier doit se réunir prochainement.

Un groupe de travail « Fusion des zones Nord-Sud » pourrait être mis en œuvre et déclaré chantier prioritaire. La lettre de mission de ce GT fixerait un calendrier visant à faire une proposition à la CRE en vue d'une délibération dans les meilleurs délais, la fusion des zones devant idéalement intervenir au 1<sup>er</sup> janvier 2011<sup>22</sup>.

Ce souhait de mise en place au plus tôt suppose de **travailler prioritairement sur des aménagements réglementaires et contractuels qui sont les seuls moyens de parvenir à une mise en place prochaine** ; toutefois cela ne doit pas empêcher de travailler également sur les renforcements du cœur de réseau lesquels pourraient prendre le relais, au moins partiellement et à des échéances à déterminer, des aménagements réglementaires et contractuels dans la mesure où ils s'avèreraient la meilleure solution technico-économique pour la collectivité.

Par ailleurs il ne nous semble pas qu'une Open Season pour de nouvelles capacités Nord vers Sud puisse être organisée sans qu'une vraie réflexion de fond ait abouti sur le sujet. En effet, si les zones Nord et Sud sont fusionnées par le biais de solutions contractuelles et réglementaires, de nouvelles capacités de liaison entre le Nord et le Sud deviennent sans objet, et par conséquent l'Open Season pour ces capacités devient également sans objet. A contrario, l'engagement long terme de stakeholders pour de telles capacités figerait le zonage sur le long terme et empêcherait la fusion souhaitée.

---

<sup>21</sup> Délibération CRE du 18 septembre 2008 relative à la création d'une instance de concertation sur les règles d'acheminement par les réseaux de transport gaz.

<sup>22</sup> Nous avons compris des déclarations de la CRE concernant la tarification transport gaz en vigueur à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2009, qu'une telle évolution est possible à l'intérieur de la durée de validité des tarifs GRTgaz (4 ans à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009).

## Annexe 2 : Bilans en volume et en débit des zones GRTgaz Sud et TIGF

### 1. Bilans en volume par zone à l'horizon 2011

#### 1.1 Hypothèses prises en compte pour l'élaboration des bilans

Le périmètre retenu pour l'établissement des bilans en volume est celui des zones GRTgaz Sud et TIGF. Il s'agit donc d'un bilan Sud global.

##### 1.1.1 Consommations 2011

Consommation [TWh]	Hiver moyen	Hiver chaud	Hiver froid	Été moyen	Été chaud	Été froid
<b>GRTgaz Sud</b>	<b>97.6</b>	<b>91.0</b>	<b>104.2</b>	<b>61.5</b>	<b>60.0</b>	<b>62.9</b>
<b>TIGF</b>	<b>26.6</b>	<b>23.3</b>	<b>29.9</b>	<b>13.9</b>	<b>13.6</b>	<b>14.2</b>

##### 1.1.2 Capacités

Données d'entrée	
<b>Capacités stockages</b>	<b>[TWh]</b>
Serene Sud	<b>26</b>
Saline	<b>10.275</b>
TIGF	<b>29.93</b>
<i>Total</i>	<i>66.205</i>
<b>Autres capacités</b>	<b>[GWh/j]</b>
Capacités fermes N > S	<b>230</b>
Capacités interruptibles N > S	<b>220</b>
transport GNL Fos	<b>400</b>
	<b>Hiver</b> <b>Été</b>
Sortie Espagne	100                      110
Capacité Entrée Espagne ferme	35                      59
Capacité Entrée Espagne interruptible	40                      40
Production Lacq	34
Sortie Jura	50

##### 1.1.3 Utilisation des capacités

Utilisation des capacités [%]	Hiver moyen	Hiver chaud	Hiver froid	Été
Capa fermes N > S	100%	100%	100%	72%
Capa interruptibles N > S	50%	50%	50%	50%
Emission Fos	100%	100%	100%	89%
Sortie Jura	15%	15%	15%	13%
Production	100%	100%	100%	95%

Les flux entre la France et l'Espagne sont des paramètres avec lesquels des études de sensibilité sont réalisées.

Les capacités fermes Nord vers Sud sont supposées disponibles à 100% en hiver. En été, le taux d'utilisation retenu correspond à la part de capacité disponible à l'été 2009 en raison des restrictions dues au programme de maintenance de GRTgaz. On suppose que ces restrictions seront les mêmes en 2011.

La capacité interruptible Nord vers Sud est supposée disponible à 50%, ce qui est une hypothèse très optimiste, cette capacité étant réduite en premier lieu en été en cas des maintenances et étant notamment sujette en hiver aux aléas climatiques. La sensibilité des résultats à ce taux moyen de

disponibilité est de 0,8 TWh/an par %, ainsi un taux moyen de disponibilité égal à 30% au lieu de 50% dégrade tous les bilans Grand Sud de 16 TWh/an.

Pour la capacité d'entrée à Fos, le même raisonnement que pour la capacité Nord vers Sud est appliqué (avec rajout de la maintenance du terminal en été – 4 jours d'arrêt).

Le taux d'utilisation des capacités de sortie Jura a été calculé sur la base des quantités importées par Gaznat en Suisse depuis la France (source rapport annuel Gaznat – ces quantités ont été considérées comme stables à l'horizon 2011).

La production actuelle de Lacq et supposée maintenue aux horizons 2011 et 2013. Le taux de production de Lacq est de 95% en été pour prendre en compte les restrictions dues aux maintenances.

#### 1.1.4 Niveau de remplissage des stockages

Niveau des stockages [%]	Hiver moyen		Hiver chaud		Hiver froid	
	Début de saison	Fin de saison	Début de saison	Fin de saison	Début de saison	Fin de saison
<b>Serene Sud</b>	<b>95%</b>	<b>10%</b>	<b>95%</b>	<b>20%</b>	<b>95%</b>	<b>0%</b>
<b>Saline</b>	<b>95%</b>	<b>50%</b>	<b>95%</b>	<b>70%</b>	<b>95%</b>	<b>20%</b>
<b>TIGF</b>	<b>95%</b>	<b>10%</b>	<b>95%</b>	<b>20%</b>	<b>95%</b>	<b>0%</b>

On distingue des niveaux de stock différents en fin d'hiver, selon que celui-ci est froid, moyen ou chaud, reflétant ainsi des soutirages différents selon les aléas climatiques.

### 1.2. Résultats des calculs de bilan

Les bilans sont calculés par saison. L'été couvre la période du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre, l'hiver celle du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars.

On distingue 3 scénarios climatiques par saison : froid (risque 2%), chaud et moyen.

En été, on prend en compte le niveau des stocks en fin d'hiver en fonction de l'aléa climatique. Ainsi, pour un été froid faisant suite à un hiver froid, le besoin d'injection dans les stockages sera plus important qu'à la suite d'un hiver chaud, le niveau de remplissage des stocks en fin d'été étant fixé à 95%.

Pour l'élaboration des bilans, on distingue :

- les emplois : consommations des zones GRTgaz et TIGF, les flux sortants vers l'Espagne et la suisse (sortie Jura) et les injections dans les stockages (Serene Sud, Saline et TIGF).
- les ressources : capacités de liaison Nord vers Sud, capacités d'entrée à Fos et depuis l'Espagne, la production de Lacq ainsi que les soutirages des stockages

D'une façon générale on constate que les contraintes d'équilibre du bilan apparaissent essentiellement en été, où il convient de pouvoir remplir les stockages. Ce remplissage est un élément essentiel de sécurité des approvisionnements de la zone dans le sens où il est nécessaire pour surmonter des défaillances durables sur les déchargements de GNL à Fos. D'ailleurs, un non remplissage pendant l'été mettrait directement en contrainte l'équilibre du bilan pendant l'hiver suivant. Aussi cette contrainte d'été doit bien être prise en compte.

A l'horizon 2011, compte tenu du développement prévu de la consommation en France, l'examen du bilan Grand Sud montre une situation tendue en supposant les flux vers l'Espagne à leur niveau constatés historiquement. En effet le bilan devient négatif en été :

- en cas d'été froid succédant à un hiver froid pour un taux moyen de disponibilité de la capacité interruptible Nord vers Sud égal à 50%,
- dès l'été moyen suite à hiver moyen, pour un taux moyen de disponibilité de cette capacité interruptible égal à 40%,
- dans tous les scenarii, pour un taux moyen de disponibilité égal à 30%.

GRTgaz Sud + TIGF				Eté moyen	Eté chaud	Eté froid
	Hiver moyen	Hiver chaud	Hiver froid	(suite hiver moyen)	(suite hiver chaud)	(suite hiver froid)
Emplois	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]
Consommation zone GRTgaz	97,6	91,0	104,2	61,5	60,0	62,9
Consommation zone TIGF	26,6	23,3	29,9	13,9	13,6	14,2
Sortie Espagne	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
Sortie Jura	1,1	1,1	1,1	1,4	1,4	1,4
Injection stockage Serene Sud	0,0	0,0	0,0	22,1	19,5	24,7
Injection stockage Saline	0,0	0,0	0,0	4,6	2,6	7,7
Injection Stockage TIGF	0,0	0,0	0,0	25,4	22,4	28,4
<i>Total</i>	135,2	125,3	145,1	138,9	129,4	149,3
Ressources	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[TWh]
Capa fermes N > S	34,5	34,5	34,5	35,6	35,6	35,6
Capa interrupt N > S	16,5	16,5	16,5	23,7	23,7	23,7
GNL Fos	60,0	60,0	60,0	76,5	76,5	76,5
Production (Lacq)	5,1	5,1	5,1	6,9	6,9	6,9
Entrée Espagne ferme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Entrée Espagne interruptible	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Soutirage stockage Serene Sud	22,1	19,5	24,7	0,0	0,0	0,0
Soutirage stockage Saline	4,6	2,6	7,7	0,0	0,0	0,0
Soutirage stockage TIGF	25,4	22,4	28,4	0,0	0,0	0,0
<i>Total</i>	168,26	160,62	176,94	142,74	142,74	142,74
<b>Excédent / Déficit (+/-)</b>	<b>33,0</b>	<b>35,3</b>	<b>31,8</b>	<b>3,8</b>	<b>13,3</b>	<b>-6,5</b>
Gaz en stock en fin de période	10,7305	18,3785	2,055			

Utilisation des capacités en %	Hiver moyen	Hiver chaud	Hiver froid	Eté
Sortie Espagne	66%	66%	66%	42%
Capa Entrée Espagne ferme	0%	0%	0%	0%

## 2. Bilans en volume Sud en fonction des flux nets vers l'Espagne

Une étude de sensibilité des bilans en volumes des zones TIGF + GRTgaz a été réalisée en fonction des flux nets vers l'Espagne.

La capacité interruptible Nord vers Sud est supposée utilisée à un taux de 50% en hiver et en été.

Deux horizons de temps sont considérés :

- 2011 : les hypothèses sont celles décrites au §1.1 (hors taux d'utilisation des capacités France/Espagne),
- 2013 : prise en compte des capacités additionnelles bi-directionnelles entre la France et l'Espagne (soit un total de 225 GWh/j) et d'une augmentation des consommations de 2% par rapport à 2011.

Dans les tableaux ci-dessous, un flux positif (respectivement négatif) est un flux France vers Espagne (respectivement Espagne vers France).

## 2.1. Bilans à l'horizon 2011

Taux d'utilisation des capacités		Flux nets vers l'Espagne [TWh]		Bilan Sud - horizon 2011 [TWh]					
Sortie Espagne	Entrée Espagne	Hiver	Eté	Hiver moyen	Hiver chaud	Hiver froid	Eté moyen (suite hiver moyen)	Eté chaud (suite hiver chaud)	Eté froid (suite hiver froid)
100%	0%	15.0	23.7	27.94	30.19	26.71	-9.87	-0.43	-20.25
75%	0%	11.3	17.7	31.69	33.94	30.46	-3.96	5.49	-14.34
50%	0%	7.5	11.8	35.44	37.69	34.21	1.95	11.40	-8.42
25%	0%	3.8	5.9	39.19	41.44	37.96	7.86	17.31	-2.51
0%	0%	0.0	0.0	42.94	45.19	41.71	13.78	23.22	3.40
0%	50%	-2.6	-6.3	45.56	47.82	44.34	20.12	29.57	9.74
0%	100%	-5.3	-12.7	48.19	50.44	46.96	26.46	35.91	16.09

La situation est particulièrement critique en cas d'été froid suivant un hiver froid où les besoins d'injection dans les stockages sont importants. Au-delà de 14 % d'utilisation nette de la capacité de sortie vers l'Espagne, le bilan est déficitaire.

On constate que les bilans sont excédentaires en hiver, quels que soient l'aléa climatique et les flux nets vers l'Espagne. Cet excédent est cependant basé sur un remplissage des stockages à la fin de l'été.

Rappel : un taux moyen de disponibilité de la capacité interruptible Nord vers Sud inférieur à 50% dégraderait ces équilibres (0,8 TWh par % d'indisponibilité supplémentaire).

## 2.2. Bilans à l'horizon 2013

Taux d'utilisation des capacités		Flux nets vers l'Espagne [TWh]		Bilan Sud - horizon 2013 [TWh]					
Sortie Espagne	Entrée Espagne	Hiver	Eté	Hiver moyen	Hiver chaud	Hiver froid	Eté moyen (suite hiver moyen)	Eté chaud (suite hiver chaud)	Eté froid (suite hiver froid)
100%	0%	33.8	48.4	7.67	9.76	6.72	-37.07	-27.26	-47.91
75%	0%	25.3	36.3	16.11	18.20	15.16	-24.98	-15.16	-35.81
50%	0%	16.9	24.2	24.55	26.64	23.60	-12.88	-3.07	-23.72
25%	0%	8.4	12.1	32.98	35.08	32.04	-0.79	9.02	-11.63
0%	0%	0.0	0.0	41.42	43.51	40.47	11.30	21.12	0.47
0%	50%	-19.5	-30.5	60.92	63.01	59.97	41.83	51.65	31.00
0%	100%	-39.0	-61.1	80.42	82.51	79.47	72.36	82.18	61.53

En 2013, l'augmentation des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne conduit à une situation encore plus contrastée en fonction de ce flux.

Le flux importateur, pouvant être plus important depuis l'Espagne, augmente l'excédent du bilan.

En cas de flux exportateur, on constate une situation différente selon la saison.

En hiver, le bilan est toujours excédentaire même si le flux exportateur est maximal, à hauteur de 34 TWh.

La situation est critique en été. Compte tenu de l'augmentation des consommations à cet horizon, le bilan devient déficitaire en été froid suite à hiver froid dès que le flux France/Espagne devient exportateur. En cas d'été chaud suite à hiver chaud, où le bilan est le moins contraint, le flux net vers l'Espagne ne peut excéder 21 TWh soit 43% de taux d'utilisation de la capacité.

### 3. Bilans de pointe

Compte tenu des stockages présents dans les zones GRTgaz Sud et TIGF, le bilan de pointe (hiver) se révèle amplement excédentaire comme le montre le tableau ci-dessous :

<b>GRTgaz Sud + TIGF</b>	
	<b>Pointe de froid [GWh/j]</b>
<b>Emplois</b>	
Consommation zone GRTgaz	1249
Consommation zone TIGF	250
Sortie Espagne	100,0
Sortie Jura	50,0
Injection stockage Serene Sud	0
Injection stockage Saline	0
Injection Stockage TIGF	0
<i>Total</i>	<i>1649,0</i>
<b>Ressources</b>	
Capa fermes N > S	230
Capa interrupt N > S	0
GNL Fos	400
Entrée Espagne ferme	35
Entrée Espagne interruptible	0
Production (Lacq)	34
Soutirage stockage Serene Sud	339
Soutirage stockage Saline	809
Soutirage stockage TIGF	383
<i>Total</i>	<i>2230,1</i>
<b>Excédent / Déficit (+/-)</b>	<b>581,1</b>

## Annexe 3 : Indicateurs d'accessibilité aux zones GRTgaz Sud et TIGF

### 1. Indicateur de marché final de semi-gros

L'objectif est de comparer la concentration du marché final en zone Sud et TIGF comparativement à la zone Nord.

L'indice utilisé est le HHI (Herfindahl-Hirschman Index).

**Pour chaque zone, on calcule le HHI défini comme suit :**

$HHI_{zone X} = \sum_i (PDM_i)^2$  : expéditeurs transports non liés

Avec PDM : part de marché sur la zone considérée

$PDM = (\sum CAR)_i / (\sum CAR)_{zone X}$

CAR : consommation annuelle de référence

Points considérés : PITD et PLT

**Indicateur proposé :**

**HHI\_zone Sud**

**HHI\_zone Nord**

**HHI\_zone TIGF**

### 2. Indicateur de sourcing sur le marché de gros (ISM)

L'objectif est de mesurer la possibilité d'accès à un sourcing sur le marché de gros à terme sur les zones GRTgaz Sud et TIGF.

Seul le marché à terme est considéré dans cet indicateur (et non le spot) car c'est le seul marché permettant de contribuer à la structuration d'un portefeuille d'approvisionnement.

L'indicateur proposé (ISM) est basé à la fois :

- sur la liquidité du marché à terme dans la zone considérée (dénommé **ILM\_zone X**) ;
- sur la volatilité de l'écart de prix (basis) entre la zone concernée et la zone Nord (**dénommé Vb**).

**Pour chaque zone Sud et TIGF, indicateur proposé :**

**$ISM_{zone X} = ILM_{zone X} + ILM_{zone Nord} \cdot \exp(-Vb)$**

En effet, dans le cas d'une capacité de transport infinie entre les zones Nord et Sud, cet écart est constant sur toutes les échéances, et conjugué avec un marché de gros très profond en zone Nord, l'absence d'un marché de gros en zone Sud n'est pas synonyme de difficulté d'approvisionnement pour les fournisseurs sur le marché de gros.

Ainsi :

- pour une volatilité nulle  $ISM_{zone X} = ISM_{Nord} = ILM_{zone X} + ILM_{Nord}$
- pour une volatilité infinie  $ISM_{zone X} = ILM_{zone X}$

Les données utilisées pour le calcul de ces indicateurs seraient collectées chez Powernext et les brokers.

## 2.1 Indicateur de liquidité (ILM)

L'indicateur de liquidité est composé de quatre sous-indicateurs concernant :

- les volumes échangés :  $\Sigma$  (volumes échangés à terme au PEG de la zone X) /  $\Sigma$  (volumes échangés à terme au NBP2008) ;
- le churn : Churning factor zone X / Churning factor NBP2008 ;
- l'écart (spread bid-ask) ;
- la profondeur.

Pour chacun de ces sous-indicateurs, il est proposé une comparaison avec la place de marché européenne de référence, i.e NBP (valeurs 2008).

Les maturités observées seraient les quatre prochaines saisons (avec les Gas Year correspondantes).

<b>Indicateurs de liquidité du marché à terme (ILM_zone X) = Churn factor et moyenne des 4 sous-indicateurs_zone X</b>
--

## 2.2 Indicateur de volatilité du basis Nord / Sud (Vb)

Pour chaque zone (Sud et TIGF), il s'agit de déterminer chaque jour l'écart de prix de marché avec la zone Nord sur le marché à terme.

Les maturités concernées sont :

- toutes (afin de mesurer le niveau de connexion entre les marchés) ;
- en pratique : celles qui auront des données suffisamment fiables (J+1, W+1, M+1, S+1, Y+1,...).

Chaque jour de cotation, on se propose de calculer l'écart de prix moyen entre la zone concernée et la zone Nord sur l'ensemble des maturités retenues (VBj).

<b>Indicateur proposé : VB = volatilité de VBj sur le mois</b>
--

## 3. Indicateur de concentration sur les capacités d'entrée

L'objectif est de mesurer la concentration de la détention des capacités d'entrée pour les zones Sud et TIGF comparativement à la zone Nord.

Les zones Sud et TIGF sont agrégées pour cet indicateur étant donné que le PIR Midi n'est pas un réel point d'entrée pour la zone Sud en l'absence de capacité d'entrée significative en zone TIGF (capacité ferme limitée depuis l'Espagne), et que pour accéder à la zone TIGF, il convient d'accéder préalablement à la zone Sud.

**L'indice utilisé est le HHI.**

$HHI\_zone X = \Sigma (PDCi)^2$  i = expéditeur transport

PDC : part de capacité

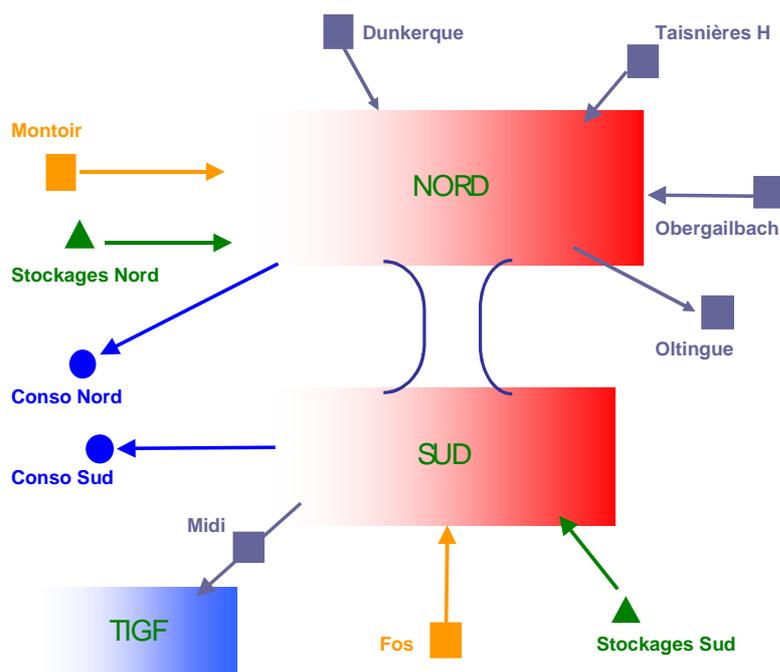
$PDCi = \Sigma$  (capacités d'entrée sur zone X détenues par un expéditeur i) /  $\Sigma$  (capacités d'entrée totales de la zone X)

Capacités concernées : pour un mois m, capacités d'entrées fermes détenues et totales sur les 48 prochains mois. Le taux moyen de réduction de capacités pour maintenance doit être pris en compte.

<b>Indicateur proposé : HHI (Sud + TIGF) HHI (Nord)</b>
---

## Annexe 4 : Mise en équation de la fusion des zones d'équilibrage Nord et Sud

L'offre actuelle de transport (gaz H) de GRTgaz comprend deux zones d'équilibrage, reliées entre elles par une liaison bi-directionnelle de capacité limitée (230 GWh/j fermes dans le sens Nord > Sud, 120 GWh/j fermes dans le sens Sud > Nord).



Cette construction traduit une congestion importante dans l'axe nord / sud du réseau.

La fusion de ces deux zones suppose de lever simultanément les trois contraintes suivantes :

- la contrainte d'équilibrage de la zone Nord ;
- la contrainte d'équilibrage de la zone Sud ;
- la contrainte de capacité entre les deux zones.

Si l'on appelle E (resp E') la somme des entrées en zone Nord (resp Sud), S (resp. S') la somme des sorties en zone Nord (resp. Sud), et L la capacité de la liaison Nord <> Sud, les trois contraintes peuvent être mises en équations / inéquations de la manière suivante :

- équilibrage zone Nord :  $E = S + L$  (Entrées = Sorties + Liaison Nord vers Sud)
- équilibrage zone Sud :  $E' = S' - L$
- flux Nord <> Sud contraint :  $-120 < L < 230$

Une mise en équations de l'offre d'acheminement avec un seul périmètre d'équilibrage Nord + Sud conduirait à la seule contrainte suivante :

- équilibrage périmètre Nord + Sud :  $E + E' = S + S'$

En l'absence d'investissements préalables de décongestion de l'axe nord/sud, cette seule contrainte ne traduirait plus les réalités physiques du réseau, et conduirait donc à des programmations de flux irréalisables.

Il est donc indispensable de maintenir une traduction contractuelle de la contrainte de capacité Nord – Sud :

$$-120 < L < 230.$$

La capacité de liaison L ayant disparu dans ce nouveau schéma, la contrainte dans le sens Nord > Sud doit être traduite de la façon suivante :

$$E - S < 230$$

ou, ce qui revient arithmétiquement au même :

$$E' - S' > -230$$

A horizon 2011, la contrainte de capacité Sud > Nord ne posant pas de difficulté, il est possible d'en faire abstraction. Elle devrait cependant être rétablie avec les développements de capacités d'entrée prévus au sud à horizon 2013 / 2015.

Si l'on veut simplifier l'offre d'acheminement pour se rapprocher le plus possible d'un fonctionnement à zone d'équilibrage unique, l'inéquation  $E - S < 230$  ou  $E' - S' > -230$  doit être exprimée différemment et reportée aux différents points frontière du nouveau périmètre, tout en essayant dans la mesure du possible de :

- préserver le maximum de capacités fermes existantes aux points d'interconnexion ;
- répartir équitablement les niveaux de contraintes entre les différents types de points (réseaux, stockages, terminaux).

Cette transcription des contraintes doit non seulement permettre la compatibilité de l'offre d'acheminement avec le réseau à horizon 2011, mais également être évolutive pour prendre en compte les futurs développements de capacité à l'ensemble des extrémités du nouveau périmètre.

Les deux inéquations  $E - S < 230$  et  $E' - S' > -230$ , si elles sont équivalentes du point de vue arithmétique, conduisent à des approches radicalement différentes en terme d'offre.

Dans le premier cas,  $E - S < 230$  conduit à résoudre le problème de la congestion Nord > Sud en limitant les excédents autorisés sur l'ancien périmètre Nord, de façon que, par bilan physique au Nord, il n'y ait pas plus de 230 GWh/j à acheminer dans le sens Nord > Sud.

Dans le deuxième cas, l'approche est symétrique : l'inéquation  $E' - S' > -230$  conduit à résoudre le problème en limitant le déficit autorisé sur l'ancien périmètre Sud, de façon que, par bilan physique au Sud, il n'y ait pas besoin de plus de 230 GWh/j en provenance du Nord.

Autrement dit, la grande majorité des sorties étant « fatale », le premier cas revient à limiter les entrées par le Nord, le second cas revient à forcer les entrées par le Sud.

Dans les deux cas, il s'agit d'exprimer des contraintes aux points d'entrée permettant de couvrir toutes les configurations possibles quotidiennes, en été comme en hiver, en période de pointe comme en situation « normale ».

Il convient de préciser que dans chaque cas, l'enveloppe de contraintes est construite de façon à couvrir l'ensemble des configurations quotidiennes possibles sur le réseau ; cette enveloppe est donc déterminée en prenant pour valeur de contrainte en chaque point la situation la plus défavorable parmi toutes celles étudiées. Dès lors, dans la majorité des situations quotidiennes, la contrainte effectivement nécessaire est inférieure à celle exprimée.

## **Annexe 5 : Mécanisme d'équilibrage géographique - Exemple de modalités de mise en œuvre**

Il s'agit d'un mécanisme de marché reposant sur l'obligation de remise d'offres à GRTgaz de l'ensemble des fournisseurs. Un nombre important de fournisseurs est susceptible d'y participer. Les modifications par GRTgaz de flux de gaz journaliers en certains points physiques du réseau de transport seraient possibles grâce à des achats/ventes réalisés entre GRTgaz et les expéditeurs en ces points.

### **1. Points de livraison (tous les points « physiques » du réseau GRTgaz) :**

Interconnexions avec les réseaux de transport adjacents (PIR ou PIRR), points d'interface avec les terminaux méthaniers (PITTM) et les points d'interface avec les stockages (PITS).

La participation des clients raccordés au réseau de transport à ce mécanisme sera étudiée lors des études de détail. De même lors des études de détail, les règles particulières applicables au PITTM de Fos devront être précisées pour tenir compte de la cohabitation avec le mécanisme d'engagement de flux minimal.

Les stockages souterrains de la zone TIGF participeront également à ce mécanisme, par des offres remises à l'interface GRTgaz Sud/TIGF. De la même façon les flux avec l'Espagne devraient pouvoir participer à ce mécanisme à l'interface GRTgaz Sud/TIGF. D'ailleurs, en fonction de la variante retenue lors des études de détail, il pourrait être nécessaire que les offres des fournisseurs à l'interface GRTgaz Sud/TIGF à partir des stockages TIGF soient différenciées des autres offres (gaz en provenance d'Espagne, production Lacq, réduction des enlèvements des clients raccordés au réseau de transport,...).

Ce système suppose notamment une offre « géographique » des prestations de stockages, l'offre actuelle des deux opérateurs de stockage en France étant compatible avec ce dispositif. Par contre, en cas d'évolution des offres de stockage vers des regroupements géographiques très larges, ce mécanisme serait a priori à adapter.

### **2. Des offres par les expéditeurs :**

Ainsi pour chaque jour J, à un certain moment dans l'après-midi de J-1<sup>24</sup>, tous les expéditeurs ayant des volumes de gaz disponibles aux PIR, PITTM et PITS doivent remettre une offre à l'achat et à la vente (volume, prix, conditions d'utilisation, heure limite d'exercice,..) pour adapter leur nomination à la hausse ou à la baisse à chacun de ces points, dans la limite de leur flexibilité résiduelle à chacun de ces points. Les expéditeurs peuvent ajuster ces offres à tout moment jusqu'à la fin de la journée J. Pour une offre donnée à un point, les prix peuvent être différents par tranches de quantités. Une variante serait que GRTgaz émette son besoin (par exemple achat au Sud et vente au Nord) et que les fournisseurs disposent d'un certain délai pour remettre leur offre. Pour s'assurer que le dispositif soit efficace pour traiter les congestions éventuelles, tous les expéditeurs auraient l'obligation d'offrir chaque jour les quantités de gaz flexibles dont ils disposent sur les points concernés, en restant libres sur les prix remis, étant entendu que les expéditeurs devront être équilibrés sur la grande zone d'équilibrage GRTgaz Nord + Sud.

---

<sup>24</sup> Heure précise à déterminer en regard de l'ensemble des chaînes de nomination, suffisamment tôt pour que le marché puisse opérer au mieux avec tout le potentiel de flexibilité, et en concertation avec l'ensemble des acteurs.

### 3. Exercice et sélection des offres par GRTgaz :

GRTgaz n'utilise ces offres qu'en cas de besoin. A tout moment à partir de la remise des offres et jusqu'à la fin de J, GRTgaz décide des offres à retenir sur la base de règles et critères techniques et économiques prédéfinis.

- les expéditeurs dont les offres seront retenues devront adapter leurs flux de manière à répondre aux appels de GRTgaz, tout en restant équilibrés sur le réseau de GRTgaz.
- modalités complémentaires (seront étudiées ultérieurement) :

Maintien ou non de transactions d'équilibrage au PEG GRTgaz, détails du mécanisme de refacturation des coûts de déséquilibre géographique aux expéditeurs (incitation économique pour GRTgaz à étudier), décomposition des appels entre équilibre emploi/ressources et optimisation géographique, mécanismes de transparence, organisation de la traçabilité, définition d'indicateurs, communication au marché, impacts sur les possibilités de renomination...

Enfin il est rappelé que la mise en œuvre de ce mécanisme d'équilibrage géographique sera faite en compatibilité avec le respect des obligations de service public (OSP), notamment celles concernant les stockages (niveau de gaz en stock, couverture des risques climatiques). Ce point a fait l'objet d'une analyse particulière, avec des exemples de traitement explicités ci-dessous.

### 4. Compatibilité du fonctionnement du marché d'équilibrage géographique avec les obligations de service public des fournisseurs

Le GT s'est interrogé sur la compatibilité du fonctionnement du marché d'équilibrage géographique avec le respect des OSP des fournisseurs, et donc sur les éventuelles règles à mettre en œuvre pour s'en assurer. Notamment le GT s'est demandé si l'obligation pour les fournisseurs de remettre une offre ne pourrait se traduire par des ventes forcées de gaz à GRTgaz à partir de certains de leurs stockages, donc par une réduction du volume de gaz en stock de certains fournisseurs, mettant en péril leur capacité à respecter leurs OSP.

Rappel : comme cela a été précisé dans le chapitre 4.1.5 relatif aux cas des défaillances à Fos, ce mécanisme ne saurait, comme dans la situation actuelle, traiter une défaillance importante et durable des entrées de gaz à Fos.

De façon à s'assurer de la compatibilité du mécanisme envisagé avec les OSP des fournisseurs, l'ensemble de règles ci-dessous a été envisagé, la nécessité et le fonctionnement de celles-ci devront être analysées lors des études de détail, puis ajustées à mesure de l'expérience acquise avec son fonctionnement :

- participation au dispositif d'autres points que les stockages (PIR, PITTM, voire PLT), pouvant d'ailleurs être appelés en priorité ;
- liberté pour les fournisseurs des prix des offres remises :

ainsi, ils pourront prioriser les appels des autres points par rapport aux stockages, ou des stockages entre eux, et ainsi gérer leurs volumes en stock et donc leurs débits de soutirage résiduels. Ce mécanisme pourrait d'ailleurs se traduire par une opportunité supplémentaire d'augmentation de leurs volumes de gaz en stock pour les expéditeurs, puisque globalement les achats et les ventes d'équilibrage géographique de GRTgaz seront globalement équilibrés. D'ailleurs la présence de stockages « rapides<sup>23</sup> » aussi bien au Nord qu'au Sud peut contribuer à l'équilibrage géographique.

- règles additionnelles de sélection des offres par GRTgaz :

On peut citer par exemple : pour l'ensemble des PITS France, le soutirage (respec. injection) global ne serait pas augmenté (respec. diminué), les PIR et PITTM n'ayant globalement qu'une incidence positive en termes de ressources pour GRTgaz.

---

<sup>23</sup> Stockages ayant à la fois des débits d'injection et de soutirage élevés en regard du volume en stock et offrant donc des souplesses significatives dans les programmes de soutirage et d'injection.

Un niveau supplémentaire de contrainte serait que cette règle s'applique individuellement à chaque expéditeur, à savoir que pour l'ensemble des PITS d'un même fournisseur, le soutirage (respec. Injection) global ne serait pas augmenté (respec. diminué).

- règles de dispense de l'obligation de remettre une offre dans certains cas

Dans le cas où un fournisseur serait dans l'impossibilité de remplir ses OSP si son offre était retenue par GRTgaz pour soutirer du gaz ou limiter ses injections dans ses stockages, alors il serait autorisé à ne pas répondre à l'appel de GRTgaz. La charge de la preuve reposerait sur ce fournisseur. Il appartiendrait à la CRE, eu égard aux éléments apportés par ce fournisseur, d'évaluer si cette défaillance est objectivement justifiée.

Une variante serait la définition possible de jalons<sup>24</sup> de seuils minimaux de volume de gaz en stock en dessous desquels un expéditeur ne serait plus tenu de remettre une offre, les méthodes de calcul de ces jalons étant prédéfinies.

---

<sup>24</sup> Analogues aux volumes minimum de gaz en stock définis dans les offres de stockage pour des considérations techniques des stockages souterrains