

# Etude relative aux réseaux de transport de gaz français

## *Rapport d'étapes - Phase 1 et 2*

**TIGF**



### **1. Objet**

Réalisation d'une étude sur la base d'un modèle commun du réseau gazier français et de scénarios de flux pertinents, afin :

- d'identifier les congestions majeures du réseau de transport de gaz français à court et moyen termes,
- d'évaluer les conditions de mise en œuvre des orientations de la CRE du 2 juillet 2009 concernant le traitement de l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF à compter du 1er avril 2011,
- proposer des solutions pour lever les congestions (plan à 10 ans).

L'étude a été réalisée conformément à la note CRE/DIRGAZ du 18 Septembre 2009 (Cf. Annexe)

## 2. Sommaire

1. Objet.....	1
2. Sommaire .....	2
3. Groupe de travail .....	4
4. Généralités .....	4
4.1. Description du réseau français .....	4
4.1.1. Description générale .....	4
4.1.2. Capacités annuelles fermes commercialisées aux points d'interface en novembre 2009.....	7
4.1.3. La liaison Nord - Sud .....	7
4.1.4. La liaison GRTgaz Sud - TIGF.....	7
4.1.5. Point d'entrée à Fos.....	8
4.2. Définitions.....	8
4.2.1. La saturation d'un ouvrage.....	8
4.2.2. La congestion.....	8
4.3. Méthodologie d'étude de développement des réseaux .....	8
4.3.1. Méthodologie GRTgaz .....	8
4.3.2. Méthodologie TIGF : .....	10
5. Etude phase 1 .....	11
5.1. Création de l'outil de simulation.....	11
5.2. Recherche des points de congestion du réseau existant et des scénarios de flux contraignants.....	11
5.3. Description des scénarios de flux caractéristiques .....	12
5.4. Formalisation des flux aux PITS pris en compte dans le cadre de l'étude... ..	14
5.4.1. Modèle utilisé par TIGF.....	14
5.4.2. Modèle utilisé par GRTgaz.....	16
5.4.3. Variante proposée par Storengy .....	18
5.5. Conclusion de la phase 1 : .....	20
6. Etude phase 2 .....	21
6.1. Objectif .....	21
6.2. Les évolutions futures du réseau.....	21
6.2.1. Pour GRTgaz.....	21
6.2.2. Pour TIGF .....	21
6.3. Les échéances à étudier .....	21
6.4. Capacités aux différentes phases de l'étude .....	22
Nota bene : .....	22
Prise en compte de la production de Lacq aux différentes phases de l'étude :.....	22
Avril 2011 : 16 GWh/j. ....	22
Avril 2013 : 15 GWh/j. ....	22
Janvier 2014 : 0 GWh/j.....	22
6.5. Modélisation de la gestion des flux aux PITS (Point d'Interface Transport Stockage).....	22
6.6. Echéance 2011.....	23
6.6.1. Développements considérés à cette échéance.....	23
6.6.2. Carte des scénarios de flux contraignants .....	23
6.6.3. Conclusion à l'échéance 2011 .....	24
6.7. Echéance 2013.....	24
6.7.1. Développements considérés à cette échéance.....	24
6.7.2. Carte des scénarios de flux contraignants - Eté.....	24

6.7.1.	25
6.7.2.	25
6.7.3. Carte des scénarios de flux contraignants - Hiver.....	26
6.7.4. Conclusion à l'échéance 2013:.....	28
6.8. Réflexion sur l'inégalité traduisant une demande du COPIL sur les contraintes pesant sur les stockages TIGF.....	29
6.8.1. Définitions.....	29
6.8.2. Signification.....	29
6.9. Règle opérationnelle (Etude de faisabilité).....	30
7. Conclusions.....	32
7.1. Conclusion générale.....	32
7.2. Position de GRTgaz sur la règle opérationnelle.....	33
7.3. Position de TIGF sur la règle opérationnelle.....	33
8. Annexes.....	35
8.1. Note de cadrage.....	35

### 3. Groupe de travail

Le groupe de travail est composé de :

- Pour GRTgaz :
  - o Benoit Guerber,
  - o Jean Baptiste Joliot,
- Pour TIGF :
  - o Paul Pérona
  - o Yves Freyssinier
  - o Jean Michel Laborde
- Stockages
  - Storengy : Benjamin Bellon
  - TIGF : Eric Bouley
- CRE
  - o Emmanuel Bouquillon
- Démarrage des travaux le 1<sup>er</sup> Octobre 2009, à Paris, avec rédaction du plan de travail.

### 4. Généralités

#### 4.1. Description du réseau français

##### 4.1.1. Description générale

#### Description du réseau gazier français

Le réseau français n'est pas autonome en termes de ressources. Il est dépendant d'importations qui se font :

- par les réseaux adjacents et à ce jour exclusivement sur les frontières Nord et Est,
- par 3 terminaux méthaniers, Montoir en façade atlantique, Fos Tonkin et Fos Cavaou sur la façade méditerranéenne.

Les exportations sont :

- Vers l'Espagne
- Vers l'Italie via la Suisse

Quelques chiffres à début 2010 :

Consommation France au risque 2%	4200 GWh/j
Capacité d'émission des stockages	2800 GWh/j
Approvisionnement Réseaux adjacents	1950 GWh/j
Approvisionnement Terminaux méthaniers	760 GWh/j

Exports réseaux adjacents	400 GWh/j
Production France (Usine de Lacq)	25 GWh/j

Les capacités d'arbitrage à la pointe sont de 935 GWh/j.

### **Zones à fortes consommations :**

- L'Île de France représente 20 % des consommations françaises (800 GWh/j au risque 2%),
- région Rhône Alpes, (430 GWh/j), 10%.

Les consommations Sud Ouest (zone TIGF) représentent 9 % (380 GWh/j) des consommations françaises.

Le centre de la France représente une part extrêmement faible du marché gazier français, (moins de 5%), ce qui explique la faiblesse des infrastructures dans cette région.

La consommation de gaz B dans le Nord représente environ 425 GWh/j au risque 2%.

### **Stockages :**

Les Stockages en nappe aquifère de Chemery (52 TWh) et Lussagnet (29 TWh), situés à l'ouest du réseau de transport, représentent 56 % des quantités potentielles de stock en France (143 TWh). Ils ont une forte capacité de soutirage (1220 GWh/j au risque 2%) sur de longues durées. Ils sont relativement éloignés des zones de fortes consommations.

Les stockages salins sont caractérisés par un volume relativement faible (11 TWh) associés à une forte capacité de soutirage (750 GWh/j). Ils sont situés au Sud-est.

### **Infrastructures :**

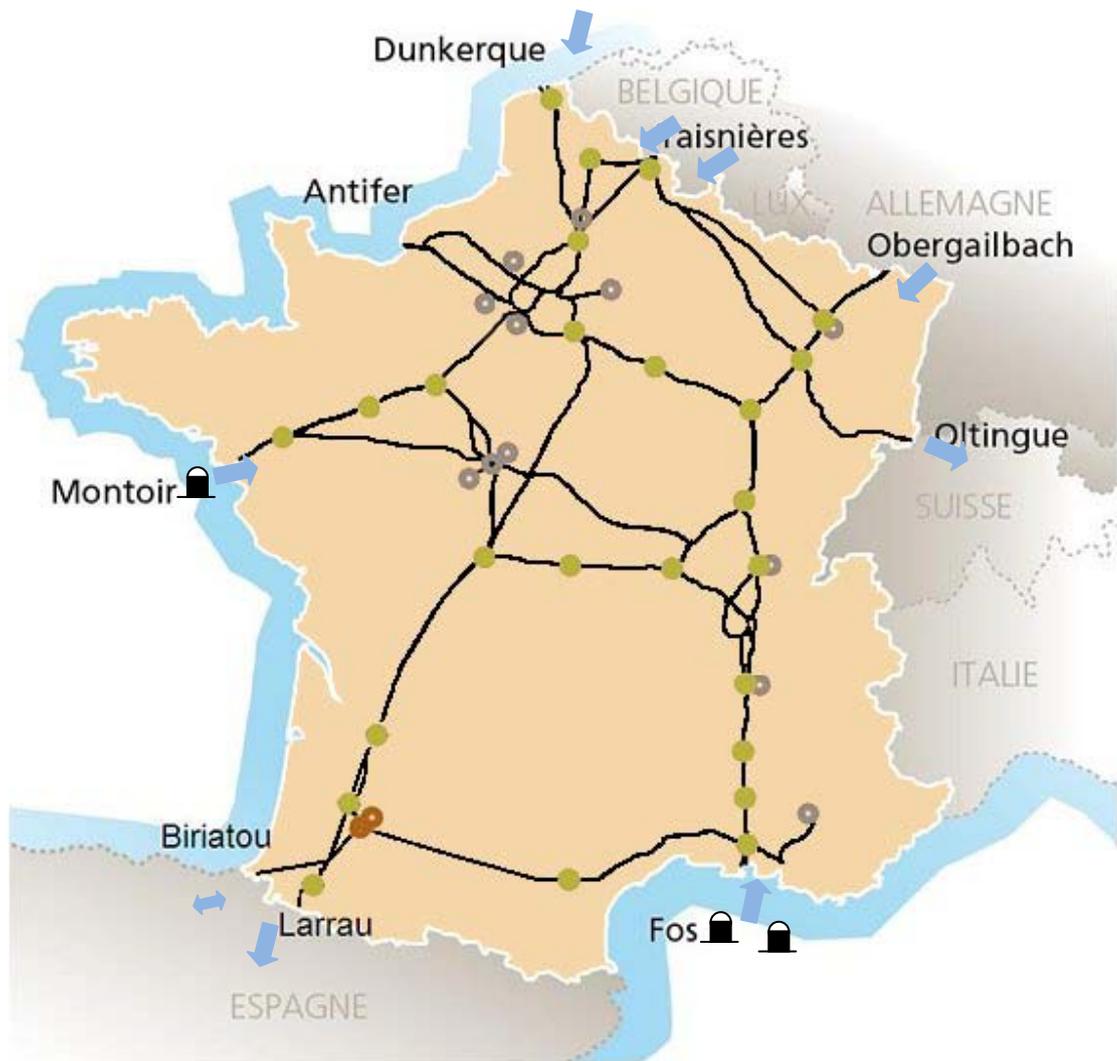
Le réseau français est structuré autour de 2 axes principaux :

Axe Ouest : Nord - Paris - Chemery - Lussagnet - Espagne

Axe Est : Obergailbach – Etrez - Lyon - Fos

Ces axes sont connectés par des ouvrages transversaux résumés comme suit :

- Taisnières - Oltingue,
- Région Parisienne - Bourgogne,
- Chemery - Région Lyonnaise
- Lussagnet - Fos



Les principales infrastructures du réseau gazier français

#### 4.1.2. Capacités annuelles fermes commercialisées aux points d'interface en novembre 2009

		2009	
		Entrée	Sortie
GRTgaz Nord	Dunkerque	570	
	Taisnières H	590	
	Obergailbach	550**	
	Montoir	360	
	Oltingue		223
	GRTgaz Sud	120	230
GRTgaz Sud	GRTgaz Nord	230	120
	Fos	410	
	TIGF	30*	325
TIGF	GRTgaz Sud	325	30*
	Larrau		100
	Biriatou	5	10

\*Capacités auxquelles s'ajoutent 150 GWh/j de prestation de transfert de Cruzy vers Castillon pour le compte de GRTgaz  
 \*\* Obergailbach, les capacités commercialisées passent à 620 GWh/j à partir de décembre 2009

#### 4.1.3. La liaison Nord - Sud

La capacité physique de la liaison Nord Sud est de 450 GWh/j (étude de saturations des ouvrages), mais cette capacité maximale ne peut être assurée que lorsque la répartition des approvisionnements est équilibrée géographiquement. Ainsi, la capacité ferme de la liaison Nord vers Sud, garantie par GRTgaz, est de 230 GWh/j, la capacité interruptible est de 220 GWh/j

#### 4.1.4. La liaison GRTgaz Sud - TIGF

Les zones GRTgaz Sud et TIGF sont reliées par deux ouvrages :

- Artère de Guyenne (Lussagnet Roussines),
- Artères de Gascogne et du midi, (Lussagnet – Lias – Saint-Martin-de-Crau).

L'Artère de Guyenne a une capacité de 230 GWh/j dans le sens TIGF vers GRTgaz Sud et de 150 GWh/j, en hiver, dans le sens inverse.

L'artère du midi : 180 GWh/j en hiver dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF ; 30 GWh/j dans le sens inverse.

#### **4.1.5. Point d'entrée à Fos**

Les capacités admissibles en été à FOS sont l'agrégation des flux :

- 140 GWh/j sur l'artère du Rhône,
- 190 GWh/j sur l'artère du midi,
- minimum de 60 GWh/j pour les consommations de la zone PACA,
- 20 GWh/j pour l'injection dans le stockage de Manosque.

La capacité ferme d'entrée au PITTM de Fos est de 410 GWh/j

L'exploitation de Fos Cavaou à sa capacité nominale (limitée à 20 % à ce jour) devrait améliorer l'équilibrage de la zone GRT Sud et détendre les échanges Nord / Sud.

## **4.2. Définitions**

### **4.2.1. La saturation d'un ouvrage**

Il y a saturation quand un ouvrage fonctionne au maximum de ses limites physiques.

### **4.2.2. La congestion**

Définition du règlement n° 1775/2005 :

« Congestion physique : Situation dans laquelle le niveau de la demande de fournitures effectives dépasse la capacité technique à un moment donné »

## **4.3. Méthodologie d'étude de développement des réseaux**

### **4.3.1. Méthodologie GRTgaz**

**Le calcul des capacités d'entrée et de sortie du réseau principal de transport de GRTgaz est effectué en analysant de façon exhaustive la combinatoire des schémas de flux permettant à tous niveaux de consommation d'assurer l'alimentation des consommateurs de chacune des zones entrée sortie .**

**Une augmentation de capacité d'entrée, de sortie ou de liaison du réseau principal de transport de GRTgaz conduit à un développement d'ouvrages de transport en partant du calcul de capacité non développée tel que décrit**

**précédemment et en identifiant les ouvrages à construire ou à développer selon le mode opératoire suivant :**

Terminologie :

- Condition Limite d'Exploitation du Réseau (CLER) = schéma de flux en entrée, en sortie ou à la liaison nord/sud de référence dans lequel un certain nombre d'ouvrages sont saturés. Elle est associée à une probabilité d'occurrence très faible,
- Condition Normale d'Exploitation du Réseau = répartition des flux comme réaliste,
- Cœur du réseau = partie du réseau principal utile pour plus d'un point d'entrée ou stockage.

Méthode :

- La première étape consiste à vérifier la capacité physique des connections entre points d'entrée et cœur du réseau,
- La seconde étape consiste à rechercher de façon exhaustive des limites physiques au cœur du réseau afin de déterminer les ouvrages saturés qui devront être développés.

Le détail des calculs effectués par GRTgaz est le suivant :

### 1-Détermination des CLER

Définition des grands axes de saturation et répartition des sources pour tendre le réseau (saturations Est / Ouest, ..... ) par la recherche d'un minimum local ou schéma d'approvisionnement de référence => combinaison de flux la plus pénalisante.

Tests de sensibilité, paramètre par paramètre, autour de ce schéma de référence.

### 2-Etude de l'occurrence d'une CLER :

- 1- Mise en équations de la Condition Limite (CLER),
- 2- Modélisation des variables du problème (mise en équation des variables d'entrée en fonction des comportements historiques et projections connues).
- 3- Détermination et modélisation des liens ou indépendances mathématiques existant entre chacune des variables (exhaustives).  
Référence à des comportements de marché si possible sinon modélisation prudente en termes de dimensionnement (conservateur),
- 4- Choix de la méthode numérique de résolution :
  - Méthode analytique possible pour contrainte locale (peu de variables),
  - Méthode de type Monte Carlo pour problématique cœur du réseau (nombre très important de simulations aléatoires),
  - Résultat = probabilité d'atteindre ou de dépasser la CLER,
- 5- S'assurer de la robustesse du résultat obtenu à l'étape 4,
- 6- Détermination des variables les plus influentes.

### 3-Dimensionnement du cœur de réseau

- 1- Détermination du minimum local pour ne pas aller au-delà de chaque CLER,
- 2- Pertinence des choix de développement :
  - Choix de plan de renforcement phasé,
  - Recalcul des CLER et probabilités de CLER comme lors des étapes précédentes,
- 3- Priorisations et décision des renforcements.

On en déduit une stratégie de renforcement du réseau principal de transport de GRTgaz associée à un développement de capacité d'entrée, de sortie ou de liaison.

#### 4.3.2. **Méthodologie TIGF :**

La démarche TIGF se rapproche dans sa finalité de celle de GRTgaz.

Ce qui diffère essentiellement chez les deux opérateurs est la complexité des réseaux, d'où le nombre de scénarios étudiés et, par là même, les outils nécessaires pour vérifier et valider l'occurrence des scénarios.

La principale particularité de la zone TIGF est évidemment la position centrale des stockages de Lussagnet et Izaute. La cohérence des hypothèses de développement transport et stockages est garantie par une méthode d'analyse se basant sur des schémas de flux.

Les développements sont déterminés à partir de scénarios de flux qui, aux différentes périodes de l'année considérée (Risque météorologique en hiver P2, P10, intersaison et été) intègrent les hypothèses suivantes :

- Evolutions des transits France Espagne (Open season),
- Consommations de la zone TIGF,
- Alimentation de la zone par le réseau GRTgaz, par l'Espagne et par la production de Lacq (production décroissante de l'Usine de Lacq jusqu'à sa fermeture définitive le 31 décembre 2013),
- Evolution des besoins de stockage des expéditeurs (en ou hors zone TIGF),
- Besoins de modulation et de flexibilité d'approvisionnement des consommateurs de sa zone.
- Engagements contractuels avec les opérateurs adjacents (prestation de transfert, fourniture de modulation, règles de répartition des flux sur les interconnexions des réseaux, accord d'assistance).

Chaque artère est dimensionnée pour assurer les capacités commercialisées publiées (développement pipe + compression).

Les flux contraignants pour le transport sont :

- des conditions hivernales pour les flux sortant de la zone TIGF (Lussagnet vers les réseaux adjacents), dans la mesure où on doit agréger les capacités commercialisées aux points de sortie aux consommations régionales de la zone,

- des conditions estivales pour les flux entrant (réseau adjacent vers Lussagnet) dans la mesure où tous ces flux doivent être transportés jusqu'au stockage (peu de consommation).

Les scénarios de flux ont pour objet d'optimiser les développements du centre de Lussagnet et/ou des compressions de Lussagnet dédiées aux artères de grand transport.

Chaque flux dimensionnant en entrée ou sortie de la zone est le fait d'échanges contractuels initiés par les expéditeurs. Flux entrée/sortie, flux entrée vers stockage, flux du stockage vers la zone GRTsud ou vers l'Espagne.

A travers les schémas de flux, TIGF analyse la concomitance et l'interaction de ces échanges dont l'impact physique sur le réseau pourrait être réduit du fait de contre flux générés entre eux (un transit venant d'Espagne vers GRTgaz vient en contre-flux de l'alimentation de la zone TIGF par le réseau de GRTgaz).

## **5. Etude phase 1**

### **5.1. *Création de l'outil de simulation***

Il a été choisi d'utiliser une application GRTgaz, développée sous Excel, afin de constituer un modèle unique de simulation, appelé MUST. (Modèle Unique de Simulation Transport).

Les données caractéristiques du réseau de GRTgaz étant déjà à jour, TIGF a extrait de ses propres bases les informations nécessaires qui ont été introduites dans l'outil par GRTgaz.

TIGF et un représentant des services de la CRE ont été formés à la compréhension de l'outil.

Un comparatif a été réalisé entre les résultats de MUST et TGNET, employé par TIGF et a donné des résultats approchants.

L'outil a donc été validé par les deux parties.

### **5.2. *Recherche des points de congestion du réseau existant et des scénarios de flux contraignants***

Deux scénarios contraignants, proposés par GRTgaz, ont été complétés du réseau TIGF et réévalués suivant les principes de détermination des CLER précédemment cités.

Le groupe de travail a jugé inutile de multiplier les scénarios, sachant que les deux proposés se révèlent suffisamment déterminants et descriptifs des saturations Est-Ouest du réseau français.

### 5.3. Description des scénarios de flux caractéristiques

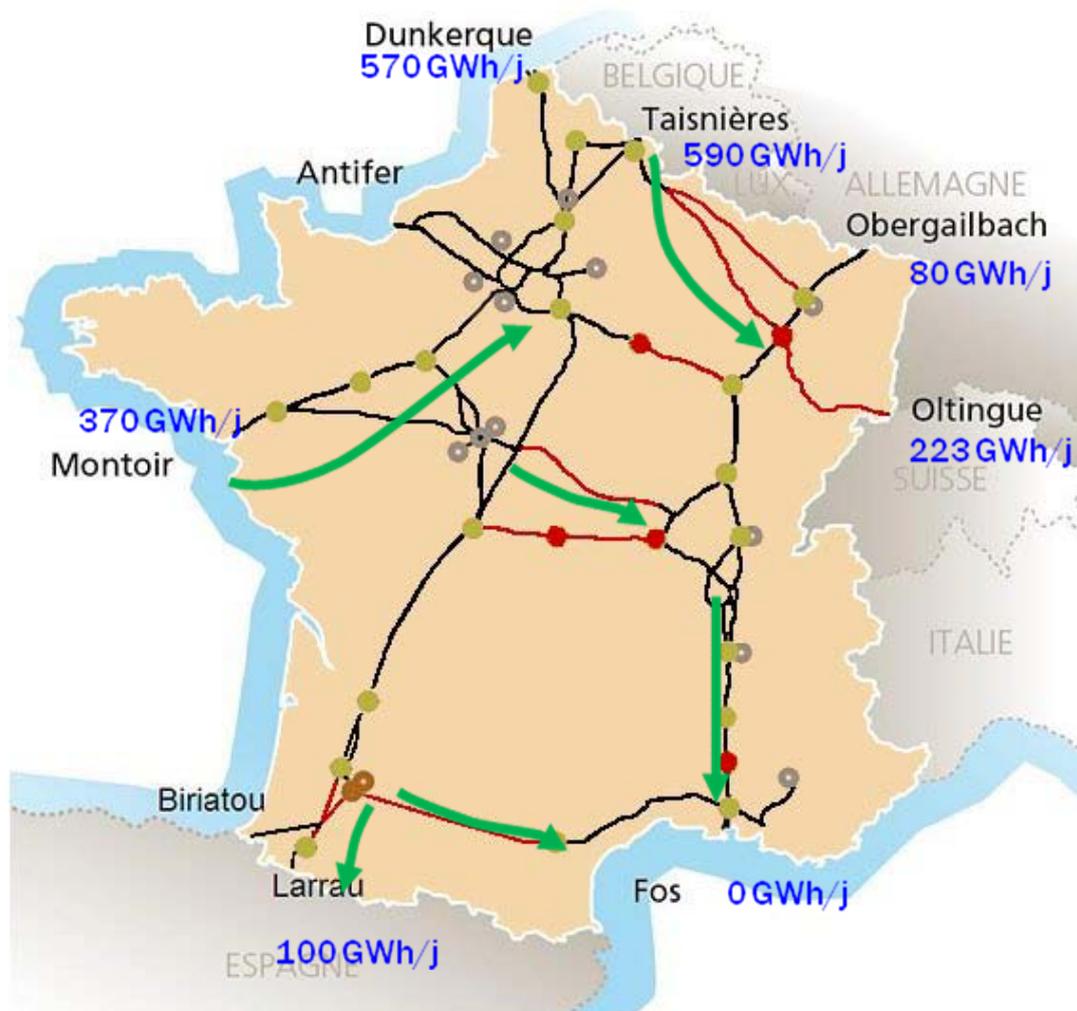
#### Scénario 1 - Risque 10% mini Obergailbach

Obergailbach est une entrée du réseau pour lequel GRTgaz a identifié un risque majeur de défaut d'approvisionnement. Aux conditions de consommations climatiques données, GRTgaz cherche le minimum d'approvisionnement par ce point nécessaire pour l'équilibrage des différentes zones.

Toute baisse des entrées en ce point entraîne des flux Ouest vers Est qui saturent les ouvrages existants.

En cas d'absence de gaz entrant sur Fos, l'ensemble du réseau de TIGF est alimenté par le stockage de Lussagnet. On atteint de ce fait la saturation de l'artère de Gascogne.

Remarque : La prise en compte du réseau TIGF au sein du scénario mini Obergailbach, a réduit de manière significative la congestion au risque 10% (de 110 GWh/j à 80 GWh/j). Par contre, elle reste inchangée à des températures supérieures. C'est pourquoi l'hypothèse de température retenue dans ce rapport est le risque 10%.



Dans ce scénario, il n'y a pas de flux entre les zones TIGF et GRTgaz. Les éléments en rouge représentent les ouvrages saturés.

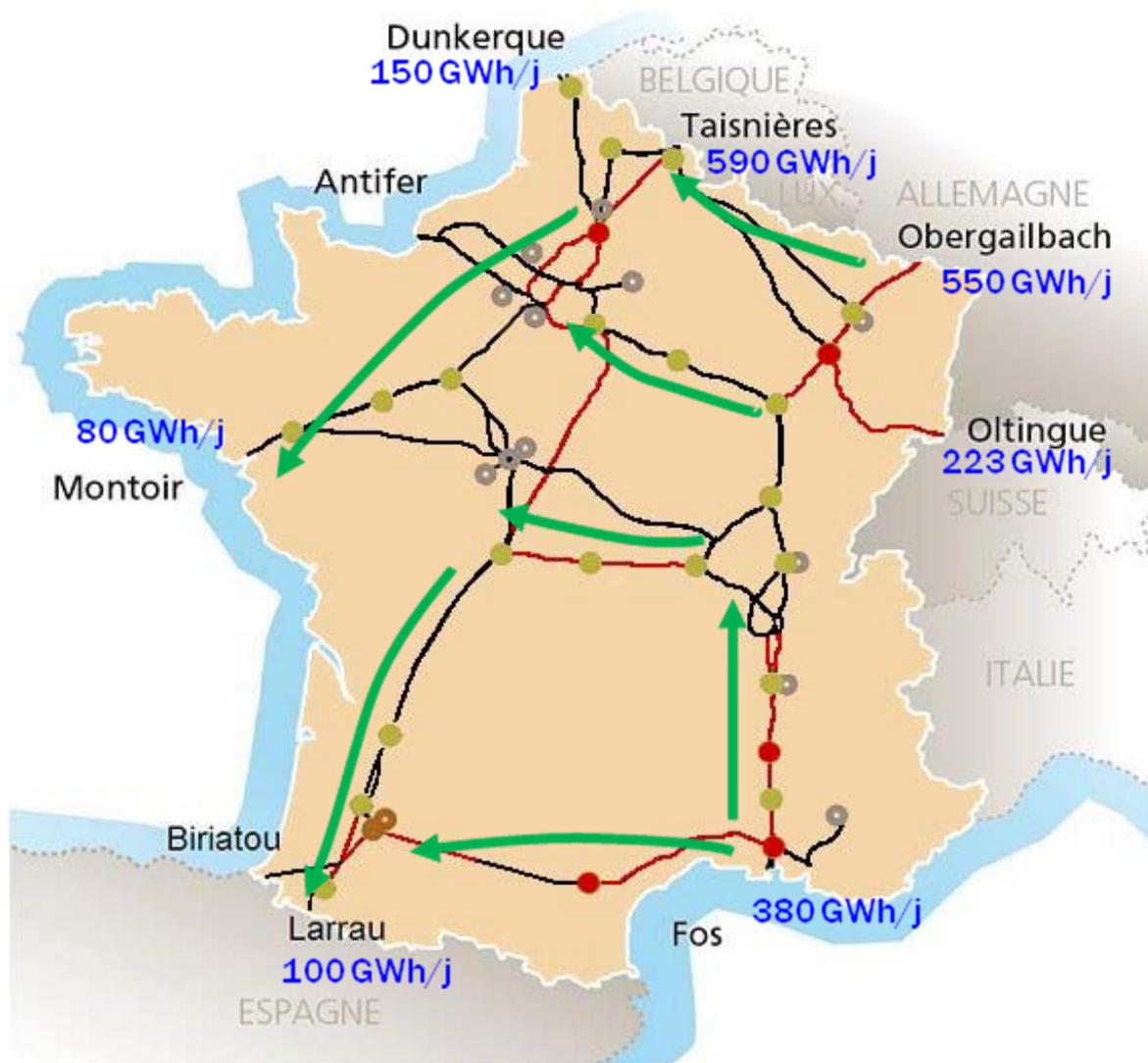
## Scénario 2 Eté, consommations mois d'août – minimum Montoir

Toutes les entrées sont à leur valeur maximale, sauf : Montoir, dont le minimum acceptable pour le fonctionnement du réseau est de 80 GWh/j et Dunkerque devant être réduit à 150 GWh/j pour l'équilibrage de la zone.

La baisse d'un approvisionnement au Terminal Méthanier de Montoir déséquilibre les approvisionnements de Chémery en période d'injection.

Il est nécessaire de remonter du gaz provenant du terminal de Fos vers Chémery.

Les flux sont contraints par les saturations de l'ensemble des ouvrages reliant Fos à Chémery en zone GRTgaz Sud comme en zone TIGF.



Les éléments en rouge représentent les ouvrages saturés.

## 5.4. Formalisation des flux aux PITS pris en compte dans le cadre de l'étude.

Afin de préparer la phase 2, TIGF, GRTgaz et Storengy ont présenté les modèles suivants de fonctionnement des stockages :

### 5.4.1. Modèle utilisé par TIGF

**Sommaire** **TIGF**

**Les stockages chez TIGF :**

1. Engagements contractuels
2. Usage des stockages
3. Développement des stockages, période 2009 à 2015
4. Méthodologie de développement en Transport et Stockage

**TIGF**

**1. Les stockages TIGF, engagements contractuels** **TIGF**

Répondre aux engagements contractuels

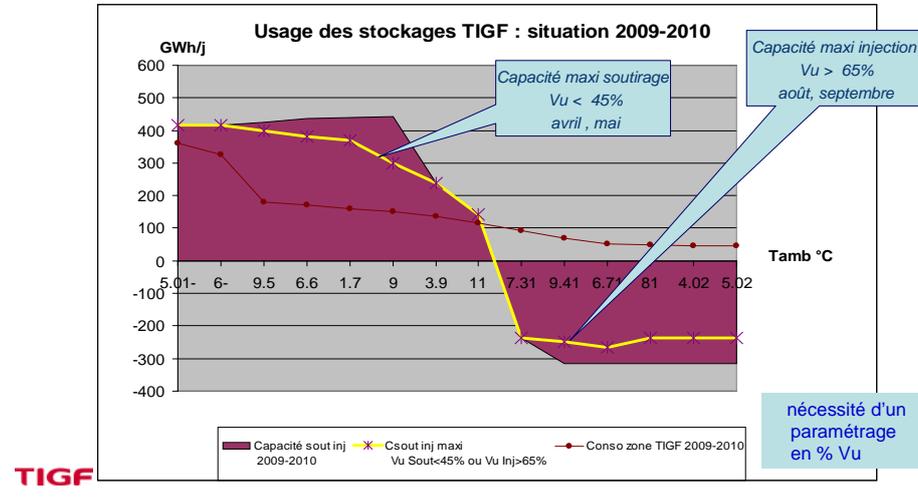
- Offres fermes OE et OD : volume associé à une capacité soutirage/injection permettant une ventilation complète sur une saison
- L'injection ou le soutirage est possible en été ou hiver : inversion de flux constatées principalement en mois d'équilibre (10 à 20 fois/an, en 2009 injection en novembre)
- Débit maxi de soutirage garanti jusqu'à 45% Vu pour l'OD
- Contraintes temporelles des courbes tunnel

**TIGF**

## 2. Usage des stockages TIGF : sollicitation statistique

TIGF

- Usage non climatique, contraint seulement par le respect des courbes tunnel
- Stockage excédentaire : **le droit en volume de la zone TIGF n'est que de 45%**
- Pas de contrainte Transport/Stockage => **publications PITS >= capacités de stockage**



## 3. Développement des stockages TIGF : 2009 à 2015

TIGF

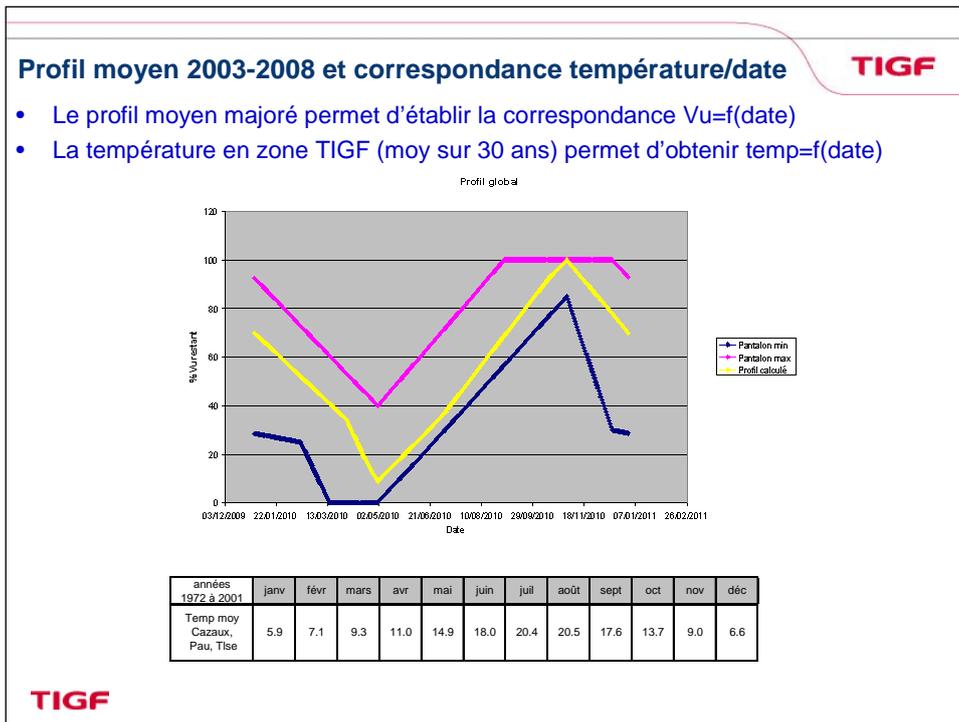
- Augmentation du volume utile
- et ou Augmentation des capacités de soutirage et d'injection
- Développement de la flexibilité des installations, des outils SI :
  - Répondre à la demande des expéditeurs Transport ou Stockage, CCCG

### Sous réserve de :

- résultats favorables Open Season et développements Transport
- résultats enchères Stockage, offres adaptées
- résultats des études conceptuelles, faisabilité
- structure et niveaux des tarifs

**La cohérence des développements Transport et Stockage garantie qu'il n'y a pas de contrainte au PITS**

TIGF



#### 5.4.2. Modèle utilisé par GRTgaz

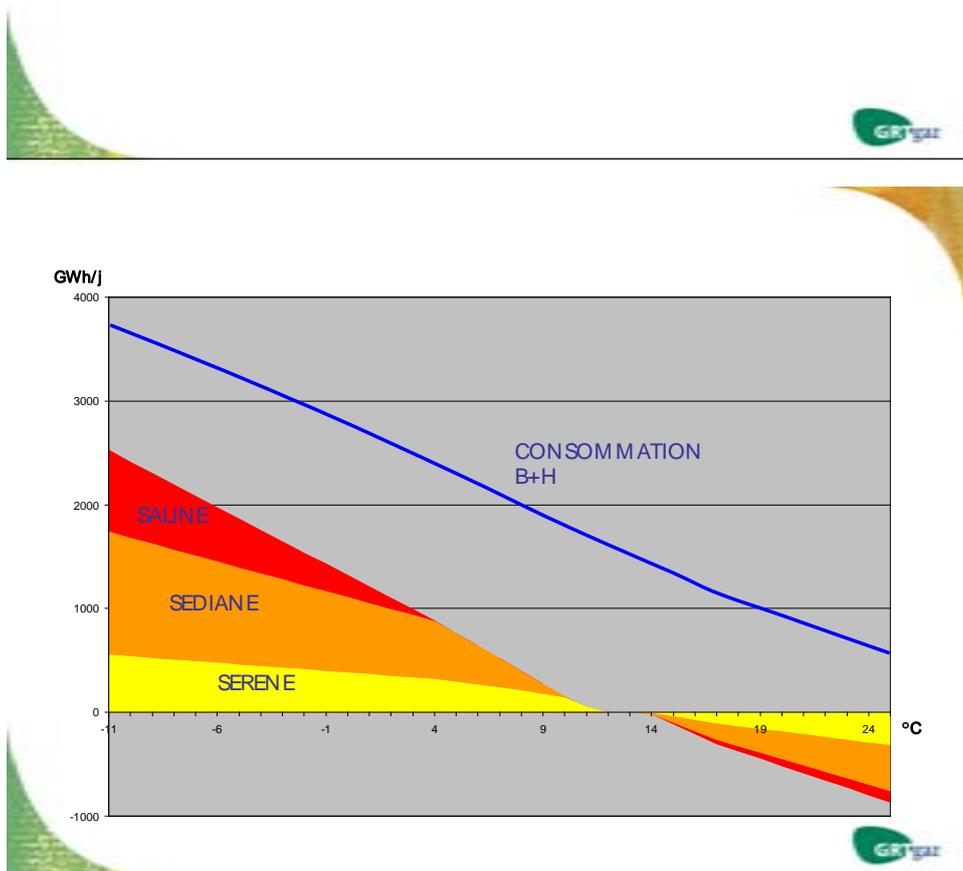
##### L'interface Transport Stockage - GRTgaz

- **Capacité climatique :**
  - L'injection n'est garantie qu'en été, le soutirage en hiver
  - Le niveau maximal d'injection (à 55% du VU soutiré) n'est garanti qu'au minimum de consommation (Consommation moyenne d'août)
  - Le débit maximal de soutirage n'est garanti qu'au maximum de consommation (Consommation d'un jour froid au risque annuel 2%)
  - Le débit garanti au soutirage dépend de la température. Il croît linéairement à partir de la température de démarrage des stockages (environ 4°C pour les salins, 10 à 12°C pour les Aquifères). La température de démarrage de chaque stockage est déterminée afin de lui permettre d'être vidé au cours d'un hiver froid au risque 2%.

## L'interface Transport Stockage - GRTgaz

### ● Capacité climatique :

- Quelles que soient les conditions climatiques, GRTgaz autorise en hiver une émission au PITS comprise entre 0 et la capacité climatique (dépendant de la température de la journée considérée) ; et en été, une injection au PITS comprise entre 0 et la capacité climatique d'injection (correspondant au niveau de consommation de la zone considérée).
- A noter que GRTgaz garantit les capacités climatiques d'injection dans la limite d'une répartition homogène (donc au prorata de leur capacité climatique) des émissions/injections des PITS au sein d'une même zone.



### 5.4.3. Variante proposée par Storengy

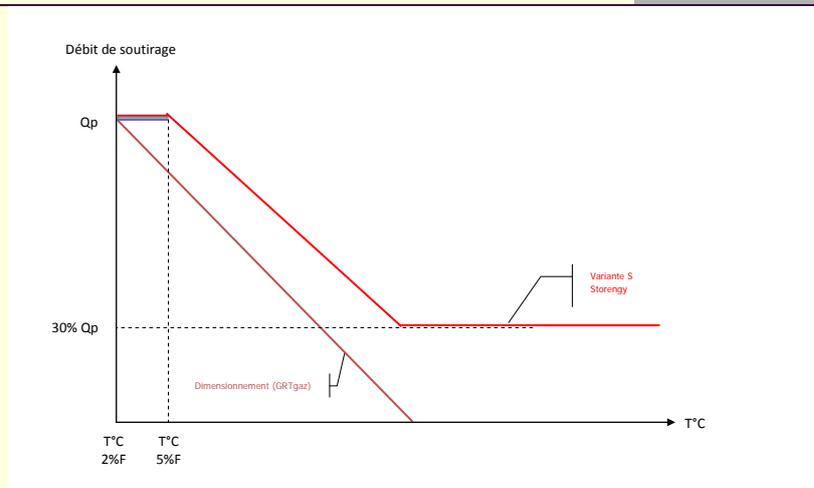
#### **L'interface Transport Stockage - Approche STORENGY (1/5)**

- Capacité climatique :
  - Storengy souhaite que la capacité d'accès au PITS soit non climatique, c'est-à-dire disponible tout le temps, sans restriction du transport sur l'exutoire du stockage, en injection et en soutirage.
- Cette variante étant proche de l'approche TIGF, Storengy souhaite l'étude d'une variante intermédiaire entre la position de GRTgaz et celle de TIGF, au cas où cette dernière n'était pas retenue.

#### **L'interface Transport Stockage – Approche STORENGY (2/5) – Au Soutirage**

- Débit de pointe ( $Q_p$  à 45% du VU) garanti à la Température journalière 5% froide
- Relation linéaire entre le débit garanti au PITS et la  $T^{\circ}C$ , de façon à garantir le soutirage de 100% du VU sur un hiver chaud 2%, jusqu'à atteindre une valeur minimale de 30% du  $Q_p$

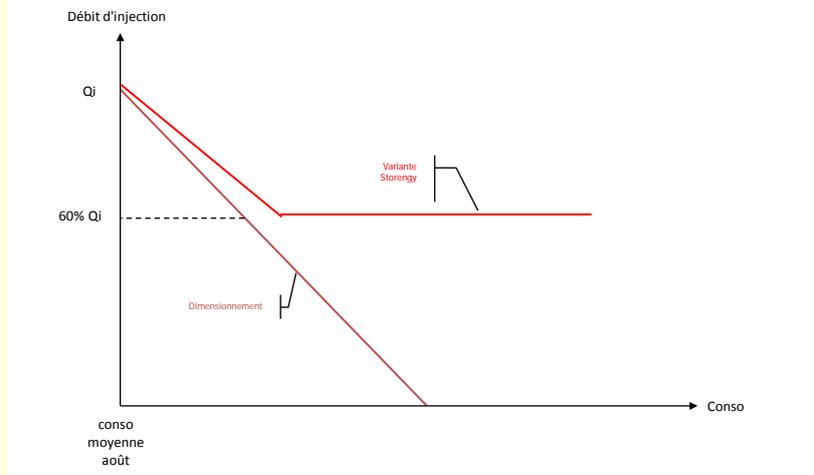
## L'interface Transport Stockage – Approche STORENGY (3/5) – Au soutirage



## L'interface Transport Stockage – Approche STORENGY (4/5) – A l'injection

- Débit de pointe août ( $Q_i$  à 50% du VU) garanti à la conso moyenne jour. de la zone en août
- Relation linéaire entre le débit garanti au PITS et la conso, de façon à garantir l'injection de 130% du VU sur l'été, jusqu'à atteindre une valeur minimale de 60% du  $Q_i$

## L'interface Transport Stockage – Approche STORENGY (5/5) – A l'injection



### 5.5. Conclusion de la phase 1 :

Un modèle commun de réseau de transport principal a été construit par les deux transporteurs. A partir de ce modèle, les 2 GRT ont identifié deux scénarios contraignants dans la gestion des réseaux de transport avec la structure mise en place à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009 :

- un scénario 1 : risque 10% froid, minimum Obergailbach à 80 GWh/j

L'analyse fait apparaître que la simulation commune des 2 réseaux a permis de réévaluer à la baisse la contrainte de flux minimum à Obergailbach de 150 GWh/j (lorsque seul le réseau de GRTgaz est considéré) à 80 GWh/j. Ce scénario conduit à la saturation de la liaison Nord/Sud du réseau de GRTgaz, sans contrainte à l'interface GRTgaz Sud/TIGF étant donné que, dans ce scénario particulier, la zone TIGF fonctionne en « autarcie » (pas de flux entre les 2 zones).

- un scénario 2 : Eté moyen, minimum Montoir à 80GWh/j qui conduit à des saturations des réseaux de GRTgaz comme de TIGF.

## Etude phase 2

### 5.6. Objectif

Il s'agit de :

- définir l'état du réseau après les investissements prévus aux échéances 1<sup>er</sup> Trimestre 2011, 2<sup>ème</sup> Trimestre 2013, 4<sup>ème</sup> Trimestre 2013,
- Identifier les scénarios de flux contraignants,
- Proposer des investissements ou, à défaut, des règles de fonctionnement pour la mise en œuvre des orientations de la CRE du 2 juillet 2009.

### 5.7. Les évolutions futures du réseau.

#### 5.7.1. Pour GRTgaz

- 1 T 2011 : Entrée en service de Fos Cavaou,  
Artère de Beauce (Fontenay - Saint-Arnoult),  
Artère du Mâconnais (Etrez-Génélard).
- 2 T 2013 : Station de compression de Chazelles.
- 4T 2013 : Triplement des artères du Nord\*,  
Connexion Cuvilly-Dierrey,  
Renforcement Dierrey – Voisines,  
Renforcement artère de Beauce\*, artère du Nord Est\*, Hauts de France  
Renforcement de la compression à Taisnières\*, Cuvilly, Voisines\*.

\*Ces renforcements ne sont pas encore décidés et dépendront de la décision relative au terminal méthanier de Dunkerque LNG (cf délibération de la CRE du 27/05/2010).

#### 5.7.2. Pour TIGF

- 4 T 2010 : Réversibilité LACAL.
- 4 T 2012 : Artère du Béarn Lussagnet / Lacq.
- 4T 2013 : Fin d'exploitation du gisement de Lacq,  
Artère de Guyenne Phase B.

### 5.8. Les échéances à étudier

Avril 2011 : Réversibilité Lacal et Fos Cavaou

Avril 2013 : Augmentation des capacités de Lacal, et GRTSud TIGF.

Décembre 2013 : Augmentation des capacités Taisnières.

## 5.9. Capacités aux différentes phases de l'étude

		avr.-11		avr.-13		déc.-13	
		Entrée	Sortie	Entrée	Sortie	Entrée	Sortie
GRTgaz Nord	Dunkerque	570		570		570	
	Taisnières H	590		590		930**	
	Obergailbach	620		620		620	
	Montoir	370		370		370	
	Oltingue		223		223		223
	GRTgaz Sud	230	230	230	230	230	230
GRTgaz Sud	GRTgaz Nord	230	230	230	230	230	230
	Fos	410		410		410	
	TIGF	80*	325	255*	375	255*	375
TIGF	GRTgaz Sud	325	80*	375	255*	375	255*
	Larrau	100	100	165	165	165	165
	Biriatou	5	10	5	10	5	10

\*Capacités auxquelles s'ajoutent 150 GWh/j de prestation de transfert de Cruzy vers Castillon pour le compte de GRTgaz  
\*\*Cette valeur n'est pas certaine (cf délibération CRE du 27/05/2010)

Nota bene :

Prise en compte de la production de Lacq aux différentes phases de l'étude :

Avril 2011 : 16 GWh/j.

Avril 2013 : 15 GWh/j.

Janvier 2014 : 0 GWh/j.

## 5.10. Modélisation de la gestion des flux aux PITS (Point d'Interface Transport Stockage)

Il a été envisagé de comparer les différentes possibilités de gestion uniforme des stockages dans les différentes zones du réseau français. (voir chapitre 5.4)

Après analyse par GRTgaz, la variante proposée par Storengy conduit à des congestions au sein des zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud. La mise en œuvre de ce mode de gestion des stockages n'est donc pas envisageable aux horizons considérés.

Dans le cadre de la phase 2 de l'étude, le modèle GRTgaz pour la gestion des stockages a donc été appliqué au sein des zones GRTgaz et la modèle TIGF en zone TIGF.

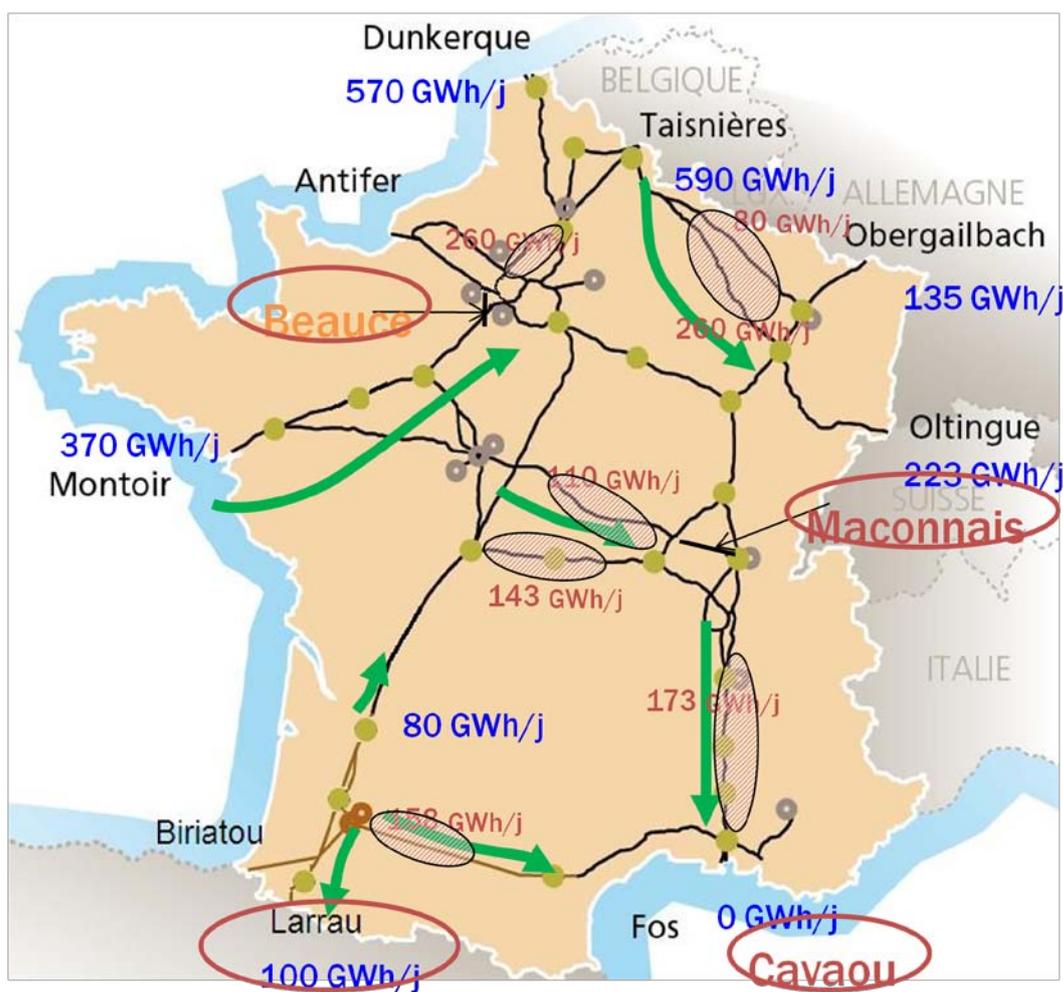
## 5.11. Echéance 2011

### 5.11.1. Développements considérés à cette échéance

Entrée en service de Fos Cavaou à 100%, des capacités admissibles du réseau de transport,  
Artère de Beauce (Fontenay - Saint-Arnoult),  
Artère du Mâconnais (Etrez-Génélard).  
Réversibilité LACAL.

### 5.11.2. Carte des scénarios de flux contraignants

Scénario caractéristique : hiver 10% et flux contraignants Ouest vers Est dans le cadre de la structure contractuelle actuelle.



Ce scénario se caractérise par l'absence d'entrée de gaz à Fos, un minimum de 135 GWh/j à Obergailbach et l'utilisation au maximum des capacités entre les zones TIGF et GRTgaz Sud

**Analyse :**

- l'augmentation du minimum à Obergailbach par rapport au scénario 2009 hiver 2%, s'explique par l'augmentation des flux à l'Ouest (capacité TIGF vers GRTgaz Sud portée de 30 à 80 GWh/j).

**Congestion :**

- Ce schéma de flux où apparaît le besoin d'un flux minimum à Obergailbach conduit à un scénario de congestion sur le réseau.

### 5.11.3. Conclusion à l'échéance 2011

A cette échéance, il existe des congestions.

Conformément au cahier des charges de l'étude, et, parce qu'aucun investissement à cette échéance n'était envisageable, il a été étudié la possibilité de mettre en place une règle opérationnelle.

Celle-ci a été controversée et sa faisabilité non établie, notamment en matière de non dégradation des offres de transport et de stockage actuels.

D'autre part, le délai pour mettre en place l'organisation induite par une éventuelle règle opérationnelle a été jugé incompatible avec une échéance aussi rapprochée.

Le projet de supprimer le terme tarifaire à l'échéance 2011 est donc abandonné.

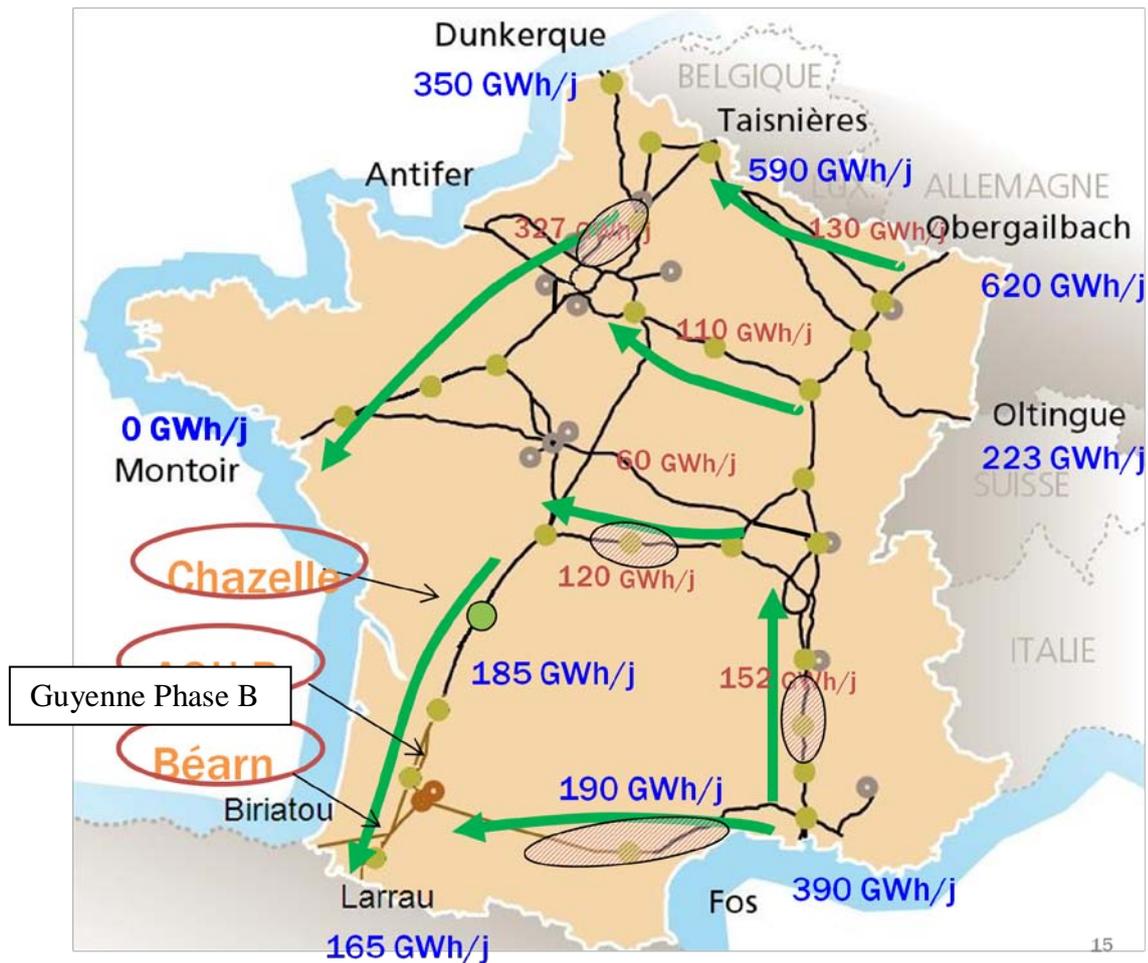
## 5.12. Echéance 2013

### 5.12.1. Développements considérés à cette échéance

Artère du Béarn (Lussagnet - Lacq),  
Station de compression de Chazelles,  
Renforcement artère de Guyenne phase B.

### 5.12.2. Carte des scénarios de flux contraignants - Eté

Cette carte montre des saturations aux liaisons GRTgaz Nord – GRTgaz Sud, GRTgaz Sud – TIGF et TIGF-Espagne (scénarios d'été). Il n'y a pas d'entrée de gaz à Montoir. La structure contractuelle reste échangée.

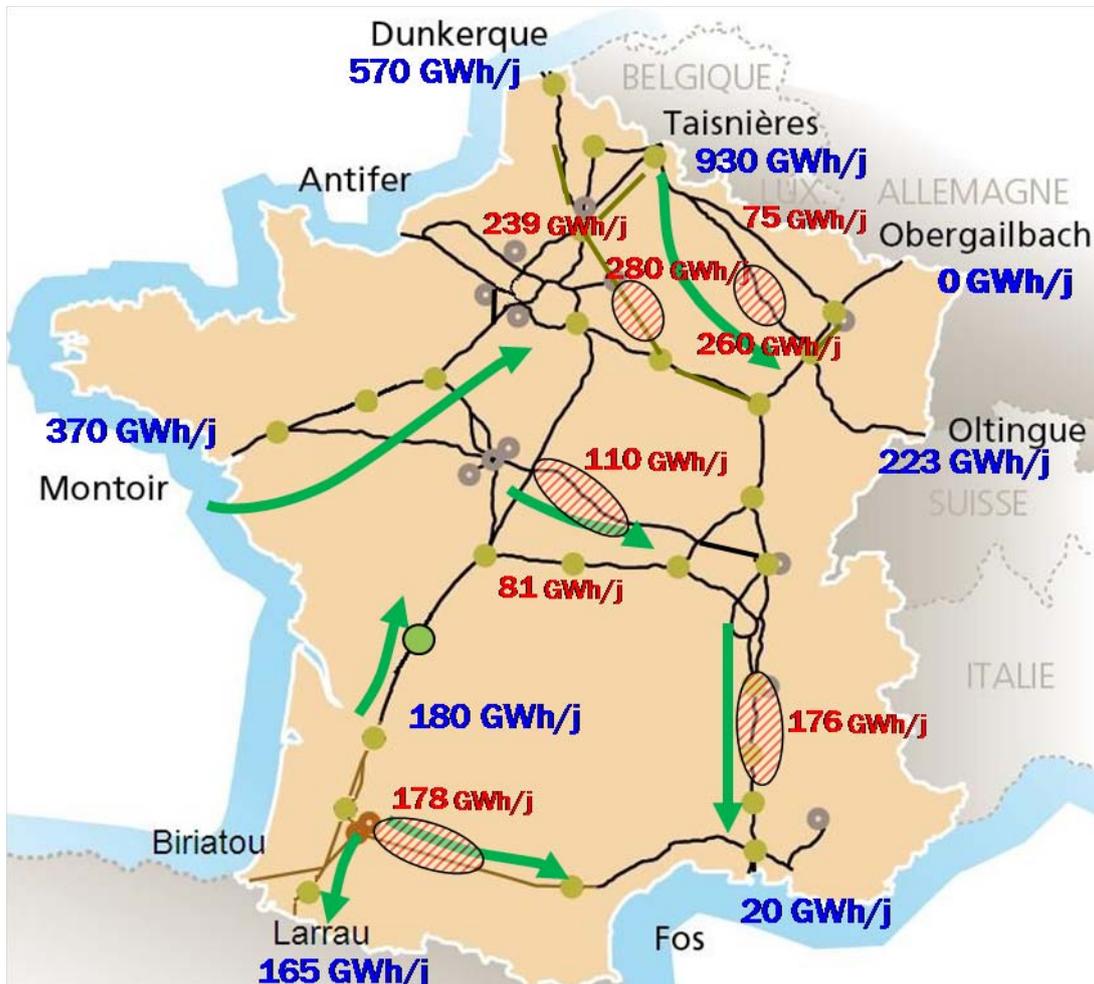


Ce scénario maximise les liaisons GRTgaz Nord-GRTgaz Sud, GRTgaz Sud- TIGF et TIGF-Espagne, il n'y pas de gaz à Montoir.

A l'échéance 2013, on n'identifie pas de congestion dans ce scénario contraignant d'été.

### 5.12.3. Carte des scénarios de flux contraignants - Hiver

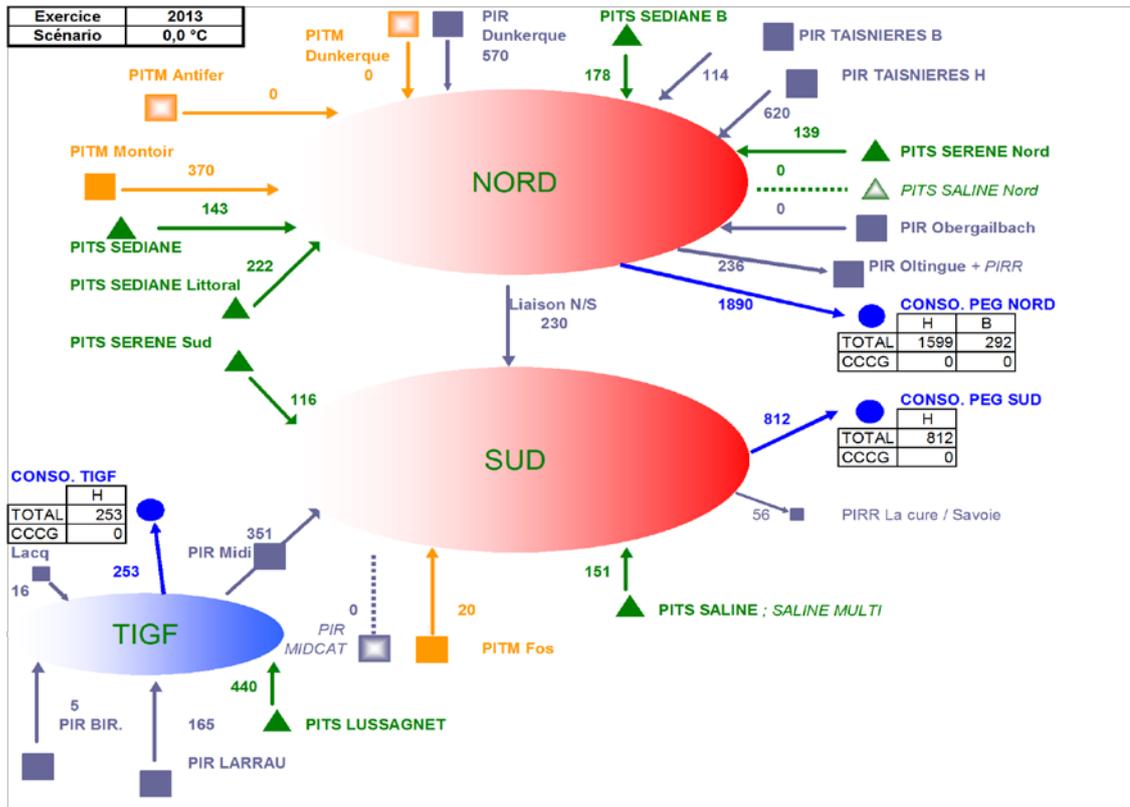
A titre d'exemple : scénario caractéristique N°1 : hiver risque climatique 2 % et flux contraignants Ouest vers Est, structure contractuelle actuelle.



Ce scénario maximise les liaisons GRTgaz Nord-GRTgaz Sud et TIGF-Espagne, les flux sont orientés de l'Ouest vers l'Est, il n'y a pas d'entrée de gaz à Obergailbach. Ce scénario n'entraîne pas de congestion du réseau de transport français. A l'échéance 2013, on n'identifie pas de congestion dans ce scénario contraignant d'hiver.

Compte tenu des résultats finaux de l'open season, la capacité développée à Taisnières à l'horizon 2013 est différente de l'hypothèse retenue pour l'étude (cf. Délibération CRE du 27/05/2010).

Scénario caractéristique N°2 : hiver température 0°C, entrées sur le réseau, 100 % Lussagnet, Fos minimisé, mise à 0 du terme tarifaire



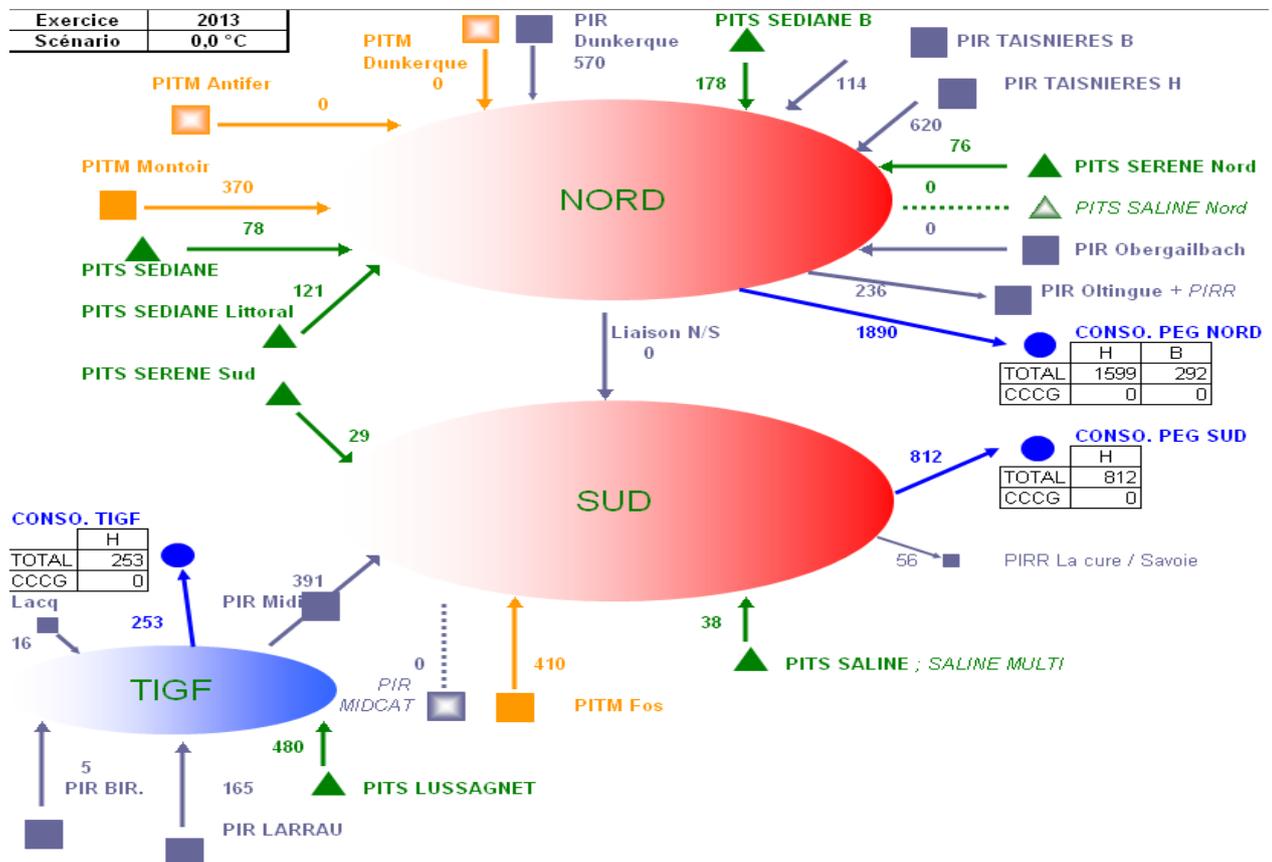
4

Entrées 100% de gaz depuis l'Espagne, soutirage 100% depuis Lussagnet ; entrées minimum depuis Fos

→ Dépassement de la capacité ferme commercialisable au PIR Midi dans le cadre contractuel actuel (congestion), cependant ce schéma de flux est acceptable physiquement, et devient a priori contractuellement possible, dans le cadre de la mise à zéro du terme tarifaire, en cas de mise à disposition des capacités réservées au transfert des entrées de Fos et non utilisées dans ce scénario.

Ce scénario n'entraîne pas de congestion du réseau de transport français.

Scénario caractéristique : hiver température 0°C, entrées sur le réseau, 100 % Lussagnet, Fos minimisé, pas de gaz arrivant par la liaison Nord/Sud, mise à 0 du terme tarifaire



Entrées 100% de gaz depuis l'Espagne, soutirage 100% depuis Lussagnet ; entrées maximum depuis Fos, soutirages réduits depuis les stockage en zone GRTgaz → Dépassement de la capacité physique des ouvrages de liaison, situation de congestion dans le cadre d'une mise à 0 du terme tarifaire pour un scénario peu probable.

#### 5.12.4. Conclusion à l'échéance 2013

- A l'échéance 2013, sous réserve de la réalisation des ouvrages tels que prévus en zone Nord GRTgaz, les saturations dans cette zone seront réduites. Il n'y aura plus de minimum Obergailbach ni de minimum Montoir.
- A cette échéance, l'évolution du réseau fait qu'il peut aisément supporter les flux contractuellement envisageables dans la structure tarifaire actuelle.
- Il a été néanmoins défini quelques scénarios qui, bien que peu probables, démontrent la nécessité de rechercher des règles opérationnelles en cas de mise à zéro du terme tarifaire à la liaison. N.B. : à cette échéance seule une règle opérationnelle peut éventuellement être proposée, de nouveaux projets d'investissements ne pouvant être mis en service compte tenu des délais de réalisation.

## **5.13. Réflexion sur l'inégalité traduisant une demande du COPIL sur les contraintes pesant sur les stockages TIGF**

### **5.13.1. Définitions**

**Capacité technique** : Quantité physique théorique maximale de gaz qu'il est possible d'acheminer au niveau d'un ouvrage.

**Capacité ferme commercialisable** : Part de la capacité technique d'un ouvrage garantie "tout temps tout terrain" et mise en vente auprès des utilisateurs des réseaux de transport (i.e. débit maximal qu'un ouvrage est susceptible de transporter dans une situation de référence donné dit "cas dimensionnant")

**Cas dimensionnant** : cas déterminé par les transporteurs sur la base des conditions de fonctionnement les plus contraignantes qu'ils se doivent de garantir.

### **5.13.2. Signification**

En zone GRTgaz Sud les flux pris en compte en entrée/sortie des stockages souterrains reposent sur des hypothèses climatiques.

En zone TIGF, les flux sont pris en compte dans le seul cadre des capacités publiées au PITS de manière non climatique.

Dans le cadre de la mise à zéro du terme tarifaire à la liaison GRTGaz Sud – TIGF il a été demandé d'étudier la faisabilité d'encadrer les flux à la liaison par les inégalités suivantes, qui se traduisent par des contraintes sur l'utilisation des stockages en zone TIGF. :

Soutirage stockage < Conso + Q Sortie\_Espagne + Q liaison TIGF → Sud – Q lacq ;  
Injection stockage < Q Entrée\_Espagne + Q liaison Sud→TIGF + Q Lacq – Conso

Où

Q liaison Sud→TIGF : Flux dans la limite des capacités commercialisées à la liaison de la zone Sud vers TIGF (y compris prestation de transfert)

Q liaison TIGF→Sud: Flux dans la limite des capacités commercialisées à la liaison de la zone TIGF vers Sud (y compris prestation de transfert)

Q Sortie\_Espagne : Flux dans la limite des capacités commercialisées en sortie vers l'Espagne (Larrau+Biriatou)

Q Entrée\_Espagne : Flux dans la limite des capacités commercialisées en entrée depuis l'Espagne (Larrau+Biriatou)

Qlacq : Flux émis à Lacq (cf. rapport d'étape phase 1).

Conso : Consommation en zone TIGF.

Ces inégalités sont le reflet de l'équilibrage de la zone TIGF d'une part et des capacités de liaison vers GRTgaz Sud d'autre part. Cependant, ces inégalités à elles seules ne permettent pas la gestion opérationnelle des deux zones dans le cadre de la mise à zéro du tarif à la liaison. D'autres règles de gestion applicables en zones TIGF et GRTgaz devront être recherchées dans le cadre de cette étude.

En zone GRTgaz Sud, le respect des flux dimensionnants pris en compte par GRTgaz depuis et vers les PITS de la zone Sud garantit la disponibilité des capacités fermes au niveau affiché sur l'ensemble des autres points (PIR et PITTM).

#### **5.14. Règle opérationnelle (Etude de faisabilité)**

Cette règle, telle qu'ébauchée à ce jour, est destinée à gérer les nominations non limitées au point d'interface en écrêtant les dépassements en cas de fortes demandes au delà des capacités techniques de transport.

Le principe de cette règle serait :

- Pas de souscription de capacité de transport préalable nécessaire au point d'interface,
- Nominations maintenues mais sans limite de capacité,
- Si la somme des nominations est supérieure à la capacité physique disponible, écrêtement des dépassements au prorata de chaque demande, sur la base de toutes les capacités disponibles (fermes, interruptibles et réutilisation de la prestation de transfert de GRTgaz si non utilisée), prise en compte des situations de restriction de capacité en période de travaux.

#### **Règle opérationnelle envisageable**

- Mécanisme
  - Maintien des nominations au PIR Midi
  - Détermination de la capacité opérationnelle disponible à J pour J+1 au PIR Midi (ferme + interruptible)
  - En cas de dépassement de la capacité opérationnelle au PIR Midi le jour J, recalcul des quantités programmées au prorata des nominations de chaque expéditeur
  - L'écrêtement conduit à déséquilibrer les bilans des expéditeurs de façon symétrique dans chaque zone, possibilité pour les expéditeurs de se rééquilibrer par renomination

## Règle opérationnelle envisageable

### ■ Exemple de nominations :

BILAN ZONE SUD	Shipper 1	Shipper 2	Shipper 3	TOTAL	Capa	Dépassement
Conso	500	300		800		
Fos	0	-210	-200	-410		
Liaison N-S	-230			-230		
PIR MIDI	0	210	200	410	375	35
Stockages	-270	-300		-570		

Signe + : sorties du réseau  
Signe - : entrées sur le réseau

## Règle opérationnelle envisageable

### ■ Allocations en situation de dépassement :

BILAN ZONE SUD	Shipper 1	Shipper 2	Shipper 3	TOTAL	Capa	Dépassement
Conso	500	300		800		
Fos	0	-210	-200	-410		
Liaison N-S	-230			-230		
PIR Midi	0	192,07	182,93	375	375	0
Stockages	-270	-300		-570		
Bilan	0	-17,93	-17,07	-35		

Signe + : sorties du réseau  
Signe - : entrées sur le réseau

## 6. Conclusions

### 6.1. Conclusion générale

Pour répondre à une demande de la DGEC adressée aux deux transporteurs<sup>1</sup>, GRTgaz et TIGF ont mené entre septembre 2009 et juin 2010 une étude commune de simulation du fonctionnement de leurs réseaux de transport de gaz aux échéances de 2011 et 2013. L'objectif était d'évaluer les risques de congestion et les modalités opérationnelles pour exploiter les deux réseaux de transport dans l'hypothèse d'une disparition de la liaison tarifaire entre leurs zones, proposée par la CRE dans sa délibération du 2 juillet 2009.

A cette fin, les deux transporteurs ont partagé un modèle commun d'analyse de réseau, échangé les caractéristiques de leurs ouvrages, et fixé les scénarios de nominations et de flux à prendre en compte. Une équipe d'analystes, mis à disposition par les deux transporteurs, a pris en charge cette étude sous le contrôle d'un Comité de pilotage, auquel ont également pris part des représentants de la DGEC, de la CRE et de Storengy.

L'étude a montré que la prise en compte des deux réseaux permet l'abaissement du flux minimum requis à Obergailbach dès 2009 (110 à 80 GWh/j).

A l'échéance 2011, l'étude a permis de confirmer les saturations identifiées par les GRT sur leurs réseaux respectifs, il subsiste un scénario de congestion à cette échéance (minimum Obergailbach).

A l'horizon 2013, les schémas de flux étudiés ont montré qu'il n'existait pas de risque de congestion structurelle entre la zone GRTgaz Sud et la zone TIGF. Néanmoins, la disparition du terme tarifaire de liaison entraîne la disparition des contrôles de capacité au PIR Midi et des risques de congestion peuvent ainsi apparaître dans les configurations particulières suivantes : (i) à l'occasion de travaux de maintenance réduisant les capacités physiques des ouvrages , (ii) en hiver si, d'une manière simultanée, les nominations en entrée depuis l'Espagne, celles depuis Fos et le soutirage des stockages de TIGF sont maximaux, alors qu'il n'est pas fait appel aux soutirages de gaz à partir des stockages de Storengy et qu'aucun flux de gaz ne provient de la zone Nord de GRTgaz.

Cependant, les positions des GRT sont contrastées. Elles sont étayées dans les paragraphes suivants.

---

<sup>1</sup> « Je vous demande ... d'établir un modèle commun du réseau gazier français et de conduire une étude, avant mi-2010, sur la base de ce modèle, afin de définir les scénarii de flux pertinents et d'évaluer les risques de congestion, compte tenu d'une part de la réalité physique des réseaux, d'autre part de l'évolution des flux »

## **6.2. Position de GRTgaz sur la règle opérationnelle**

L'étude commune menée par les deux transporteurs conclut à la nécessité d'une règle opérationnelle pour gérer les situations très exceptionnelles de congestion pouvant apparaître en cas de disparition du terme tarifaire à l'horizon 2013.

GRTgaz est prêt à étudier une règle opérationnelle pour permettre la disparition du terme tarifaire de liaison mais GRTgaz ne peut pas satisfaire seul à cet objectif.

## **6.3. Position de TIGF sur la règle opérationnelle**

Les contraintes de gestion d'un réseau peuvent se répercuter sur les usages contractuels de deux façons :

- Par des règles sur les capacités (gestion des souscriptions),
- Par des règles sur les nominations (gestion des allocations).

Supprimer l'obligation de souscrire des capacités à l'interface GRTgaz-TIGF reporte les contraintes réseau sur la gestion des allocations.

Mettre en place une règle opérationnelle impose de (i) mettre en place un système de limitation des nominations a posteriori plutôt qu'a priori et transforme donc des capacités aujourd'hui fermes en capacités interruptibles, (ii) à établir des règles de priorité d'allocation en cas d'écrêtement.

Cela soulève un certain nombre de questions.

### **Du point de vue de TIGF**

- L'occurrence des écrêtements a été évaluée sur la base des flux historiques, et jugée peu élevée. La fluidification effective du marché est-elle susceptible de modifier les flux en augmentant ce risque d'occurrence ?
- Un écrêtement au prorata des nominations peut-il modifier les comportements, en poussant certains expéditeurs à maximiser les nominations initiales, quitte à effectuer des modifications plus tard dans la journée ? Comment éviter ce comportement ?
- Comment distinguer les nominations pouvant être écrêtées de celles qui ne peuvent pas l'être (OSP, MIG) ? Comment les prioriser ?
- Comment évaluer et communiquer à l'avance l'impact des travaux sur la capacité opérationnelle, puisque celle-ci n'est connue qu'au jour le jour, en fonction de l'usage que fait GRTgaz de son droit de transit ?
- Jusqu'à quand accepter les renominations ? Chaque renomination doit-elle déclencher un nouveau calcul d'écrêtement ? Comment éviter les itérations sans fin ?
- Quel sera l'impact de ces incertitudes sur les autres Points d'Interface ?
- liens avec Espagne
- gestion des PITS
- Quel sera le coût OPEX induit par les développements ? Par le passage au 3x8 du Middle Office de TIGF ?

- Comment gérer la multiplication des échanges de messages à prévoir ?
- Comment fixer les responsabilités de chacun en cas de problème ?
- Comment traiter la problématique des réductions de capacité en cas de travaux inopinés ou de maintenance ?

#### **Du point de vue des expéditeurs :**

La règle revient à abandonner, pour le PIR concerné, le principe « allocation = nomination »

- Comment l'expéditeur va-t-il gérer le risque d'être écrêté ?
- Comment l'expéditeur va-t-il gérer son équilibrage ?
- En cas de manque de disponibilité aux PEGs ou aux stockages, comment se rééquilibrer à un prix acceptable ?
- Comment obtenir des garanties d'équité lors des écrêtements ?

Par ailleurs, la révision à la baisse du plan d'investissement de GRTGaz, (Taisnières à 640 au lieu de 930 GWh/j) n'a pas été prise en compte dans les calculs et études de congestion. Aussi, TIGF défend l'intérêt de réactualiser les données d'investissement ainsi que les cartes concernées et correspondantes à 2013.

Il est d'évidence que les conclusions de l'étude sont conditionnées aux bonnes réalisations des investissements, dans les délais et tels que spécifier techniquement.

**En conclusion, TIGF reste fermement opposé à la suppression des souscriptions de capacité à l'interface avec GRTgaz pour, d'une part, la défense des intérêts propres à l'entreprise, mais aussi, d'autre part, car l'intérêt pour le marché n'est pas prouvé, l'allègement de la contrainte de souscription étant remplacé par un renforcement des contraintes sur les allocations de flux de gaz, ainsi qu'une perte de visibilité sur ces allocations.**

## 7. Annexes

### 7.1. Note de cadrage



18 septembre 2009

## Etude relative aux réseaux de transport de gaz français Note de cadrage

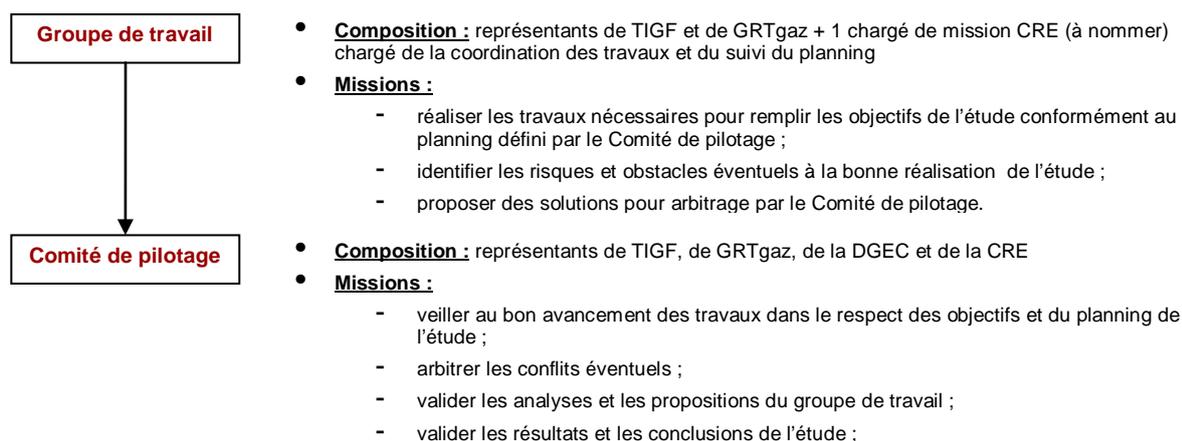
Version post réunion du 14 septembre 2009

### I. Objectifs de l'étude :

Réalisation d'une étude sur la base d'un modèle commun du réseau gazier français et de scénarii de flux pertinents, afin :

- d'identifier les congestions majeures du réseau de transport de gaz français à court et moyen termes ;
- d'évaluer les conditions de mise en œuvre des orientations de la CRE du 2 juillet 2009 concernant le traitement de l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF à compter du 1<sup>er</sup> avril 2011 ;
- et proposer des solutions pour les lever (plan à 10 ans).

### II. Organisation des travaux :



nb : Storengy sera tenu informé de la progression de l'étude et pourra être invité, si besoin, à participer au comité de pilotage.

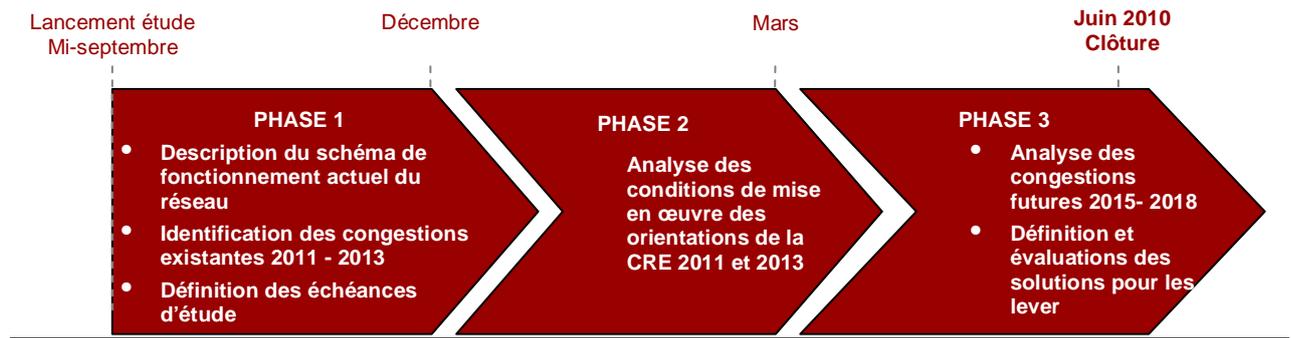
Le Comité de pilotage se réunira mensuellement à compter du lancement de l'étude le 14 septembre 2009. Les 1<sup>ères</sup> dates de réunions prévues sont :

- 9 octobre à 16 heures à la CRE (visio conférence),

- 16 novembre à 16 heures à la CRE (visio conférence),
- 17 décembre à 13 heures à la CRE (plateau repas).

Le groupe de travail se réunira autant que de besoin.

### III. Planning et périmètre de l'étude :



#### 1. Phase 1 :

Cette phase a pour objectifs :

- de partager et de valider un modèle commun du réseau gazier de transport français sur la base du réseau existant :
  - formaliser les capacités annuelles et/ou saisonnières existantes en 2009 à chaque point d'entrée et de sortie du réseau (PITM, PITS, PIR, liaison entre les zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF),
  - formaliser les scénarios de flux utilisés pour déterminer ces capacités (consommations, températures, flux d'entrée et de sortie aux différents points d'interconnexion du réseau, etc.),
  - préciser les autres paramètres importants utilisés pour définir ces niveaux de capacités : niveaux de pression minimale et maximale, etc. ;
- de partager et de valider une vision commune des congestions existantes : décrire les congestions identifiées dans le cadre du réseau et du mode de fonctionnement existants ;
- de définir et de valider les échéances à étudier pour les évolutions futures du réseau de transport. Les échéances identifiées à ce stade sont les suivantes :
  - avril 2011 : entrée en service des capacités reverse à Larrau, Fos Cavaou en service et échéance retenue par la CRE dans ses orientations du 2 juillet 2009,
  - avril 2013 et décembre 2013 : prise en compte de l'open season Taisnières H et du développement de l'axe Ouest des interconnexions avec l'Espagne,

Il est rappelé que les capacités sont vendues sur un pas de temps minimum qui est journalier. A ce titre, la capacité des réseaux à offrir une flexibilité infra journalière ne fait pas partie du périmètre de cette étude.

Il est également rappelé qu'un des grands principes de la mise en œuvre du zonage entrée/sortie est la non dégradation de l'offre existante lors de la mise en service d'un nouvel investissement.

L'étude devra également prendre en compte les éléments suivants :

- en base, le fonctionnement climatique des stockages pour la détermination des capacités d'injection et de soutirage.

- en variante, à l'horizon 2013, les hypothèses retenues pour l'étude devront permettre d'offrir une certaine souplesse supplémentaire qualifiée de marginale sur le soutirage et/ou l'injection à l'intérieur des tunnels existants dans les offres de stockages (cette souplesse devra être définie précisément dans le cadre de cette étude avec les deux opérateurs de stockage).
- les scénarii retenus dans la PIP gaz de 2009 concernant la consommation et le nombre de centrales électriques au gaz (le nombre de projets de centrales au gaz à prendre en compte sera revu en fonction des informations communiquées aux transporteurs par les porteurs de projets).

## 2. Phase 2 :

Cette deuxième phase a pour objectifs :

- de définir l'état du réseau au 1<sup>er</sup> avril 2011 sur la base du modèle de réseau validé lors de la phase 1 et des évolutions majeures impactant le réseau à cette échéance : capacités annuelles et/ou saisonnières à chaque point d'entrée et de sortie du réseau (PITM, PITS, PIR, liaison entre les zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF) ;
- d'identifier et de décrire les contraintes opérationnelles pouvant exister à cet horizon à l'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF ;
- d'identifier les contraintes de fonctionnement qui seraient éventuellement répercutées sur les autres points d'interconnexion des réseaux de transport en cas de mise en œuvre des orientations de la CRE du 2 juillet 2009 concernant l'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF ;
- de proposer les investissements (avec une 1<sup>ère</sup> estimation coûts/délais) et/ou les règles de fonctionnement opérationnelles qui pourraient être nécessaires pour permettre la mise en œuvre de cette orientation en minimisant les contraintes sur les autres points d'interconnexion du réseau.
- un état des lieux identique sera réalisé pour les échéances d'avril 2013 et de décembre 2013.

## 3. Phase 3 :

Cette phase a pour objectifs :

- de définir l'état du réseau aux échéances 2015 et 2018 sur la base du modèle de réseau validé lors de la phase 1 et des évolutions majeures impactant le réseau à ces échéances : capacités annuelles et/ou saisonnières à chaque point d'entrée et de sortie du réseau (PITM, PITS, PIR, liaison entre les zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF) ;
  - avril 2015 : prise en compte du terminal méthanier de Dunkerque, de l'extension du terminal de Montoir, de la prolongation de la durée de vie du terminal de Fos Tonkin à 5.5 Gm3 et du développement de l'axe Est avec l'Espagne (en fonction de l'actualité, les projets à prendre en compte à l'horizon d'avril 2015 pourront évoluer), les projets de développement des capacités de stockage ;
  - avril 2018 : vision prospective basée sur les plans à 10 ans des GRT.

- d'identifier et de décrire les contraintes opérationnelles pouvant exister à chacun de ces horizons au niveau des différents points d'interconnexion du réseau ;
- de proposer les solutions qui pourraient être mises en œuvre pour permettre de décongestionner le réseau (avec une 1<sup>ère</sup> estimation coûts/délais).

### **III. Proposition d'utilisation de son outil de modélisation par GRTgaz :**

GRTgaz a annoncé avoir déjà modélisé dans un outil informatique environ 85 % du réseau de transport français. Il a proposé à TIGF d'inclure les données supplémentaires relatives au réseau de TIGF dans son modèle afin de réaliser un modèle commun. TIGF pourrait envoyer des ingénieurs réseau chez GRTgaz afin de travailler avec les personnes en charge de ce sujet. Cette coopération se ferait sous réserve de signature d'un accord de confidentialité entre les deux transporteurs.

TIGF se déclare prêt à examiner cette proposition de travail.

### **L'ensemble des informations seront partagées de façon transparente entre les deux transporteurs.**

Les personnes composant le groupe de travail seraient :

- GRTgaz : B Guerber, JB Joliot,
- TIGF : M Lagache, M Perronat, JM Laborde.

Un planning de travail détaillé jusqu'à fin décembre 2009 sera établi par le groupe de travail et soumis au comité de pilotage pour le 1<sup>er</sup> octobre 2009.