





ETUDE DE LA  
CAPACITE DES INFRASTRUCTURES  
GAZIERES A REpondre AUX BESOINS  
DES CENTRALES PREVUES

Document GRTgaz

Document TIGF N°DDC/DEV\_10-0009



-- Janvier 2010

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A RÉPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PRÉVUES</b>	
	GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009	

<b>1 - SYNTHÈSE</b> .....	<b>5</b>
<b>2 - OBJET DE L'ÉTUDE</b> .....	<b>8</b>
<b>3 - MODULATION INTRA-JOURNALIÈRE DU MARCHÉ ACTUEL</b> .....	<b>10</b>
<b>3.1 Modulation des consommations du marché actuel (dit « conventionnel »)</b> .....	<b>10</b>
<b>3.1.1 Méthodologie adoptée par GRTgaz</b> .....	<b>10</b>
<b>3.1.2 Méthodologie adoptée par TIGF</b> .....	<b>12</b>
<b>3.1.3 Modulation des consommations de gaz H sur les zones GRTgaz</b> .....	<b>12</b>
<b>3.1.4 Modulation des consommations de gaz sur la zone TIGF</b> .....	<b>14</b>
<b>3.1.5 Modulation des consommations des clients industriels sur le périmètre H de GRTgaz</b> .....	<b>16</b>
<b>3.1.6 Modulation des consommations des clients industriels sur le périmètre TIGF</b> .....	<b>18</b>
<b>3.1.7 Modulation des consommations aux PITD sur le périmètre H de GRTgaz</b> .....	<b>19</b>
<b>3.1.8 Modulation des consommations aux PITD sur le périmètre TIGF</b> .....	<b>20</b>
<b>3.2 Flexibilité utilisée pour répondre à la modulation des consommations sur le périmètre H de GRTgaz</b> .....	<b>21</b>
<b>3.3 Flexibilité utilisée pour répondre à la modulation des consommations sur le périmètre de TIGF</b> .....	<b>24</b>
<b>3.3.1 Généralités</b> .....	<b>24</b>
<b>3.3.2 Réseau de Transport</b> .....	<b>24</b>
<b>3.3.3 Stockages de Lussagnet et Izaute</b> .....	<b>26</b>
3.3.3.1 Schéma actuel d'exploitation des stockages .....	<b>26</b>
3.3.3.2 Offre exclusivement ferme .....	<b>26</b>
3.3.3.3 Réponse au besoin de flexibilité .....	<b>27</b>
<b>4 - ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE DE FLEXIBILITÉ INTRA-JOURNALIÈRE À TERME SUR LE RÉSEAU DE GRTGAZ</b> .....	<b>28</b>
<b>4.1 Principes de l'étude</b> .....	<b>28</b>
<b>4.1.1 Étude de l'équilibre offre-demande connue la veille</b> .....	<b>28</b>
<b>4.1.2 Approche globale à l'échelle des zones H GRTgaz</b> .....	<b>28</b>
<b>4.1.3 Périodes étudiées</b> .....	<b>29</b>
<b>4.1.4 Principes de modélisation</b> .....	<b>29</b>
4.1.4.1 Exploitation des données historiques.....	<b>29</b>
4.1.4.2 La demande de flexibilité .....	<b>29</b>
4.1.4.3 L'offre de flexibilité .....	<b>29</b>
4.1.4.4 Résultats.....	<b>30</b>
<b>4.2 Les limites de l'étude</b> .....	<b>30</b>
<b>4.3 La demande de flexibilité sur les zones H de GRTgaz</b> .....	<b>31</b>
<b>4.3.1 Marché actuel</b> .....	<b>31</b>
<b>4.3.2 Production d'électricité</b> .....	<b>31</b>
4.3.2.1 Centrales à cycle combiné gaz .....	<b>31</b>
4.3.2.2 Turbine à combustion au gaz (TAC) .....	<b>32</b>
4.3.2.3 Cogénérations .....	<b>33</b>
4.3.2.4 Synthèse du besoin projeté .....	<b>33</b>
<b>4.4 L'offre de flexibilité</b> .....	<b>36</b>
<b>4.4.1 Stock en conduite</b> .....	<b>36</b>
4.4.1.1 Rappels théoriques .....	<b>36</b>

4.4.1.2	Potentiel de stock en conduite actuel.....	37
4.4.1.3	Potentiel de stock en conduite lié au développement du réseau.....	38
4.4.1.4	Prise en compte du potentiel de stock en conduite.....	39
<b>4.4.2</b>	<b>Contribution potentielle d'Elengy</b> .....	<b>39</b>
4.4.2.1	Potentiel actuel de flexibilité intra-journalière.....	39
4.4.2.2	Potentiel à moyen terme de flexibilité intra-journalière.....	39
4.4.2.3	Prise en compte du potentiel de flexibilité intra-journalière des installations d'Elengy.....	40
<b>4.4.3</b>	<b>Contribution potentielle de STMFC – terminal de Fos Cavaou</b> .....	<b>41</b>
<b>4.4.4</b>	<b>Contribution potentielle de Gaz de Normandie</b> .....	<b>41</b>
<b>4.4.5</b>	<b>Contribution potentielle de Dunkerque LNG</b> .....	<b>41</b>
<b>4.4.6</b>	<b>Contribution potentielle de Storengy</b> .....	<b>41</b>
<b>4.4.7</b>	<b>Contribution potentielle de TIGF</b> .....	<b>42</b>
<b>4.5</b>	<b>Evaluation de l'équilibre offre/demande sur le réseau de GRTgaz</b> .....	<b>43</b>
<b>4.6</b>	<b>Résultats</b> .....	<b>44</b>
<b>4.6.1</b>	<b>Période 2010-2011</b> .....	<b>44</b>
4.6.1.1	Année 2010.....	45
4.6.1.2	Année 2011.....	47
<b>4.6.2</b>	<b>Période 2012-2013</b> .....	<b>49</b>
4.6.2.1	Année 2012.....	49
4.6.2.2	Année 2013.....	51
<b>4.6.3</b>	<b>Période 2014 et au-delà</b> .....	<b>55</b>
<b>4.7</b>	<b>Etude spécifique de la zone de Fos</b> .....	<b>59</b>
<b>5</b>	<b>EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE DE FLEXIBILITE INTRA-JOURNALIERE A TERME SUR LE RESEAU DE TIGF</b> .....	<b>61</b>
<b>5.1</b>	<b>Principes de l'étude</b> .....	<b>61</b>
5.1.1	Etude de l'équilibre offre demande J-1, pour les CCCG .....	61
5.1.2	Fourniture de flexibilité intra-journalière aux CCCG raccordées en zone TIGF.....	61
5.1.3	Contribution de TIGF envers GRTgaz pour la couverture des besoins de flexibilité intra-journalière des centrales de la zone de Fos, offre interruptible.....	61
5.1.3.1	Hypothèses .....	62
5.1.3.2	Réserves.....	62
5.1.3.3	Limites dans le temps.....	62
5.1.4	Périodes étudiées .....	62
5.1.5	Méthodologie de l'étude .....	63
5.1.5.1	Demande de flexibilité .....	63
5.1.5.2	Offre de flexibilité intra-journalière .....	63
5.1.5.3	Evaluation de l'équilibre offre-demande .....	64
5.1.6	Contraintes liées à l'accroissement du besoin de modulation .....	64
<b>5.2</b>	<b>Limites de l'étude</b> .....	<b>65</b>
<b>5.3</b>	<b>Demande de flexibilité en zone TIGF à terme</b> .....	<b>65</b>
5.3.1	Marché conventionnel .....	65
5.3.2	Production d'électricité.....	65
5.3.2.1	Centrales identifiées en zone TIGF .....	66
5.3.2.2	Hypothèses de fonctionnement des centrales.....	66
5.3.2.3	Besoin en amplitude de modulation et en volume modulé .....	66
5.3.2.4	Synthèse du besoin des CCCG .....	67

<b>5.4 Offre de flexibilité en zone TIGF à terme</b> .....	68
<b>5.4.1 Potentiel de stock en conduite</b> .....	68
5.4.1.1 Potentiel de stock en conduite actuel.....	68
5.4.1.2 Potentiel de stock en conduite lié au développement du réseau.....	69
<b>5.4.2 Potentiel des stockages</b> .....	69
5.4.2.1 Potentiel des stockages Lussagnet / Izaute, période 2009 à 2012 .....	69
5.4.2.2 Potentiel des stockages Lussagnet / Izaute, période 2013 à 2015 .....	69
a) Réponse au besoin de modulation via les stockages .....	69
b) Période 2013 à 2015, une seule centrale .....	69
5.4.2.3 Potentiel des stockages Lussagnet Izaute, post 2015 .....	70
5.4.2.4 Potentiel des stockages Lussagnet / Izaute, synthèse 2009 à post 2015.....	70
a) Besoin de modulation couvert par les stockages .....	70
b) Risque d'inversion de flux .....	71
<b>ANNEXES</b> .....	<b>72</b>
<b>Annexe 1 : Cahier des charges de l'étude</b> .....	73
<b>Annexe 2 : Traitements statistiques</b> .....	78
<b>Annexe 3 : modulation de la consommation des clients industriels – résultats détaillés</b> .....	79
<b>Annexe 4 : modulation de la consommation des clients distribution – résultats détaillés</b> .....	86
<b>Annexe 5 : modulation et flexibilité actuelles par maille</b> .....	89

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A RÉPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PRÉVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

## 1 - SYNTHÈSE

Au vu du nombre important de projets de centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel en France et des modulations intra-journalières potentiellement fortes de leurs consommations de gaz, GRTgaz a mené, au cours de l'année 2008, des études préliminaires afin d'évaluer l'impact de ces nouvelles consommations sur le fonctionnement du réseau dans le cadre de l'équilibrage contractuel journalier. Elles ont montré que GRTgaz ne disposait pas des outils permettant de répondre aux besoins de flexibilité intra-journalière d'un parc significatif de centrales.

La Commission de régulation de l'énergie a indiqué dans sa délibération du 30 avril 2009, qu'il revient aux GRT d'utiliser de façon optimale les ressources de flexibilité intra-journalière disponibles sur l'ensemble des infrastructures gazières, pour permettre la réalisation des programmes des centrales de production d'électricité communiqués la veille pour le lendemain. Dans ce cadre et afin d'approfondir les travaux préalablement menés, la Commission de régulation de l'énergie a demandé à GRTgaz et à TIGF pour le sud-ouest de la France de réaliser, en coordination avec les autres opérateurs d'infrastructures, une étude d'ensemble portant sur la capacité des infrastructures gazières françaises à répondre aux besoins des centrales de production d'électricité prévues.



Cette étude a été réalisée par chacun des transporteurs, GRTgaz et TIGF, au périmètre des zones qu'il dessert. Conformément au cahier des charges validé en groupe de Concertation gaz, l'étude porte sur la réponse aux besoins, connus la veille pour le lendemain, des centrales de production d'électricité prévues. Ce rapport est la contribution de GRTgaz à l'étude d'ensemble.

GRTgaz et TIGF ont mené l'analyse en deux parties. La première partie détermine la modulation intra-journalière des consommations actuelles et la flexibilité fournie par les stockages et le stock en conduite pour couvrir ce besoin. La seconde étudie l'équilibre entre la demande et l'offre de flexibilité intra-journalière à court, moyen et long terme.

L'étude montre que les consommations sur les zones H de GRTgaz fluctuent au cours de la journée selon un profil type : inférieures de l'ordre de 11 % à la moyenne journalière durant la nuit, elles augmentent rapidement vers 6 heures du matin et dépassent alors de l'ordre de 13 % la moyenne journalière pour décroître lentement à partir de 13 heures en connaissant cependant un rebond moins marqué vers 19 heures. Ce profil est très largement lié à l'usage du chauffage et à l'activité économique. La modulation intra-journalière qui en résulte varie donc, en valeur absolue, en fonction de la température et de l'activité du jour considéré. Elle provient essentiellement d'une modulation des consommations aux points d'interconnexion du réseau de transport et des réseaux de distribution, mais également des consommations de quelques gros consommateurs directement raccordés au réseau de transport qui utilisent une partie ou la totalité du gaz qu'ils consomment pour produire de l'électricité.

Cette modulation est couverte en moyenne en hiver à 85 % par le stock en conduite du réseau de GRTgaz et à 15 % par les variations intra-journalières des soutirages des stockages de Storengy. En été le stock en conduite suffit pour satisfaire les besoins de modulation des consommations.

La seconde partie de l'étude s'est attachée à déterminer statistiquement, par mois, sur les années 2010 à 2015 puis sur l'année 2020, la capacité des infrastructures gazières françaises à répondre aux besoins futures du marché. L'offre potentielle a été établie à partir de la flexibilité intra-journalière historiquement disponible, une fois la demande de modulation actuelle satisfaite, incrémentée de la flexibilité créée par le développement de nouvelles infrastructures. Cette offre a été comparée à la demande de flexibilité supplémentaire générée par

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES</b> <b>A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ</b> <b>TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

l'évolution du marché, et principalement par le développement des nouvelles centrales électriques. Pour ces dernières, un fonctionnement simulé sur la base des prix historiques des énergies a été retenu.

Cette partie de l'étude confirme la forte modulation intra-journalière des consommations des centrales électriques. Le volume modulé qu'elles requièrent représente en 2010, 2012 et 2020 respectivement de l'ordre 50 %, 100% et 200 % du volume modulé des consommations des autres consommateurs desservis par le réseau de GRTgaz.

L'analyse montre que les infrastructures actuelles en service ou dont le développement est décidé, permettent la majeure partie du temps de satisfaire le besoin de modulation intra-journalière du marché jusqu'en 2013. Cet équilibre est assuré par un recours accru au stock en conduite utile en été, et par l'accroissement de la sollicitation des autres infrastructures (terminaux, stockages et TIGF) tout au long de l'année, surtout en hiver.

Cependant, du fait notamment de la capacité limitée des stockages à fournir de la flexibilité intra-journalière en octobre et en novembre (période de fin d'injection et de début de soutirage), les infrastructures gazières françaises peuvent ne pas être en mesure de satisfaire totalement, dès 2011-2012 durant ces deux mois, la réalisation des programmes de l'ensemble des centrales communiqués à GRTgaz la veille pour le lendemain. Sur cette période de l'année, la modélisation fait apparaître une tension sur 10 à 15 % des jours de fonctionnement des centrales. Cette tension sur l'offre s'accroît et se généralise aux autres mois de l'année au fur et à mesure de la mise en service des centrales de production d'électricité. Ainsi en 2015, en l'absence de tout accroissement de la flexibilité intra-journalière disponible, la fréquence de couverture de la totalité du besoin pourrait être de l'ordre de 80 % en moyenne sur l'année et de 60 % en octobre-novembre. Ce qui signifie qu'en moyenne sur l'année, le besoin du marché pourrait ne pas être totalement couvert un jour sur cinq de fonctionnement des centrales.



Le développement de nouvelles infrastructures, envisagé à l'horizon 2014-2015 (terminaux méthaniers, canalisations de transport), est de nature à apporter la flexibilité intra-journalière supplémentaire nécessaire à la couverture des besoins des nouvelles centrales. Cependant, ces investissements ne sont pas décidés à ce jour. La présente étude montre ainsi que la réalisation de ces nouveaux investissements, motivés au premier degré par le développement de la sécurité d'approvisionnement et de la capacité d'arbitrage, est également essentielle pour le développement de la flexibilité intra-journalière de l'ensemble du système gazier français.

Par ailleurs l'étude met en évidence qu'en l'absence d'émission significative au terminal méthanier de Fos Cavaou à court terme et du doublement de l'artère du Rhône à moyen terme, le transfert de flexibilité vers la zone de Fos peut être limité, et la modulation des consommations de cette zone ne peut pas entièrement bénéficier de la flexibilité disponible sur l'ensemble du réseau. Dans ces conditions, la demande de flexibilité ne sera satisfaite en totalité et à tout moment que sous réserve à court terme d'émissions sur le terminal de Fos Cavaou, et à moyen et long termes, du doublement de l'artère du Rhône ou du développement local d'une offre supplémentaire de flexibilité intra-journalière soit au niveau des terminaux existants ou en projet, soit au niveau du stockage.

Il convient de rappeler que cette étude est réalisée à partir de scénarii historiques et d'analyses de cas statistiques. Des cas jugés extrêmes, au vu de l'observation du passé, n'ont, par construction, pas été examinés. Cette étude permet donc de fixer les ordres de grandeur quant à la couverture des besoins de flexibilité dans des conditions standards de consommation, d'exploitation et d'utilisation par les clients des différentes infrastructures.

Sur le réseau de TIGF, l'étude a montré une tendance comparable à celle de GRTgaz avec les mêmes profils de modulation selon les segments de consommateurs. En l'absence de producteur d'électricité sur sa zone, les cogénérations de faible puissance représentant une part marginale de la clientèle industrielle, l'essentiel des besoins de modulation est à mettre au compte des points d'interconnexion entre les réseaux de transport et de distribution (PITD) avec une corrélation forte aux conditions climatiques.

En zone TIGF, cette modulation est couverte essentiellement par le stockage de Lussagnet/Izaute. Cela est dû à sa position au barycentre de la zone, aux conditions d'exploitation des artères au départ de ces sites proches des Pressions Maximales de Service.

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

TIGF a mené deux études distinctes :

- ⇒ à la demande de GRTgaz, faisabilité d'une fourniture et d'un transfert de flexibilité de 2010 à 2013 au profit de GRTgaz vers sa zone de Fos sur mer déficitaire en certaines périodes, sur la base de profils généraux transmis par ce dernier,
- ⇒ disponibilité de flexibilité intra-journalière sur sa propre zone à partir de 2013/2014 pour une CCCG identifiée en 2013 et 2 supplémentaires post 2015.



En réponse à la demande de GRTgaz de fourniture de flexibilité pour les centrales de la zone de Fos, TIGF est susceptible de proposer à Cruzy (PIR Cruzy-Castillon) dès 2010 une fourniture interruptible de flexibilité intra-journalière pour deux CCCG.

En 2013, lors de la mise en service de la première centrale dans le sud de la zone de TIGF, l'Artère du Béarn et le fonctionnement bidirectionnel du LACAL permettront le transfert de flexibilité depuis le stockage (qui reste le fournisseur de flexibilité) à cette dernière quelque soit le schéma d'alimentation.

A partir de 2015, il est envisageable de prendre en compte

- une centrale sur la zone NORD de TIGF. Les développements de l'Artère de Guyenne et de la compression de Lussagnet permettront l'alimentation de celle-ci à la condition qu'elle soit directement alimentée par le réseau de Grand Transport. Cela nécessite la construction d'un investissement (branchement) dédié en zone relativement urbanisée d'une trentaine de kilomètres.
- une centrale sur la zone EST de TIGF. Sur la base de l'étude des historiques des appoints à CRUZY, l'alimentation en ferme de cette centrale nécessite le triplement de l'Artère de GASCOGNE à une pression de 67 bar sur une longueur de 28 km entre Lupiac et Barran (délai de mise en service 36 mois).

Les résultats de l'étude ont été présentés en Concertation gaz au cours de cinq réunions entre le 26 mai et le 5 novembre 2009. L'ensemble des supports de présentation est accessible sur le site internet de la Concertation gaz.

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A RÉPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PRÉVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

## 2 - OBJET DE L'ÉTUDE

Depuis 2006 en France, il est constaté un très fort développement des projets de centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel. Ce développement s'inscrit dans un contexte d'accroissement modéré de la consommation d'électricité, de déclassement des plus anciennes centrales à charbon visant à réduire les émissions atmosphériques associées et d'une érosion probable du parc de cogénération. Ces centrales constituent également un complément indispensable à la production intermittente d'électricité liée aux énergies renouvelables.

Compte-tenu de leurs caractéristiques technico-économiques et du développement du marché de l'électricité, ces centrales envisagent aujourd'hui des fonctionnements sur des cycles relativement courts à l'intérieur de la journée, générant ainsi une modulation intra-journalière de leurs consommations de gaz.

L'opérateur de transport développe et gère un réseau constitué de canalisations dont le rôle principal est d'acheminer le gaz naturel. Pour le bon fonctionnement du réseau, il convient que ce dernier soit équilibré à tout moment (i.e. les entrées sont égales aux sorties). En France, l'obligation d'équilibrage fixée aux utilisateurs du réseau est au pas de temps journalier. Il appartient aux expéditeurs de mettre à disposition du transporteur les quantités journalières qui sont livrées à leurs destinataires. Il revient en revanche au gestionnaire du réseau de gérer les déséquilibres intra-journaliers avec les outils de flexibilité<sup>1</sup> dont ils disposent, à savoir le stock en conduite et le recours à d'autres infrastructures comme les stockages ou les terminaux méthaniers.

Au vu des fortes modulations intra-journalières susceptibles d'être générées par les centrales et du nombre important de projets, GRTgaz a mené des études préliminaires courant 2008. Ces dernières ont montré que GRTgaz ne disposait pas des outils permettant de répondre aux besoins de flexibilité intra-journalière d'un parc significatif de centrales.

Afin d'approfondir ces travaux, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a demandé à GRTgaz et à TIGF pour le Sud-ouest de la France de réaliser, en coordination avec les autres opérateurs d'infrastructures, une étude d'ensemble portant sur la capacité des infrastructures gazières françaises à répondre aux besoins des centrales de production d'électricité prévues. La CRE a demandé également que le cahier des charges de cette étude soit validé par le groupe de travail en charge de ce sujet au sein de la Concertation gaz et que les résultats lui soient remis et communiqués aux membres du groupe de travail au plus tard en septembre 2009.



Le cahier des charges, joint en annexe 1, a été validé par le groupe de travail le 15 mai 2009.

Conformément au cahier des charges, l'étude s'attache à déterminer la capacité du système gazier français à répondre au besoin de flexibilité intra-journalière connu la veille pour le lendemain, du marché à court, moyen et long terme, intégrant les centrales de production d'électricité construites, en projet ou envisageables<sup>2</sup>. Seules les sources de flexibilité intra-journalière situées sur le territoire national ont été retenues dans cette étude (réseaux, terminaux méthaniers et stockages). En effet, l'examen des possibilités d'apports de flexibilité intra-journalière en provenance des pays voisins est complexe, du fait notamment de la diversité et du nombre d'acteurs à consulter.

<sup>1</sup> Par convention dans ce document le terme « modulation » sera réservé à la variation des flux horaires des consommations, alors que le terme « flexibilité » sera retenu pour caractériser les outils et services qui permettent de répondre au besoin de modulation.

<sup>2</sup> L'évaluation des possibilités de modification de fonctionnement en cours de journée des centrales nécessite des analyses approfondies menées à partir d'outils de simulation et de retours d'expérience dont GRTgaz ne dispose pas actuellement. Les indications qualitatives (délais de prévenance) présentées en groupe de concertation seront précisées au cours de l'année 2010.



	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

Dans les pays ayant fait le choix d'une incitation à l'équilibrage horaire, comme la Belgique et l'Allemagne, ce sont les expéditeurs et non les gestionnaires de réseaux de transport (GRTs), qui accèdent à l'essentiel de la flexibilité intra-journalière.

Les résultats de l'étude ont été présentés en Concertation gaz au cours de cinq réunions entre le 26 mai et le 5 novembre 2009. L'ensemble des supports de présentation est accessible sur le site internet de la Concertation gaz.

Le présent document formalise les résultats de l'étude. Il comprend deux parties :

- une description et quantification des besoins de flexibilité intra-journalière du marché actuel et de la sollicitation des outils de flexibilité permettant de couvrir ces besoins,
- une évaluation de l'équilibre offre-demande de flexibilité intra-journalière à terme au vu des besoins prévus et des outils de flexibilité potentiels susceptibles d'être mobilisés par les opérateurs de réseau.

Par nature, cette étude s'appuie sur des éléments fournis par d'autres acteurs du système gazier. GRTgaz et TIGF ne sauraient être tenus pour responsables des données et/ou documents inexacts, incomplets, omis ou sujets à interprétation fournis par les autres acteurs, ainsi que de toute conclusion fondée sur l'utilisation desdites données et/ou documents.

Cette étude est indicative. Elle ne peut pas engager une quelconque responsabilité de GRTgaz, TIGF ou des opérateurs notamment quant à la réalisation des projets envisagés. Cependant GRTgaz et TIGF ont fait leurs meilleurs efforts afin que cette étude transcrive la vision prospective la plus juste qu'ils peuvent avoir au moment de son établissement, au vu notamment du contexte actuel, de leurs compétences et des documents et informations en leur possession.

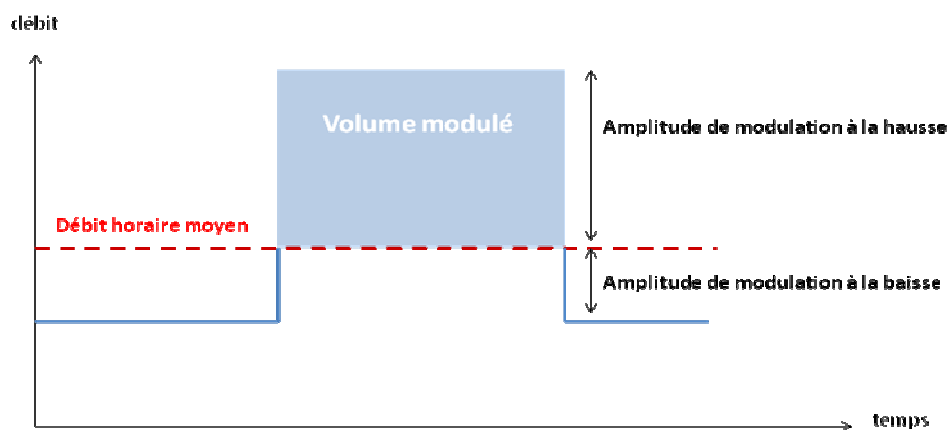
En outre cette étude ne peut en aucun cas remplacer ou modifier les documents contractuels existants, que ce soit les conventions d'étude, les contrats de raccordement, le contrat d'acheminement, les contrats d'accès des opérateurs ou les contrats inter-opérateurs. Elle ne préjuge pas non plus des modifications qui pourraient être apportées aux règles actuellement applicables.

Les résultats de cette étude sont propriété de GRTgaz et/ou TIGF et ils ne pourront pas être utilisés sans l'accord préalable de GRTgaz et/ou TIGF.

### 3 - MODULATION INTRA-JOURNALIÈRE DU MARCHÉ ACTUEL

Conformément au cahier des charges, la première partie de l'étude décrit la modulation intra-journalière des consommations du marché actuel desservi par GRTgaz et TIGF et les outils de flexibilité mobilisés pour y répondre.

Modulation et flexibilité sont caractérisées par des amplitudes et un volume modulé conformément au schéma ci-après.



L'amplitude s'exprime soit en pourcentage de variation par rapport au débit moyen, en m<sup>3</sup>/h ou GWh/h. Le volume modulé s'exprime en Mm<sup>3</sup>/j ou en GWh/j. Dans la suite du document il est fait également référence au volume modulé annuel, qui permet d'évaluer le volume de gaz qu'il est nécessaire de stocker, déstocker et transférer au cours de l'année.

#### 3.1 Modulation des consommations du marché actuel (dit « conventionnel »)

##### 3.1.1 Méthodologie adoptée par GRTgaz

Les variations de consommations à l'intérieur de la journée ont été évaluées :

- pour la consommation globale, à partir de l'analyse de la flexibilité fournie par le système à savoir des variations de flux en temps réel mesurés aux points d'entrée et de sortie du réseau (stockages, points d'interconnexion réseau, terminaux méthaniers) et des variations de stock en conduite établies à partir des mesures de pression sur le réseau ;
- pour les industriels directement raccordés au réseau de transport de GRTgaz, dont les centrales de production d'électricité existantes, à partir des mesures télé-relevées à pas de temps horaire au niveau des points de livraison.

L'analyse de la modulation des livraisons aux points d'interface transport-distribution (PITD) a été obtenue par différence des deux modulations précédemment déterminées. Il n'a pas été possible dans le délai imparti d'analyser finement les données de mesurage de ces points compte tenu de leur nombre important (de l'ordre de 3500 points de comptage) et de l'absence de mesures horaires pour la plupart d'entre eux. Une étude statistique a cependant été faite sur quelques PITD équipés de télé-relève pour valider les résultats obtenus par la méthode précédente.

Cette partie de l'étude a été menée avec le concours du cabinet Business&Décision spécialisé en datamining, analyse statistique des données et SI décisionnel.

La procédure retenue a été la suivante :

- extraction du système de télégestion de GRTgaz des données de pression et de comptage sur un pas de temps de 10 minutes du 1er novembre 2006 au 20 novembre 2008, ce qui a permis de reconstituer la modulation globale des consommations,
- extraction du système d'information Mesurage des données de comptage horaire des clients industriels directement raccordés au réseau de transport sur la période du 1er décembre 2007 au 31 mars 2009,
- traitement des données pour des aspects purement informatique (mise au format, resynchronisation, ...) mais également pour des aspects « métier » (corrections de données aberrantes, reconstitution de certaines données absentes, ...)
- calcul des profils types de consommation et des sollicitations des flexibilités,
- traitements statistiques pour obtenir des résultats exploitables
- production des supports de restitution des résultats (courbes).

On notera par exemple l'absence d'historique de données entre 4h et 6h du matin du fait des paramétrages de sauvegarde des serveurs. En cumulant les absences 4h-6h, les données manquant ponctuellement et les données aberrantes retirées, le taux de perte sur environ 100 000 lignes théoriquement disponibles (2 ans par pas de 10mn) ressort de l'ordre de 30%.

Les profils sont toutefois exploitables et montrent clairement les tendances.

Pour caractériser la modulation des consommations, un traitement statistique a été réalisé. Huit méthodes ont été testées et classées entre-elles pour retrouver celles dont les résultats retranscrivaient le plus fidèlement les consommations horaires constatées. Le résultat de chacune est caractérisé par :

- l'écart moyen des chroniques à ce profil,
- l'écart type autour de cet écart moyen qui traduit les différences entre les profils pour un instant donné.

Le classement de ces méthodes est donné en annexe 2 « Traitements statistiques ». Trois méthodes ont été retenues pour caractériser les principaux résultats :

- calcul du profil moyen sur l'ensemble de la période étudiée : cette méthode est très robuste mais peu précise ;
- calcul des profils moyens par saison (3 saisons : hiver, été et intersaison) et par type de jours de la semaine (2 types de jours : jours ouvrable i.e. lundi à samedi d'une part, et dimanche et jours fériés d'autre part). Cette méthode, qui aboutit à 6 profils, présente un bon compromis de précision et de robustesse et permet de distinguer l'essentiel : saisons et type de jour de la semaine.
- calcul des profils moyens par saison (3 saisons : hiver, été et intersaison) et par jour de la semaine (les lundis, les mardis, ...), ce qui permet d'établir 21 profils distincts. Cette méthode est beaucoup plus précise que les précédentes mais fragile du fait d'une segmentation fine qui conduit à peu de données et un nombre de traitements statistiques élevé pour chacun des 21 profils.

Les profils obtenus sont caractérisés par :

- des amplitudes par rapport à la consommation horaire moyenne de la journée :
  - amplitude à la hausse : consommation horaire la plus élevée par rapport à la consommation horaire moyenne de la journée (équivalent à un débit de soutirage sur le réseau si on considère l'approvisionnement horaire constant sur la journée)
  - amplitude à la baisse : consommation horaire la plus basse par rapport à la consommation horaire moyenne de la journée (équivalent à un débit d'injection sur le réseau)

- un volume modulé à déplacer (stocker et déstocker) dans la journée si on considère l’approvisionnement horaire constant sur la journée, qui correspond au cumul sur la journée des consommations excédant la consommation moyenne journalière (ou de façon équivalente au cumul sur la journée des consommations inférieures à la consommation moyenne journalière).

Ces analyses ont été menées sur l’ensemble du réseau de GRTgaz. Dans la suite du document, seuls les résultats concernant les zones H sont présentés. Il n’existe en effet aucun projet de centrale de production d’électricité sur la zone B. Par ailleurs les moyens de flexibilité y sont très limités et ne sont pas exportables en zone H.

### 3.1.2 Méthodologie adoptée par TIGF

La zone d’équilibrage TIGF représente 410 postes de livraisons dont 405 équipés de télé-relève. L’analyse de la modulation a été effectuée à partir des données horaires de chacun des postes télé-relevés.

- Pour les 150 PITD, par l’agrégation des consommations horaires de chacune des 275 distributions publiques regroupées à l’intérieur de chacun des PITD.
- Pour chacun des 135 industriels raccordés au réseau de transport de TIGF(PIC), par la prise en compte de leurs consommations horaires.

Le nombre de postes télérelevés, la fiabilité du système de comptage et le nombre de postes en service chez TIGF nous ont permis d’obtenir des résultats exploitables et représentatifs.

Pour caractériser la modulation des consommations, de même que GRTgaz, un traitement statistique sur chacune des journées des 3 dernières années a été réalisé.

La méthode suivante a été retenue pour caractériser les principaux résultats :

- Calcul des profils moyens par saison (3 saisons : hiver, été, intersaison) et par type de jours de la semaine (2 types de jours : jours ouvrés du lundi au vendredi d’une part, samedi, dimanche et jours fériés d’autre part) et le risque climatique P50<sup>3</sup> correspondant à la journée du 8 janvier 2009. Cette méthode, qui aboutit à 7 profils, présente un bon compromis de précision et de robustesse et permet de distinguer l’essentiel : saisons et type de jour de la semaine.

Les profils obtenus sont caractérisés par :

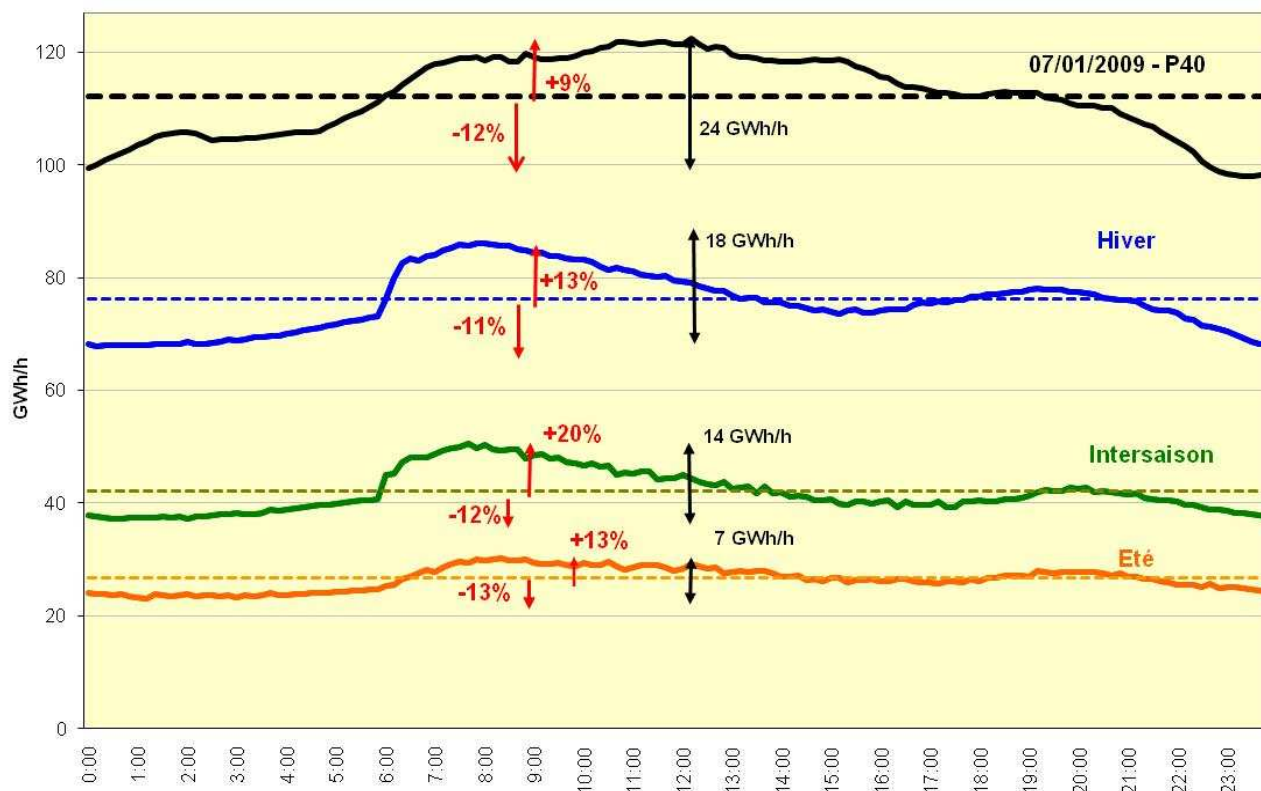
- des amplitudes par rapport à la consommation horaire moyenne de la journée :
  - amplitude à la hausse : consommation horaire la plus élevée par rapport à la consommation horaire moyenne de la journée (équivalent à un débit de soutirage du stockage en majorité si on considère l’approvisionnement horaire constant sur la journée)
  - amplitude à la baisse : consommation horaire la plus basse par rapport à la consommation horaire moyenne de la journée (équivalent à un débit d’injection au stockage)
- un volume modulé à déplacer (stocker et déstocker) dans la journée si on considère l’approvisionnement horaire constant sur la journée, qui correspond au cumul sur la journée des consommations excédant la consommation moyenne journalière (ou de façon équivalente au cumul sur la journée des consommations inférieures à la consommation moyenne journalière).

### 3.1.3 Modulation des consommations de gaz H sur les zones GRTgaz

La procédure décrite au paragraphe précédent a permis d’obtenir la chronique de consommation pour l’ensemble de la consommation de gaz H des zones GRTgaz sur la période du 1<sup>er</sup> novembre 2006 au 20 novembre 2008.

<sup>3</sup> Il s’agit d’un aléa climatique susceptible d’intervenir 50 fois tous les 100 ans.

L'amplitude de la modulation varie en valeur absolue par rapport à la consommation horaire moyenne de la journée. Elle augmente lorsque la consommation globale journalière augmente. Le graphique ci-dessous représente les profils moyens par saison en jours ouvrables. Le profil de consommation de la journée du 7 janvier 2009 a également été représenté. Cette journée a été retenue car elle a été relativement froide avec une température d'un niveau tel qu'il s'en présente statistiquement environ tous les 3 ans.



Un profil récurrent se dessine :

- pointe du matin entre 6h et 13h avec des maxima en moyenne de l'ordre de 10 à 15% au-dessus de la consommation moyenne journalière,
- pointe du soir plus courte aux environs de 19h-20h et moins marquée (de l'ordre de 3 à 5%),
- réduction des consommations modeste l'après-midi puis réduction plus franche la nuit.

Ce profil traduit vraisemblablement l'utilisation du gaz liée en grande partie au chauffage.

Pour un jour moyen ouvrable, par saison, le volume modulé moyen varie en fonction des températures et donc des saisons :

- Été : 18 GWh/j
- Intersaison : 35 GWh/j
- Hiver : 48 GWh/j

A titre de comparaison, pour le 7 janvier 2009 le volume modulé a dépassé 69 GWh/j.

Les profils moyens peuvent être répartis en 6 grandes familles, hiver/été/mi-saison puis jours ouvrables/dimanches et jours fériés, pour lesquelles les résultats sont résumés dans le tableau récapitulatif ci-dessous :

	Consommation horaire moyenne (GWh/h)	Amplitude de modulation			Volume modulé (GWh/j)
		A la hausse	A la baisse	Totale (% et GWh/h)	
Eté JO	27	12,90%	-13,30%	26,20%	18
				7	
Eté DI et JF	24	9,70%	-7,20%	17,00%	11
				4	
Hiver JO	76	13,20%	-11,00%	24,20%	48
				18	
Hiver DI et JF	71	9,50%	-8,60%	18,10%	37
				13	
Intersaison JO	42	20,20%	-11,80%	32,00%	35
				14	
Intersaison DI et JF	35	11,20%	-9,40%	20,60%	22
				7	

JO : jours ouvrables

DI et JF : dimanches et jours fériés

Ces profils varient très peu dans leur forme d'un jour à l'autre et les amplitudes relatives par rapport à la consommation horaire moyenne de la journée sont comparables en hiver et en été : de l'ordre de +/- 13 % en jours ouvrables.

Cela signifie que les usages du gaz ne varient pas fortement en fonction des jours ou des saisons, mais que leur intensité d'utilisation est très corrélée à la consommation et donc à la température<sup>4</sup>.

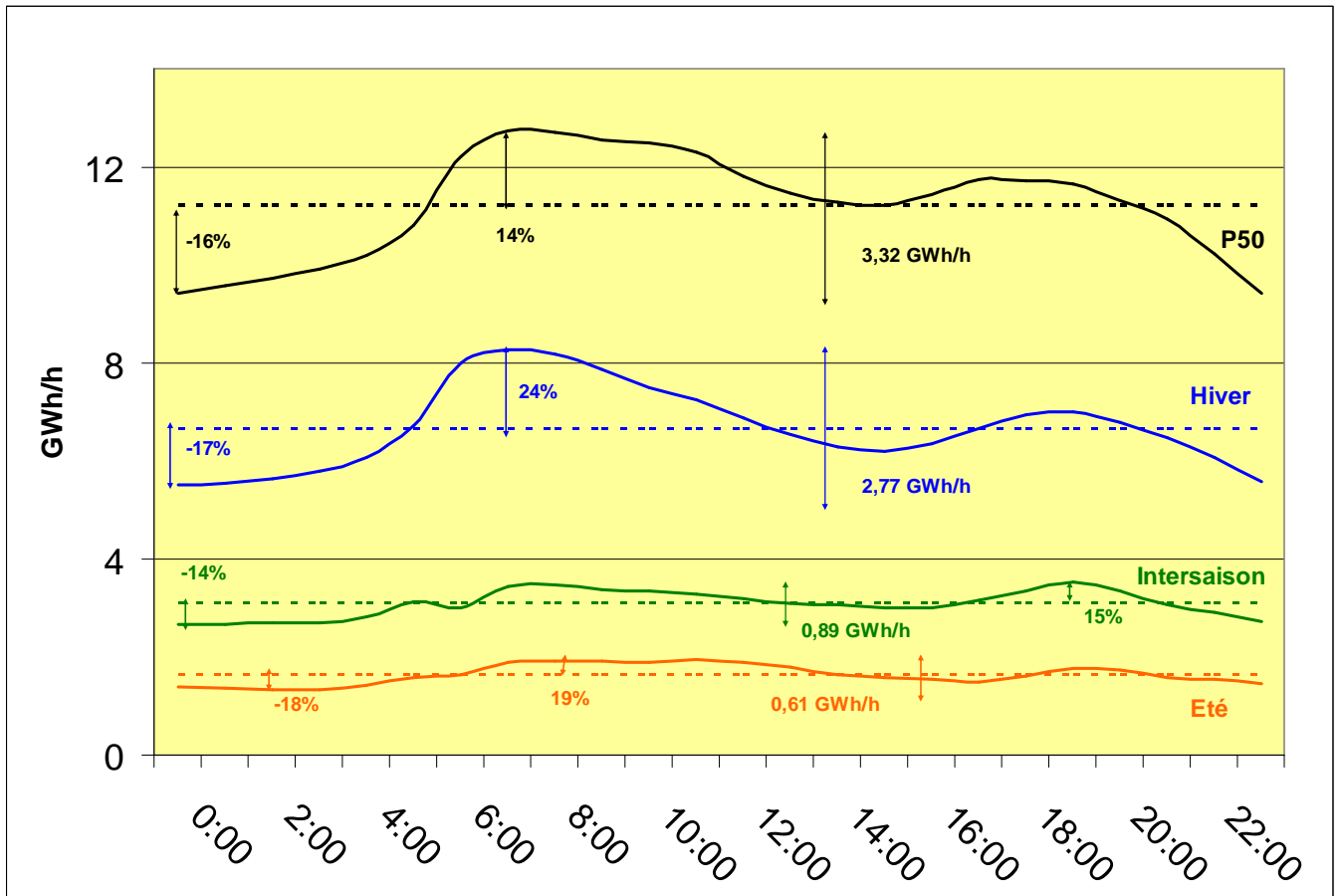
### 3.1.4 Modulation des consommations de gaz sur la zone TIGF

L'amplitude de la modulation augmente en valeur absolue et est d'autant plus forte que la consommation horaire moyenne est élevée (de la condition été à la rigueur P50).

Le graphique ci-dessous représente les profils moyens journaliers par saison :

<sup>4</sup> A titre de comparaison, sur la période du 1<sup>er</sup> décembre 2007 au 31 mars 2009 retenue dans les paragraphes suivants, les données de modulation et de flexibilité pour un jour ouvrable, par saison, sont les suivantes :

	Consommation Moyenne (GWh/h)	Amplitude (GWh/h)	Volume Modulé (GWh/j)
Eté	24	6	18
Hiver	79	18	52
Intersaison	47	15	44



La courbe de charge se caractérise par deux pointes de consommation, ces pointes étant plus marquées en présence de rigueur climatique significative et d'utilisation du chauffage :

- La pointe matinale se situe entre 6 h et 12 heures.
- La pointe du soir se situe entre 18h et 20h pouvant aller jusqu'à 22h en période de froid marqué.
- La baisse des consommations est plus marquée la nuit que l'après midi.

Les volumes modulés sont selon la saison :

- P50 = 10,6 GWh/j
- Hiver = 8,0 GWh/j
- Intersaison = 2,7 GWh/j
- Été = 2,0 GWh/j

L'ensemble de ces courbes démontre une constante dans le profil des consommations et des demandes de services de flexibilité mais par contre un besoin accru de la flexibilité avec la rigueur climatique.

Le tableau ci-dessous récapitule l'ensemble des 6 profils moyens (hors P50) par saison et par type de journée :

	Consommation horaire moyenne (GWh/h)	Amplitude de modulation			Volume modulé (GWh/j)
		A la hausse	A la baisse	Totale (% et GWh/h)	
Eté JO	1,69	20%	-20%	40%	2,17
				0,68	
Eté DI et JF	1,42	16%	-15%	31%	1,27
				0,44	
Hiver JO	6,93	27%	-18%	45%	8,72
				3,12	
Hiver DI et JF	5,10	22%	-17%	39%	6,42
				1,99	
Intersaison JO	2,90	14%	-17%	31%	2,76
				0,9	
Intersaison DI et JF	2,50	20%	-14%	34%	2,05
				0,85	

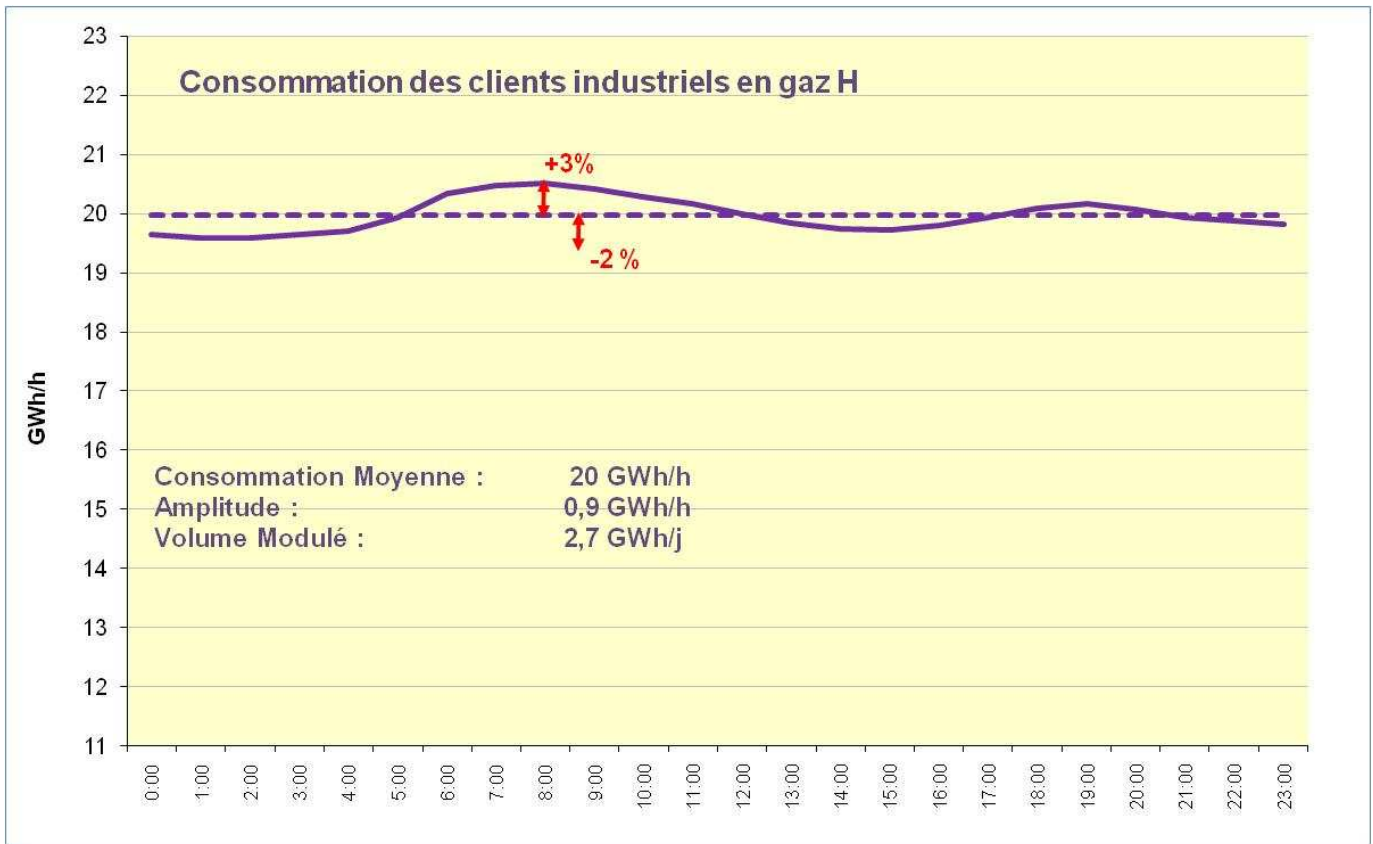
La modulation en valeur relative est supérieure à celle constatée sur le réseau GRTgaz compte tenu de la forte proportion de clients modulés (PITD) par rapport aux clients industriels faiblement modulés.

### 3.1.5 Modulation des consommations des clients industriels sur le périmètre H de GRTgaz

La modulation des consommations des clients industriels raccordés au réseau de GRTgaz a été étudiée à partir des données de comptage horaires télé-relevées sur les 1100 postes de livraison de ces clients entre le 1<sup>er</sup> décembre 2007 et le 31 mars 2009. De la même façon que pour la modulation des consommations globales, les données ont été retraitées (données manquantes, aberrantes, ...) et analysées par jour et par saison.

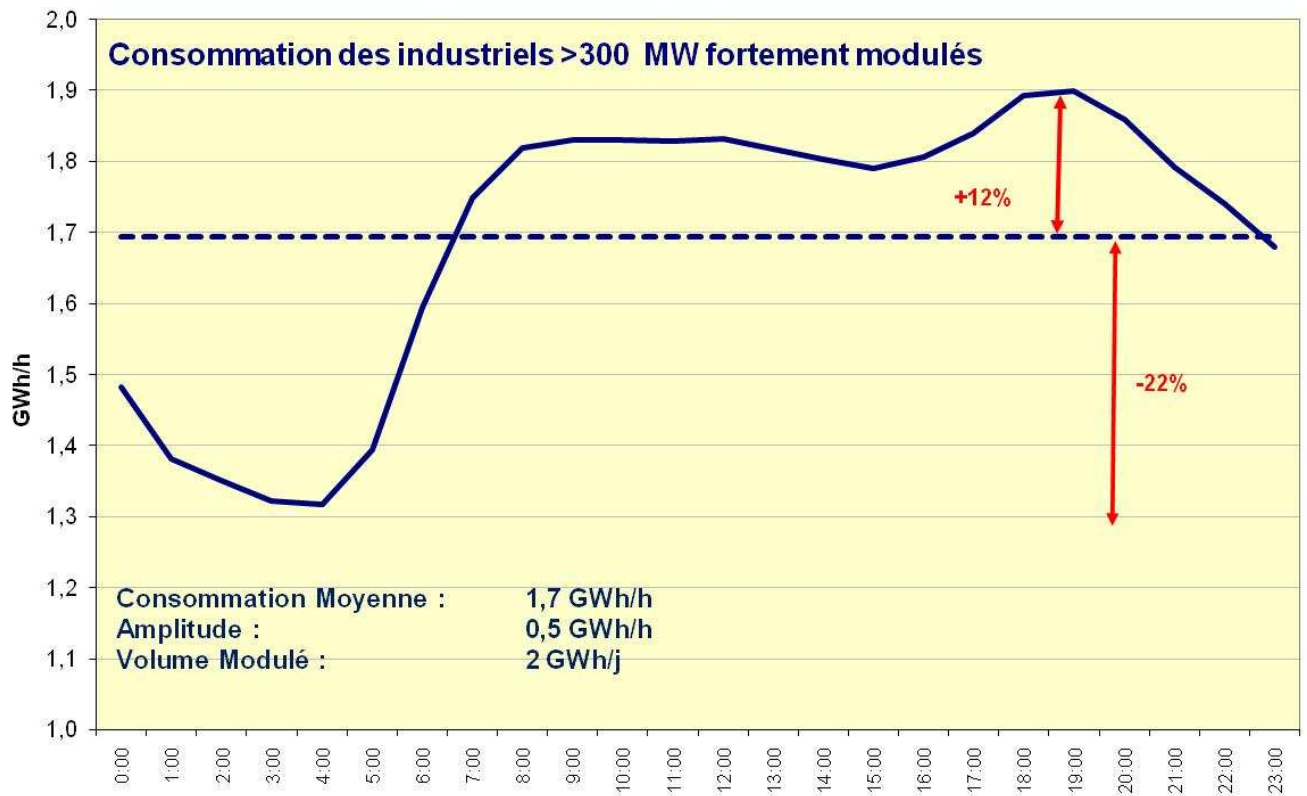
Il ressort de cette analyse que pour un jour ouvrable d'hiver l'amplitude de modulation, à la hausse et à la baisse est respectivement de l'ordre de + 3% et de -2 % et que le volume modulé moyen est de 2,7 GWh/j.





Pour mieux caractériser les modulations de ces quelques mille sites, une segmentation a été effectuée. Le volume modulé dépend indirectement du niveau de consommation horaire. Plus la consommation est élevée, plus une variation d'amplitude est susceptible de générer un volume modulé important. Une première distinction a donc été faite entre les sites ayant un débit horaire supérieur à 300 MWh/h plus de 80% du temps durant lequel leur débit horaire est non nul. Parmi les 11 sites ayant un tel débit, 3 sites génèrent, lorsqu'ils fonctionnent, un volume modulé important au regard des autres sites. Ces sites présentent la particularité d'utiliser en partie ou en totalité le gaz pour la production d'électricité.

Ainsi pour un jour moyen d'hiver, le volume modulé moyen de ces sites est de 2 GWh/j, pour des amplitudes de modulation à la hausse et à la baisse par rapport à la consommation journalière moyenne respectivement de 12 % et de 22 %.

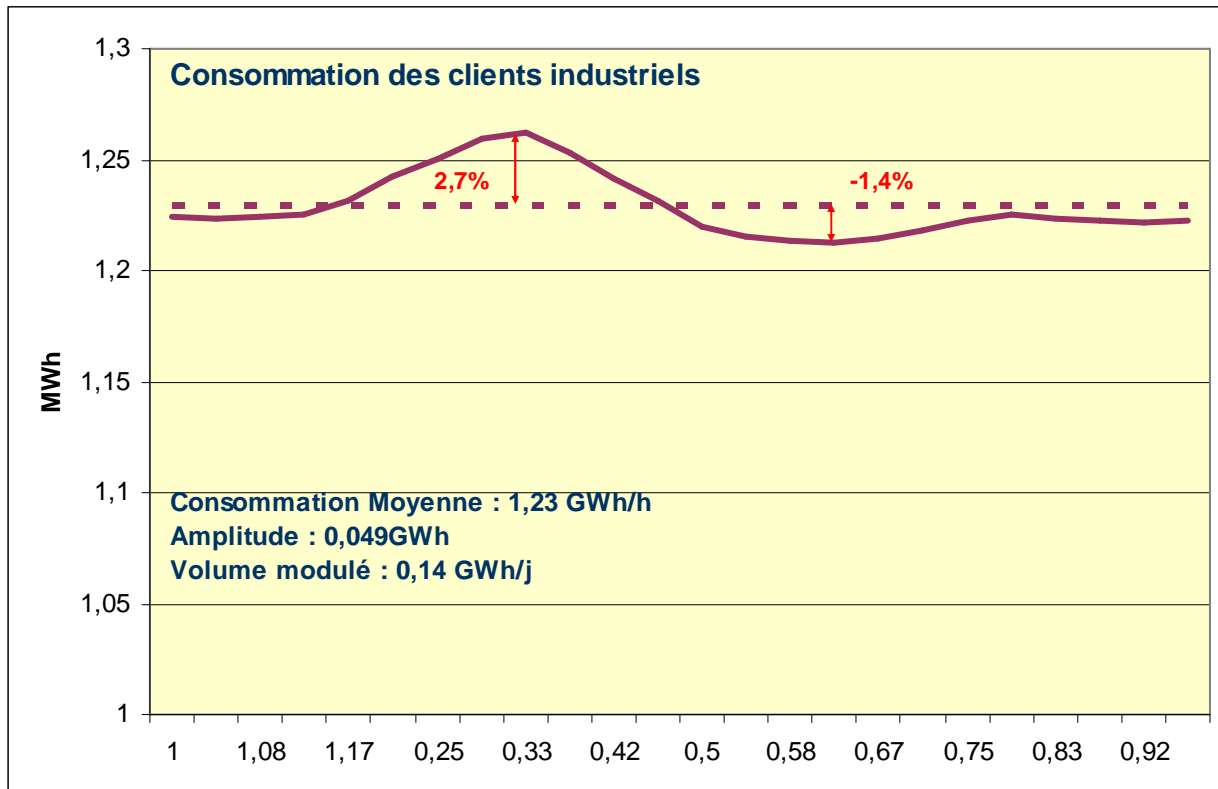


Le détail des profils de consommation de ces différents segments est donné en annexe 3 « modulation de la consommation des clients industriels – résultats détaillés ».

### 3.1.6 Modulation des consommations des clients industriels sur le périmètre TIGF

TIGF possède 135 PIC dont un seul d'une puissance de gaz absorbée supérieure à 300 MW qui a stoppé son activité en 2009. L'étude de la modulation sera réalisée sur les 134 PIC encore en service.

L'étude montre une faible modulation sur ce segment de consommateurs avec une faible sensibilité à la température.

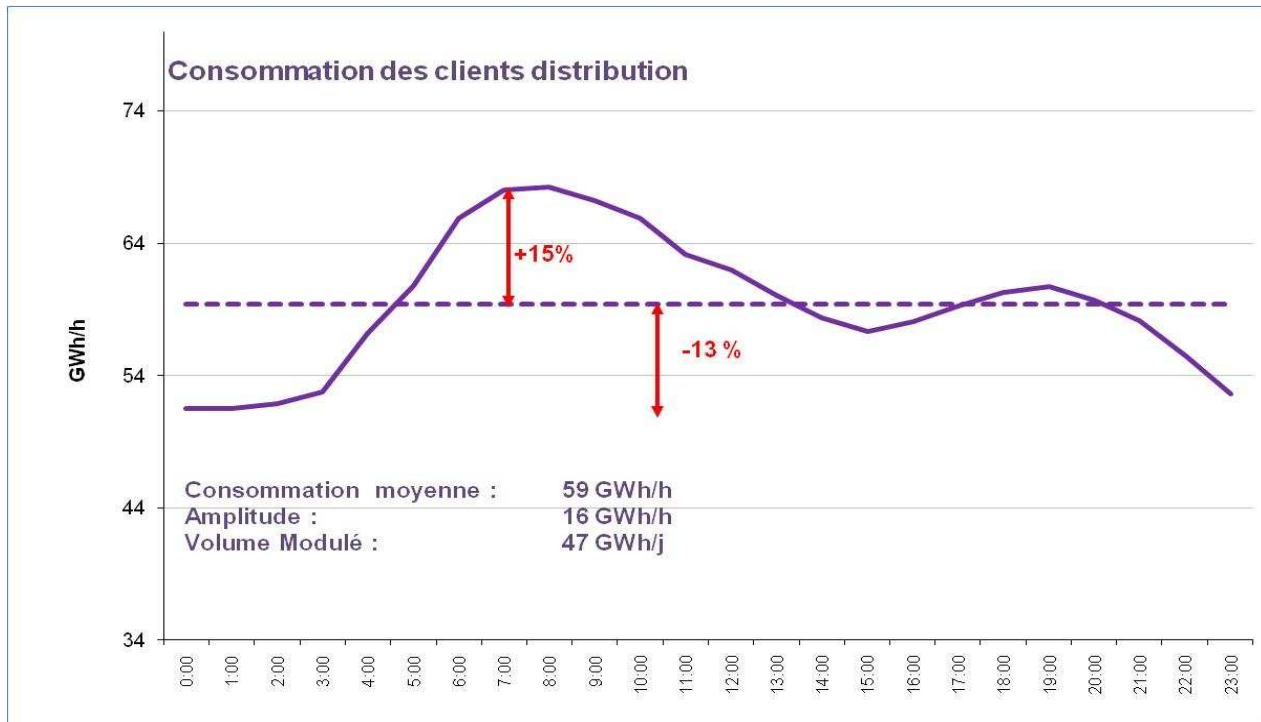


### 3.1.7 Modulation des consommations aux PITD sur le périmètre H de GRTgaz

Ces modulations de consommation sont obtenues par différence entre les modulations de la consommation globale et celles des clients directement raccordés au réseau de GRTgaz.

Les résultats sont présentés pour l'année 2008, qui constitue la période commune aux deux sources de données.

Pour un jour ouvrable moyen d'hiver, le profil de consommation obtenu est le suivant :



En relatif la modulation observée sur le segment des PITD est logiquement plus importante que celle constatée sur l'ensemble des consommations en zones H du fait de la faible modulation des clients industriels directement raccordés au réseau de transport.

En valeur absolue, cette modulation dépend très fortement de la température et donc de la saison.

Comme indiqué précédemment la méthode retenue donne une évaluation de la modulation de consommation des PITD vue du réseau principal, puisque construite à partir des flux en entrée/sortie du réseau principal et des variations de pression sur le réseau principal. Cette approche est pertinente en termes d'analyse globale de la fourniture de la flexibilité qui est l'objet de l'étude. En effet le réseau régional est par construction destiné à transporter le gaz dans un seul sens, vers des points de consommation bien identifiés. Le stock en conduite qu'il est susceptible de développer ne peut servir qu'à ces consommations de façon quasi fatale. Pour évaluer la modulation des consommations à satisfaire par le réseau principal et d'éventuelles autres infrastructures, il est donc légitime de s'intéresser aux consommations vues du réseau principal.

Ces résultats sont confirmés par l'analyse de quelques PITD télé-relevés.

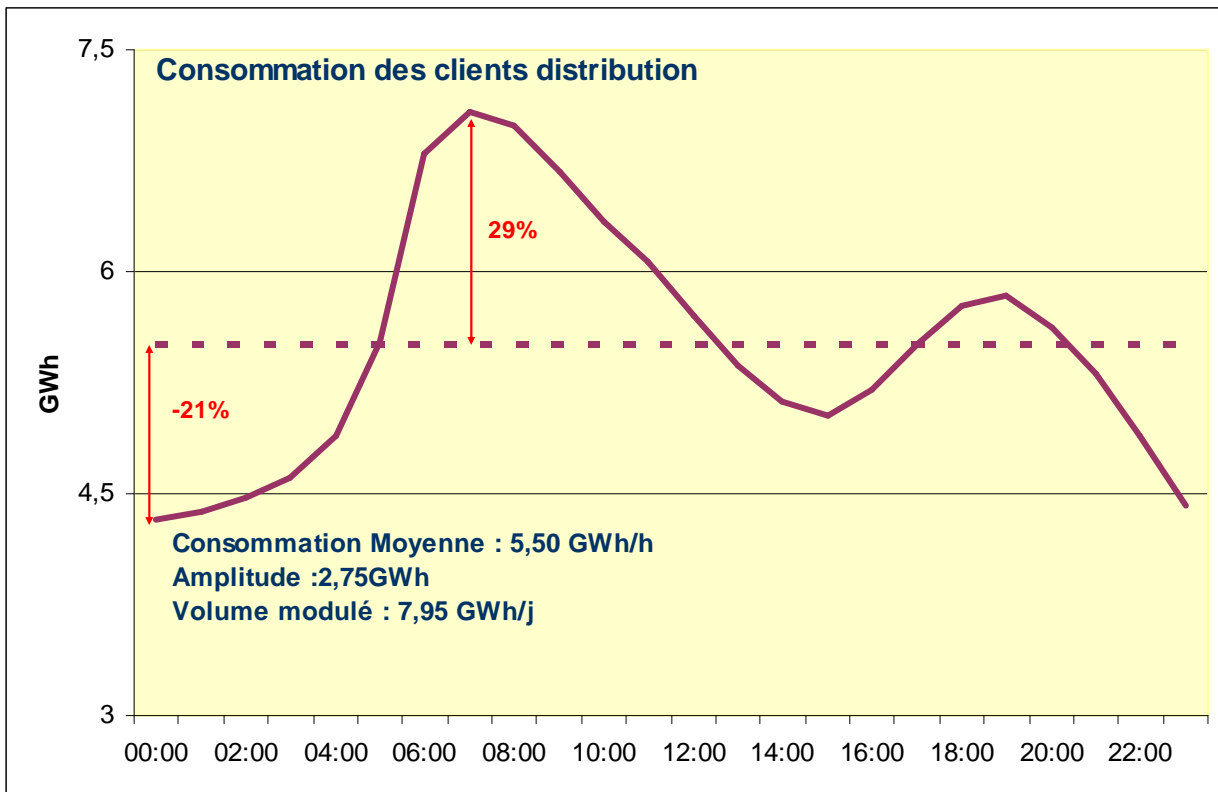
Des résultats plus détaillés figurent en annexe 4 « modulation de la consommation des clients distribution – résultats détaillés ».

### 3.1.8 Modulation des consommations aux PITD sur le périmètre TIGF

Comme indiqué, la modulation des consommations aux PITD est évaluée à partir de l'agrégation des consommations horaires de chacune des 275 distributions publiques regroupées à l'intérieur d'un même PITD.

Comme sur le réseau de GRTgaz, en relatif la modulation observée sur le segment des PITD est logiquement plus importante que celle constatée sur l'ensemble des consommations de la zone du fait de la faible modulation des clients industriels directement raccordés au réseau de transport.

En valeur absolue, cette modulation dépend très fortement de la rigueur climatique et donc de la saison.



### 3.2 Flexibilité utilisée pour répondre à la modulation des consommations sur le périmètre H de GRTgaz

La flexibilité est évaluée à partir des mêmes données que celles qui ont été utilisées pour quantifier la modulation globale des consommations. En effet la flexibilité intra-journalière fournie par le système est la somme de la variation du stock en conduite, de la variation des flux horaires aux points d'interface avec les stockages et de la variation des flux horaires aux points d'entrée (points d'interconnexion réseau et terminaux méthaniers).

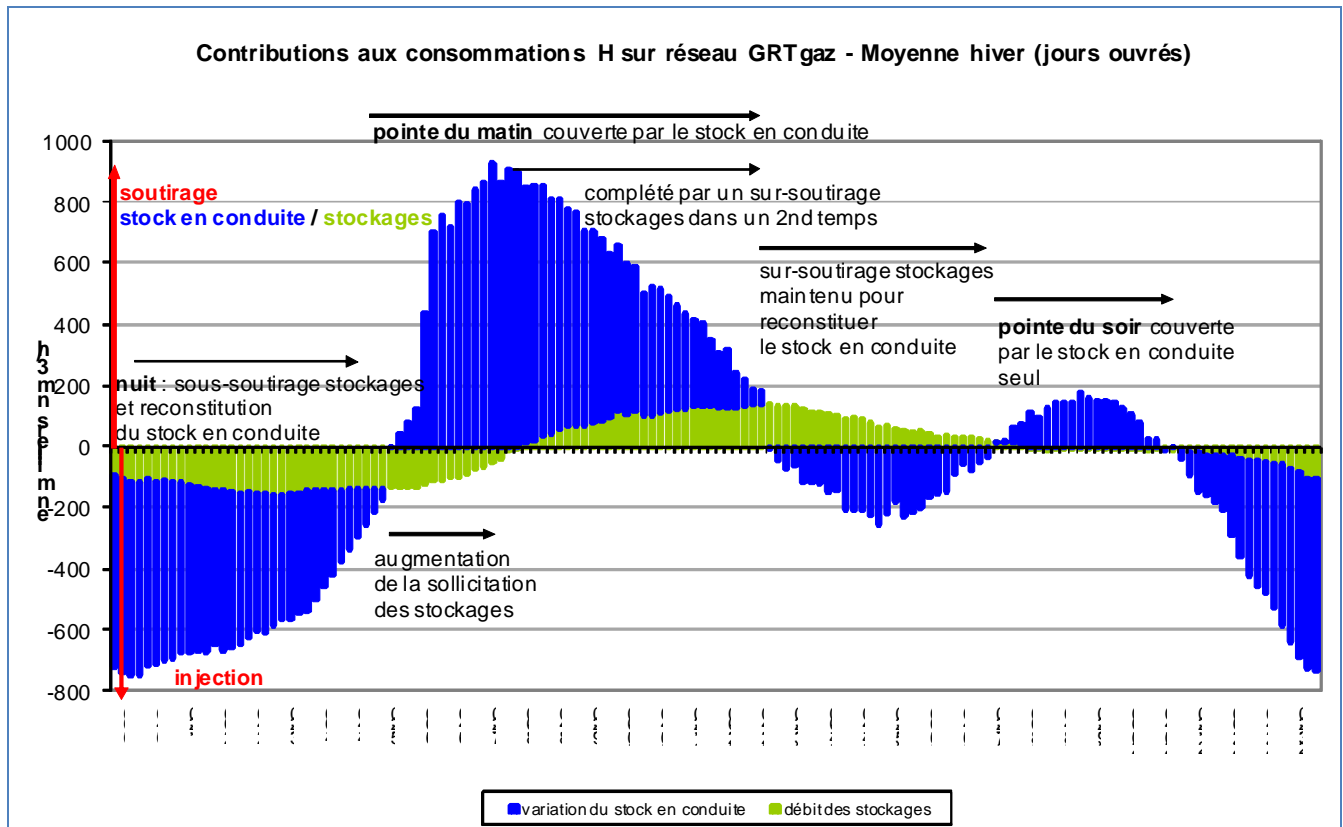
La variation du stock en conduite est calculée à partir de l'évolution des pressions mesurées sur le réseau principal. Pour plus de détails à ce sujet, se reporter au paragraphe 4.4.1 du présent document.

En règle générale, en dehors de situations exceptionnelles d'assistance mutuelle entre les opérateurs d'infrastructures, les flux physiques ne sont pas modulés en entrée du réseau : ni aux points d'interconnexion avec les réseaux adjacents, ni aux points d'interconnexion avec les terminaux méthaniers. Par ailleurs, afin d'éviter tout transfert non contrôlé de flexibilité vers les réseaux adjacents à l'initiative des expéditeurs, en

particulier vers des réseaux adjacents où l'équilibrage est horaire, GRTgaz s'autorise vis-à-vis des expéditeurs, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009<sup>5</sup>, à refuser toute réception de quantités modulées sur la journée aux points frontières.

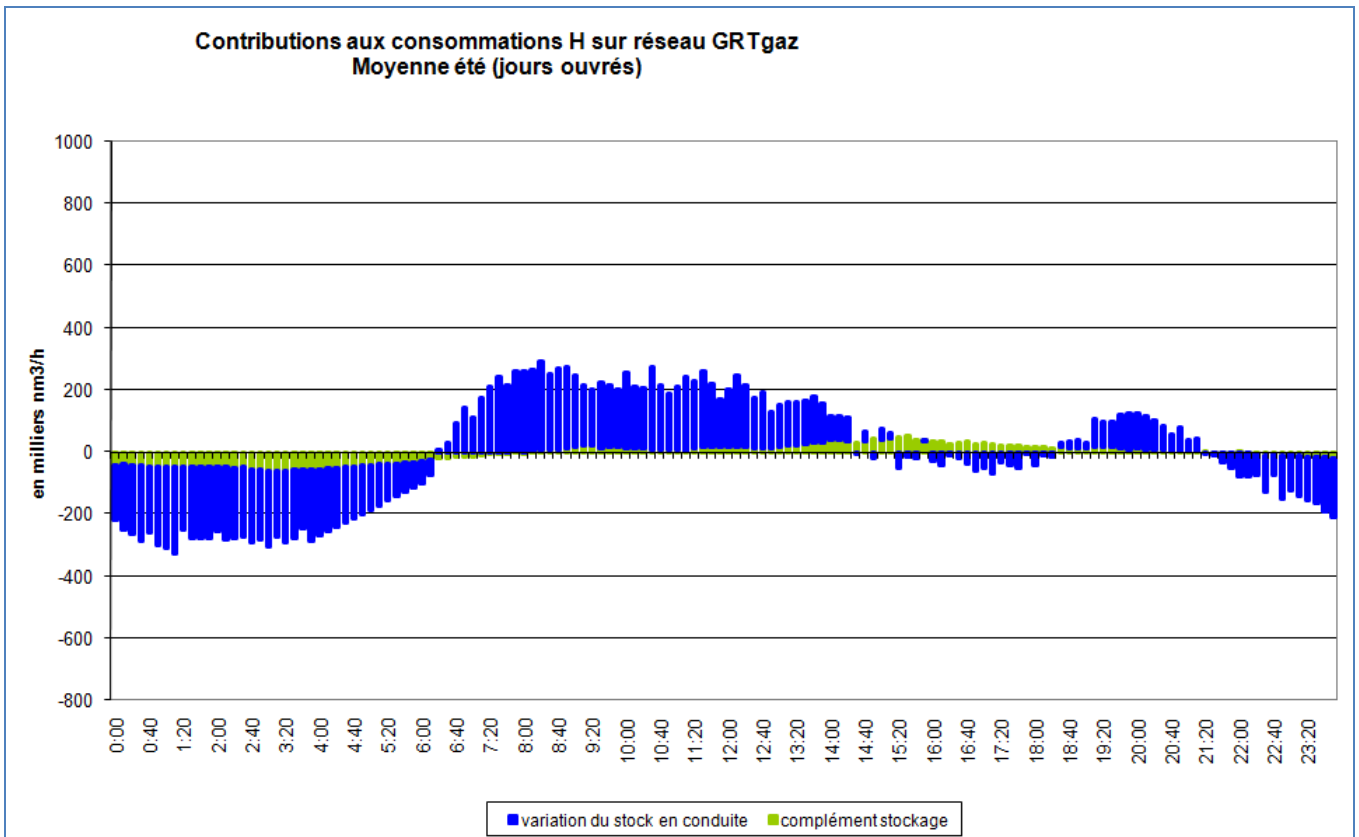
Ainsi, la flexibilité intra-journalière est apportée principalement par les stockages et le stock en conduite du réseau de GRTgaz.

L'étude met en évidence les contributions respectives illustrées par les graphiques ci-dessous.



La modulation des consommations pour un jour moyen d'hiver est principalement assurée par le stock en conduite. Ainsi le stock en conduite représente environ 85% du volume modulé fourni. Les stockages sont sollicités de façon moindre (environ 15% du volume modulé fourni) pour compléter le soutirage et l'injection qui ne peuvent être assurés par le stock en conduite ou pour reconstituer ce dernier. Le décalage de sollicitation des stockages s'explique d'une part par le temps significatif de mise en œuvre des modifications de flux aux sorties des stockages et d'autre part par les contraintes locales de pilotage du réseau.

<sup>5</sup> « Le transporteur n'est pas tenu d'enlever, respectivement de livrer, en un point d'interconnexion réseau à une heure quelconque, une quantité de gaz ayant un contenu énergétique supérieur à 1/24<sup>ième</sup> de la quantité journalière programmée pour ledit jour et pour ledit point d'entrée » - chap. 5 art. 15.2 du contrat d'acheminement sur le réseau de transport de GRTgaz



En été, dans la majeure partie des cas, le stock en conduite suffit pour satisfaire les besoins de modulation des consommations. Les stockages ne sont sollicités que ponctuellement et marginalement.

L'étude de la contribution régionale des outils de flexibilité est détaillée en annexe 5 « modulation et flexibilité actuelles par maille ». Cette étude nécessite d'exploiter, en plus des données exploitées ci-dessus, les données temps réel de quantités transitant d'une maille à l'autre par l'intermédiaire de canalisations du cœur de réseau. La qualité du comptage sur ces canalisations n'est pas transactionnelle, comme c'est le cas aux points d'entrée/sortie du réseau principal. Cette moindre qualité des données de comptage conduit en conséquence à des résultats moins robustes que ceux obtenus à l'échelle globale des zones H GRTgaz. En particulier, sur certaines mailles les résultats se sont avérés inexploitable du fait du manque de données fiables. C'est le cas des mailles « Sologne » et « Guyenne ».



Sur les sept autres mailles, le profil de modulation observé est pour chacune des mailles très proche du profil de modulation obtenu au global sur les zones H GRTgaz, à une exception près : celle de la maille Nord. En effet, cette maille présente la particularité de ne présenter qu'une très faible part de clients distribution, la majeure partie de ces clients alimentés en gaz B dans cette région. La consommation est donc essentiellement celle des clients industriels, parmi lesquels la centrale de production d'électricité de DK6.

Cette étude identifie trois types de contributions aux besoins de flexibilité : la contribution du stock en conduite local, la contribution de stockages situés dans la maille, et le transfert de flexibilité depuis une ou plusieurs autres mailles.

La part de ces trois types de contribution est fortement variable d'une maille à l'autre.

Les principaux résultats observés sont les suivants :

- Les mailles Lorraine, Nord, Lyonnais et Provence disposent d'un stock en conduite local qui leur permet de faire face à une importante part des besoins de flexibilité locaux. Dans le cas de la maille Nord, le stock en

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A RÉPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PRÉVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

conduite local, lié à la présence d'une importante canalisation de transit, est suffisamment important pour permettre l'export de flexibilité vers d'autres mailles ;

- La contribution des stockages est marginale dans la majorité des mailles à l'exception de la zone Ile de France (mailles Paris Normandie et Paris Est) et de la maille Lyonnais ;
- Certaines mailles sont fortement tributaires de l'apport de flexibilité en provenance d'autres mailles : il s'agit des mailles Ile de France et Bretagne ;
- Les mailles Est et Provence sont fréquemment, à ce jour, équilibrées en termes de flexibilité et peuvent apporter une contribution aux mailles adjacentes.

Sur les mailles Sologne et Guyenne, bien que les résultats soient inexploitable, des éléments qualitatifs peuvent toutefois être apportés concernant les sources de flexibilité. En effet, ces deux mailles comportent d'importantes canalisations de transit, et disposent donc vraisemblablement de stock en conduite disponible pour assurer la flexibilité intra-journalière. Par ailleurs la maille Sologne est caractérisée par la présence de plusieurs stockages, dont celui de Chémery, et dispose donc également de moyens de flexibilité liés à ces stockages.

### **3.3 Flexibilité utilisée pour répondre à la modulation des consommations sur le périmètre de TIGF**

#### **3.3.1 Généralités**

Le besoin de modulation actuel est principalement lié aux PITD. La flexibilité requise sur le réseau de Transport est fonction des contraintes locales sur le réseau régional ou de grand Transport (congestion du réseau), de l'heure, de la saison et des nominations aux PIR susceptibles de déplacer la contrainte de pression sur le réseau. La flexibilité est évaluée à partir des mêmes données (comptage) que celles qui ont été utilisées pour quantifier la modulation globale des consommations. En effet la flexibilité intra-journalière fournie par le système est la somme de la variation des flux horaires aux points d'interface avec les stockages et du stock en conduite (issu de l'écart entre les besoins horaires et les flux horaires aux points d'interface réseau qui sont flat).

#### **3.3.2 Réseau de Transport**

La philosophie historique de développement du réseau au bénéfice des consommateurs de la zone TIGF se traduit par une architecture de transport avec une PMS de 67 bar. La structure du réseau TIGF combinée à son mode d'exploitation, trois artères principales de Grand Transport avec pour point central les stockages de Lussagnet et Izaute (22% des capacités de stockage françaises), impliquent une fourniture de flexibilité principalement assurée par le stockage, le réseau de transport avec un stock de conduite limité en période hivernale garantissant presque exclusivement le transfert de flexibilité. Le transfert s'opère donc entre les stockages et le réseau de transport.

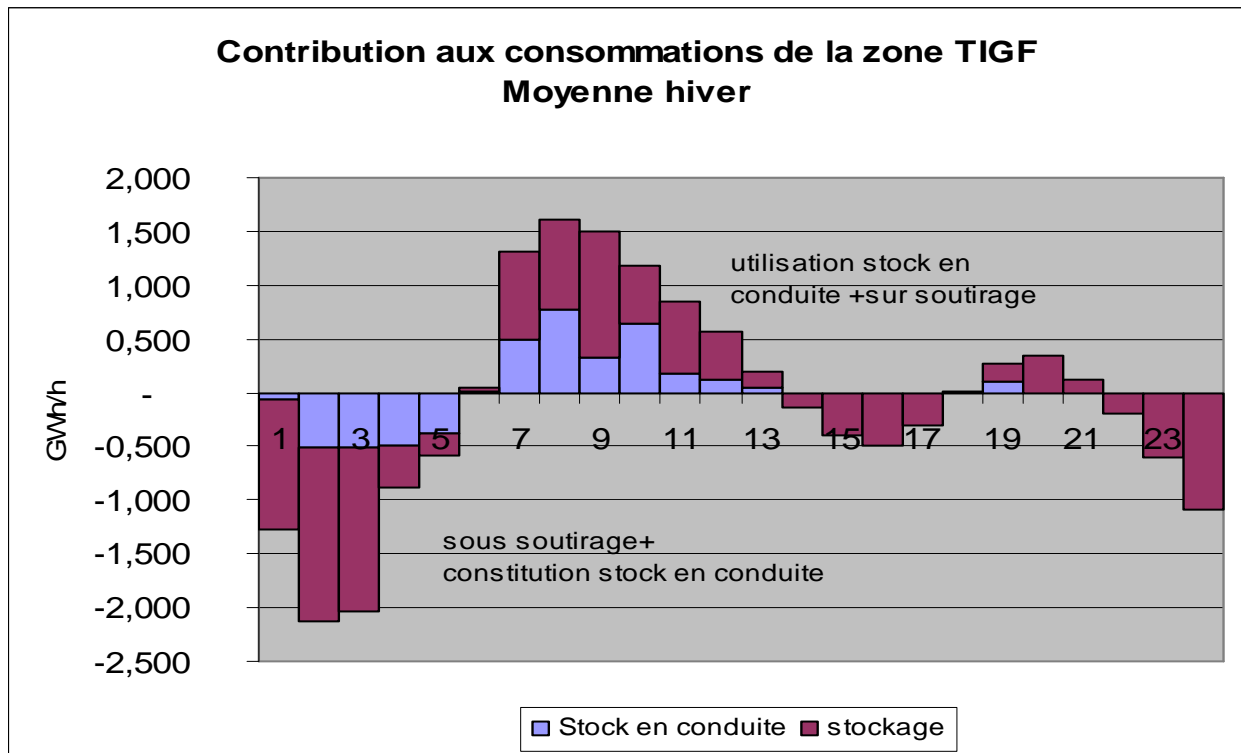
- Période hivernale :

Les entrées sur le réseau TIGF sont inférieures au besoin moyen, le solde est assuré par le stockage.

Le besoin de modulation en intra journalier est assuré par des outils de flexibilité issus du stockage en anticipation la veille pour le lendemain : à titre d'exemples, la configuration des compressions stockage ou la mise en veille des unités de traitement permettent d'y répondre.

Cette flexibilité est transférée en fin de nuit vers les points de consommation et est utilisée lors de la pointe matinale et dans une moindre mesure en début de soirée comme le montre le schéma ci-dessous.

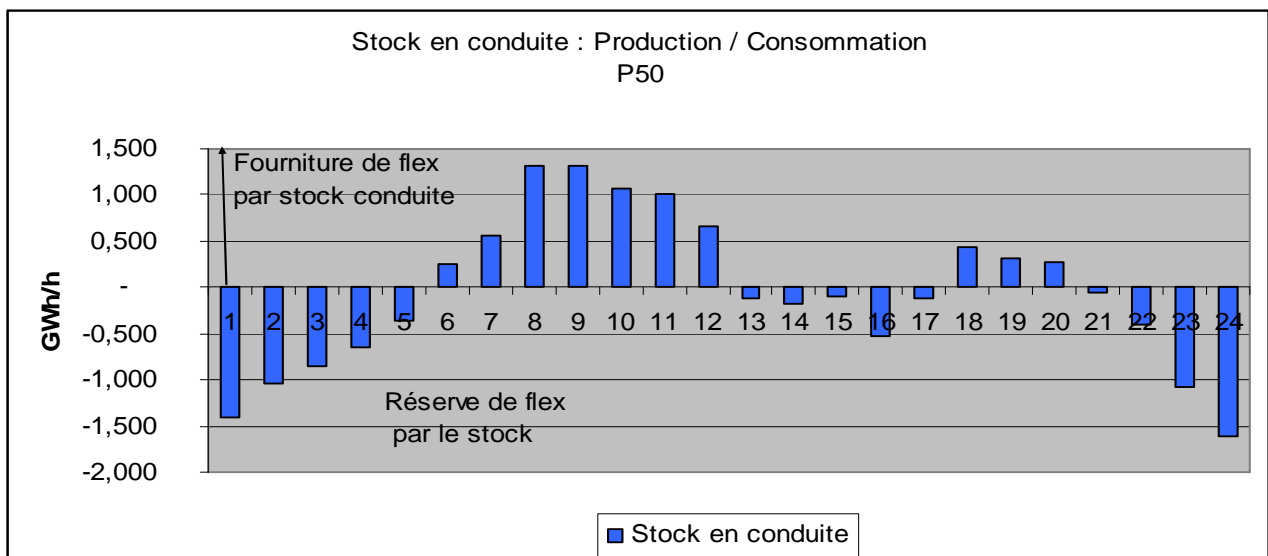




▪ P50 :

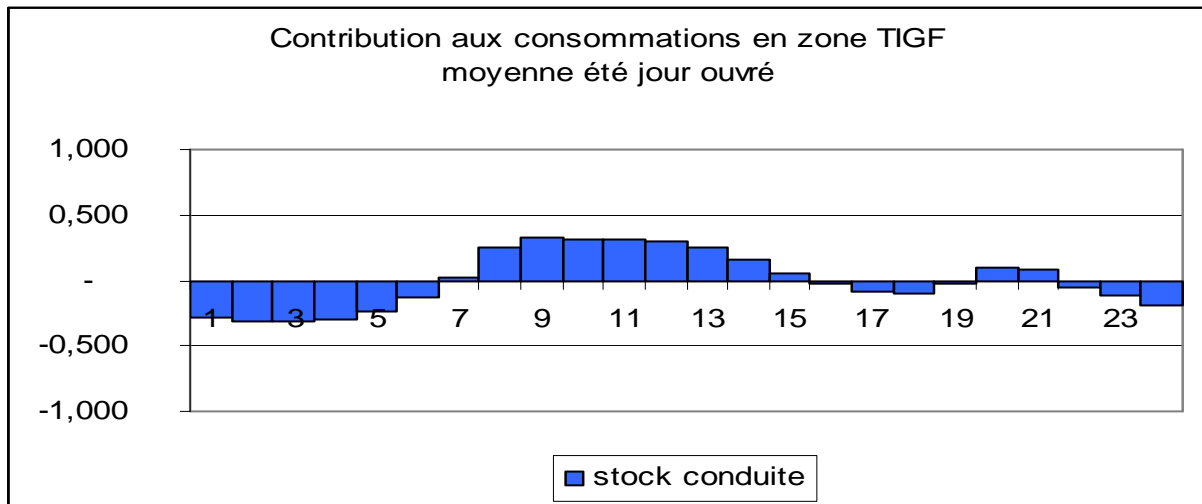
A titre d'exemple, cas du 8 janvier 2009 correspondant à un P50, la contribution des différentes sources de flexibilité est représentée sur le graphique suivant :

- Aucune entrée sur le réseau TIGF, la fourniture a été faite intégralement par le stockage et le stock en conduite.
- sur 3 à 4 heures uniquement, le stock en conduite contribue à la fourniture de flexibilité à hauteur de 57% représentant 160 Km<sup>3</sup>/h soit l'équivalent d'une heure de fonctionnement d'une CCCG de 800 MWe. Ce stock est en fait constitué par le stockage la nuit pour être utilisé dans la matinée.



▪ Période estivale :

Le besoin faible de modulation a pour conséquence un besoin de flexibilité de 2 GWh/j soit 20% à 25% du besoin hiver. Le fonctionnement en mode injection des stockages et les entrées flat de gaz sur le réseau supérieures aux consommations (remplissage des stockages et transit) de la zone assurent le besoin de flexibilité, le réseau étant gonflé la nuit par la diminution des besoins.



### 3.3.3 Stockages de Lussagnet et Izaute

#### 3.3.3.1 Schéma actuel d'exploitation des stockages

Le niveau limité en besoin de modulation actuel même en période hivernale, a pour conséquence une sollicitation des stockages majoritairement axée sur un soutirage en période hivernale et une injection en période estivale :



- la configuration des infrastructures est stable,
- les inversions de flux soutirage/injection sont limitées et restent inférieures à 20 fois par an principalement pendant les mois d'équilibre (avril et octobre) qui correspondent aux périodes d'inversion entre l'injection et le soutirage,
- la visibilité d'appel à la source de flexibilité la veille pour le lendemain (en J pour J+1) permet d'anticiper et de répondre aux besoins de modulation en intra journalier. La souplesse des unités de stockage permet d'assurer l'équilibre horaire et journalier entre l'offre et la demande. Par ailleurs, TIGF propose aux expéditeurs (qui l'ont souscrit suivant une valeur définie par eux) un service complémentaire permettant d'optimiser leur équilibrage journalier.

#### 3.3.3.2 Offre exclusivement ferme

Actuellement, l'intégralité des capacités de stockage est commercialisée par TIGF sous forme de contrats fermes au travers des droits de stockage en zone TIGF, de droits report hors zone TIGF<sup>6</sup> et de contrats annuels ou pluri annuels (capacités non réservées aux titulaires de droits) :

- aujourd'hui comme par le passé, la totalité des capacités disponibles est vendue aux expéditeurs,
- TIGF conserve une marge suffisante sur la capacité de ses installations de stockage pour assurer le respect du programme journalier et assurer le service complémentaire d'équilibrage (amplitude de l'ordre de  $\pm 1,4$  GWh/h).

<sup>6</sup> Les droits report correspondent aux droits de stockage dans les stockages de TIGF, ils sont associés à la fourniture de clients en zone GRTgaz

	<b>ETUDE DE LA CAPACITE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES A REPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	



### 3.3.3.3 Réponse au besoin de flexibilité

Le besoin de modulation actuel en zone TIGF est limité, il est principalement lié aux PITD donc peut être qualifié de climatique (on note cependant que le besoin de modulation n'évolue plus à partir de la pointe hivernale P2 du fait de la saturation du réseau de transport).

Le fonctionnement actuel des stockages de Lussagnet et Izaute, stockages excédentaires au regard de la consommation de la zone (47% des capacités sont liées à des droits en zone TIGF, 31% correspondent à des droits report, 22% correspondent à des contrats non réservés aux titulaires de droits) assure la fourniture de flexibilité de la zone TIGF.

Les stockages de Lussagnet et Izaute disposent de capacités de soutirage et d'injection dédiées au GRT afin de répondre essentiellement au besoin de modulation intra-journalière des PITD et des PIC et aux besoins d'équilibrage journaliers. Ces capacités, associées au service d'équilibrage proposé par TIGF, couvrent 10 % de la consommation de pointe, soit +-1.4 GWh/h en amplitude de modulation et 110 GWh en volume.

A titre d'exemple, les conditions de la journée du 8 janvier 2009 avec des entrées nulles aux PIR, montrent que la réponse au besoin de modulation maximum en débit a été assurée à hauteur de 60% sur 2 heures par le transport et de l'ordre de 40 à 100% par le stockage.

	<b>ETUDE DE LA CAPACITE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES A REPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

## 4 - EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE DE FLEXIBILITE INTRA-JOURNALIERE A TERME SUR LE RESEAU DE GRTGAZ

---

### 4.1 Principes de l'étude

#### 4.1.1 Etude de l'équilibre offre-demande connue la veille

L'étude porte uniquement sur la réponse aux besoins de flexibilité connus la veille pour le lendemain. En effet, la connaissance des besoins la veille pour le lendemain, parce qu'elle permet d'anticiper la sollicitation des sources de flexibilité et de préparer le réseau, permet le recours à des sources de flexibilité potentiellement éloignées de l'endroit où se manifeste le besoin et par suite une mutualisation des sources de flexibilité. Cette mutualisation des sources de flexibilité suppose l'absence de difficultés de transfert de la flexibilité, aspect qui sera abordé au paragraphe suivant.

La réponse aux besoins intra-journaliers (services systèmes, ajustements, re-déclarations) n'est pas étudiée dans le cadre de la présente étude. En effet, la réponse aux besoins intra-journaliers s'appuie sur une flexibilité locale et fait intervenir des aspects dynamiques, qui, pour être analysés finement, nécessitent de disposer d'un outil de simulation dynamique à l'échelle de l'ensemble du réseau GRTgaz. Du fait de la complexité du réseau, la mise au point d'un tel outil demandera plusieurs mois. Une première approche consistera à étudier la situation à l'échelle de chaque maille élémentaire. Cette première approche sera mise en place courant 2010.

#### 4.1.2 Approche globale à l'échelle des zones H GRTgaz

Il n'existe pas a priori de difficulté particulière pour transférer la flexibilité, à l'exception du cas spécifique de la zone de Fos, sous réserve :



- de disposer du temps nécessaire pour transférer la flexibilité, ce qui est assuré pour les besoins connus la veille pour le lendemain ;
- d'un potentiel impact sur la disponibilité de certaines capacités interruptibles, en particulier la capacité interruptible de la liaison Nord-Sud.

En conséquence, l'équilibre offre / demande a été étudié à l'échelle globale des zones H GRTgaz.

Cette étude globale est complétée par une étude spécifique de la zone de Fos, correspondant à la partie du réseau GRTgaz située au sud de l'artère du Rhône (maille élémentaire Provence définie en annexe 4 de l'étude : « modulation et flexibilité actuelle par maille »).

La spécificité de cette zone tient :

- aux ressources limitées de flexibilité disponibles localement ;
  - un stock en conduite utile local très restreint ;
  - un unique site de stockage : Manosque. Du fait de ses caractéristiques actuelles, ce site n'est exploité en hiver que lors des pointes de froid. Etant le plus souvent à l'arrêt le reste du temps, il ne peut pas être utilisé en intra-journalier l'inversion de sens d'exploitation en cours de journée n'étant pas admis par l'exploitant. Enfin, dans les cas où le stockage n'est pas à l'arrêt, les très faibles capacités d'injection limitent fortement le potentiel de sollicitation en intra-journalier ;
  - la principale source de flexibilité locale est donc constituée à court terme par le terminal de Fos Tonkin.

	<b>ETUDE DE LA CAPACITE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES A REPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

- à des capacités de transfert de flexibilité vers cette zone potentiellement contraintes ;
  - transfert depuis la partie du réseau GRTgaz située plus au nord contraint dès lors que l'artère du Rhône est proche de la saturation dans le sens nord vers sud ;
  - transfert depuis le réseau TIGF dépendant du niveau de flux à Cruzy.

#### 4.1.3 Périodes étudiées

L'étude porte :

- sur chacune des années de 2010 à 2015
- sur l'année 2020

#### 4.1.4 Principes de modélisation

##### 4.1.4.1 Exploitation des données historiques

L'évolution des besoins et des ressources disponibles de flexibilité intra-journalière dépend du développement des équipements de consommation (comme les centrales électriques) et des infrastructures gazières mais surtout de l'usage qu'il en sera fait (solicitation des stockages, des terminaux méthaniers, des canalisations, des centrales, ...). Il a été considéré que l'usage de ces équipements dans les années futures pouvait être approché de façon pertinente en reproduisant les conditions rencontrées sur les 4 dernières années (1<sup>er</sup> janvier 2005 – 31 décembre 2008).

Cette partie de l'étude a donc consisté pour chaque année dans le futur, à simuler la demande et l'offre de flexibilité intra-journalière qui pourraient être rencontrées si l'ensemble des acteurs (consommateurs, expéditeurs, fournisseurs, opérateurs) utilisaient leurs équipements tels qu'ils l'ont fait au cours des 4 dernières années. Cela permet d'observer le comportement du système sur la base d'un grand nombre de scénarios, que ce soit en termes de conditions climatiques (et donc de consommation), de répartition des ressources ou de recours journalier aux stockages. Ces calculs ont été menés en retenant :

- une approche déterministe de la demande de flexibilité ;
- une approche probabiliste de l'offre de flexibilité.



##### 4.1.4.2 La demande de flexibilité

Le niveau de consommation est extrapolé à partir des données historiques 2005-2008 en tenant compte de l'évolution de consommation prévisible à l'horizon étudié :

- Le besoin de flexibilité du marché conventionnel est obtenu en appliquant un taux de croissance annuel au besoin historique observé.
- Le besoin de flexibilité des centrales est obtenu en tenant compte du parc prévu à l'horizon étudié ainsi que du mode de fonctionnement envisagé : fonctionnement en base sur la simulation d'historique transmise par les producteurs, complété par une étude de sensibilité au fonctionnement simultané des centrales.
- Le besoin de flexibilité des cogénérations est basé sur des hypothèses de passage en logique de marché d'une partie du parc, en retenant pour celles-ci un fonctionnement comparable à celui d'une CCCG. L'approche est complétée par une étude de sensibilité à un fonctionnement de type semaine / week-end.

##### 4.1.4.3 L'offre de flexibilité

La flexibilité peut provenir des stockages, des terminaux méthaniers et du stock en conduite des canalisations. La disponibilité intra-journalière de ces outils dépend de différents paramètres, notamment de conditions de marché et de choix des utilisateurs, qui peuvent varier chaque jour :

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES</b> <b>A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ</b> <b>TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

- Le niveau d'injection ou de soutirage du jour et la capacité technique de variation du débit pour les stockages,
- Le niveau d'émission et la capacité de l'opérateur à faire varier ce niveau au sein de la journée pour les terminaux méthaniers,
- le besoin de transport (donc le niveau de consommation de la journée) et à la répartition des flux dans le réseau, pour le stock en conduite.

A partir de l'analyse des historiques, une plage de flexibilité intra-journalière disponible a été déterminée pour chaque outil de flexibilité. La flexibilité totale a été simulée par tirage dans chacune des plages ainsi définie.

Ainsi le potentiel additionnel de flexibilité sur le stock en conduite a fait l'objet d'un tirage, à consommation fixée, dans un intervalle représentant la variabilité du potentiel en fonction de la répartition des ressources, pour la consommation retenue.

Pour les terminaux méthaniers, c'est l'émission de chacun des terminaux qui fait l'objet d'un tirage. Un niveau de flexibilité est ensuite associé à l'émission tirée, sur la base des données historiques fournies par les opérateurs de terminaux.

Pour les stockages de Storengy, la flexibilité disponible fait l'objet d'un tirage, à mois de l'année fixé (i.e. : une loi de tirage pour chacun des 12 mois de l'année), dans la gamme de flexibilité observée historiquement pour le mois considéré et communiquée par Storengy.

#### 4.1.4.4 Résultats

Les besoins de flexibilité intra-journalière sont confrontés à l'offre établie conformément aux principes décrits au paragraphe précédent. Dans la mesure où les opérateurs de stockages et de terminaux ont fourni des potentiels de flexibilité intra-journalière additionnels par rapport à ce qui a été fourni sur l'historique considéré, seuls les besoins additionnels ont été pris en compte (i.e. variation du besoin du marché actuel et besoins liés aux nouvelles centrales électriques).

Pour confronter la demande et l'offre, le stock en conduite, lorsqu'un potentiel existe, a systématiquement été retenu en priorité et en totalité avant les autres sources de flexibilité. Sur les autres sources de flexibilité, par contre, il n'a pas été introduit d'ordre de priorité. Cela signifie que l'on compare les besoins de flexibilité restant à couvrir après recours au stock en conduite au cumul des potentiels de flexibilité. La demande est réputée couverte lorsque les besoins sont inférieurs au cumul des potentiels.

Les résultats sont restitués sous la forme d'un taux de couverture mensuel des besoins.

## 4.2 Les limites de l'étude

L'étude répond uniquement aux besoins de flexibilité connus la veille pour le lendemain. Les besoins en cours de journée ne sont pas pris en compte.

Il s'agit d'une étude statistique. Aussi, même si le nombre de simulations réalisées est élevé, on ne peut exclure que certains cas contraignants, bien que susceptibles de se produire sur la base de l'historique, n'aient pas été simulés.

Il s'agit d'une étude basée sur l'historique, ce qui implique les conséquences suivantes :

- l'offre de flexibilité est basée sur des sources de flexibilité interruptibles, dont le niveau d'interruptibilité est caractérisé sur cette base historique. L'étude ne permet pas de se prononcer sur la disponibilité future de la flexibilité interruptible.
- l'étude n'examine pas l'équilibre offre/demande dans les cas extrêmes (pointe de froid 2%, ...).

Cette étude permet de fixer les ordres de grandeur quant à la couverture des besoins de flexibilité dans des situations standards de consommation et de sollicitation des différentes infrastructures gazières.

### 4.3 La demande de flexibilité sur les zones H de GRTgaz

Pour chaque segment (distributions publiques, clients industriels raccordés au réseau de GRTgaz) l'évolution de la modulation dépend uniquement de l'évolution de la consommation. Au sein de chacun de ces segments, aucune évolution des usages susceptible de générer une déformation du profil de consommation connu aujourd'hui n'a été retenue.

#### 4.3.1 Marché actuel

On dispose sur la période 1<sup>er</sup> janvier 2005 au 31 décembre 2008 de l'historique de consommation. Cet historique a permis de construire un historique journalier du besoin en volume modulé du marché conventionnel.

Les hypothèses d'évolution des consommations retenues pour cette étude sont les suivantes :

	Consommation en 2009	Taux de Croissance annuel moyen 2009 – 2018
Segment résidentiel tertiaire	244 TWh	0%
Segment industriels (hors production électrique)	184 TWh	+ 0,7%

Ces taux de croissance sont ceux retenus par GRTgaz dans le cadre de son « étude prospective sur le développement du réseau de transport 2009 – 2018 » (disponible sur le site GRTgaz.com).

Ces évolutions conduisent à retenir un taux de croissance annuel de la consommation conventionnelle de 0,3% /an.

La modulation des consommations des clients industriels hors production d'électricité est faible (volume modulé de l'ordre de 2,7 GWh/j). Avec un taux de croissance de 0,7 % par an (identique à celui des consommations du segment des industriels) le volume modulé devrait augmenter de l'ordre de 0,1 GWh/j d'ici 2015. Au vu de la modulation requise par les centrales de production d'électricité, cet accroissement est négligeable. Il n'a donc pas été pris en compte dans l'évolution des modulations.

#### 4.3.2 Production d'électricité

##### 4.3.2.1 Centrales à cycle combiné gaz

La demande de flexibilité intra-journalière est évaluée sur la base du parc de centrales électriques suivant :

- Sur l'horizon 2010 à 2015 : les centrales existantes et les projets ayant signé avec GRTgaz soit un contrat de raccordement soit une convention d'étude en phase 2, avec les dates de mise en service commercial telles que connues de GRTgaz en juillet 2009,
- Sur l'horizon 2020 : ajout de la puissance électrique additionnelle nécessaire identifiée dans la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité (PPIe) et du Plan Indicatif Pluriannuel des investissements gaz (PIP gaz) 2009.

Le PIP gaz retient comme hypothèse haute 20 tranches de CCCG à l'horizon 2020, soit 21 tranches avec la centrale à cycle combiné déjà en service en 2008.

CCCG	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Nbre tranches additionnelles cumulées	6	9	11	13	15	18	20
Puissance MWe	2570	3840	4640	5500	6300	7500	8300
<i>Avec DK6</i>	<i>3370</i>	<i>4640</i>	<i>5440</i>	<i>6300</i>	<i>7100</i>	<i>8300</i>	<i>9100</i>

Une tranche  $\approx$  440 MWe

#### 4.3.2.2 Turbine à combustion au gaz (TAC)

Sur 2010 à 2015, le scénario prend en compte les TAC déjà construites ou dont les études de raccordement sont en phase 2. Au-delà, aucun développement de TAC au gaz n'est envisagé dans le cadre de l'étude.

TAC	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Nbre tranches	1	3	4	7	-	-	
Puissance MWe	150	510	660	1200	-	-	1200

#### Hypothèses de fonctionnement

Une centrale à cycle combiné (ou une turbine à gaz) est économiquement incitée à fonctionner dès que le clean spark spread (différence entre le prix de l'électricité, le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> et le coût du gaz nécessaire pour la produire) est positif. Le clean spark spread dépend de nombreux paramètres très volatils et difficilement prévisibles. Techniquement ces installations peuvent répondre à des variations importantes de leur charge au cours de la journée.

Pour l'étude, les producteurs potentiels ont simulé sur chaque jour de la période du 1<sup>er</sup> janvier 2005 au 31 décembre 2008, sur la base de l'historique des prix de marché des énergies, le fonctionnement d'une tranche type et le profil horaire de consommation résultante.

Pour les TAC, l'hypothèse retenue est un fonctionnement identique que celui fourni par EDF pour la TAC de Gennevilliers.

Compte tenu de l'aléa sur la date exacte de mise en service commerciale des centrales, il a été retenu le principe suivant d'affectation d'une centrale au parc d'une année donnée :

- les centrales dont la mise en service commerciale est prévue sur les 3 premiers trimestres d'une année N sont considérées démarrer au 1<sup>er</sup> janvier de l'année N, i.e. appartenant au parc de l'année N ;
- les centrales mises en service commerciale au 4<sup>ème</sup> trimestre sont considérées démarrer au 1<sup>er</sup> janvier de l'année N+1, c'est-à-dire relevant du parc de l'année N+1.

Le besoin de flexibilité du parc de centrales électriques, pour chaque année étudiée, est obtenu en retenant pour chaque promoteur de projet le profil type de fonctionnement fourni par ce promoteur (détaillé par jour) multiplié par le nombre de tranches en service pour l'année considérée pour ce promoteur. Cette approche est justifiée par le fait qu'aucun promoteur n'a identifié de foisonnement du fonctionnement de ses tranches. Elle permet en revanche de tenir compte du foisonnement de consommation entre les centrales des différents promoteurs.



Dans la mesure où il est impossible de prévoir pour les prochaines années, les heures de fonctionnement des centrales, il est nécessaire d'évaluer la capacité du système à répondre à un arrêt-démarrage synchrone de l'ensemble des centrales tous les jours de l'année.

Aussi, une étude de sensibilité est menée au fonctionnement simultané de l'ensemble des tranches sur un nombre d'heures fixé. L'étude de sensibilité est menée pour un fonctionnement sur 12 h ainsi que pour un fonctionnement sur 16 h.

#### 4.3.2.3 Cogénérations

Sur le parc actuel en France (4500 MWe environ), la PPI électricité, comme le bilan prévisionnel 2009 du RTE, prévoit qu'à l'issue des contrats d'obligation d'achat, une partie des cogénérations actuellement sous obligations d'achat passeront en logique de marché. L'hypothèse retenue est la suivante :

- sur les 2300 MWe d'une puissance inférieure à 12 MW, 10 % passeraient en logique de marché
- sur les 2200 MWe d'une puissance supérieure à 12 MW, 50 % passeraient en logique de marché

La consommation des cogénérations sous obligation n'est pas modulée à l'intérieur d'une journée et consiste en un « fonctionnement la semaine / arrêt le week-end », contrairement à celles fonctionnant en logique de marché. Selon les hypothèses retenues, à terme environ 1300 MWe fonctionneraient en logique de marché.

La quasi-totalité des contrats d'obligation d'achat des cogénérations arrivent à terme entre 2010 et 2012. Il est retenu l'hypothèse suivante :

	Janv. 2010	Janv. 2011	Janv. 2012	Janv. 2013
Puissance en logique de marché	270 MWe	530 MWe	260 MWe	260 MWe
<i>Cumul</i>	<i>270 MWe</i>	<i>800 MWe</i>	<i>1060 MWe</i>	<i>1330 MWe</i>
<i>Equivalent CCCG</i>	<i>0,5</i>	<i>1,5</i>	<i>2</i>	<i>3,5</i>

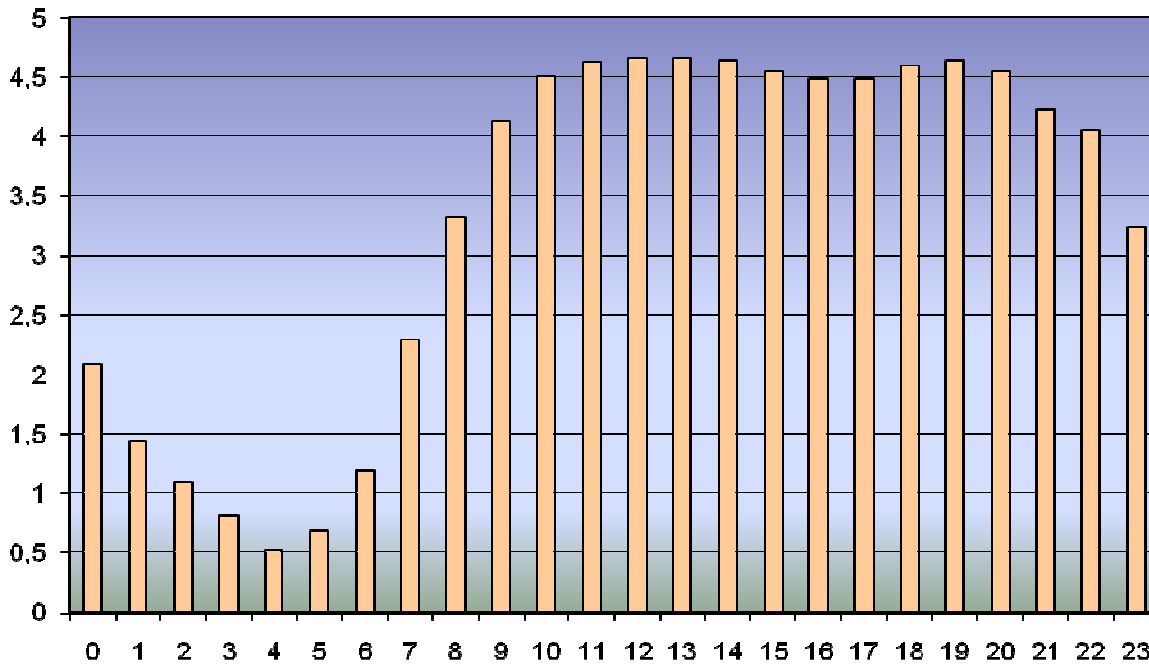
Dans l'étude il est considéré que ces cogénérations passées en logique de marché fonctionnent comme les centrales à cycles combinés (globalement fonctionnement la journée et arrêt la nuit). Cela suppose que le fonctionnement des chaudières qui se substituent aux cogénérations lorsque celles-ci sont à l'arrêt, peut être modulé comme un cycle combiné. Cette hypothèse majore probablement fortement la flexibilité intra-journalière gazière requise.

Une étude de sensibilité est menée afin d'examiner l'impact sur le besoin de flexibilité d'un fonctionnement des cogénérations passées en logique de marché sur un mode « fonctionnement la semaine / arrêt le week-end », ce qui correspond, pour ces cogénérations, à un besoin de flexibilité intra-journalière nul. Cette étude de sensibilité est menée sur les périodes sur lesquelles l'équilibre offre / demande est tendu.

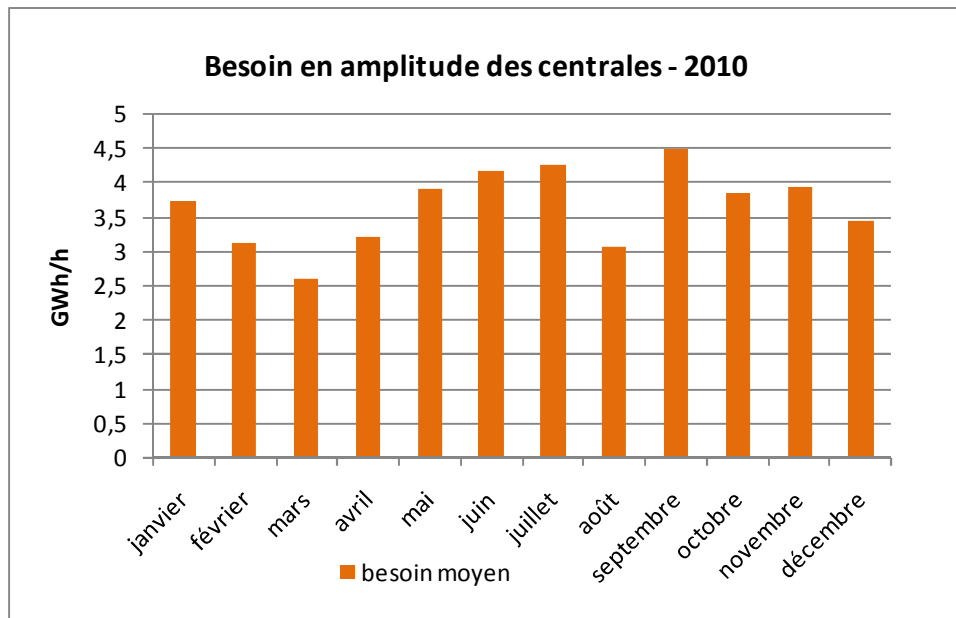
#### 4.3.2.4 Synthèse du besoin projeté

Il ressort de ces données que les centrales auraient, dans leur majorité, fonctionné les mêmes jours et globalement les mêmes heures. Le foisonnement observé entre les différentes centrales à l'échelle d'une journée est limité, de l'ordre de 25 à 30%. Sur les 6 producteurs ayant fourni une simulation de fonctionnement, les profils sont très similaires et en moyenne sur les 6 unités types, le nombre d'unités en service simultanément se situe entre 4 et 5.

fonctionnement journalier du parc fictif



Le graphique ci-dessous illustre le besoin moyen des centrales en amplitude de modulation en 2010. Pour les années suivantes la forme de ce graphe reste identique ; seules les amplitudes sont accrues proportionnellement à la puissance électrique ajoutée chaque année.



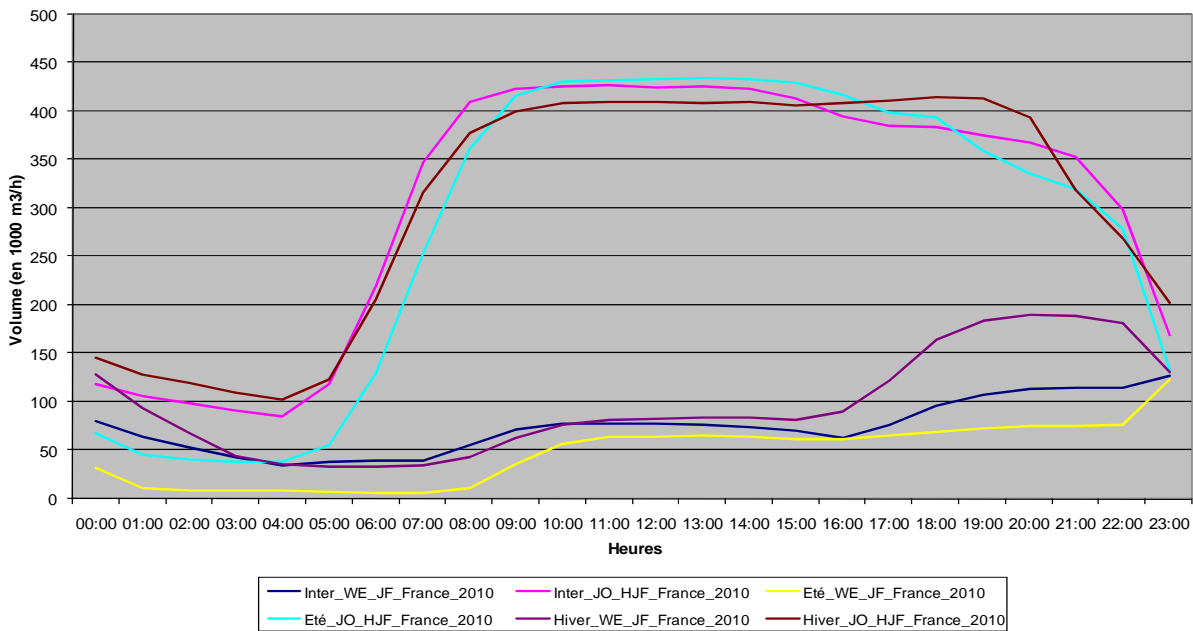
Qu'il s'agisse de besoin en volume modulé ou en amplitude de modulation, il est constaté que :

- les centrales ne tournent pas systématiquement toutes en même temps et à pleine amplitude (en 2010 par exemple, l'amplitude maximum est de 4,5 GWh/h alors qu'un fonctionnement simultané se serait traduit par un besoin proche de 5,4 GWh/h)

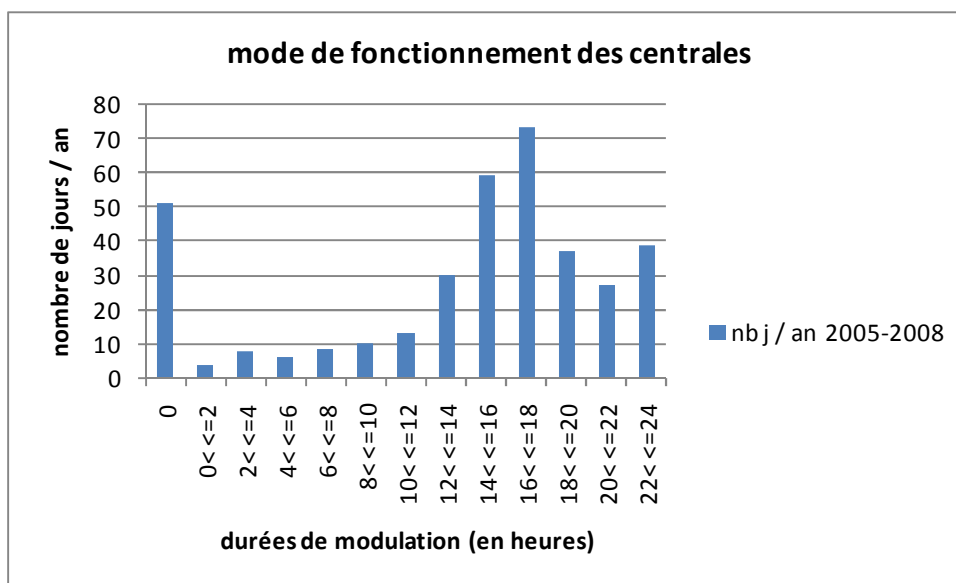
- les amplitudes de fonctionnement les plus importantes se retrouvent en particulier l'été, ce qui traduit le fait qu'à cette saison les centrales tournent à forte charge en journée et ont tendance à s'arrêter la nuit.
- la durée moyenne de fonctionnement des centrales est de 16 heures par jour.

Le graphique ci-dessous illustre les profils moyens de fonctionnement des centrales par saison (en jours ouvrables et non ouvrables) en 2010. Le profil de fonctionnement des centrales pour les années suivantes est très proche du profil obtenu en 2010.

Chronique des profils par la Méthode 9\_3 de la maille France pour le parc 2010



Le graphique ci-dessous illustre le nombre moyen de jours par an, sur la période de 4 ans simulée, aux différentes durées de modulation :



Ce graphique permet de constater qu'en moyenne, sur la période simulée (2005-2008), les centrales ont fonctionné 310 jours par an. Pour plus de la moitié des jours de fonctionnement, la durée de fonctionnement journalière est comprise entre 14h et 16h.

#### 4.4 L'offre de flexibilité

La flexibilité intra-journalière du système gazier peut provenir des canalisations, des terminaux méthaniers et des stockages.

##### 4.4.1 Stock en conduite

###### 4.4.1.1 Rappels théoriques

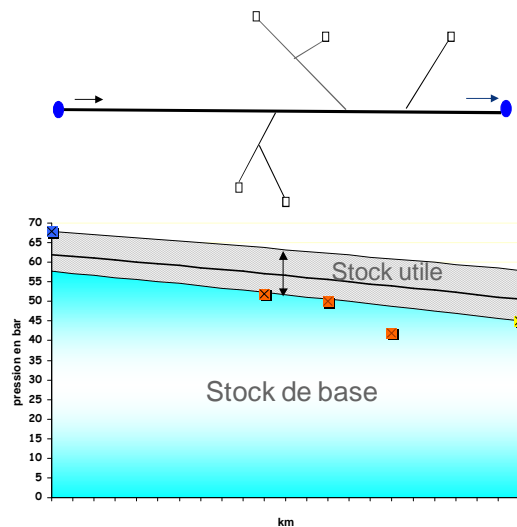
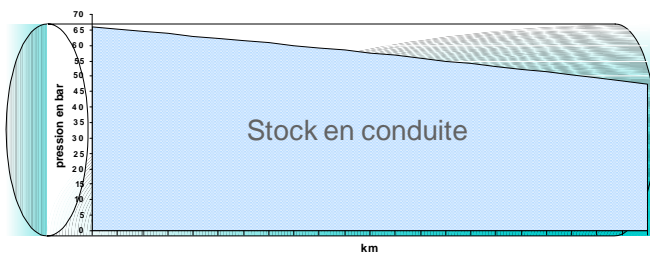
Lorsque le gaz transite dans une canalisation, il subit des pertes de charges proportionnelles au débit et à la longueur de la canalisation.

Par ailleurs, le profil de pression le long de la canalisation doit respecter des pressions minimales ou maximales. Pour des raisons de sécurité la pression amont est limitée par la Pression Maximale de Service (PMS). Quant à la pression à l'aval, elle est limitée par une pression minimale d'aspiration si à l'aval la canalisation est connectée à un compresseur et/ou par la pression minimale qui doit être maintenue, à l'interface avec le réseau régional, pour être en mesure de respecter les pressions contractuelles de livraison aux clients finals (PC). Ces dernières pressions sont variables, en particulier en fonction du niveau de consommation des clients finals.

$$P_{amont}^2 - P_{aval}^2 = K.L.Q^2$$

L : longueur de la canalisation

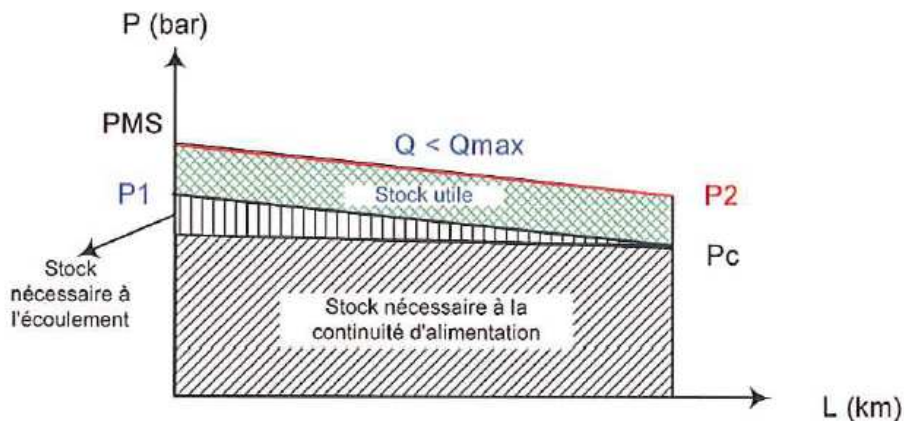
Q : débit



Le débit maximal d'une canalisation, qui est celui qui permet de dimensionner la capacité de la canalisation, est obtenu pour l'écart de pression entre l'amont et l'aval le plus important possible.

Lorsque la canalisation est saturée (débit maximal) les contraintes de pressions minimales et maximales sont atteintes simultanément. Le profil de pression possible le long de la canalisation est fixé et ne peut varier : le stock en conduite sert entièrement à l'écoulement (au transport du gaz).

Par contre, pour tout débit inférieur à la capacité de la canalisation (canalisation non saturée), différents régimes de pression sont possibles pour un débit donné. La variation entre ces différents régimes de pression permet de disposer d'une flexibilité appelée « stock en conduite utile ».



A l'échelle de l'ensemble du réseau, le stock en conduite utile dépend donc des transits dans les différentes canalisations, qui dépendent eux-mêmes des nominations journalières des expéditeurs.

Une part importante du stock en conduite utile doit être réservée à la sécurité opérationnelle du réseau. Cette réserve de proximité sert en effet à ne pas interrompre les livraisons ou dépasser les pressions maximales de sécurité du réseau en cas de variations brusques des flux aux entrées, des consommations ou d'incidents techniques sur le réseau. Elle est de l'ordre de 150 GWh en hiver.

Ainsi, seule la part nette du stock en conduite utile, une fois pris en compte les besoins de sécurité opérationnelle, peut être affectée à la modulation des consommations.

Le stock en conduite du réseau principal peut être transféré dans certaines conditions vers plusieurs zones de consommation, dans la mesure où ce transfert est anticipé. Ce n'est pas le cas du stock en conduite sur le réseau régional, qui ne peut pas être utilisé sur le réseau principal.

Par ailleurs une exploitation accrue du stock en conduite est susceptible de conduire à des inversions de sens en intra-journalier sur les artères et/ou à des sollicitations en arrêt/démarrage des stations de compression, ce pour quoi elles n'ont pas été conçues.

#### 4.4.1.2 Potentiel de stock en conduite actuel

Si l'évaluation du stock en conduite disponible sur une artère est relativement simple lorsque le débit et les pressions sont connus, il n'en est pas de même sur un réseau maillé. Les possibilités de flux y sont en effet multiples et combinées entre eux pour un scénario de consommations et de ressources donné.

L'évaluation du stock utile disponible en fonction des configurations de réseau nécessiterait le recours à un outil complexe de simulation dynamique du réseau en pression. Le développement d'un tel outil et notamment son paramétrage demande plusieurs années et est incompatible avec les délais impartis pour l'étude.

Par ailleurs, il n'était pas envisageable de retenir une approche basée sur des données historiques. En effet, le régime de pression historique de chaque canalisation est impossible à reconstituer, et conduirait tout au plus à un régime de pression figé alors que l'identification du stock en conduite utile nécessite d'explorer les régimes de pression extrêmes correspondant à l'atteinte des pressions de contrainte maximale et minimale.

En conséquence, l'approche retenue est une approche pragmatique consistant à évaluer le stock en conduite utile sur le réseau en simulant en régime permanent un grand nombre scénarios. Au total 180 scénarios ont été

simulés, qui ont permis d'explorer une large gamme de niveaux de consommation, et pour chaque niveau de consommation, différentes hypothèses de répartition des ressources.

Pour chacun de ces scénarios on a recherché quels étaient les régimes de pression extrêmes réalisables (régime de pression maximale et régime de pression minimale respectant les contraintes de pressions). L'écart entre ces deux régimes de pression génère le stock en conduite utile maximal mobilisable, duquel on a déduit le stock en conduite à réserver pour assurer la sécurité opérationnelle. En tenant compte du stock en conduite nécessaire pour répondre aux besoins du marché actuel, on calcule donc le stock en conduite utile net mobilisable pour répondre à des besoins additionnels de flexibilité.

On constate que le stock en conduite utile potentiellement disponible pour la flexibilité intra-journalière des consommations est très variable, et qu'il dépend au premier ordre de la consommation : il décroît quand la consommation augmente. Le plus souvent nul au-delà d'une consommation journalière de 2 000 GWh, il peut atteindre de l'ordre de 100 GWh. Il peut également très fortement varier en fonction de la répartition des ressources.

#### 4.4.1.3 Potentiel de stock en conduite lié au développement du réseau

GRTgaz envisage de réaliser des investissements afin de développer les capacités de son cœur de réseau. Ces développements répondent essentiellement à une volonté des acteurs de pouvoir disposer de possibilités d'arbitrage accrues entre leurs sources d'alimentation du marché français, et de façon secondaire à un développement de la consommation du marché final. En conséquence, ces nouveaux ouvrages, s'ils sont décidés, permettront de générer de nouvelles capacités d'acheminement qui, en fonction de la consommation et des schémas d'approvisionnement retenus par les expéditeurs, peuvent également, à certains moments, générer du stock en conduite utile.



Pour être en mesure de maximiser le stock en conduite utile sur ces ouvrages, de nouveaux organes de pilotage (type vannes de régulation) doivent être installés. Compte tenu de la modulation intra-journalière des consommations jusqu'à présent, ces équipements n'avaient pas été installés, ni prévus lors des études de conception des futures canalisations.

Les développements décidés, probables et possibles, avec leurs horizons de mise en service, sont listés ci-dessous :

<i>Ouvrages</i>	<i>Année de prise en compte</i>
Aménagement de l'artère Nord-Est (Obergailbach-Laneuvelotte)	2011
Cuvilly-Dierrey-Voisines (et fin du doublement Nord-Est) + doublement de l'artère Beauce	2014

Pour ces ouvrages, le stock en conduite disponible retenu est établi à partir d'une hypothèse de variation de la pression de l'ordre de 15 bars en moyenne (elle diffère en fonction des ouvrages). Sous cette hypothèse, l'apport de ces nouveaux ouvrages pourrait être de l'ordre de 100 GWh.

Une étude de sensibilité est réalisée pour prendre en compte l'impact d'un éventuel doublement de l'artère du Rhône.

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A RÉPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PRÉVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

#### 4.4.1.4 Prise en compte du potentiel de stock en conduite

Afin de rendre compte de la forte dispersion du stock en conduite mobilisable, à consommation fixée, en fonction de la répartition des ressources, un tirage du stock en conduite disponible à consommation fixée est effectué dans la gamme de stock en conduite correspondant à ce niveau de consommation. La consommation retenue correspond à la somme de la consommation conventionnelle (consommation historique inflatée du taux de croissance annuel) et de la consommation simulée pour le parc considéré de centrales de production d'électricité.

Potentiel amené par les nouveaux ouvrages :

Il est modélisé, pour chaque horizon étudié, sous forme d'un potentiel additionnel fixe (i.e. indépendant de la consommation) fonction des ouvrages considérés mis en service à cet horizon. Les mises en service sont considérées avoir lieu au 1<sup>er</sup> janvier de l'année.

### 4.4.2 Contribution potentielle d'Elengy

#### 4.4.2.1 Potentiel actuel de flexibilité intra-journalière

Les installations des terminaux de Montoir et de Fos Tonkin n'ont pas été conçues à l'origine pour permettre un niveau d'émission variable en cours de journée. Toutefois, afin de mesurer les possibilités, sur la base des installations actuelles, de variation de l'émission en cours de journée, Elengy a mené sur chacun des deux terminaux de Montoir et de Fos Tonkin une campagne d'essais, limitée. Ces essais lui ont permis d'évaluer le potentiel de flexibilité intra-journalière disponible aujourd'hui.

Elengy indique que ce type d'utilisation des installations conduira à une usure prématurée et à un risque de casse accru des machines.

A l'issue de ces essais, Elengy a transmis à GRTgaz pour chacun des terminaux de Montoir et de Fos Tonkin les flexibilités horaires disponibles à la hausse et à la baisse en fonction du niveau d'émission journalier du terminal.

Dans le cas de Montoir, Elengy a associé à ces flexibilités un taux de probabilité de mise à disposition élevé (95%).

Dans le cas de Fos Tonkin, Elengy a fourni deux niveaux de flexibilité (toujours fonction du niveau d'émission) :

- Un premier niveau de flexibilité « standard » avec un taux de probabilité de mise à disposition élevé (taux de 95%, passant à 75% puis 50% pour les niveaux d'émission élevés) ;
- Un second niveau de flexibilité, correspondant à une flexibilité « accrue » mais avec un taux de mise à disposition plus réduit (taux de 50%, passant à 30% pour les niveaux d'émission élevés).

Il convient de noter que la flexibilité fournie par Elengy est interruptible. En effet, elle dépend du niveau d'émission journalier, décidé entre Elengy et les clients du terminal. Dans le cas où le niveau d'émission journalier est maximal, ou a contrario minimal, il n'y a pas de possibilité technique de faire varier cette émission en intra-journalier pour répondre à la demande de flexibilité intra-journalière.

#### 4.4.2.2 Potentiel à moyen terme de flexibilité intra-journalière

Elengy a étudié la possibilité de réaliser des investissements dédiés de rénovation et d'installation de nouveaux équipements qui permettraient d'accroître la flexibilité disponible.

Ces développements pourraient être disponibles à l'horizon 2013 s'ils sont décidés rapidement.

Au-delà de cette échéance, de nouveaux développements susceptibles d'accroître le potentiel de flexibilité intra-journalière pourraient être envisagés. En effet les capacités de regazéification sur Fos Tonkin ne sont commercialisées que jusqu'à fin 2014, et des investissements lourds seront à décider dans les prochaines années

pour permettre l'exploitation du terminal au-delà de cette date. Par ailleurs une éventuelle extension du terminal de Montoir est envisageable dans les années à venir en fonction de la demande du marché.

Dans l'état actuel de ses connaissances, Elengy propose de retenir, à moyen terme, un potentiel de flexibilité intra-journalière correspondant aux développements potentiels à l'horizon 2013.

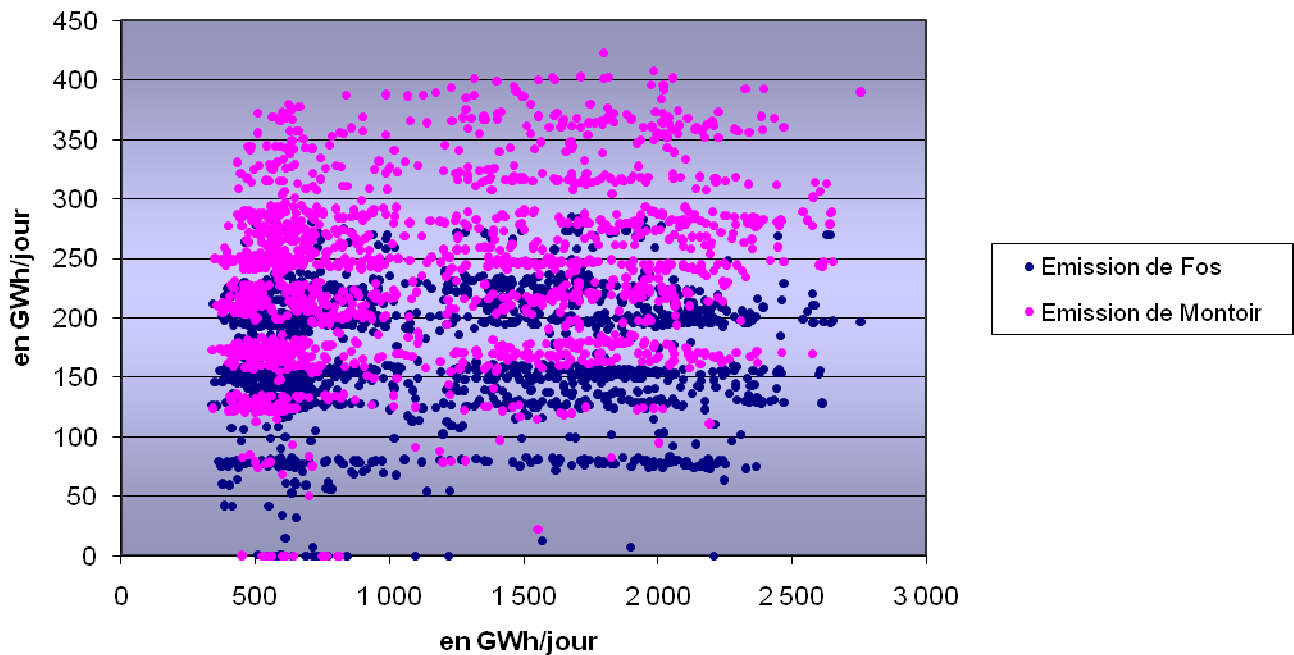
#### 4.4.2.3 Prise en compte du potentiel de flexibilité intra-journalière des installations d'Elengy

La flexibilité mise à disposition par Elengy dépend du niveau d'émission journalier du terminal.

Une étude de l'historique d'émission journalière sur la période 2005-2008 (figurée sur le graphique ci-après) montre que cette émission journalière n'est corrélée ni au niveau de consommation, ni donc à la saison considérée.

On constate par contre que certaines plages d'émission sont rencontrées plus fréquemment que d'autres.

**Emissions des terminaux méthaniers et consommation**





En conséquence, la flexibilité des terminaux est simulée en procédant à un tirage de l'émission journalière. Le tirage est réalisé afin de tenir compte de la probabilité historique de chacune des plages d'émission.

Sur la base de l'émission journalière issue du tirage, on associe ensuite une flexibilité disponible (« standard » ou « accrue ») en tenant compte de la probabilité de mise à disposition.

A compter de l'horizon 2013, les simulations ont intégré les développements potentiels mentionnés par Elengy. Dans la mesure où ces développements ne sont pas décidés, une étude de sensibilité à ces développements a été menée.



	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

#### **4.4.3 Contribution potentielle de STMFC – terminal de Fos Cavaou**

STMFC indique que les possibilités techniques de fourniture de flexibilité intra-journalière du terminal devront être évaluées à l'issue d'une campagne d'essais spécifiques et de son analyse. En effet, la fourniture de flexibilité intra-journalière nécessite d'utiliser les équipements selon des séquences inhabituelles eu égard à la conception du terminal.

Cependant, à court terme, le terminal est opéré dans le cadre d'une autorisation administrative qui contraint fortement son rythme d'exploitation, ce qui ne permet pas à STMFC de réaliser les essais et études nécessaires et donc de proposer une offre de flexibilité à GRTgaz à ce stade.

Après la mise en service commercial et après une campagne d'essais à pleine capacité du terminal, une offre de flexibilité pourrait être proposée moyennant éventuellement des investissements nécessaires.

Compte tenu de ces éléments, les simulations ne retiennent pas à ce jour de flexibilité intra-journalière associée à ce terminal

#### **4.4.4 Contribution potentielle de Gaz de Normandie**

Gaz de Normandie précise que lorsque le terminal émet, il est probable qu'il puisse quasiment dans tous les cas de figure fournir une modulation minimum. Compte tenu de la flexibilité possible des émissions, cette contribution dans certains cas pourrait être très significative. Gaz de Normandie ne peut s'engager avant J-1 pour J sur la disponibilité de la flexibilité du fait de sa dépendance aux nominations et renominations des clients du terminal. Cette contribution est envisageable à l'horizon 2014 – 2015. Gaz de Normandie validera son approche une fois le terminal mis en service.

#### **4.4.5 Contribution potentielle de Dunkerque LNG**



Dunkerque LNG précise qu'une flexibilité intra-journalière pourrait être fournie par le terminal à GRTgaz, du fait de la possibilité de variation des émissions, mais sur une base interruptible. Non prévue actuellement dans le plan d'affaires du projet, elle dépend en première approche de la disponibilité du GNL dans le terminal et des nominations et renominations des clients du terminal. Compte tenu de la phase de développement actuelle du projet, l'étude en détail des conditions de fourniture d'un tel service n'a pas été possible. Cette contribution est envisageable à l'horizon 2014.

#### **4.4.6 Contribution potentielle de Storengy**

La fourniture de flexibilité intra-journalière fournie par les stockages consiste à faire varier en cours de journée les quantités horaires injectées (ou soutirées) sur les stockages sans modifier le programme journalier demandé par les clients du stockage.

Storengy a mené une étude afin d'estimer, sur la base du retour d'expérience, les capacités résiduelles des stockages susceptibles d'être mises à disposition pour répondre aux besoins de flexibilité intra-journalière additionnels par rapport aux besoins actuels.

L'analyse a été menée sur 4 années d'historique (1<sup>er</sup> janvier 2005 – 31 décembre 2008). Les potentiels de variation du débit à la hausse et à la baisse ont été déterminés pour chacun des sites de stockages en tenant compte pour chaque jour de l'écart entre le programme journalier réalisé et les capacités techniques maximales du site, mais également d'une amplitude maximale admissible de variation du débit en cours de journée. Cette amplitude maximale est fixée par site de stockage et suivant le sens des mouvements de gaz (injection ou soutirage).

	<b>ETUDE DE LA CAPACITE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

Par ailleurs Storengy considère que les variations de débit à l'intérieur d'une journée ne sont admissibles que lorsqu'ils n'entraînent pas d'inversion du sens physique de sollicitation du stockage en cours de journée. Le potentiel de flexibilité identifié doit donc respecter la contrainte de ne pas entraîner d'inversion de sens.

Il est à noter que l'ensemble des capacités techniques d'injection ou de soutirage des stockages est commercialisé sur une base journalière, et que tout client peut modifier à tout moment sa demande. La capacité de variation in-journalière de débit, consacrée dans l'étude à la flexibilité intra-journalière additionnelle est donc interruptible.

Sur les 4 années d'historique on observe :

- des tendances saisonnières d'une année sur l'autre : la flexibilité dépend au premier ordre de la période de l'année : flexibilité assez importante en hiver et plus réduite sur les mois d'injection. Ce dernier phénomène retraduit le fait que les stockages de Storengy sont des stockages plutôt « lents » en terme d'injection, ce qui conduit les expéditeurs à exploiter les capacités d'injection à des niveaux proches des capacités maximales en période d'injection afin d'atteindre l'objectif de remplissage des stocks en fin d'été ;
- mais également une forte volatilité de la flexibilité disponible d'un jour sur l'autre, ce qui s'explique par la forte variabilité des demandes des clients stockage d'un jour sur l'autre.

#### Potentiel amené par les développements potentiels :

Des développements de capacités sont prévus chez Storengy dans les prochaines années. Il ne s'agit pas de développements dédiés à la flexibilité. Aussi, ils ne permettent qu'un accroissement marginal des flexibilités disponibles.

- A partir de 2011, accroissement de l'ordre de 4% de la flexibilité disponible par rapport à 2010 ;
- A partir de 2013, accroissement de l'ordre de 7% de la flexibilité disponible par rapport à 2010.

#### Prise en compte du potentiel de flexibilité

Le potentiel de flexibilité sur les stockages de Storengy dépend au premier ordre de la période de l'année, mais présente par ailleurs une forte variabilité.

Storengy considère qu'il est possible de mutualiser les flexibilités sur les stockages aquifères d'un côté, et sur les stockages salins d'autre part.

L'étude de Storengy permet également de distinguer le potentiel à la hausse (i.e. sur-soutirage ou sous-injection) du potentiel à la baisse.

L'approche retenue dans l'étude est une approche probabiliste :

- la flexibilité disponible est obtenue par tirage à mois de l'année fixé (i.e. : une loi de tirage pour chacun des 12 mois de l'année),
- le tirage porte sur un couple (potentiel à la hausse / potentiel à la baisse),
- on effectue le tirage de 2 couples : un pour les stockages aquifères, un pour les stockages salins.

Aux horizons 2011-2012 et 2013-2014 la flexibilité simulée prend en compte l'accroissement de flexibilité liée aux développements de capacités prévus par Storengy.

#### **4.4.7 Contribution potentielle de TIGF**

A la demande de GRTgaz, TIGF a étudié la flexibilité qui pouvait être mise à disposition de GRTgaz à Cruzy. TIGF indique que sur son réseau, la flexibilité intra-journalière provient des stockages et non du stock en conduite. En effet, la conception du réseau conduit à une exploitation des artères à une pression proche de la pression maximale de service, ce qui laisse très peu de possibilités de faire varier la pression pour disposer de stock en conduite utile.

TIGF a étudié la flexibilité qui pouvait être mise à disposition de GRTgaz sur la base de la flexibilité disponible sur les stockages, et des possibilités de transférer cette flexibilité des stockages jusqu'à Cruzy. Cette étude a été menée par TIGF par analogie avec l'étude de la fourniture de flexibilité pour le projet de centrale située à l'Est du réseau de TIGF. De la même façon que Storengy, TIGF rappelle qu'en l'absence de développements dédiés, cette flexibilité est interruptible.

TIGF signale que des contraintes de transfert de la flexibilité d'ouest en est sur l'artère de Gascogne vers GRTgaz existent, du fait de :

- Risque sur l'alimentation régionale des consommations de l'Est du réseau TIGF si le flux horaire à Cruzy du réseau GRTgaz vers le réseau TIGF est trop faible ;
- Risque d'inversion de sens intra-journalier sur l'artère, et par suite de sollicitation en arrêt/démarrage de la station de Barbaira, ce pour quoi elle n'est pas conçue.

La réponse apportée par TIGF à GRTgaz ne porte que sur la période 2010-2013, c'est-à-dire la période antérieure à la mise en service du projet de centrale prévu à l'Est du réseau TIGF, ainsi qu'à la réalisation de potentiels investissements en zone TIGF permettant de disposer de flexibilité ferme.

L'étude historique conduit aux constats suivants :



- Il existe une flexibilité stockage permettant d'alimenter plusieurs tranches CCCG quelle que soit la saison
- En termes de transfert de flexibilité :
  - Le niveau historique des flux observés à Cruzy permet d'assurer le transfert en été ;
  - En hiver, l'alimentation des consommations suppose le respect d'un flux horaire minimal à Cruzy dépendant du niveau de température. Le transfert n'est possible que dans la limite du respect de ce flux horaire.

#### 4.5 Evaluation de l'équilibre offre/demande sur le réseau de GRTgaz

Pour chaque année étudiée, on simule la période 1<sup>er</sup> janvier 2005 – 31 décembre 2008 , en confrontant, pour chaque journée de cette période, la demande à l'offre établie à partir d'un grand nombre de tirages sur les paramètres déterminant la flexibilité susceptible d'être apportée par le stock en conduite, les stockages, les terminaux méthaniers et TIGF.

Le schéma ci-dessous représente, à titre d'exemple, la simulation de l'année 2013 :



	<b>ETUDE DE LA CAPACITE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES</b> <b>A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ</b> <b>TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

Les besoins en flexibilité, comme les potentiels de sources de flexibilité, peuvent s'exprimer à partir d'amplitudes (besoins d'augmenter ou réduire un débit horaire) ou de volumes (quantité d'énergie supplémentaire à fournir une partie de la journée et à restituer le reste du temps). Au sein d'une journée, ces deux notions sont liées par la durée moyenne de modulation.

Chaque jour, pour confronter l'offre à la demande, les besoins de modulation et les ressources de flexibilité sont exprimés en volume modulé journalier sur la base de la durée moyenne de modulation des besoins du jour considéré. Cette méthode considère que le stock en conduite n'a pas de limitation en amplitude (i.e. en débit de soutirage et d'injection). Dans le cadre d'une étude de flexibilité connue la veille pour le lendemain, qui n'aborde pas les effets dynamiques, cette approximation est pertinente. Conformément à la priorisation des moyens sollicités (cf. paragraphe 4.1.4.d), le besoin est d'abord servi par le stock en conduite. Le volume modulé résiduel à couvrir est ensuite comparé au volume susceptible d'être fourni par l'ensemble des autres infrastructures. Pour chacune de ces infrastructures, le volume modulé est calculé à partir du couple de variations de débit à la hausse et à la baisse retenu et de la durée moyenne de modulation des besoins du jour considéré, sachant que l'appel intra-journalier à ces installations ne doit pas modifier leur émission globale de la journée.

Pour chaque année étudiée, les résultats sur chaque mois sont obtenus sur la base d'environ 2000 scénarios de jours ouvrables :

- 100 scénarios différents de consommation sur le mois considéré (basé sur les 100 journées de janvier - respectivement février, mars, ... – observées sur les 4 dernières années)
- la réalisation sur chacune de ces journées de 20 tirages différents de la flexibilité disponible sur chacune des infrastructures

## 4.6 Résultats

Pour chaque année étudiée, les résultats sont restitués sous forme d'une fréquence de couverture établie chaque mois de l'année.

Elle se définit comme la fréquence à laquelle la demande peut être totalement couverte. Cette fréquence est calculée sur les jours ouvrables de fonctionnement des centrales, c'est-à-dire tous les jours ouvrables au cours desquels une centrale au moins fonctionne. Ce choix permet de n'étudier que les situations présentant des risques de tension, et donc de limiter le nombre de calculs.

La demande est réputée couverte lorsqu'elle est totalement couverte.

Ainsi, pour un mois donné :

- une fréquence de couverture de 100% doit être interprétée comme le fait que sur chacun des 2000 scénarios simulés il a été possible de couvrir totalement la demande.
- Une fréquence de 80% doit être interprétée comme le fait que sur l'ensemble des tirages réalisés, la demande n'a pu être couverte que dans 80% des cas ; statistiquement on peut donc s'attendre sur ce mois à ce qu'un jour ouvrable sur 5 la demande ne puisse être que partiellement couverte.

### 4.6.1 Période 2010-2011

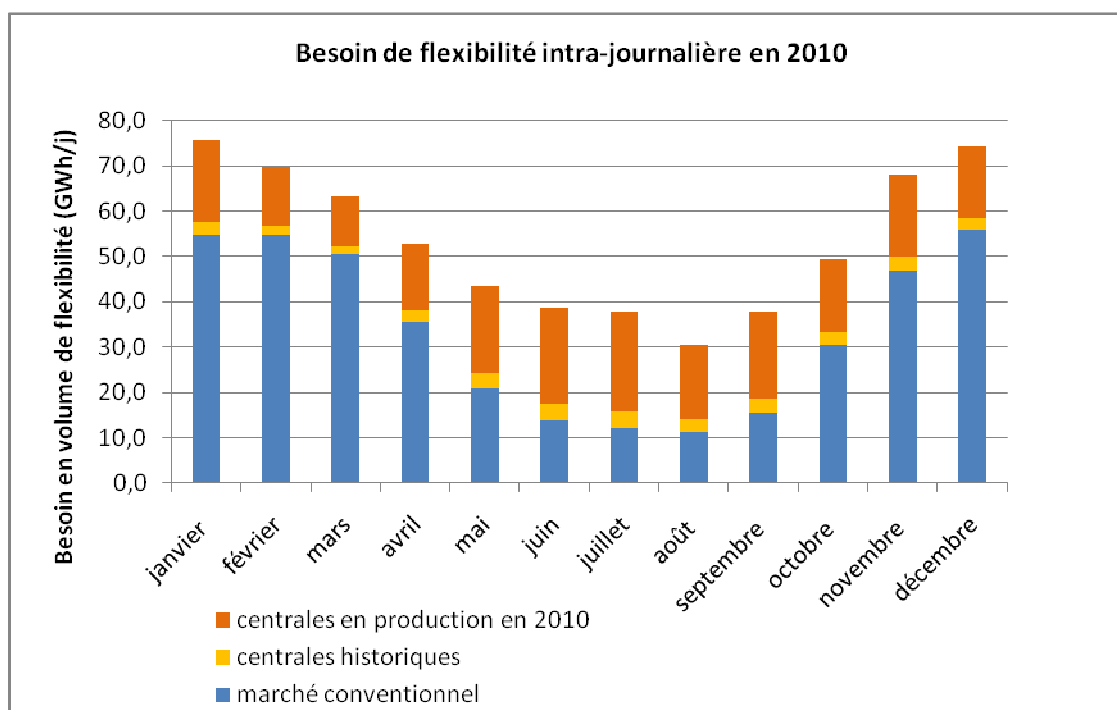
Cette période est trop proche pour que des développements dédiés à la flexibilité soient envisagés. En conséquence, l'offre de flexibilité repose sur le recours à des installations qui n'ont pas été initialement conçues pour ce type d'usage, et apparaît à la marge de l'usage traditionnel. A ce titre l'offre de flexibilité intra-journalière externe à GRTgaz présente un caractère interruptible.

A cet horizon STMFC n'a pas de garantie que le terminal soit autorisé à émettre à son régime nominal. En conséquence le niveau d'émission associé à ce terminal est réputé nul.

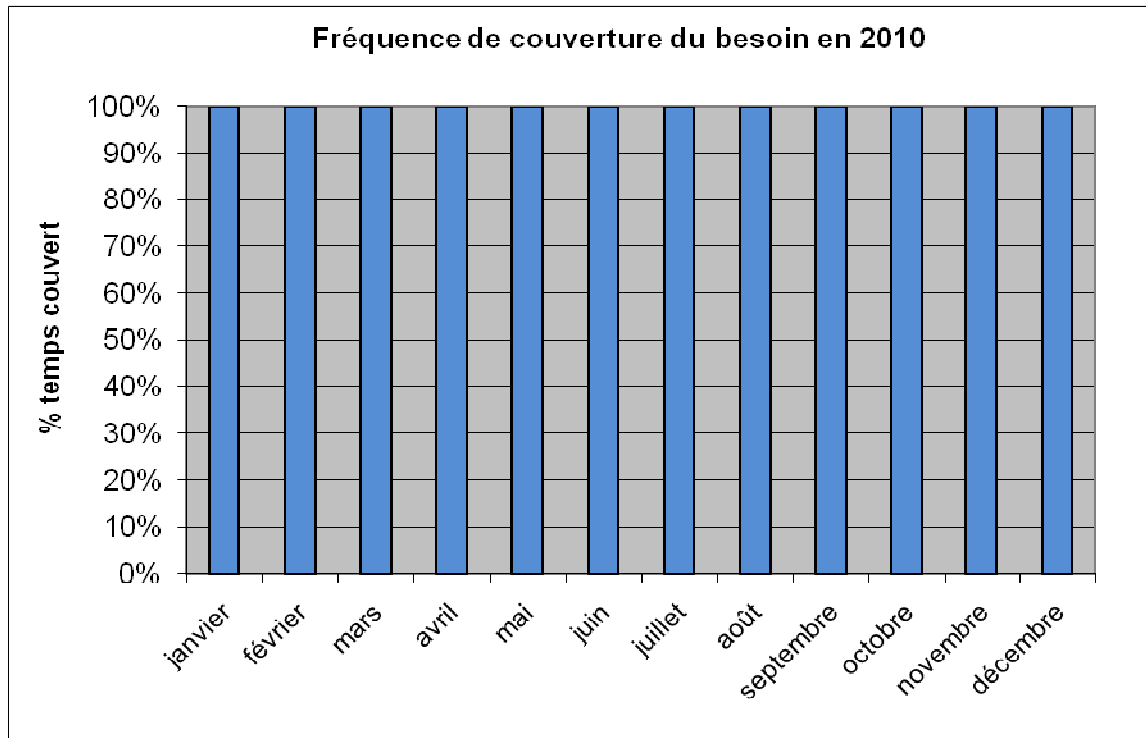
#### 4.6.1.1 Année 2010

En 2010, le besoin en volume modulé de l'ensemble du marché est présenté sur le graphique ci-dessous en distinguant :

1. Le besoin du marché conventionnel ;
2. Le besoin des centrales de production d'électricité dont le fonctionnement est antérieur à 2009 ;
3. Le besoin des centrales de production d'électricité (CCCG et cogénérations en logique de marché) dont la mise en service commerciale est antérieure à 2010 ou prévue dans le courant de l'année 2010. Le besoin qui est représenté ci-dessous est le besoin moyen par mois anticipé sur la base des simulations de fonctionnement sur les années 2005 à 2008. Ce besoin moyen est calculé sur les journées pendant lesquelles au moins une centrale fonctionne.

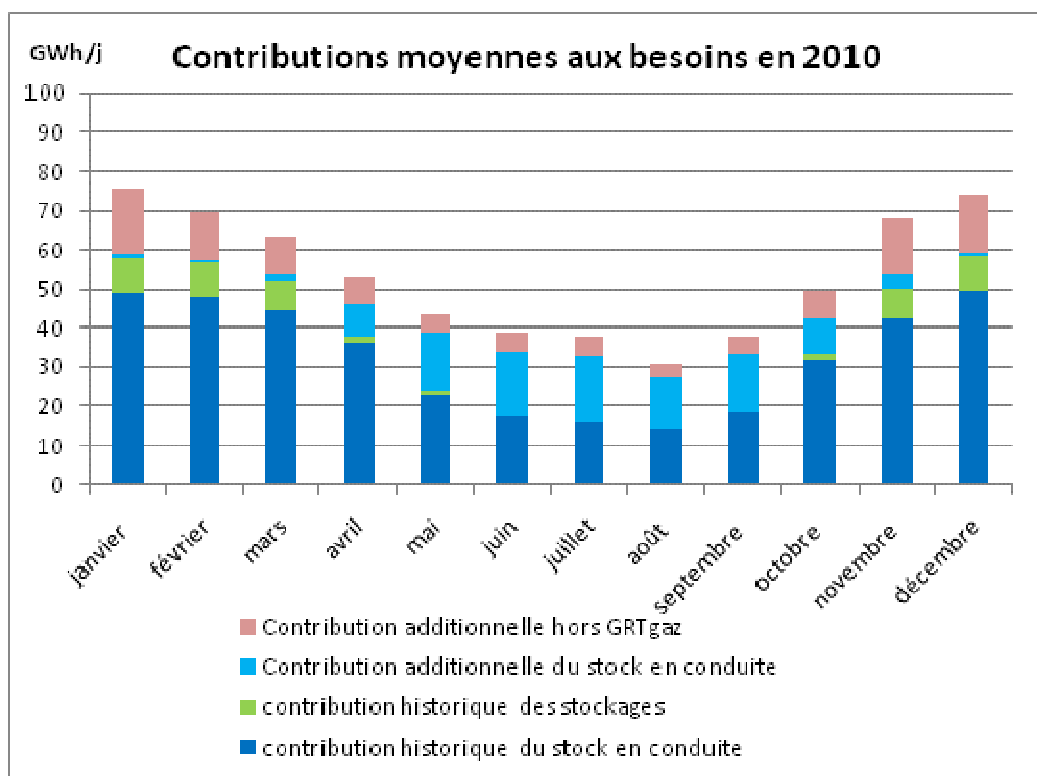


Le volume modulé annuel additionnel est de 6,2 TWh, soit un accroissement de 50 % du volume modulé actuel. Compte tenu des ressources disponibles en 2010, il ressort de l'étude que statistiquement le besoin peut être totalement couvert. Le graphe ci-après illustre ce résultat.



On rappelle que cette fréquence est calculée sur les jours ouvrables de fonctionnement des centrales, période pendant laquelle la tension est a priori la plus forte.

Le graphique ci-dessous illustre les contributions moyennes des sources de flexibilité à la couverture de la demande.



Dans le cas du marché actuel, comme cela a été explicité dans la première partie de l'étude, c'est majoritairement le stock en conduite qui est mis à contribution. Il permet de subvenir seul aux besoins en été, mais doit être complété en intersaison et en hiver par un recours aux stockages (les stockages contribuent à couvrir en moyenne 15% du besoin du marché actuel en hiver).

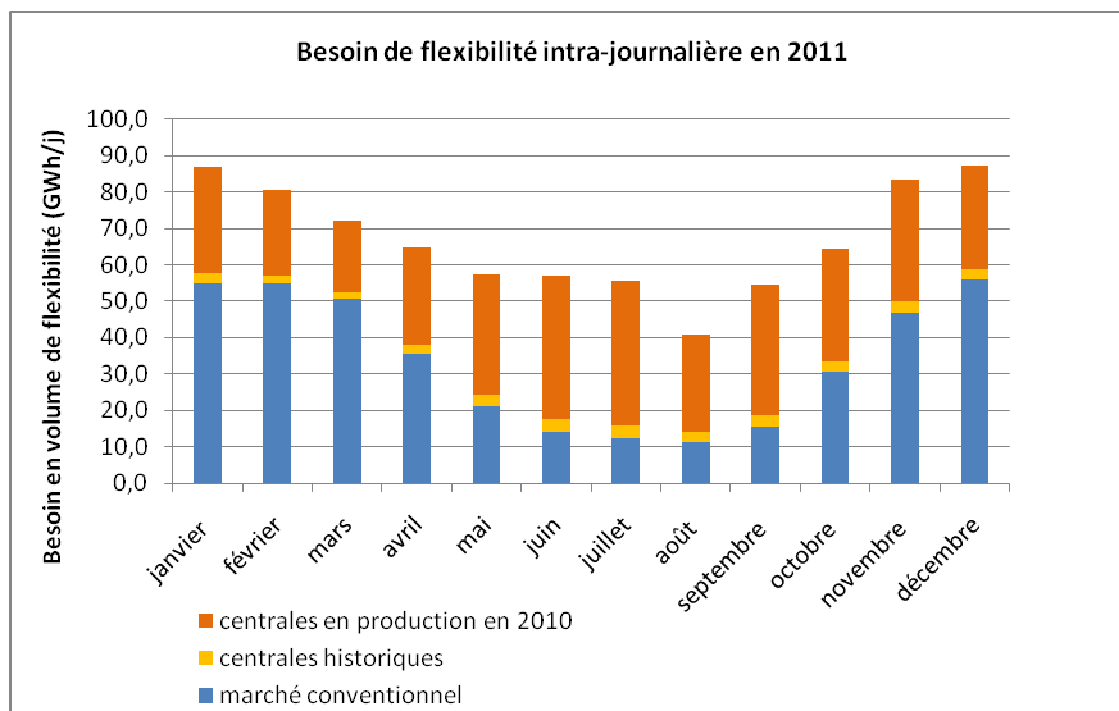
En ce qui concerne les besoins additionnels, le graphique ci-dessous met en évidence :

- qu'en hiver le potentiel additionnel moyen de stock en conduite est proche de zéro (ce qui explique qu'aujourd'hui déjà le recours aux stockages est indispensable). La majeure partie du besoin additionnel doit donc être couvert par recours à des sources de flexibilité externes (terminaux méthaniers, stockages de Storengy ou de TIGF) ;
- qu'à l'intersaison et en été il subsiste un potentiel additionnel de stock en conduite. Toutefois celui-ci n'est pas suffisant pour faire face à la totalité du besoin additionnel, ce qui suppose de recourir en complément à des sources de flexibilité externes.

Dans le cadre de l'étude, il n'a pas été introduit d'ordre de priorité dans l'appel des sources de flexibilité externe. L'étude se contente d'illustrer si ces sources sont suffisantes ou pas pour répondre au besoin (via la fréquence de couverture de la demande).

#### 4.6.1.2 Année 2011

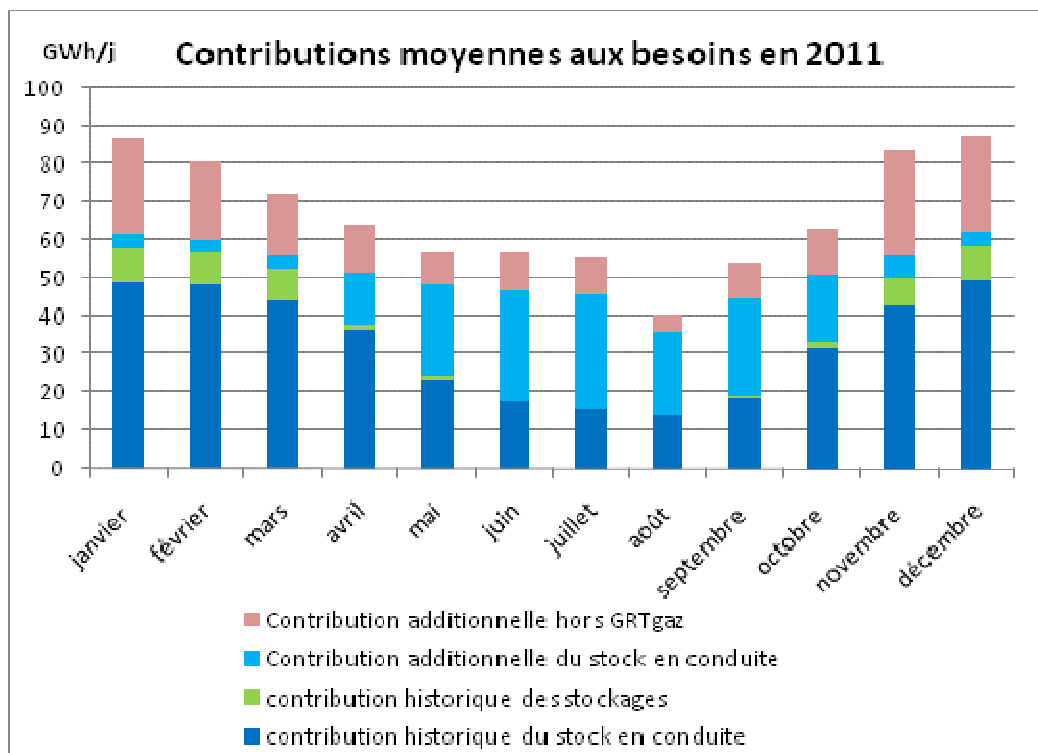
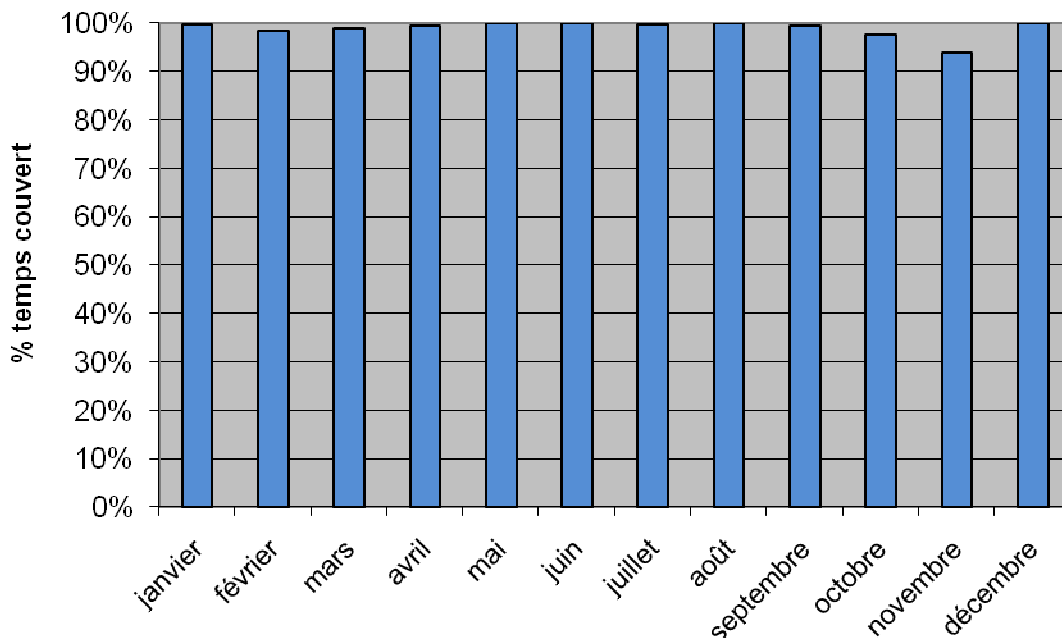
Les besoins en 2011 sont accrus par la mise en service de 1270 MWe de CCCG, de 360 MWe de TAC et de 530 MWe de cogénérations. Les besoins en amplitude et en volume modulé sont donc augmentés conformément aux profils fournis par les producteurs.



Le volume modulé annuel additionnel est de 11,2 TWh. Cela représente un quasi-doublement du volume modulé actuel.

A cette échéance, en moyenne sur l'année la fréquence de couverture du besoin reste élevée : au-delà de 95%. Toutefois une tension se manifeste sur les mois d'octobre – novembre. En effet, sur cette période, les stockages sont en fin de période de remplissage et ne disposent donc que de très peu de flexibilité.

### Fréquence de couverture du besoin en 2011



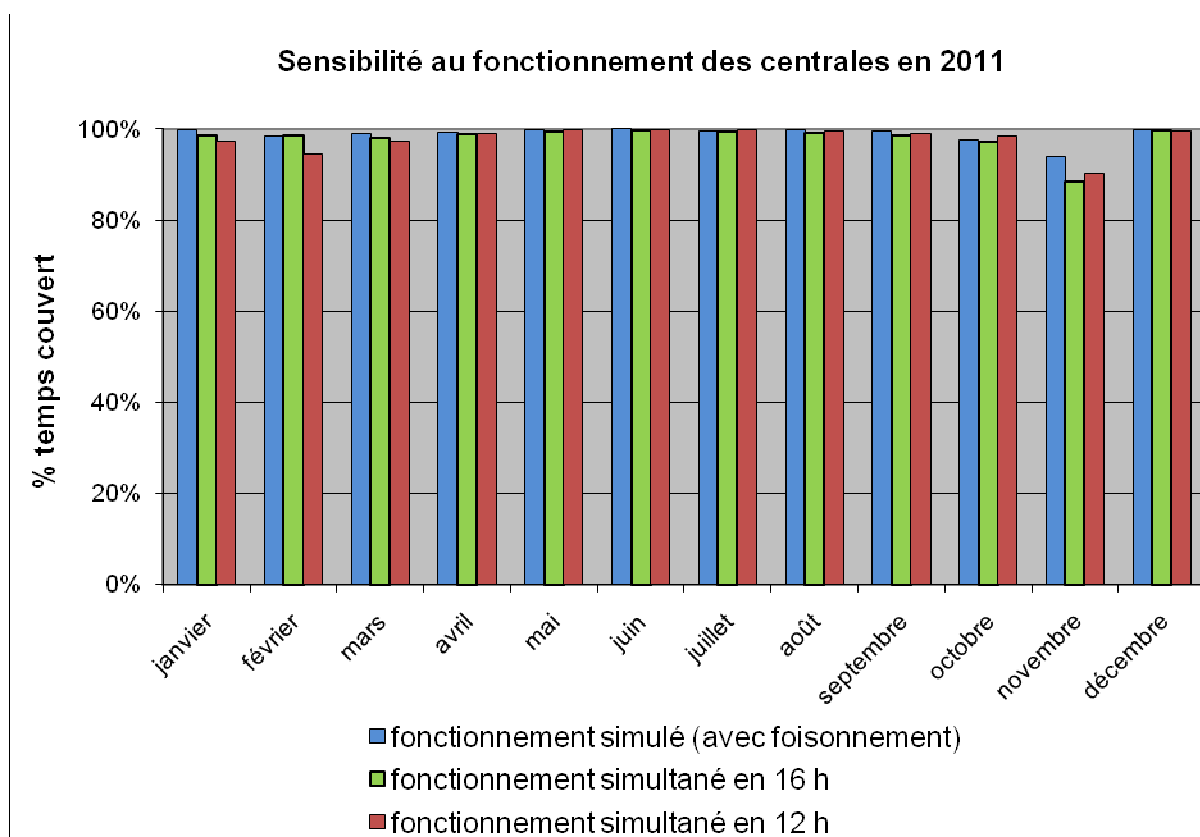
On note que le potentiel de stock en conduite mobilisé est accru par rapport à l'année 2010. Ceci prend pour hypothèse que l'aménagement de l'artère du Nord-Est (Obergaillbach-Laneuvelotte) actuellement à l'étude aura pu être réalisé très rapidement au cours de l'année 2010.



### Sensibilité à la durée et à la simultanéité des appels

Dans la mesure où l'étude se base sur des données qui peuvent fortement varier au cours des prochaines années, une étude de sensibilité est menée sur un fonctionnement simultané des centrales en service pendant 12 heures puis pendant 16 heures par jour. Le fonctionnement simultané dégrade la fréquence de satisfaction du besoin, notamment durant le mois de novembre pendant lequel la tension est plus forte.

Le fonctionnement sur 12 heures en moyenne accroît le volume modulé nécessaire, mais diminue le recours en amplitude à la hausse ou à la baisse des stockages ou des terminaux méthaniers. Il en résulte une moindre tension sur le mois de novembre mais l'apparition d'une baisse de la fréquence de couverture du besoin en février et en mars.

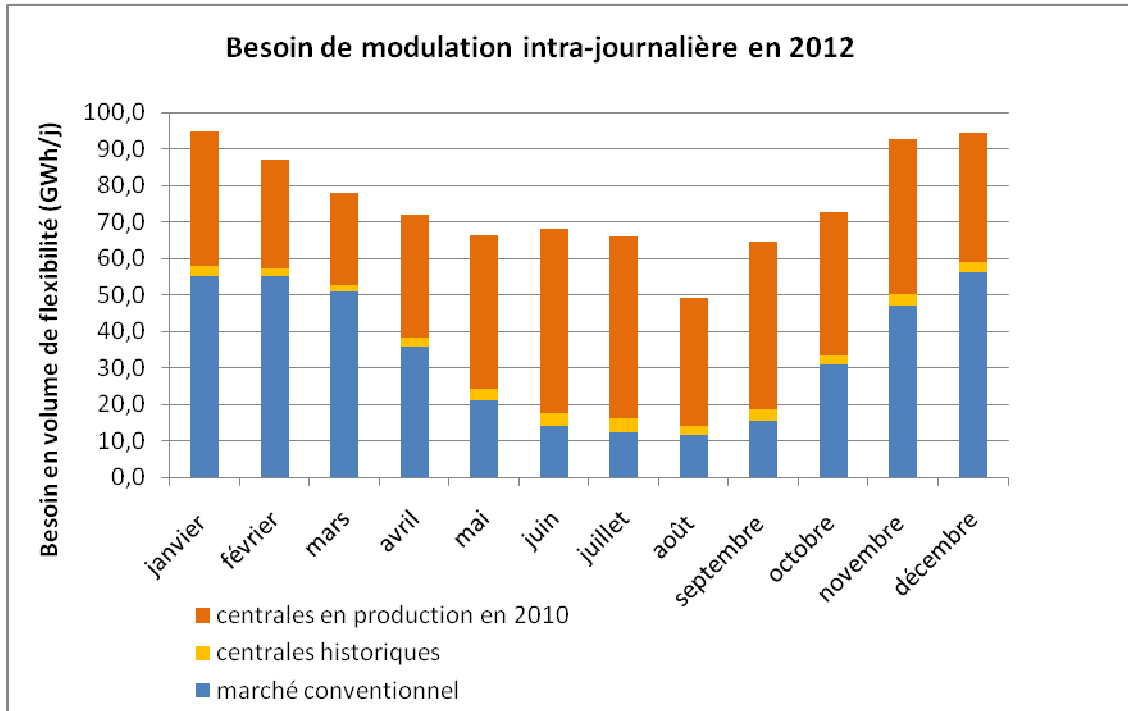


#### 4.6.2 Période 2012-2013

Cette période se caractérise par l'accroissement des besoins du fait de la mise en service de nombreuses centrales, alors qu'aucun développement significatif des infrastructures n'est envisageable à cette échéance. C'est une période de tension plus importante.

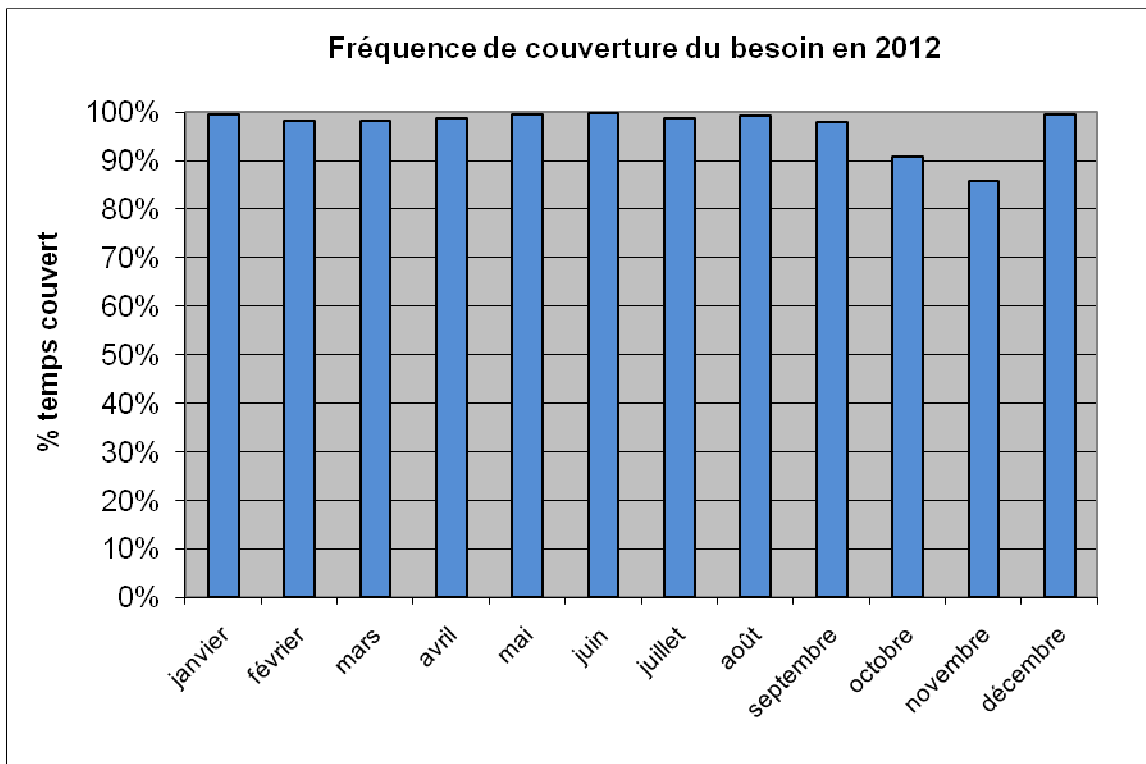
##### 4.6.2.1 Année 2012

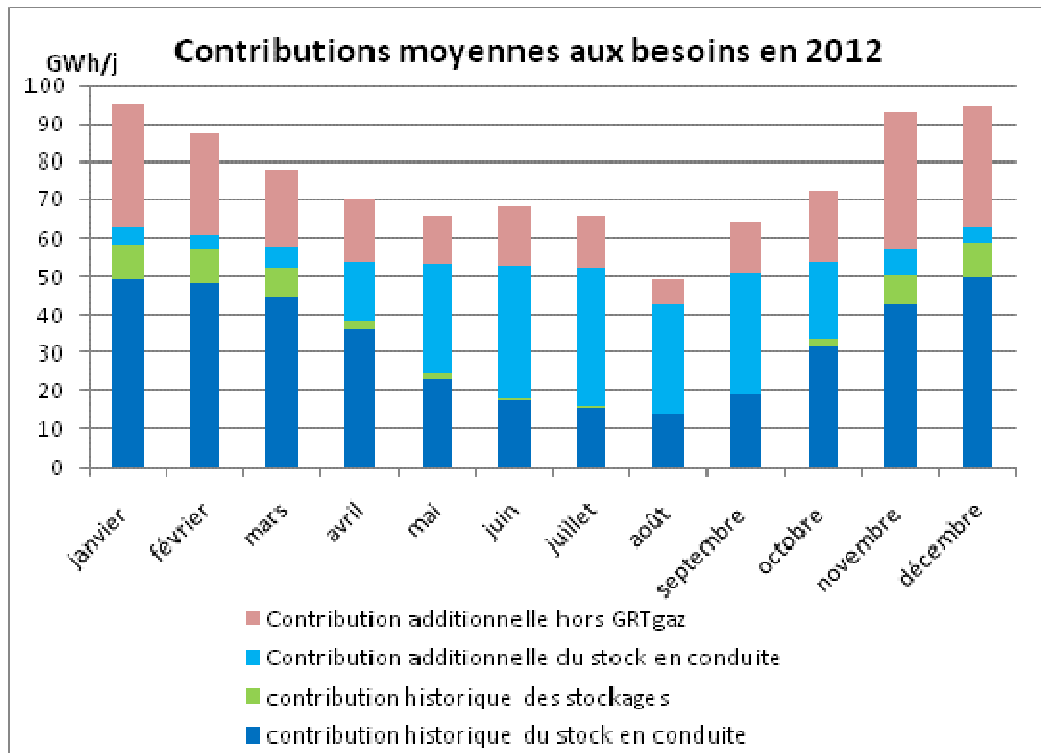
Les besoins en 2012 sont accrus par la mise en service de 800 MWe de CCCG, de 150 MWe de TAC et de 260 MWe de cogénérations. Les besoins en amplitude et en volume modulé sont augmentés conformément aux profils fournis par les producteurs.



Le volume modulé annuel est de 14,2 TWh.

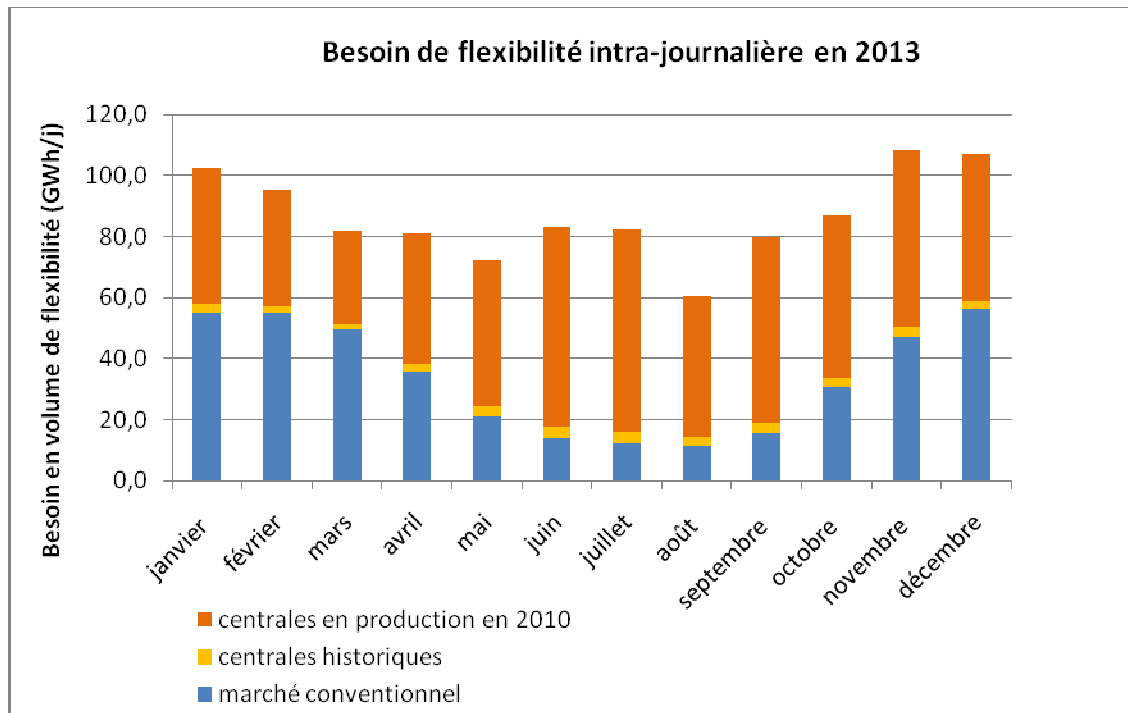
La fréquence de couverture reste à cette échéance toujours élevée en moyenne sur l'année. Les déficits observés sur les mois d'octobre et de novembre se creusent, du fait de l'accroissement du besoin et de la non disponibilité de la flexibilité sur les stockages à cette période.





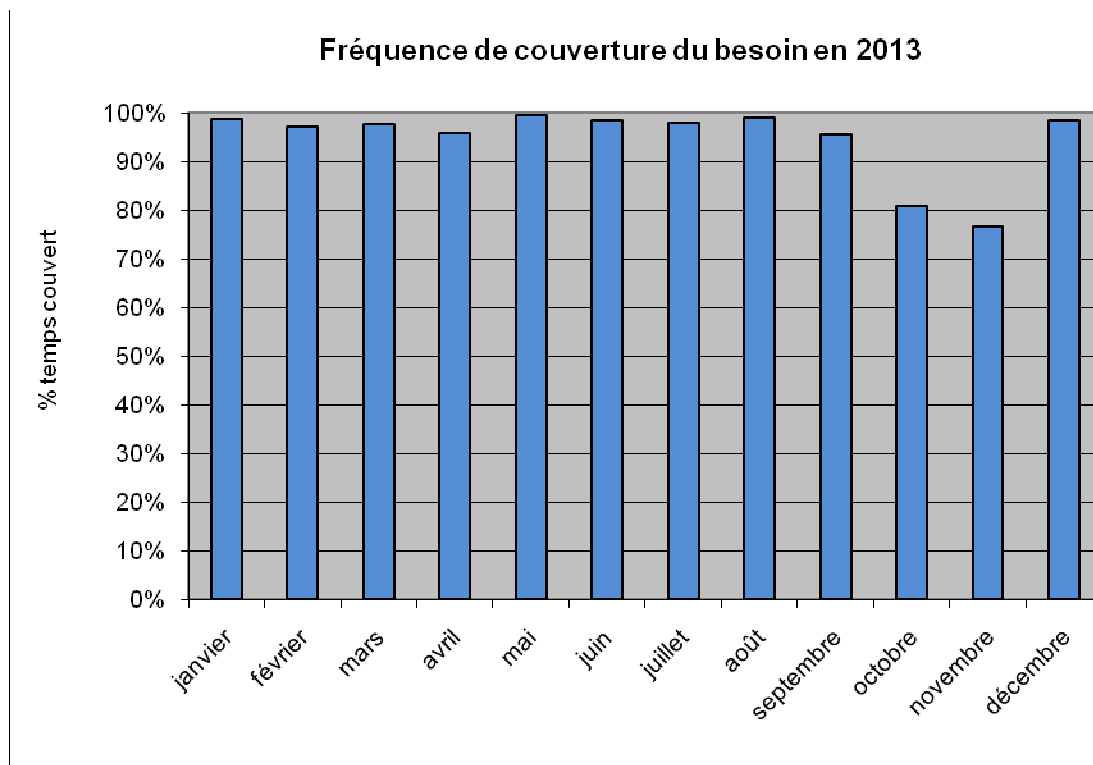
#### 4.6.2.2 Année 2013

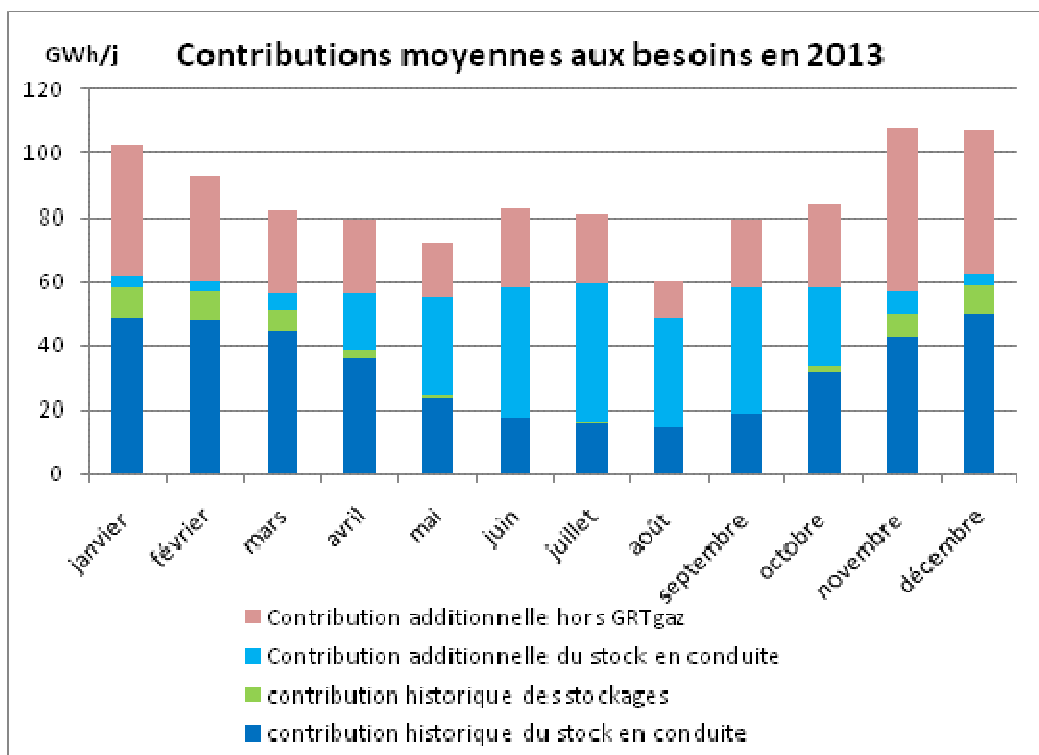
En 2013, ont été pris en compte la mise en service des puissances électriques supplémentaires suivantes : 850 MWe de CCG, 540 MWe de TAC et 270 MWe de cogénérations. La tension sur les mois d'octobre et de novembre notamment, s'accroît de façon significative.



Le volume modulé annuel est de l'ordre de 18 TWh. Le besoin de volume modulé est donc accru de 150 % par rapport au volume modulé actuel.

La fréquence de couverture du besoin reste élevée en moyenne sur l'année, mais devient significativement moins élevée sur les mois d'octobre et de novembre.

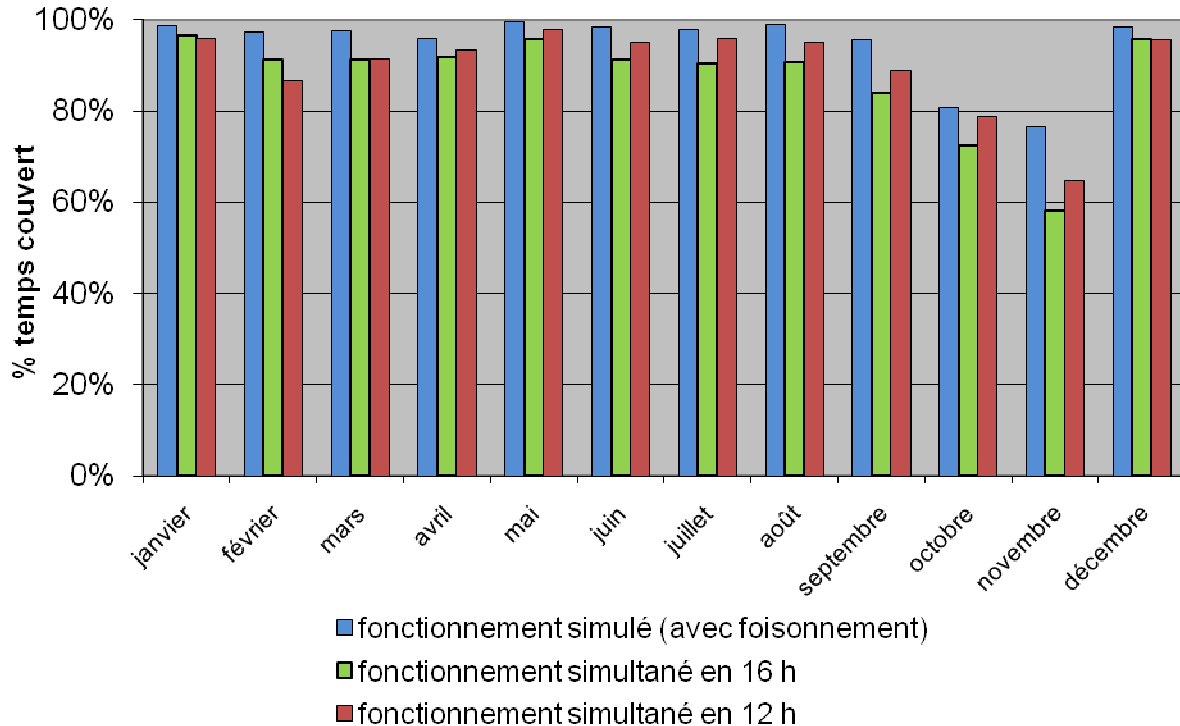




Sensibilité à la durée et à la simultanéité des appels

Pour l'année 2013, les constats faits sur l'étude de sensibilité en 2011 se retrouvent, mais de façon plus prononcée.

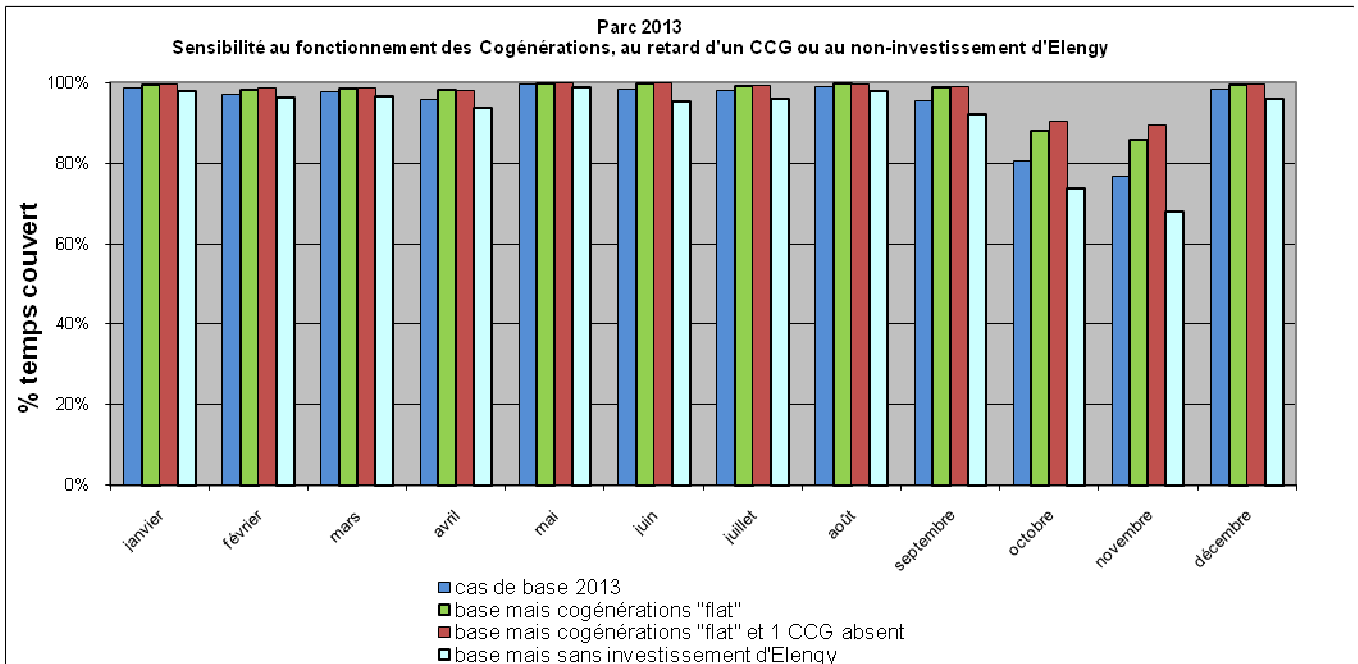
### Sensibilité au fonctionnement des centrales en 2013



#### Sensibilité à un moindre besoin

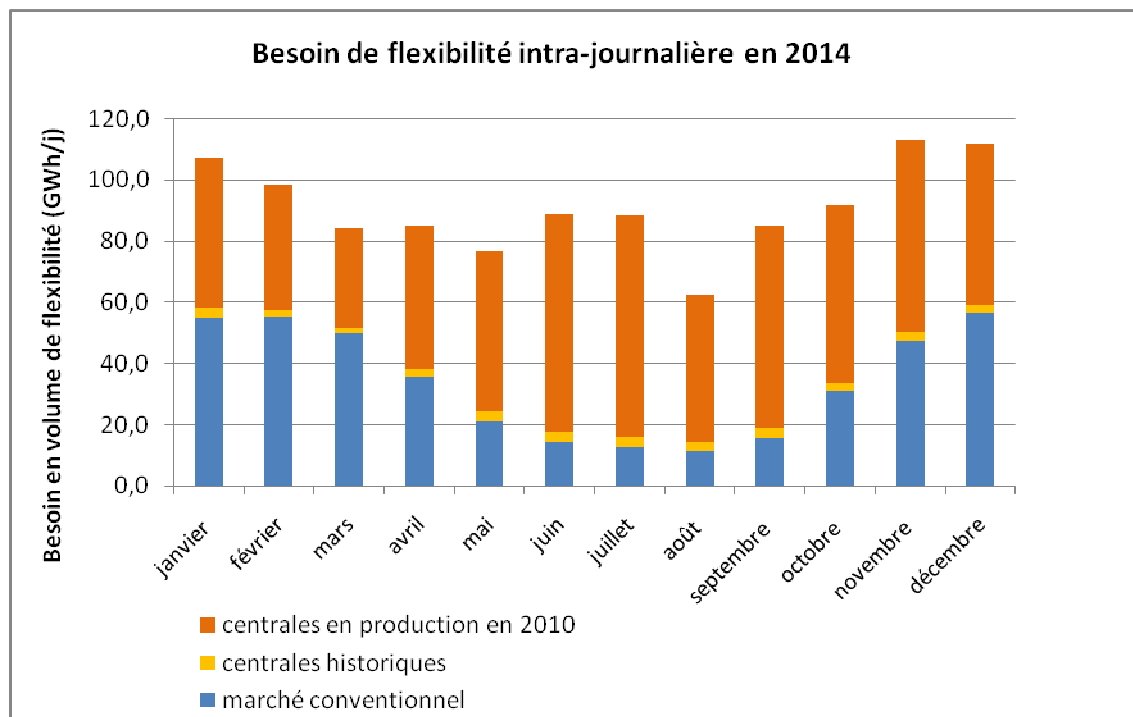
Une étude de sensibilité à un moindre besoin a été réalisée. Dans ces scénarii, le parc en service est diminué respectivement des cogénérations (fonctionnement non modulé dans la journée) et d'une centrale à cycle combiné de 400 MWe (simulation d'un retard éventuel). Sous cette hypothèse le déficit observé à l'automne est comparable à celui observé en 2012. La fréquence de couverture du besoin avoisine les 85 % en novembre.

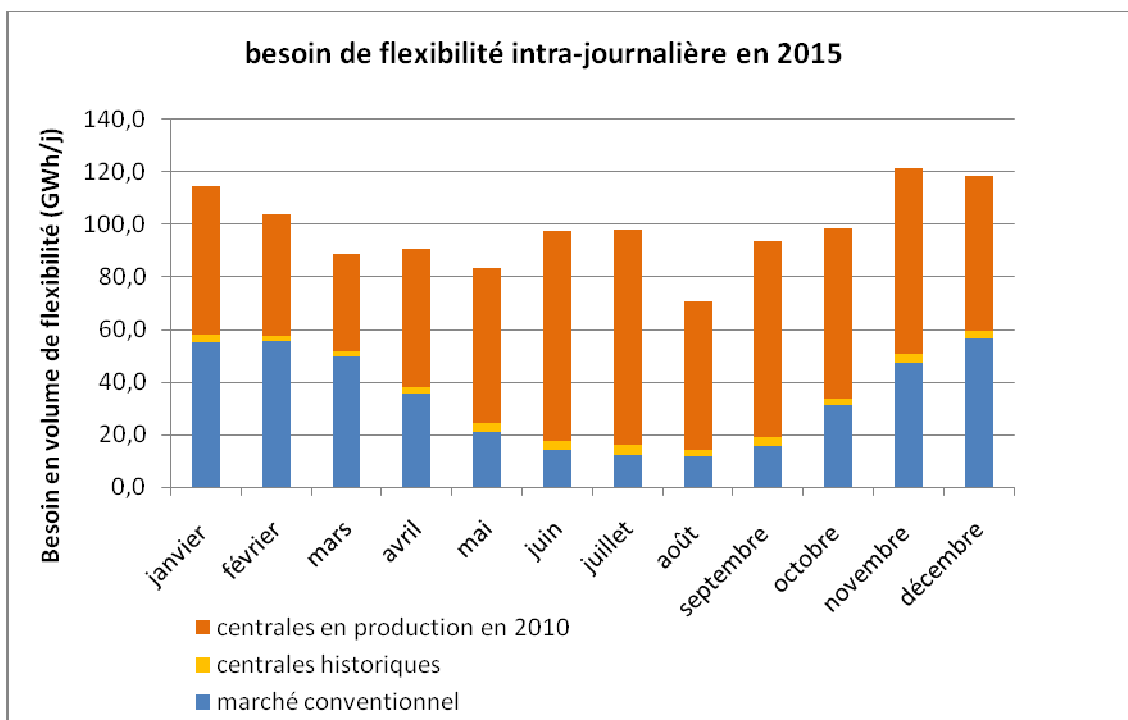
Sans les développements dédiés d'Elengy, la situation est en revanche encore plus critique en novembre. La fréquence de couverture du besoin est de l'ordre de 70 %.



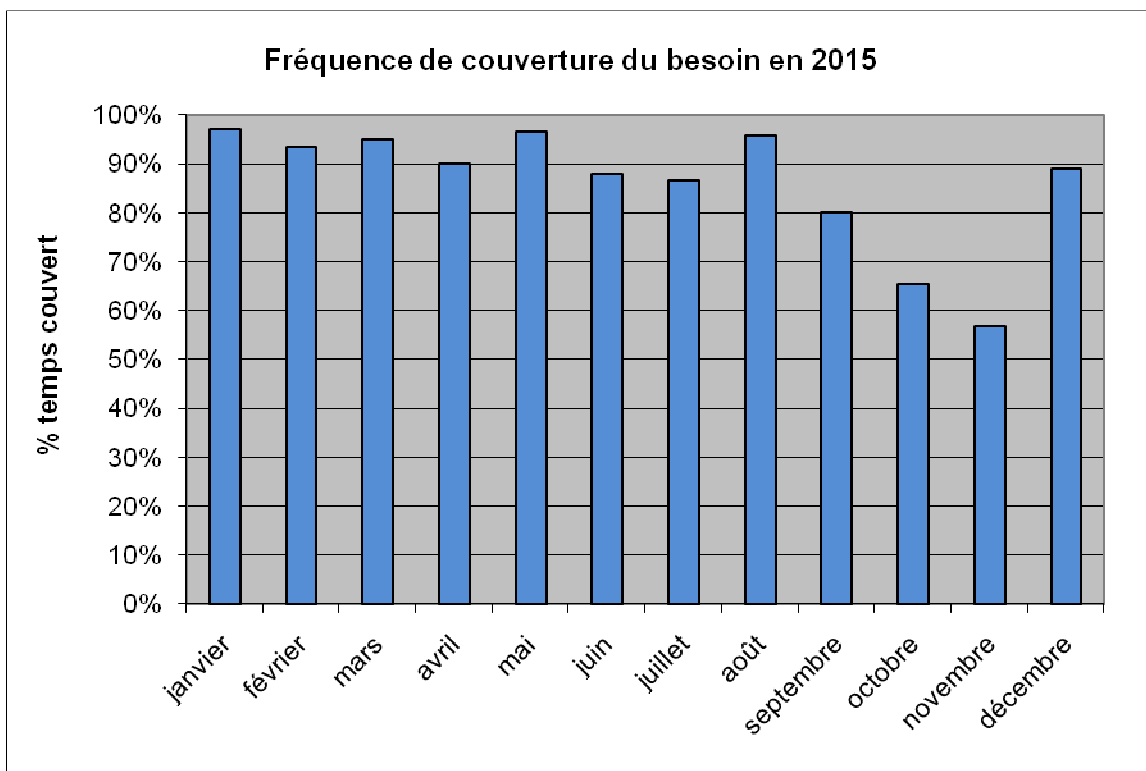
#### 4.6.3 Période 2014 et au-delà

A l'horizon 2015, le besoin de flexibilité intra-journalière continue de s'accroître et génère un besoin de volume modulé additionnel par rapport à 2009 de 22 TWh. Cela représente un doublement du volume modulé actuel.





En l'absence de développement des infrastructures, la situation de tension constatée en 2013 s'accroît au fur et à mesure de la mise en service de nouvelles centrales électriques.

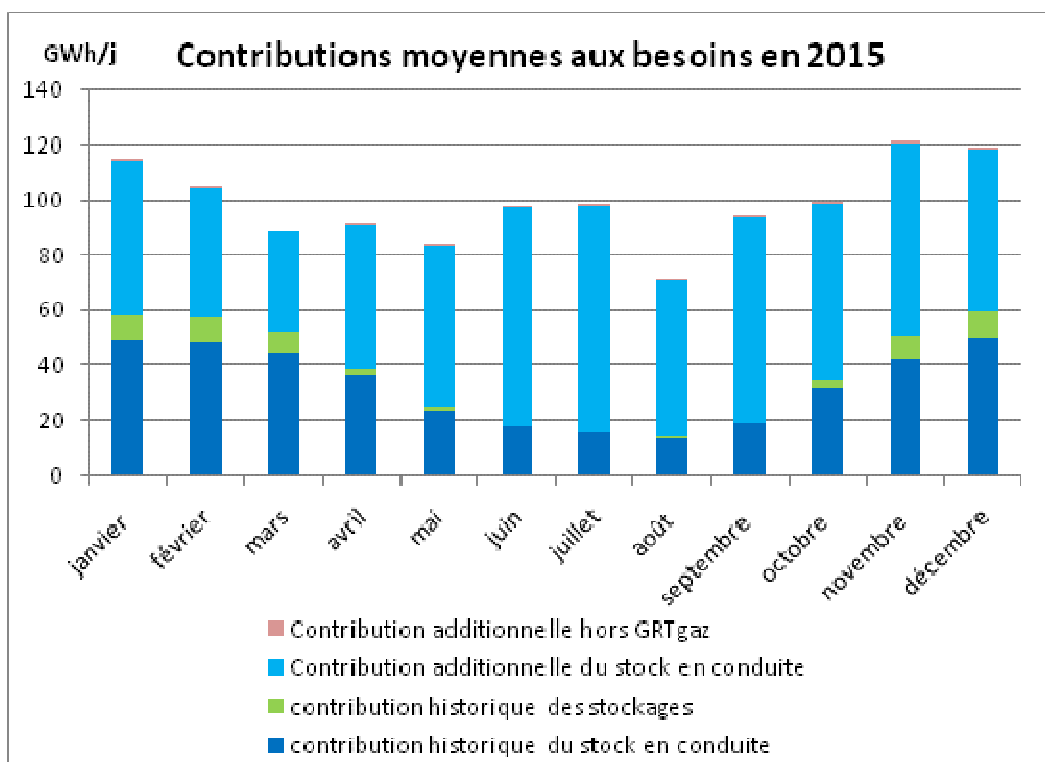


A cette échéance de nombreux développements sont en revanche envisagés, et notamment de nouveaux terminaux méthaniers (ou extensions de terminaux existants) et de nouvelles canalisations.

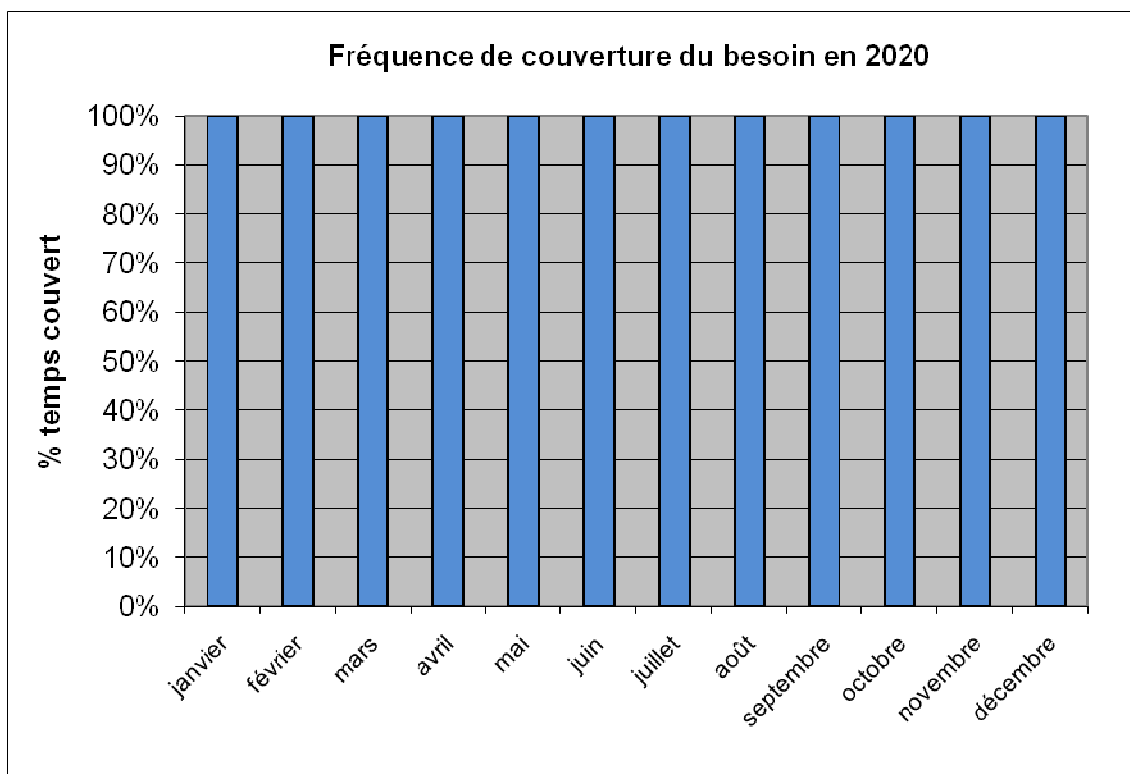
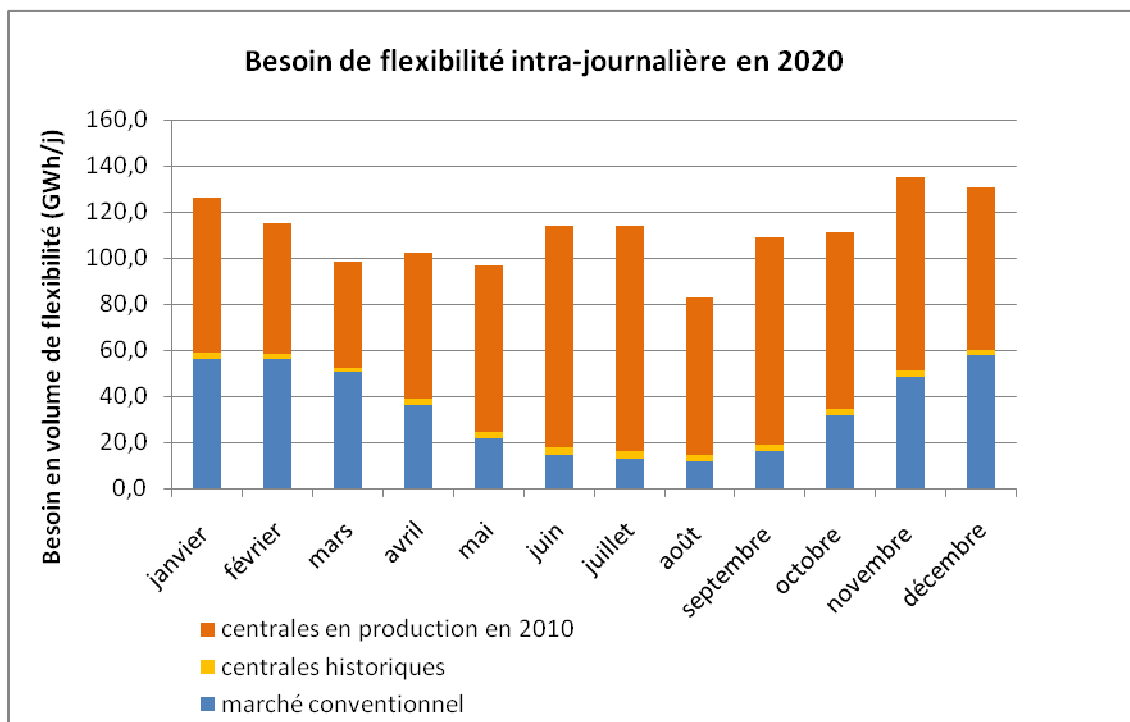


La mise en service d'une nouvelle canalisation entre Cuvilly et Voisines en 2013-2014 est de nature à fournir le stock en conduite supplémentaire nécessaire à la couverture des besoins de flexibilité dès 2014 jusqu'en 2020. Il convient cependant de noter que ce développement lié en grande partie au renforcement des capacités entre la France et la Belgique n'est pas décidé à ce jour. La décision finale de GRTgaz est en effet subordonnée à la décision finale du transporteur belge, Fluxys, situé en amont. Par ailleurs, de nouveaux équipements devront être prévus pour permettre une utilisation optimale du stock en conduite de cet ouvrage.

Par ailleurs une grande flexibilité pourrait également provenir à cette échéance des nouveaux terminaux méthaniers, et en particulier ceux de Dunkerque LNG et de Gaz de Normandie.



En 2020 les infrastructures gazières permettent toujours statistiquement de couvrir la totalité du besoin connu la veille pour le lendemain, alors que deux nouvelles tranches sont mises en service par rapport à 2015.



La couverture du besoin serait alors assurée en très grande partie par le stock en conduite.

Pour optimiser les coûts de fonctionnement du réseau ou répondre à des contraintes géographiques, une contribution plus importante des terminaux méthaniers, notamment du terminal de Dunkerque ou d'Antifer, ou de TIGF pourrait s'avérer nécessaire.

#### 4.7 Etude spécifique de la zone de Fos

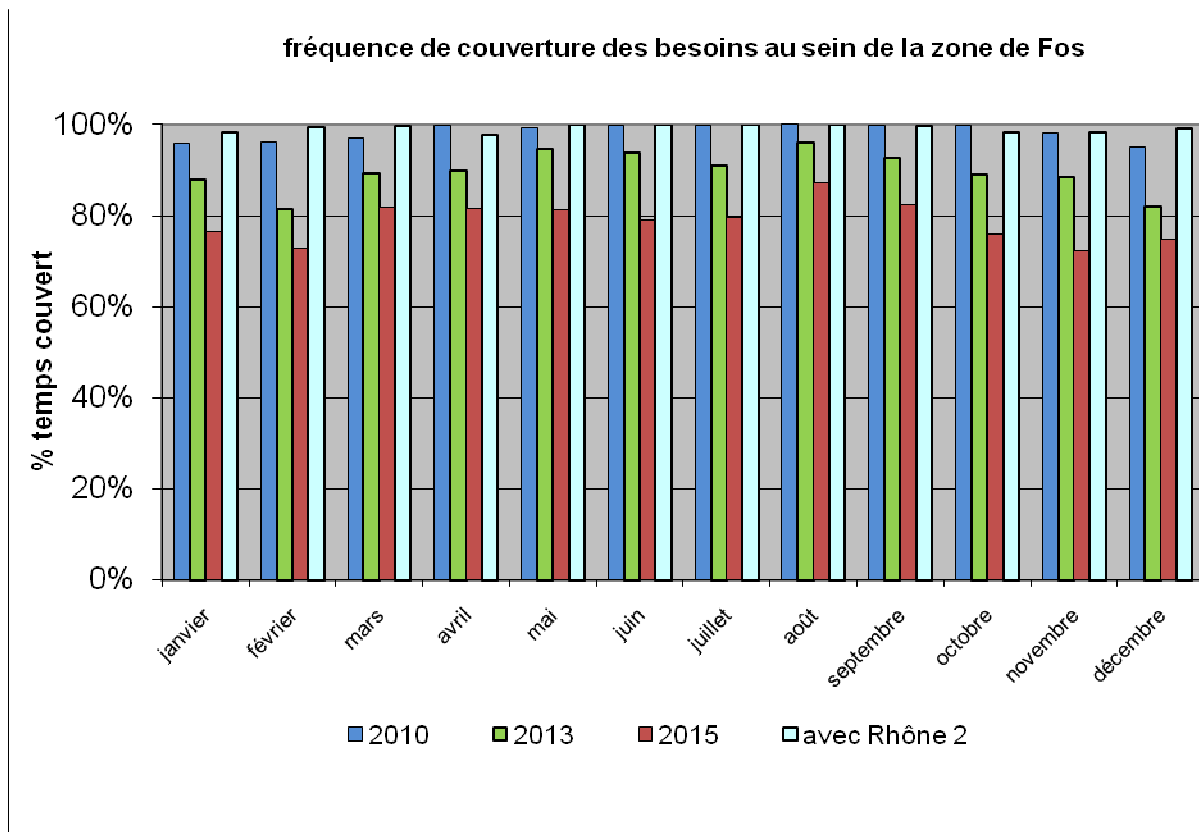
Comme mentionné au paragraphe 4.1.2 du rapport, la zone située au sud de l'artère du Rhône présente de nombreuses spécificités qui ne sont pas favorables à la disponibilité de flexibilité intra-journalière :

- Le stock en conduite local est limité (artère de faible diamètre),
- Le stockage de Manosque du fait de ses faibles capacités d'injection, présente un potentiel de flexibilité limité
- Les capacités de transfert de flexibilité intra-journalière des zones adjacentes peuvent également sous certaines conditions être très faibles
  - du fait d'une utilisation de l'artère du Rhône au maximum de sa capacité pour l'acheminement du gaz du nord vers le sud
  - du fait d'un niveau de flux faible vers le réseau de TIGF à Cruzy.

Une partie de l'étude est donc consacrée à l'équilibre offre – demande de flexibilité intra-journalière au sein de cette zone.

Le graphique ci-dessous illustre la fréquence à laquelle le terminal de Fos Tonkin, associé aux possibilités de fourniture de flexibilité par TIGF et aux possibilités de transfert de flexibilité depuis des sources situées plus au nord sur le réseau de GRTgaz permettent de faire face à la totalité des besoins de flexibilité dans la zone.

Il apparaît que les contraintes de transfert limitent l'accès à la flexibilité disponible à hauteur de 10 à 20 % du temps. Ainsi la fréquence de couverture du besoin de la zone est inférieure significativement à celle obtenue sur l'ensemble du réseau. La réponse à la demande est très semblable d'un mois sur l'autre. En effet, cette réponse s'appuie sur la flexibilité fournie par le terminal de Fos Tonkin qui dépend uniquement de l'émission, dont il a été montré qu'elle n'était pas saisonnalisée.



En considérant la réalisation du doublement de l'artère du Rhône à l'horizon 2015, la fréquence de couverture s'accroît très fortement, reflétant le volume important de stock en conduite utile apporté par cet ouvrage.

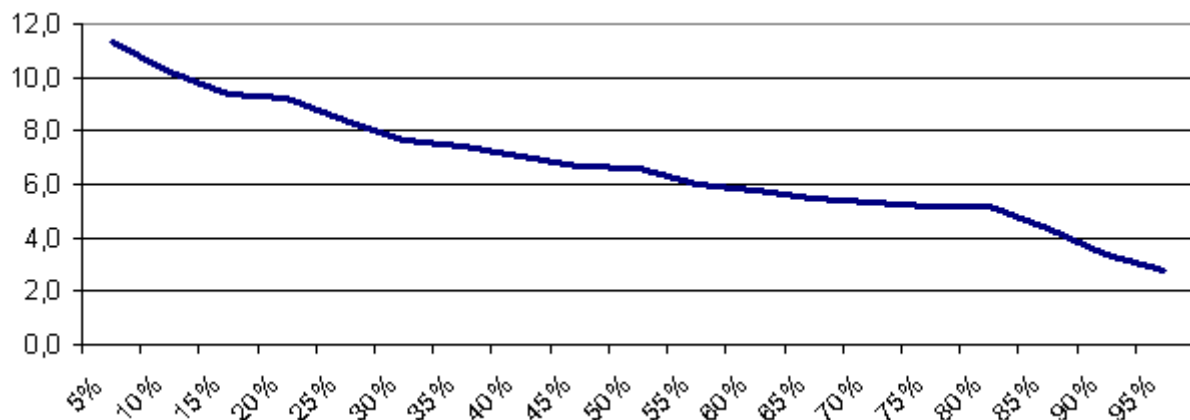
Prise en compte des émissions de Fos Cavaou

Le scénario de base est établi à partir des données historiques constatées entre 2005 et 2008. Il n'a donc pas été pris en compte de volumes supplémentaires apportés par Fos Cavaou. Or les émissions additionnées des terminaux de Fos Tonkin et Fos Cavaou sont susceptibles de faciliter l'importation de flexibilité intra-journalière dans la zone. Afin de mesurer cet effet, GRTgaz a demandé à Elengy et STMFC de lui fournir des prévisions d'émission de ces terminaux.

Elengy et STMFC ont répondu sur la base des souscriptions connues à ce jour. Ces prévisions ont été données pour la période 2012-2013 qui est la plus contrainte. Il s'agit d'une prévision d'émission constante au vu de l'absence d'informations à cet horizon sur les dates précises d'arrivée de navires ou sur les contraintes de maintenance. Elengy et STMFC n'anticipent toutefois pas de variation marquée en fonction de la saison ou de la consommation.

Le graphique précédent montre qu'en 2013, le besoin ne peut être totalement couvert dans 10 à 20 % des cas étudiés. Une émission du terminal de Fos Cavaou permet, sans apporter de flexibilité supplémentaire, de transférer la flexibilité intra-journalière disponible sur le reste du réseau. L'étude fait apparaître qu'une émission variant entre 25 GWh/j et 125 GWh/j à Fos permet de transférer sans contrainte particulière la flexibilité. Le graphique ci-après montre les émissions nécessaires au terminal de Fos Cavaou en 2013 pour que la zone de Fos ait accès à la flexibilité disponible sur l'ensemble des zones GRTgaz.

Emissions nécessaires en Mm3/j à Fos Cavaou pour faire disparaître les contraintes de transfert de flexibilité



Ce niveau d'émission est compatible avec un fonctionnement normatif du terminal.

Moyennant ces émissions, la fréquence de couverture de la zone de Fos devient alors identique à celle de l'ensemble des zones GRTgaz (cf. paragraphe 4.6).

## 5 - ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE DE FLEXIBILITÉ INTRA-JOURNALIÈRE À TERME SUR LE RÉSEAU DE TIGF

### 5.1 Principes de l'étude

#### 5.1.1 Étude de l'équilibre offre demande J-1, pour les CCCG

L'étude prend en compte les besoins de modulation intra journalière connus la veille pour le lendemain.

La réelle prise en compte des besoins en intra journalier (avec définition du délai de prévenance) pour un client spécifique type CCCG nécessite des études dynamiques de réseau menées au cas par cas : ces études lourdes s'appuient sur des hypothèses de fonctionnement consolidées (implantation, puissance unitaire, nombre de tranches, nombre d'heures de fonctionnement par jour & nombre de jours par an...) et nécessitent au final un certain nombre de mesures spécifiques dont :

- Investissement transport, renforcement du réseau, adaptation des moyens de compression,
- Investissement stockage, augmentation des capacités de soutirage et d'injection, modifications d'équipements
- Outil SI adaptés

Ces études sont menées sur des implantations possibles arrêtées avec RTE et le prospect.

#### 5.1.2 Fourniture de flexibilité intra-journalière aux CCCG raccordées en zone TIGF

Il est à noter que la flexibilité intra-journalière pour un consommateur final type CCCG chez TIGF sera offerte en ferme à l'image de tous les autres consommateurs et conformément à leur demande : l'interruptibilité de l'offre n'est donc pas étudiée pour les besoins propres de ce type de consommateur chez TIGF. Le niveau de la fourniture de flexibilité intra-journalière correspond à celle demandée par les différents prospects lors des études de raccordement sur la zone TIGF.



#### 5.1.3 Contribution de TIGF envers GRTgaz pour la couverture des besoins de flexibilité intra-journalière des centrales de la zone de Fos, offre interruptible

En réponse à la demande de GRTgaz de fourniture de flexibilité pour les centrales de la zone de Fos, TIGF est susceptible de proposer à Cruzy (PIR Cruzy-Castillon) dès 2010 une fourniture interruptible de flexibilité intra-journalière pour l'équivalent de deux CCCG : les contraintes en transport ou stockage ainsi que les hypothèses d'étude non consolidées<sup>7</sup> justifient ce caractère interruptible, une telle demande n'ayant pas été anticipée (aucune mesure spécifique ou investissement possible).

TIGF a communiqué la flexibilité disponible pour GRTgaz en octobre 2009, il reste toutefois à évaluer, sur la base de la demande de GRTgaz si elle se confirme, les aspects coûts, obligations contractuelles ainsi que les préavis de communication des besoins et compatibilité avec la ventilation des stockages.

Il est important de noter que l'acheminement en ferme de la flexibilité issue du stockage sur l'Artère du Midi nécessiterait à minima un investissement sur le réseau de grand Transport (Lupiac-Barran 28 km en DN800 nécessaire en période hivernale).

<sup>7</sup> En attente de valeurs définitives d'entrée de gaz à Cruzy pour chaque mois

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A RÉPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PRÉVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

#### 5.1.3.1 Hypothèses

Cette étude a été réalisée par analogie avec l'implantation d'une centrale en zone TIGF dans l'Aude, à la différence près que les entrées à CRUZY correspondantes à la consommation journalière de la centrale sont modulées.

La proposition s'appuie sur les capacités de soutirage ou d'injection des stockages non utilisées au cours des années 2003 à 2009 (liées à une ventilation moyenne des réservoirs de l'ordre de 75%); ces capacités historiques disponibles correspondent à des moyennes mensuelles déjà vendues par TIGF<sup>8</sup>.

On ne peut préjuger de la sollicitation des stockages pour les années à venir : ainsi, en l'état actuel, les moyens de flexibilité permettant le fonctionnement d'une centrale ne peuvent être garantis, l'offre de flexibilité de 2010 à 2013 ne peut être vendue en ferme.

#### 5.1.3.2 Réserves

Les différentes contraintes rencontrées sur les artères Midi et Gascogne ainsi qu'aux bornes des stockages de Lussagnet / Izaute sont :

- Le risque d'inversion de flux en transport et stockage au cours des périodes intermédiaires (fin injection ou fin de soutirage),
- Le nombre de cycle d'arrêt/démarrage de la station de compression de Barbaira pour ces mêmes périodes ainsi qu'en été,
- La mobilisation des moyens de compression au niveau du stockage (anticipation) principalement l'hiver (les unités de compression sont principalement sollicitées l'hiver réduisant ainsi le nombre de configurations possibles),
- le risque de non remplissage des réservoirs en fin de période d'injection.

Sous réserve du respect des niveaux d'entrée de gaz minimum à Cruzy (garanti d'un flux minimum Est Ouest) et d'une compensation des approvisionnements par Castillon, un certain nombre d'impacts (précités) sur l'exploitation des stockages de Lussagnet/Izaute et du réseau de transport sont minimisés.

#### 5.1.3.3 Limites dans le temps

Cette offre (sans le renforcement Lupiac-Barran précité) n'est pas sans conséquence sur la fluidité du réseau, elle est donc limitée à la période 2010 à 2013.

En effet, à l'horizon post 2013/2014, TIGF considère que cette offre ne sera plus d'actualité car :



- l'équilibre de la zone de Fos pourra être rétabli par les investissements nécessaires en zone GRTgaz Sud (Fos Cavaou/Tonkin...),
- cette offre hypothèquerait, si elle était maintenue, l'éventuel développement d'une CCCG en zone TIGF sur l'artère du Midi.

#### 5.1.4 Périodes étudiées

Conformément au cahier des charges, l'étude de l'équilibre offre-demande de flexibilité intra-journalière porte sur les années 2009 à post 2015 avec pour hypothèses principales :

- 2009 à 2012 : pas de projet de centrale en zone TIGF à cet horizon.
- Cf. § 5.1.3, exposé et résultats d'étude de l'offre TIGF pour la fourniture de flexibilité à GRTgaz suite aux difficultés rencontrées pour l'équilibrage de la zone de Fos,

<sup>8</sup> Les offres stockage chez TIGF sont commercialisées en ferme, elles combinent un volume (bundle) et des capacités de soutirage/injection. Le profil de sollicitation des stockages dimensionnant permet de définir les capacités commercialisables : historiquement, toutes les capacités commercialisables sont vendues, il n'y a donc pas de capacités résiduelles disponibles.

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A RÉPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PRÉVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

- 2013 à 2015 : 1 projet identifié de centrale en zone TIGF, développements transport et stockage envisagés (investissements non décidés),
- post 2015 : 2 centrales supplémentaires, développements transport et stockage possibles (investissements non décidés)

### 5.1.5 Méthodologie de l'étude

L'historique de fonctionnement et de sollicitation du réseau et des sources de flexibilité de TIGF (infrastructures de Transport et Stockage) sur les années 2003 à 2009 est considéré comme représentatif des années à venir pour la clientèle conventionnelle (distributions publiques et industriels).

L'intégration des clients tels que les CCCG est donc étudiée en différencié sur cette base, en particulier la sollicitation :

- des stockages, usage des équipements et risque d'inversion de flux, identification des équipements en stand by (unités de traitement par exemple),
- des artères et des compressions transport sur le réseau principal ou le réseau régional (la baisse de pression à l'interface grand transport/réseau régional peut avoir pour conséquence la mise en service de compressions sur le réseau régional)

L'exploitation des données historiques de fonctionnement des CCCG en France est remplacée par les hypothèses consolidées (lorsque disponibles) utilisées lors des études de cas menées par TIGF pour chacun des trois prospects<sup>9</sup>.

Par défaut, des hypothèses majorantes mais réalistes sont retenues.

Il est à noter que la prise en compte des données issues d'étude de cas chez TIGF ou des hypothèses de fonctionnement fournies par les participants au GT ne change pas significativement la nature des infrastructures nécessaires.

#### 5.1.5.1 Demande de flexibilité

- Le besoin de flexibilité du marché conventionnel est principalement lié au niveau de consommation des PITD, elle évolue selon les deux critères suivants :
  - l'évolution structurelle des Distributions Publiques au travers des taux de progression sur 3 ans transmis par GrDF et les ELD et des taux retenus au delà dans le cadre de l'élaboration du plan long terme.
  - la corrélation entre la consommation des PITD et l'aléa climatique.
- La fourniture de flexibilité à GRTgaz pour la zone de FOS entre 2010 et 2013 se traduit par une modulation de l'approvisionnement au Point d'Interface Réseau à Cruzy,
- Le besoin de flexibilité des CCCG à l'horizon 2013 sur la zone de TIGF est lié à son nombre (3 maxi) et à leur mode et durée de fonctionnement



#### 5.1.5.2 Offre de flexibilité intra-journalière

Sur le réseau de TIGF, la fourniture de flexibilité intra-journalière est assurée par le stockage et acheminée par le réseau de transport, le stock en conduite est faible, il n'est qu'un moyen d'anticipation et de diminution du « pic ou palier » de consommation.

L'offre ferme de TIGF de fourniture de flexibilité intra-journalière pour les besoins des CCCG en projet sera conditionnée à la mise en service des infrastructures nécessaires définies lors des études d'opportunité.

La cohérence de l'ensemble des développements transport et stockage est garantie par la construction de schémas de flux aux bornes du réseau TIGF : ainsi, à l'horizon de l'étude, sont pris en compte les contrats

<sup>9</sup> Hors coefficient de foisonnement pour le fonctionnement simultané des centrales issu de l'étude nationale.

	<b>ETUDE DE LA CAPACITE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES</b> <b>A REPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ</b> <b>TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

d'acheminement probables ou possibles, les consommations du réseau régional et droits hors zone, les capacités de soutirage et d'injection des stockages et leur volume utile.

#### 5.1.5.3 Evaluation de l'équilibre offre-demande

Les simulations statiques et dynamiques du réseau de transport via un outil de modélisation adapté permettent de mettre en évidence respectivement les saturations et renforcements nécessaires et d'identifier les problématiques liées à l'exploitation et au délai de prévenance requis pour les modifications de programme en intra-journalier (anticipation pour configuration du réseau en transport et stockage).

#### 5.1.6 Contraintes liées à l'accroissement du besoin de modulation

L'accroissement du besoin de modulation sur les réseaux de transport (grand transport et marginalement sur le réseau régional) et sur les installations de stockage a pour principales conséquences techniques et opérationnelles :

- une sollicitation accrue des unités, cycle de démarrage/arrêt et nombre de jours de fonctionnement des compressions,
- une augmentation du niveau de puissance et de la souplesse des équipements (compressions en transport & puits/traitement/compressions en stockage),
- une augmentation du nombre d'inversions de flux intra-journalier en transport et stockage et donc un nécessaire accroissement de la disponibilité des installations (reconfiguration des unités comptages-sectionnements/compressions, reconfiguration grille stockage pour injection ou soutirage, unités de traitement déshydratation/désulfuration « prêtes à démarrer »)

On notera par ailleurs :

- l'impact lié à la respiration des réservoirs - en particulier le stockage d'Izaute dont la réponse n'est pas adaptée à une demande de modulation dynamique (demande de modification notable du programme en intra-journalier en amplitude ou avec délai court) : les stockages de Lussagnet Izaute sont par conséquent indissociables,
- les problématiques liées aux fenêtres de maintenance des équipements à adapter/restreindre pour répondre au critère de disponibilité (aujourd'hui, interventions programmées concentrées sur la période estivale car les compressions et les unités de traitement sont moins sollicités),
- les aspects permettant pour les stations de compression - le nombre de jours de fonctionnement peut être limité par arrêté préfectoral - et environnementaux - nuisances sonores ou allocation de quotas de CO<sub>2</sub>.

L'ensemble de ces contraintes augmente le besoin de visibilité du GRT, cette nécessaire visibilité s'appuie sur une communication en J-1 fiable du programme de fonctionnement des centrales associé à un délai de prévenance pour les renominations en intra-journalier compatible avec les contraintes des infrastructures transport et stockage.

Les investissements à réaliser – renforcement du réseau de transport ou régional, ajout/modification de stations de compression en transport, ajout/modification d'unités puits/traitement/compression en stockage - tendent à minimiser ces contraintes qui dépendent également d'autres paramètres tels que <sup>10</sup>:

- les entrées/sorties aux PIR,
- la consommation de la zone TIGF,
- le niveau de transit physique dans la zone de TIGF,
- le taux de remplissage des stockages et la période d'injection ou de soutirage,

<sup>10</sup> Les investissements transport et stockages sont respectivement décrits en 5.4.1.2 et 5.4.2.4 : à ce jour, il n'y a pas de décision d'investissement



- l'architecture du réseau (capacité de l'artère et niveau de saturation),
- éloignement de la centrale par rapport au stockage et positionnement de la centrale par rapport au PIR et au stockage (fournisseur de flexibilité),
- l'éventuelle possibilité de transfert de flexibilité entre artères.

## 5.2 Limites de l'étude

Les délais de prévenance et outils SI associés au fonctionnement des CCCG ne sont pas traités dans ce document car le besoin de flexibilité intra-journalier pris en compte est celui correspondant à la demande de la CCCG exprimée en J-1 pour J.

La détermination du besoin en flexibilité est traitée suivant deux volets, le premier sur la base d'études de cas dédiées à chaque projet de centrale (mise en évidence des contraintes locales), le second, plus global, prend en considération la simultanéité des démarrages des centrales associé à la capacité maximum sur les artères (transit et consommations régionales). Il permet de mettre en évidence à différentes périodes de l'année les aspects dimensionnants (pointe hivernale ou intersaison) ou critiques (mois d'équilibre) en zone TIGF.

## 5.3 Demande de flexibilité en zone TIGF à terme

### 5.3.1 Marché conventionnel

Comme indiqué plus haut, l'évolution de la modulation dépend de l'évolution de la consommation.

On distinguera le segment de la consommation climatique des PITD de la consommation industrielle qui depuis de nombreuses années évolue au gré des ouvertures et fermetures de sites industriels.

Compte tenu de la taille de la zone TIGF, il est possible d'avoir une approche micro et donc de retenir pour les industriels, les projets et prospects identifiés.

Concernant les PITD la vision à 3 ans est contractuelle dans le cadre des contrats d'interface signés avec les GRD (GrDF et ELD).

	Consommation en 2009	Taux de Croissance annuel moyen 2010 – 2018	Taux de Croissance annuel moyen 2010 – 2015	Taux de Croissance annuel moyen 2015 – 2018
PITD	26.81 TWh	0,20%	0,5%	-0,18%
PIC	9.41 TWh	1,75%	3,15%	0%

Ces taux d'évolution sont retenus par TIGF pour l'élaboration de son plan long d'investissement long terme 2009-2019.

Ces évolutions conduisent à retenir un taux de croissance annuel de la consommation conventionnelle de 0.74 % /an. Ce taux de croissance est appliqué au besoin en volume modulé du marché conventionnel.

### 5.3.2 Production d'électricité

Les cogénérations représentent chez TIGF 11 % de la clientèle industrielle mais ne sont pas modulées.

Il y a en effet une dizaine de cogénération dont une seule a une puissance supérieure à 12 MW.

L'incertitude de fonctionnement à l'extinction de l'obligation d'achat et leur poids relatif par zone de consommation nous autorisent à les traiter comme des PIC conventionnels.

### 5.3.2.1 Centrales identifiées en zone TIGF

Un certain nombre de sites ont été identifiés par une dizaine de porteurs de projets en zone TIGF pour des mises en service post 2013 (selon calendrier début 2009).

Les projets étant limités, entre autres, par la concomitance des réseaux gaz et électrique, seuls trois projets seront retenus dans le cadre de cette étude : chacun correspond à des centrales de deux tranches de 430 MWe unitaire, l'une serait mise en service sur la période 2013-2015, les deux autres post 2015.

Ces centrales sont localisées sur les artères Sud, Est et Nord du réseau TIGF, les implantations possibles ont été arrêtées avec RTE. Dans chacun des cas, TIGF a réalisé une étude d'opportunité à la demande des prospects sur la base d'hypothèses plus ou moins consolidées.

### 5.3.2.2 Hypothèses de fonctionnement des centrales

En base, l'étude ne prend pas en compte un fonctionnement simultané des centrales, elle s'appuie sur les hypothèses des prospects (étude de cas ou à défaut valeurs estimées) en terme de nombre d'heures de fonctionnement par jour et du nombre de jours de fonctionnement par an.

En variante, l'étude prend en compte les scénarios les plus défavorables à savoir le fonctionnement simultané de 3 CCCG en zone TIGF lors d'une pointe hivernale et l'été : un coefficient de foisonnement est appliqué, il correspond à l'analyse réalisée sur le réseau national et traduit le fait que les centrales ne tournent pas toutes en même temps et à pleine charge (foisonnement de l'ordre de 15% en 2010, « en 2010, par exemple, l'amplitude maximum est de 4.5 GWh/h alors qu'un fonctionnement simultané se serait traduit par un besoin proche de 5.4 GWh/h », cf § 4.3.2.c)

D'après cette même étude, on notera que « le besoin en amplitude de modulation se retrouve en particulier l'été, ce qui traduit le fait qu'à cette saison les centrales tournent à forte charge en journée et ont tendance à s'arrêter la nuit ».

### 5.3.2.3 Besoin en amplitude de modulation et en volume modulé

L'amplitude de modulation est fonction du nombre d'heures de fonctionnement des CCCG, elle correspond en zone TIGF <sup>11</sup> au besoin d'équilibrage horaire en soutirage ou injection des stockages.

Les limites des valeurs souscrites annuellement (prévues être souscrites) seront retenues :

- le nombre d'heures de fonctionnement minimum d'une centrale est dimensionnant pour la capacité de soutirage des stockages lorsqu'elle est en fonctionnement (ce scénario dimensionnant est retenu dans les schémas de flux d'hiver de novembre à mars),
- le nombre d'heures de fonctionnement maximum d'une centrale est dimensionnant pour la capacité d'injection lorsqu'elle est à l'arrêt (ce scénario dimensionnant est retenu dans les schémas de flux en période d'injection entre les mois d'avril à octobre (été gazier),
- le nombre d'heures de fonctionnement mini et maxi sera intégré dans les scénarios dits « critiques » correspondant aux mois d'équilibre car susceptibles de provoquer une inversion de flux soutirage ↔ injection.

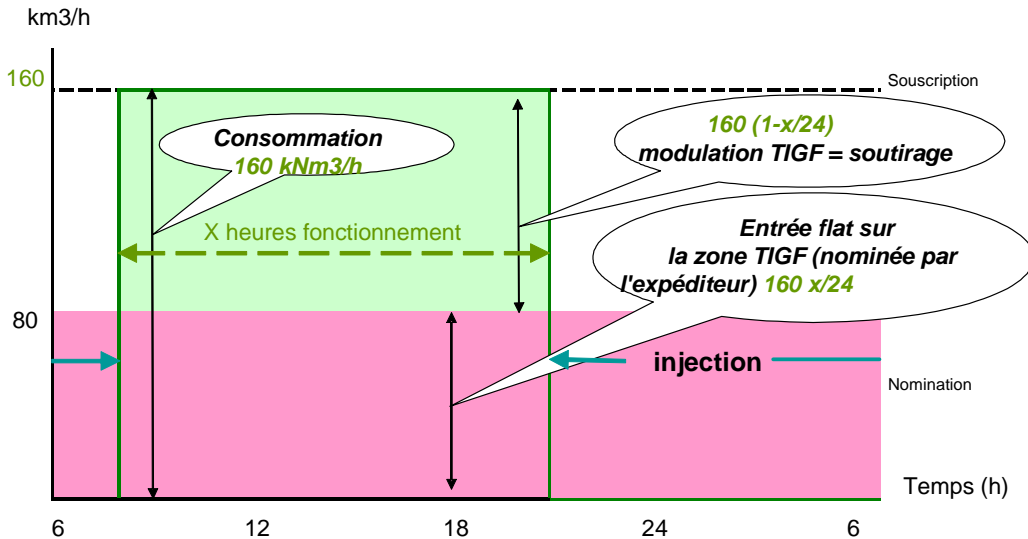
Le besoin en volume modulé correspond à la quantité d'énergie réservée pour le besoin de la centrale, il est fonction du nombre d'heures de fonctionnement des centrales, on constate un point d'inflexion pour un fonctionnement modulo 12 heures ; il est ventilé journalièrement (rééquilibré en fin de journée) et dans tous les cas marginal par rapport au besoin du marché conventionnel.

<sup>11</sup> Compte-tenu d'un stock en conduite restreint, on considère que la seule source de flexibilité est issue des stockages

Cas d'une CCCG de 2x 430 MWe :

Le débit horaire maximum est de 1.5 GWh/h soit un débit de pointe de 136000 Nm<sup>3</sup>/h.

Le graphe ci-dessous traduit le besoin en capacité de soutirage et les entrées flat sur le réseau TIGF (fonctionnement 12 heures).





Le tableau ci-dessous (pour une CCCG de l'ordre de 2 tranches de 430 MW, rendement 50%, PCS = 11.5 KWh/Nm<sup>3</sup>) synthétise les besoins en amplitude de modulation et en volume en fonction du nombre d'heures de fonctionnement de la centrale

Besoin de modulation pour 1 CCG						
temps de fonctionnement heure	Capacité soutirage ou injection				Volume	
	Débit de pointe soutirage Nm <sup>3</sup> /h	besoin d'équilibrage soutirage Nm <sup>3</sup> /h	besoin d'équilibrage soutirage GWh/h	besoin d'équilibrage injection Nm <sup>3</sup> /h	besoin d'équilibrage injection GWh/h	besoin Vu CCG GWh
<b>2</b>	<b>150 000</b>	<b>137 500</b>	<b>1.6</b>	<b>12 500</b>	<b>0.1</b>	3.2
<b>4</b>	<b>150 000</b>	<b>125 000</b>	<b>1.4</b>	<b>25 000</b>	<b>0.3</b>	5.8
<b>6</b>	<b>150 000</b>	<b>112 500</b>	<b>1.3</b>	<b>37 500</b>	<b>0.4</b>	7.8
<b>8</b>	<b>150 000</b>	<b>100 000</b>	<b>1.2</b>	<b>50 000</b>	<b>0.6</b>	<b>9.2</b>
<b>10</b>	<b>150 000</b>	<b>87 500</b>	<b>1.0</b>	<b>62 500</b>	<b>0.7</b>	<b>10.1</b>
<b>12</b>	<b>150 000</b>	<b>75 000</b>	<b>0.9</b>	<b>75 000</b>	<b>0.9</b>	<b>10.4</b>
<b>14</b>	<b>150 000</b>	<b>62 500</b>	<b>0.7</b>	<b>87 500</b>	<b>1.0</b>	<b>10.1</b>
<b>16</b>	<b>150 000</b>	<b>50 000</b>	<b>0.6</b>	<b>100 000</b>	<b>1.2</b>	<b>9.2</b>
<b>18</b>	<b>150 000</b>	<b>37 500</b>	<b>0.4</b>	<b>112 500</b>	<b>1.3</b>	7.8
<b>20</b>	<b>150 000</b>	<b>25 000</b>	<b>0.3</b>	<b>125 000</b>	<b>1.4</b>	5.8
<b>22</b>	<b>150 000</b>	<b>12 500</b>	<b>0.1</b>	<b>137 500</b>	<b>1.6</b>	3.2

5.3.2.4 Synthèse du besoin des CCCG

On retiendra en zone TIGF les hypothèses<sup>12</sup> issues des études de cas menées pour les 3 prospects soit :

<sup>12</sup> Des valeurs moyennes sont retenues, les valeurs en italique sont estimées

	<b>ETUDE DE LA CAPACITE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES</b> <b>A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ</b> <b>TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

- pour l'axe Sud à compter de l'année 2013, 2 tranches de 400 MWe soit un besoin en capacité de soutirage de 1.4 GWh/h (5 heures de fonctionnement minimum) et d'injection de 1.3 GWh/h (18 heures de fonctionnement maximum), base de fonctionnement 5000 h/an jours ouvrés,
- pour l'axe Est post 2015, 1 ou 2 tranches de 430 MWe soit un besoin en capacité de soutirage de 0.75 à 1.5 GWh/h (4 heures de fonctionnement minimum) et d'injection de 0.6 à 1.2 GWh/h (16 heures de fonctionnement maximum), base de fonctionnement 7000 h/an,
- pour l'axe Nord post 2015, 1 ou 2 tranches de 430 MWe soit un besoin en capacité de soutirage de 0.75 à 1.5 GWh/h (4 heures de fonctionnement minimum) et d'injection de 0.6 à 1.2 GWh/h (16 heures de fonctionnement maximum), base de fonctionnement 7000 h/an.

**Remarque :**

On notera pour la zone TIGF :

- qu'une CCCG de 2 x 400 MWe qui fonctionne 5 heures génère une amplitude de modulation égale à l'ensemble des besoins PIC et PITD actuel (2009)
- que la consommation d'une CCCG de 2 x 400 MWe est équivalente à 30% de la consommation moyenne annuelle de la zone => 3 prospects chez TIGF doublent la consommation actuelle moyenne de la zone.

## 5.4 Offre de flexibilité en zone TIGF à terme

### Préambule - Hypothèses

Le line pack du réseau de transport en zone TIGF étant limité par la longueur des artères, les contraintes de pression sur le réseau régional et leur PMS en particulier l'hiver, les stockages de Lussagnet Izaute assurent principalement la fourniture de flexibilité.

Les développements Transport et Stockage sur la période d'étude doivent permettre :

- de garantir le besoin de flexibilité intra-journalière en faisant appel exclusivement aux ressources intrinsèques de la zone TIGF ; les contributions externes sont considérées nulles, les points d'entrée réseau étant non modulées par hypothèse,
- d'assurer la couverture du besoin de flexibilité 100% du temps en exploitation normale.

### Hypothèses complémentaires

On considère aussi des entrées aux PIR non modulées à l'horizon post 2013, la poursuite de la fourniture de flexibilité (fourniture ou transfert) de TIGF à GRTgaz n'étant pas envisagée.

Dans le cas contraire, les développements de TIGF seraient à reconsidérer, l'équilibre offre/demande de modulation s'en trouvant impactée, avec pour conséquences des investissements liés à la sollicitation des équipements (par exemple nombre d'arrêt/démarrage par jour des compressions stockages transport et réseau régional) et à leur adéquation avec le nouveau niveau d'amplitude de modulation requis.

D'une manière générale, si les entrées aux PIR sont modulées, le taux de probabilité de mise à disposition de flexibilité en et hors zone TIGF diminue.

#### 5.4.1 Potentiel de stock en conduite

##### 5.4.1.1 Potentiel de stock en conduite actuel

La réserve gazométrique actuelle permettant de transférer de la flexibilité intra-journalière à destination de GRTgaz est fonction des conditions climatiques et de la chronique d'approvisionnement à Cruzy.

En effet, cette réserve gazométrique est nulle en pointe hivernale et limitée en période estivale à la zone de Cruzy.

#### 5.4.1.2 Potentiel de stock en conduite lié au développement du réseau

En 2013, lors de la mise en service de la première centrale dans le sud de la zone de TIGF, l'Artère du Béarn et le fonctionnement bidirectionnel du LACAL permettront le transfert de flexibilité depuis le stockage (qui reste le fournisseur de flexibilité) à cette dernière quel que soit le schéma d'alimentation.

A partir de 2015, il est envisageable de prendre en compte

- une centrale sur la zone NORD de TIGF. Les développements de l'Artère de Guyenne et de la compression de Lussagnet permettront l'alimentation de celle-ci à la condition qu'elle soit directement alimentée par le réseau de Grand Transport. Cela nécessite la construction d'un investissement (branchement) dédié en zone relativement urbanisée d'une trentaine de kilomètres.
- une centrale sur la zone EST de TIGF. Sur la base de l'étude des historiques des appoints à CRUZY, l'alimentation en ferme de cette centrale nécessite le triplement de l'Artère de GASCOGNE à une pression de 67 bar sur une longueur de 28 km entre Lupiac et Barran (délai de mise en service 36 mois).

### 5.4.2 Potentiel des stockages

#### 5.4.2.1 Potentiel des stockages Lussagnet / Izaute, période 2009 à 2012

La flexibilité intra-journalière disponible au niveau des stockages est évaluée à  $\pm 1.4$  GWh/h, le volume de l'ordre de 110 GWh/j, conformément au § 5.1.3 exposé et aux résultats de l'étude de TIGF pour la fourniture de flexibilité à GRTgaz en interruptible suite aux difficultés rencontrées pour l'équilibrage de la zone de Fos.

#### 5.4.2.2 Potentiel des stockages Lussagnet / Izaute, période 2013 à 2015

##### a) Réponse au besoin de modulation via les stockages

Le GRT ne dispose pas des moyens de modulation au niveau du stockage. Des investissements stockage sont nécessaires pour fournir les capacités de soutirage/injection et le volume nécessaires au nouveau besoin de modulation.

De plus, des modifications d'installations existantes devront être envisagées pour répondre aux besoins exprimés en intra-journalier par les fournisseurs des centrales qui risquent d'aboutir à des inversions de flux au niveau des stockages (hors scope de l'étude).

Des outils SI adaptés doivent aussi être développés.

##### b) Période 2013 à 2015, une seule centrale

Un seul projet de centrale est prévu en zone TIGF sur l'axe Sud, les développements stockage envisagés à cet horizon mais non décidés sont orientés suivant 2 axes (combinés ou pas) :

- volume utile : augmentation du volume de Lussagnet (décret 8 avril 2008),
- capacités de soutirage/injection : augmentation des capacités de soutirage principalement par dégoulotage des unités de traitement

Ces développements permettraient de couvrir le besoin de modulation de la centrale soit des capacités de soutirage et d'injection de 1.4 GWh/h correspondant à deux tranches de 400 MWe.

Le volume modulé journalier de l'ordre de 9 GWh pour 12h de fonctionnement ne pose pas de problème, il représente 0.03% du volume utile actuel.

Le risque d'inversion de flux des stockages généré par cette centrale est en cours de définition, sa criticité est principalement liée aux renominations pouvant intervenir en intra-journalier<sup>13</sup>.

#### 5.4.2.3 Potentiel des stockages Lussagnet Izaute, post 2015

Selon les hypothèses d'étude, deux centrales supplémentaires sont prévues à cet horizon, une sur l'axe Est, l'autre sur l'axe Nord.

De part la cohérence des développements qui seraient réalisés (non décidés) sur le réseau de transport et sur les stockages à cet horizon, le besoin de modulation serait couvert selon le même schéma qu'aujourd'hui :

- transfert de flexibilité via le réseau de transport,
- fourniture de flexibilité principalement par le stockage.

Dans le cas majorant de mise en service de 2 centrales de deux tranches (2 x 430 MWe chacune), le besoin de fourniture de flexibilité issue du stockage augmente de 260% maximum par rapport à 2009<sup>14</sup> (voir tableau ci-après). Il serait couvert par les investissements réalisés.

#### 5.4.2.4 Potentiel des stockages Lussagnet / Izaute, synthèse 2009 à post 2015

##### a) Besoin de modulation couvert par les stockages

Le tableau ci-dessous synthétise les résultats de l'étude des besoins de modulation et capacité de soutirage/injection des stockages pour les 3 centrales retenues dans cette étude : l'accueil de ces CCCG suppose tout ou partie des investissements suivants :

- ajout de puits,
- traitement : unités de déshydratation/désulfuration, +30 % de gaz à traiter
- compression : +30% de gaz à comprimer



et nécessite la mise en œuvre de mesures adaptées et outils de gestion associés.

Les résultats principaux sont synthétisés dans le tableau ci-dessous :

Offre de flexibilité à terme		Besoin maxi de modulation couvert par le stockage				Capacité maxi soutirage/injection
Période	Nombre de CCCG (2 x 400 MWe/CCCG)	Besoin en soutirage GWh/h	Besoin en injection GWh/h	Volume modulé GWh/j	Croissance du besoin en amplitude de modulation/2009	Croissance des capacités de soutirage injection/2009
2009	0	<1.4 PIC, PITD	<1.4	110	Base 100	Base 100
2009 à 2012	0	-	-	-	hors demande GRT	
2013 à 2015	1	+1.4	+1.4	9	+ 100 %	+ 10 %
Post 2015	+ 2	+ 3	+ 2.4	18	+ 260 % *	+ 27 % *

<sup>13</sup> Les offres stockage TIGF n'excluent pas l'inversion de flux mais elles sont actuellement compatibles avec une nomination à J-1. La définition du délai de prévenance est hors scope de la présente étude.

<sup>14</sup> 1.4+3 =4.4 GWh/h besoin en soutirage des 3 CCCG, moins 15% foisonnement = 3.7 GWh/h, + 1.4 GWh/h besoin 2009 = 260% d'augmentation de fourniture de flexibilité

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	



\* compte tenu de la prise en compte du coefficient de foisonnement de 15 % lié à la non-simultanéité de fonctionnement des trois centrales à leur puissance nominale

### **b) Risque d'inversion de flux**

#### Risque d'inversion de flux

Si l'on se réfère à l'historique de sollicitation des stockages, la probabilité de risque d'inversion de flux est actuellement de 20 fois par an principalement autour des mois d'équilibre (avril et octobre). Cette probabilité augmente, elle est directement liée à l'appel de débit répercuté aux stockages lors du fonctionnement des centrales :

- par rapport à la situation actuelle, la fenêtre à risque serait pratiquement multipliée par deux (2.5 mois) et le nombre d'inversions de flux par trois avec une CCCG (période 2013 à 2015),
- la fenêtre à risque serait multipliée par trois (4.6 mois) et le nombre d'inversions de flux par six avec trois CCCG en fonctionnement « simultané » (période post 2015).

	<p>ÉTUDE DE LA CAPACITE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</p>	
	<p>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</p>	

## ANNEXES

---



## Annexe 1 : Cahier des charges de l'étude



PREAMBULE.....	2
1. DESCRIPTION DE LA FLEXIBILITE INTRA-JOURNALIERE DU SYSTEME FRANÇAIS ACTUEL .....	3
2. INTEGRATION DES BESOINS DES CENTRALES ELECTRIQUES .....	3
3. DELAIS, CONDITIONS DE REALISATION DE L'ETUDE .....	4

### PREAMBULE



Dans le cadre de la réflexion sur la fourniture de modulation horaire aux centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel raccordées au le réseau de transport de gaz français, instruite notamment dans le cadre de la Concertation Transport, la CRE demande<sup>1</sup> aux gestionnaires de réseaux de transport (GRTs), GRTgaz et TIGF, en complément des travaux déjà menés, de réaliser une étude technico-économique visant à fournir une vision consolidée de l'équilibre offre-demande de flexibilité intra-journalière à l'échelle de l'ensemble du système gazier français, en l'état actuel du réseau et des projets connus, et de manière prospective. Cette étude devra en particulier être « réalisée en coordination avec les autres opérateurs d'infrastructures gazières » et être « une étude d'ensemble portant sur la capacité des infrastructures gazières françaises à répondre aux besoins des centrales de production d'électricité prévues ». Elle permettra à chaque site de connaître ses conditions de fonctionnement et de modulation intra-J et ses éventuelles limitations.

Le présent document établit le cahier des charges de cette étude. Il est conforme à la délibération de la CRE précitée. Il est validé par la Concertation gaz.

L'étude technico-économique intégrera la contribution et les analyses des autres opérateurs d'infrastructures gazières, ainsi que les approfondissements sur les thèmes suivants : «

- flexibilité intra-journalière utilisée par les consommateurs actuels, en tenant compte du fait que le dimensionnement des réseaux de gaz naturel est réalisé pour couvrir une pointe de froid au risque 2 %, et en s'appuyant sur les données horaires de comptage des industriels raccordés aux réseaux de transport ;



<sup>1</sup> Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 30 avril 2009 portant sur les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel des centrales de production d'électricité

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A RÉPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PRÉVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

- flexibilité intra-journalière que le système gazier français dans son ensemble (réseaux de transport, stockages, terminaux méthaniers et réseaux adjacents) est capable de fournir aujourd'hui, en précisant les adaptations possibles des méthodes d'exploitation des infrastructures gazières et les coûts supplémentaires le cas échéant ;
- flexibilité intra-journalière supplémentaire qui pourra être générée par la mise en service progressive des différents investissements programmés ou envisagés sur les infrastructures gazières, et par une meilleure gestion des interfaces entre les réseaux de transport et les autres infrastructures gazières, en précisant les coûts d'exploitation supplémentaires le cas échéant ;
- hypothèses de mises en service des centrales prenant en compte les scénarios de la Programmation Pluriannuelle des investissements de production électrique ainsi que les contrats de raccordement signés ;
- hypothèses de fonctionnement des centrales de production d'électricité prenant en compte les éléments fournis par les porteurs de projet dans leurs réponses à la consultation publique ainsi que le foisonnement des besoins des centrales de production d'électricité et de ceux des autres consommateurs de gaz ;
- en cas d'insuffisance de la flexibilité intra-journalière disponible sur le système gazier pour répondre aux besoins à une échéance donnée, nature des investissements requis sur les différentes infrastructures gazières, en précisant les coûts et les délais de mise en service possibles. »

Par nature, cette étude s'appuie sur des éléments fournis par d'autres acteurs du système gazier. Ces derniers doivent contribuer à l'instruction de l'étude en communiquant aux GRTs les informations qui concourent aux résultats attendus de l'étude. Les GRTs ne sauraient être tenus pour responsables des données et/ou documents inexacts, incomplets, omis ou sujets à interprétation fournis par les autres acteurs, ainsi que de toute conclusion fondée sur l'utilisation desdites données et/ou documents. Les GRTs s'engagent à fournir dans cette étude la vision prospective la plus juste et objective qu'ils peuvent avoir au moment de son établissement, au vu notamment du contexte actuel, de leurs compétences et des documents et informations en leur possession.

En outre, cette étude ne peut en aucun cas remplacer ou modifier les documents contractuels existants, que ce soit les conventions d'étude, les contrats de raccordement, le contrat d'acheminement, les contrats d'accès des opérateurs ou les contrats inter-opérateurs. Elle ne préjuge pas non plus des modifications qui pourraient être apportées aux règles actuellement applicables. En revanche elle permettra dans le cadre des procédures de raccordement des futurs projets aux GRTs de s'engager sur des contraintes de fonctionnement.

	<b>ETUDE DE LA CAPACITE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

Les résultats de cette étude seront communiqués aux membres de la Concertation Transport mais resteront propriété des GRTs. Ils ne pourront pas être utilisés sans l'accord préalable des GRTs.

## 1. FLEXIBILITE INTRA-JOURNALIERE DU SYSTEME FRANÇAIS ACTUEL

La première partie de l'étude comporte 3 volets :

1. Description et quantification des besoins de flexibilité intra-journalière du marché français conventionnel actuel, en distinguant si possible les segments de clients du transport (industriels raccordés aux réseaux de transport dont CCCG, cogénérations, TAC,...., distributions publiques).
2. Identification et quantification de la contribution de l'ensemble des différents outils de flexibilité à la couverture du besoin de flexibilité intra-journalière du marché français conventionnel actuel.
3. Description et quantification des outils de flexibilité intra-journalière disponibles aujourd'hui auprès de chaque opérateur (réseau, stockages, terminaux) à l'échelle du système gazier français en précisant les adaptations possibles :
  - a. des méthodes d'exploitation des infrastructures gazières et les coûts supplémentaires le cas échéant ;
  - b. des modes de gestion des interfaces entre les infrastructures gazières

Cette partie de l'étude utilisera les hypothèses listées en préambule et sera basée sur les flux et consommations historiques constatés sur les deux ou trois dernières années.

Pour chacun des volets, les résultats seront fournis :

- A l'échelle des mailles géographiques les plus pertinentes en termes de flexibilité (définition de ces mailles à expliciter).
- A l'échelle du territoire français.



Les résultats seront fournis pour différentes périodes pertinentes de l'année. Ils pourront être illustrés sur des situations représentatives.

## 2. EVOLUTION DE L'EQUILIBRE OFFRE/DEMANDE DE FLEXIBILITE INTRA-JOURNALIERE

Cette deuxième partie de l'étude vise à déterminer la capacité du système gazier français (actuelle, décidée, envisagée et envisageable) à répondre au besoin de modulation de l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport Gaz. Elle décrira et quantifiera les outils de flexibilité intra-journalière disponibles auprès de chaque opérateur (réseau, stockages, terminaux) à l'échelle du système gazier français avec les prévisions d'investissement.

Ce volet de l'étude sera établi notamment sur la base des hypothèses listées en préambule et distinguera 3 horizons de temps :

1. Horizon court terme (2009 à 2012) : à cet horizon les projets de centrales électriques sont bien identifiés (contrat de raccordement signé) et les investissements dans les infrastructures sont dans leur grande majorité programmés.

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A RÉPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PRÉVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

2. Horizon moyen terme (2013 à 2015) : l'étude prendra en compte la probable flexibilité intra-journalière susceptible d'être mise à disposition du marché (en fonction notamment des projets de développement envisagés) et les besoins de flexibilité intra-journalière supplémentaires requis par les projets de centrales électriques identifiés à cet horizon.
3. Horizon long terme (après 2015) : l'étude donnera un éclairage sur les besoins de flexibilité intra-journalière requis par la production d'électricité sur la base des études prospectives disponibles et sur les développements possibles d'infrastructures susceptibles d'apporter de la flexibilité intra-journalière au marché.

En base, pour chaque type de centrales (cycles combinés et turbines à gaz), un profil type de fonctionnement couvrant l'année complète sera établi à partir de la simulation de l'historique de fonctionnement sur les 4 dernières années des centrales en projet. Les GRTs se rapprocheront des producteurs pour valider les hypothèses de fonctionnement prises en compte.

Les études seront menées sur la base d'un historique des flux, des consommations et des fonctionnements simulés des centrales sur les 4 dernières années.

Pour chacun des horizons de temps, à l'échelle des zones géographiques qui s'avèreront pertinentes, ainsi qu'à l'échelle du territoire français, l'étude examinera :

- La demande de flexibilité intra-journalière tenant compte du développement de la production d'électricité, de l'évolution du marché conventionnel ;
- l'offre de flexibilité disponible la veille pour le lendemain par outils de flexibilité (stockage, terminaux méthaniers, réseaux) ;
- les possibilités de transfert de cette flexibilité entre la/les source(s) offrant la flexibilité et les sites ;
- l'équilibre offre – demande ;
- en outre, l'étude s'attachera à identifier, en cas d'insuffisance de la flexibilité intra-journalière disponible sur le système gazier pour répondre aux besoins à une échéance donnée (déséquilibre offre-demande), la nature des investissements requis sur les différentes infrastructures gazières, une fois les optimisations identifiées dans le paragraphe 1 mises en œuvre. Les GRT demanderont aux fournisseurs potentiels de flexibilité les coûts d'investissements et d'exploitation et les délais de mise en œuvre.



Cette étude permettra à chaque site de connaître ses conditions de fonctionnement et de modulation intra-J et ses éventuelles limitations.

Comme pour la première partie de l'étude sur la flexibilité intra-journalière du système actuel, l'état du système gazier sera examiné dans différents scénarii, notamment correspondant à différentes périodes de l'année.

Par ailleurs, l'étude apportera un éclairage sur les possibilités de modification de fonctionnement en cours de journée (pour répondre aux besoins de re-déclarations, ajustement et services système). Ces possibilités seront évaluées en fonction des ressources résiduelles de flexibilité intra-journalière, l'équilibre offre-demande précisée ci-dessus étant satisfait. Elle mettra en évidence les conditions et modalités de mise en œuvre de ces modifications, en identifiant notamment les impacts de ces modifications sur la disponibilité des sources de flexibilité. Ce volet de l'étude sera réalisé en collaboration avec RTE et les producteurs.

### **3. DELAIS, CONDITIONS DE RÉALISATION DE L'ÉTUDE**

Cette étude pourra faire l'objet d'un audit auprès des GRTs, à la demande de la CRE. Pour cela, Les hypothèses, les méthodologies, l'avancement et les résultats seront communiqués au fur et à mesure dans le cadre de la Concertation Transport.

	<b>ÉTUDE DE LA CAPACITÉ DES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES</b>	
	<b>GRTGAZ TIGF DOCUMENT N°DDC/DEV_10-0009</b>	

Les données considérées comme confidentielles par les opérateurs (producteurs, gestionnaires d'infrastructures, ...) devront être clairement identifiées lors de leur communication aux GRTs. Les GRTs prendront les mesures nécessaires pour assurer la plus stricte confidentialité des informations fournies par les participants.

A défaut de pouvoir être restituées sous une forme préservant leur confidentialité (absence de foisonnement des données par exemple), elles ne seront pas portées à la connaissance des membres de la Concertation Transport. Elles seront en revanche communiquées à la Commission de Régulation de l'Énergie et le cas échéant aux auditeurs.

L'étude sera finalisée dans le courant du mois de septembre 2009, sous réserve d'une coopération pleine et entière de l'ensemble des acteurs concernés (producteurs et fournisseurs de flexibilité). Un point d'étape sera réalisé en juin 2009.

## Annexe 2 : Traitements statistiques

Pour caractériser la modulation des consommations, un traitement statistique a été réalisé. Huit méthodes ont été testées et classées entre-elles pour retrouver celles dont les résultats retranscrivaient le plus fidèlement les consommations horaires constatées. Le résultat de chacune est caractérisé par :

- L'écart moyen des chroniques à ce profil,
- L'écart type autour de cet écart moyen qui traduit les différences entre les profils pour un instant donné.

Trois méthodes ont été retenues pour caractériser les principaux résultats. Ce sont celles qui permettent d'obtenir les profils moyens les plus proches des chroniques observées :

- Calcul du profil moyen sur l'ensemble de la période étudiée : cette méthode est très robuste mais peu précise (méthode « 1 ») ;
- Calcul des profils moyens par saison (3 saisons : hiver, été et intersaison) et par type de jours de la semaine (2 types de jours : jours ouvrables i.e. lundi à samedi d'une part, et dimanche et jours fériés d'autre part). Cette méthode, qui aboutit à 6 profils, présente un bon compromis de précision et de robustesse et permet de distinguer l'essentiel : saisons et type de jour de la semaine (méthode « 9\_3 ») ;
- Calcul des profils moyens par saison (3 saisons : hiver, été et intersaison) et par jour de la semaine (les lundis, les mardis, ...), ce qui permet d'établir 21 profils distincts. Cette méthode est beaucoup plus précise que les précédentes mais fragile du fait d'une segmentation fine qui conduit à peu de données et un nombre de traitements statistiques important.

### Comparaison des profils Consommation : récapitulatif des distances par méthode

#### ■ Tableaux des distances par méthode

Comparaison distances absolues : consommation				
Typologie Profil	Valeur moyenne	Valeur écart type	Nb profils	Dégradation
Reconstitution_Methode_11_Profil_Conso	115,3667985	92,22053782	21	0,00%
Reconstitution_Methode_9_Profil_Conso	115,5650685	92,30475875	18	0,17%
Reconstitution_Methode_9_1_Profil_Conso	116,2527255	92,97371547	6	0,77%
Reconstitution_Methode9_3_Profil_Conso	118,3268447	94,89878002	6	2,57%
Reconstitution_Methode_8_Profil_Conso	121,0935989	97,16645834	22	4,96%
Reconstitution_Methode_9_2_Profil_Conso	261,1116736	147,1244176	2	126,35%
Reconstitution_Methode3_Profil_Conso	262,0957283	146,3345049	7	127,18%
Reconstitution_Methode_1_Profil_Conso	264,1731206	150,6520945	1	128,99%

Comparaison distances relatives : consommation				
Typologie Profil	Valeur moyenne	Valeur écart type	Nb profils	Dégradation
Reconstitution_Methode_11_Profil_Conso	0,068670152	0,098713294	21	0,00%
Reconstitution_Methode_8_Profil_Conso	0,068963513	0,098804997	22	0,43%
Reconstitution_Methode_9_Profil_Conso	0,069371353	0,09945901	18	1,02%
Reconstitution_Methode_9_1_Profil_Conso	0,070440349	0,101969487	6	2,58%
Reconstitution_Methode9_3_Profil_Conso	0,071271675	0,102719216	6	3,79%
Reconstitution_Methode3_Profil_Conso	0,071954384	0,103943256	7	4,78%
Reconstitution_Methode_9_2_Profil_Conso	0,073046808	0,104923186	2	6,37%
Reconstitution_Methode_1_Profil_Conso	0,074730479	0,106040491	1	8,83%

#### ■ Méthode 11: performante mais assez complexe (21 profils)

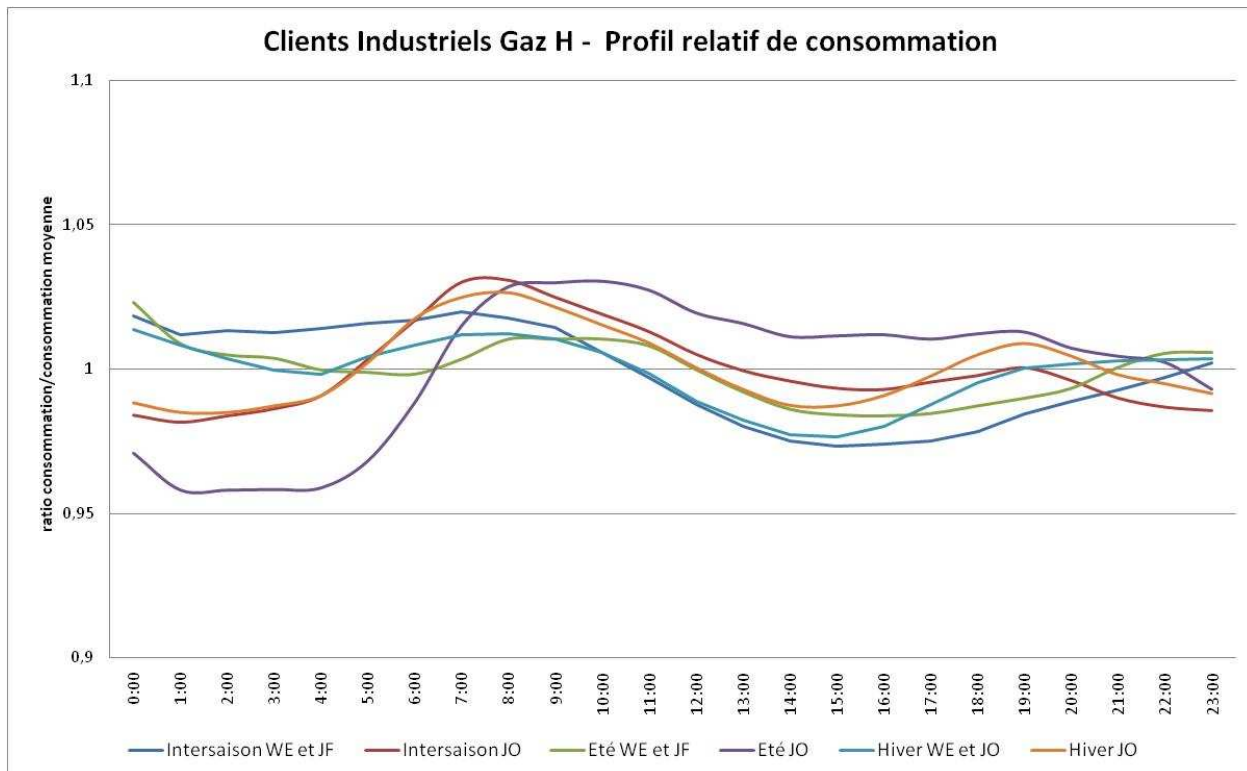
saison hebdomadaire dimanche+jours fériés : on considère un profil par jour de la semaine sauf le dimanche dans une même saison hors jours fériés. Puis un profil pour le dimanche et les jours fériés pour lesquels on fait un unique profil

#### ■ Méthode 9-3 : relativement performante, intuitive et assez simple (6 profils)

saison hebdomadaire jours ouvrés/dimanche et jours fériés : on considère un profil pour les jours ouvrés de la semaine sauf le dimanche dans une même saison hors jours fériés. Puis un profil pour le dimanche et les jours fériés pour lesquels on fait un unique profil

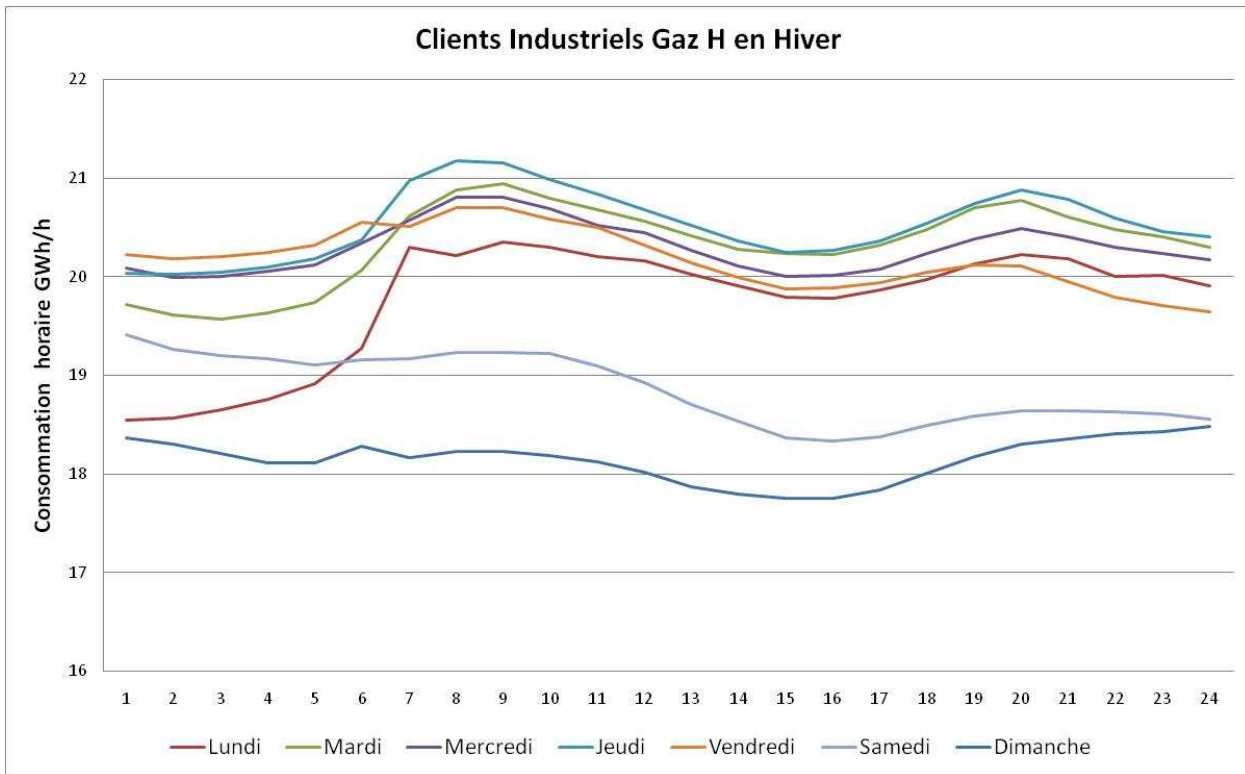
## Annexe 3 : modulation de la consommation des clients industriels – résultats détaillés

Le graphique ci-dessous donne les profils de consommation de l'ensemble des clients industriels directement raccordés au réseau de transport, par saison et en distinguant les jours ouvrables des dimanches et jours fériés.



Le graphique suivant permet d'apprécier la variation du profil en fonction du jour de la semaine. Il apparaît :

- Des comportements de consommation très proches du lundi au vendredi, avec juste une particularité de redémarrage de l'activité le lundi matin ;
- Une activité en baisse le samedi ;
- Le niveau d'activité le plus faible correspondant au dimanche.

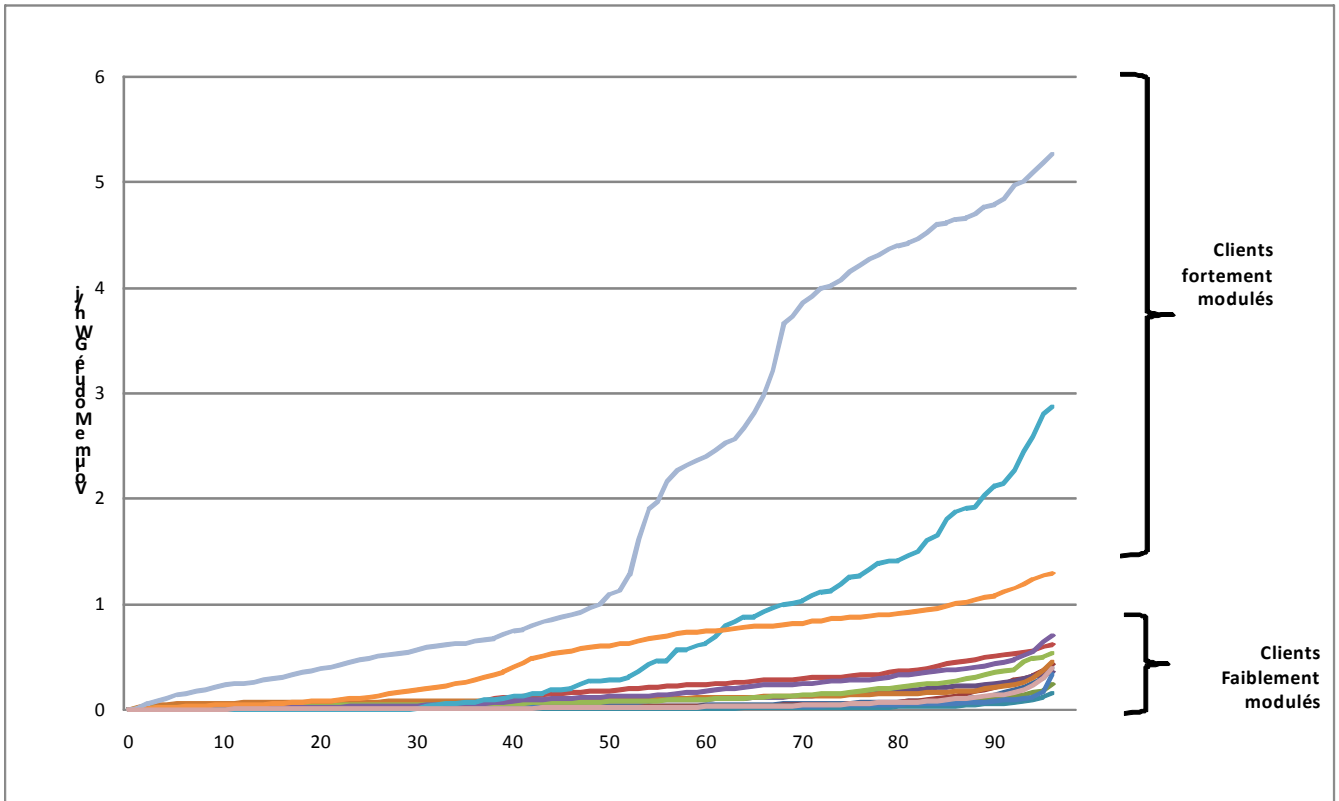


Pour analyser plus finement les modulations de ces clients, une segmentation a été effectuée en fonction du niveau de consommation, puis pour les clients ayant une consommation horaire supérieure à 300 MWh en fonction du volume modulé. Ainsi trois segments ont été individualisés :

- les industriels ayant un débit horaire moyen inférieur à 300 MWh/h plus de 80% du temps (segment 1).
- les industriels ayant un débit horaire moyen supérieur à 300 MWh/h plus de 80% du temps sur la période d'observation et qui sont faiblement modulés (segment 2A) : ce segment est composé de 8 sites.
- les industriels ayant un débit horaire moyen supérieur à 300 MWh/h plus de 80% du temps sur la période d'observation et qui sont fortement modulés (segment 2B) : ce segment est composé de 3 sites.

La distinction entre les industriels faiblement et fortement modulés des segments 2A et 2B a été réalisée sur la base de l'étude de la répartition dans le temps du volume modulé de ces différentes installations, lorsqu'elles fonctionnent.

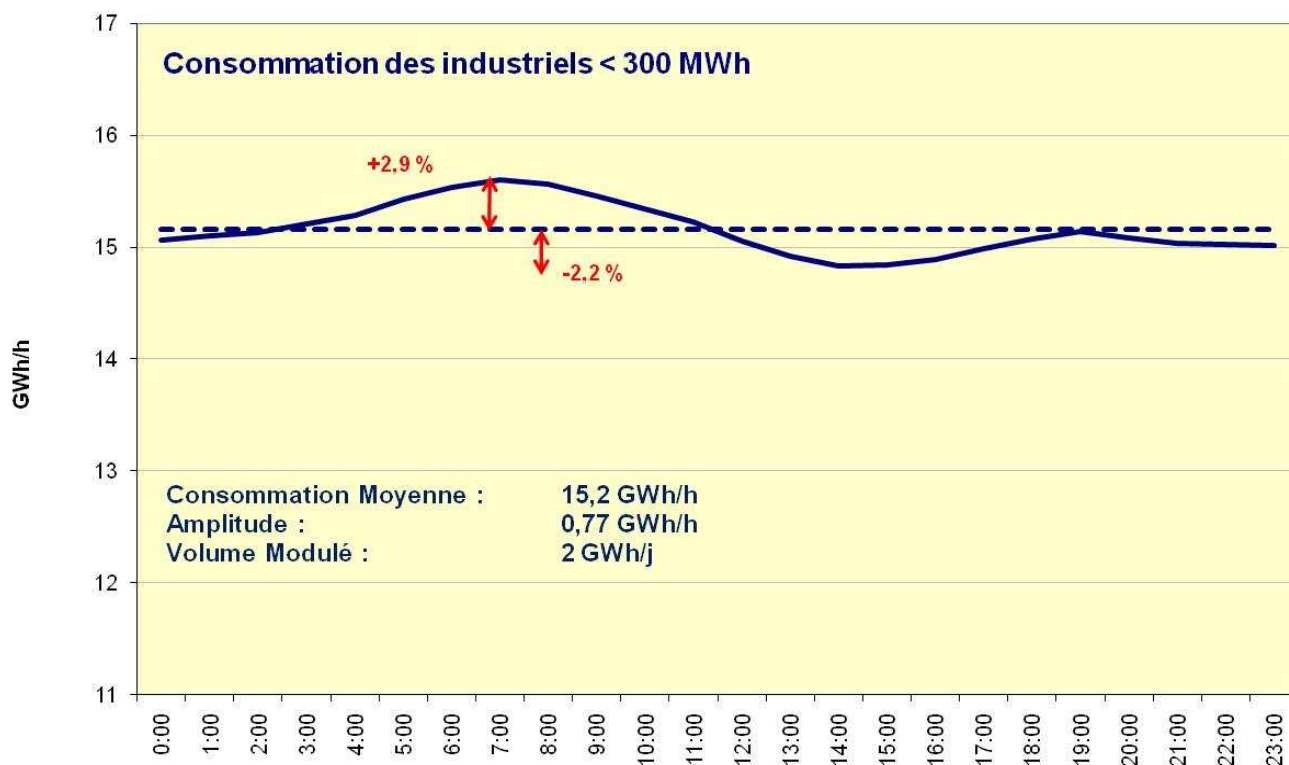




Les cogénérations sont intégrées selon leur puissance à l'un des segments identifiés. Au nombre de 200 environ raccordées sur le réseau de transport, elles sont en général de relativement faibles puissances (de l'ordre de 40 MWe pour les plus puissantes) et fonctionnent pour la quasi-totalité d'entre elles sous contrats d'obligation d'achat (type 97-01). Selon ces contrats, les cogénérations sont incitées à fonctionner exclusivement en hiver à pleine puissance, de jour comme de nuit, et l'électricité ainsi produite est achetée par EDF à un prix réglementé.

### SEGMENT 1

Pour mémoire, il s'agit des clients industriels ayant un débit horaire moyen inférieur à 300 MWh/h plus de 80% du temps. Le graphe ci-après représente le profil de consommation moyen des sites de ce segment lors d'un jour ouvrable d'hiver.



Le tableau ci-dessous résume, pour chaque saison, en distinguant les jours ouvrables des dimanches et jours fériés, les caractéristiques des profils de consommation.

	Consommation horaire moyenne (GWh/h)	Amplitude de modulation			Volume modulé (GWh)
		A la hausse (%)	A la baisse (%)	Totale (% et GWh/h)	
Été JO	8,8	2,0%	-1,6%	3,6%	1
				0,32	
Été DI et JF	8,1	4,1%	-3,2%	7,30%	2
				0,59	
Hiver JO	15,2	2,9%	-2,2%	5,1%	2
				0,77	
Hiver DI et JF	14,2	2,5%	-3,1%	5,64%	3
				0,80	
Intersaison JO	10,7	3,3%	-2,1%	5,4%	2
				0,58	
Intersaison DI et JF	9,6	4,1%	-4,0%	8,05%	3
				0,77	

JO : jours ouvrables / DI et JF : dimanches et jours fériés

## SEGMENT 2

Par segment 2 on entend le regroupement des segments 2A et 2B. Il s'agit donc des clients industriels ayant un débit horaire moyen supérieur à 300 MWh/h plus de 80% du temps et une forte modulation dans leur consommation.

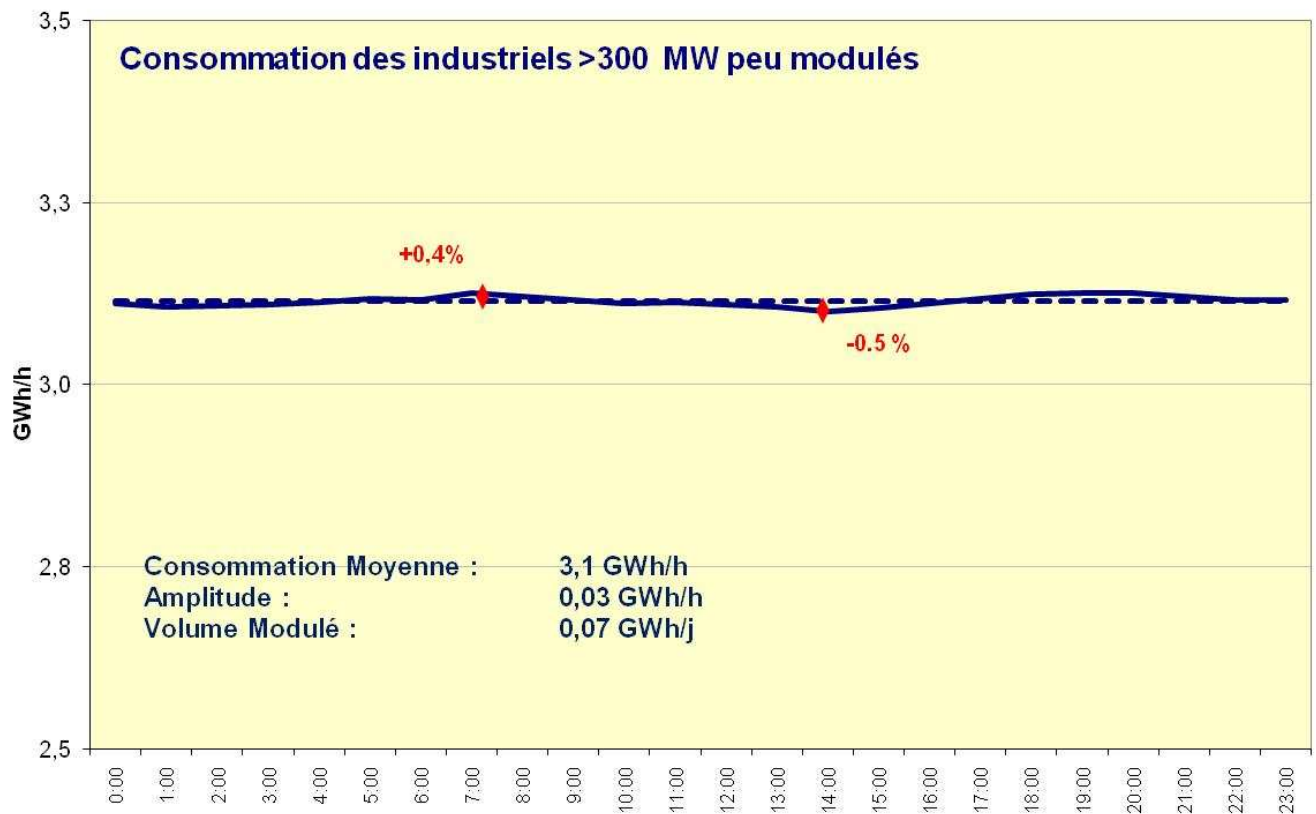
Le tableau ci-dessous résume, pour chaque saison, en distinguant les jours ouvrables des dimanches et jours fériés, les caractéristiques des profils de consommation.

	Consommation horaire moyenne (GWh/h)	Amplitude de modulation			Volume modulé (GWh)
		A la hausse (%)	A la baisse (%)	Totale (% et GWh/h)	
Été JO	4,1	7,4%	-14,2%	21,7%	3,5
				0,88	
Été DI et JF	3,7	3,5%	-4,4%	7,88%	1,0
				0,29	
Hiver JO	4,8	4,5%	-7,9%	12,4%	2,0
				0,59	
Hiver DI et JF	4,3	2,8%	-4,1%	6,98%	0,8
				0,30	
Intersaison JO	4,3	4,1%	-7,0%	11,1%	1,8
				0,48	
Intersaison DI et JF	3,9	1,9%	-2,3%	4,19%	0,4
				0,16	

JO : jours ouvrables / DI et JF : dimanches et jours fériés

### **Segment 2A**

Ce segment est constitué des industriels ayant un débit horaire moyen supérieur à 300 MWh/h plus de 80% du temps et qui sont faiblement modulés, au sens de l'observation de la répartition statistique de leurs volumes modulés. Il est composé de 11 sites. Le profil moyen de consommation en jour ouvrable d'hiver de l'ensemble des industriels faiblement modulés dont la consommation horaire excède 300 MWh/h (plus de 80% du temps) est le suivant :



Pour ce segment, la modulation relative est moins marquée que pour le segment 1.

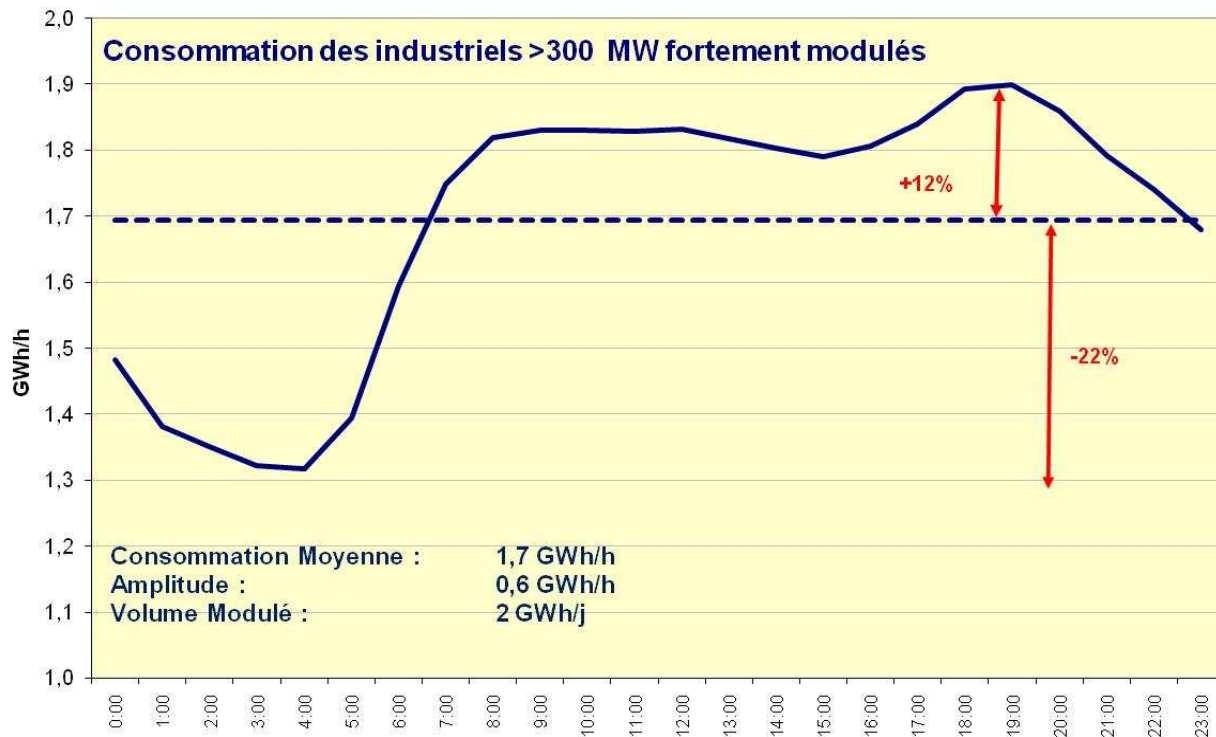
Le tableau ci-dessous résume, pour chaque saison, en distinguant les jours ouvrables des dimanches et jours fériés, les caractéristiques des profils de consommation.

	Consommation horaire moyenne (GWh/h)	Amplitude de modulation			Volume modulé (GWh)
		A la hausse (%)	A la baisse (%)	Totale (% et GWh/h)	
Été JO	2,7	0,5%	-0,6%	1,1%	0,08
				0,03	
Été DI et JF	2,8	0,6%	-0,4%	0,96%	0,05
				0,03	
Hiver JO	3,1	0,4%	-0,5%	0,9%	0,07
				0,03	
Hiver DI et JF	3,1	0,6%	-0,5%	1,09%	0,08
				0,03	
Intersaison JO	2,9	0,9%	-0,5%	1,4%	0,12
				0,04	
Intersaison DI et JF	2,9	1,1%	-0,8%	1,97%	0,18
				0,06	

JO : jours ouvrables / DI et JF : dimanches et jours fériés

### Segment 2B

Le segment 2B comporte 3 sites, parmi lesquels deux centrales de production d'électricité en fonctionnement sur toute la période d'étude. Le profil de consommation de ces sites un jour ouvrable d'hiver est le suivant :



Le tableau ci-dessous résume, pour chaque saison, en distinguant les jours ouvrables des dimanches et jours fériés, les caractéristiques des profils de consommation.

	Consommation horaire moyenne (GWh/h)	Amplitude de modulation			Volume modulé (GWh)
		A la hausse (%)	A la baisse (%)	Totale (% et GWh/h)	
Été JO	1.3	23.3%	-43.1%	66.4% 0.88	3
Été DI et JF	0.9	14.4%	-18.3%	32.70% 0.29	1
Hiver JO	1.7	12.1%	-22.2%	34.4% 0.58	2
Hiver DI et JF	1.2	10.1%	-14.0%	24.16% 0.29	1
Intersaison JO	1.4	13.1%	-21.8%	34.9% 0.48	2
Intersaison DI et JF	1.0	6.4%	-11.5%	17.92% 0.18	1

JO : jours ouvrables / DI et JF : dimanches et jours fériés

## Annexe 4 : modulation de la consommation des clients distribution – résultats détaillés

Le tableau ci-dessous illustre les caractéristiques de la modulation en fonction des saisons, en effectuant la distinction entre les jours ouvrables et les dimanches et jours fériés, résultant de l'analyse de la variation des entrées et des pressions sur le réseau :

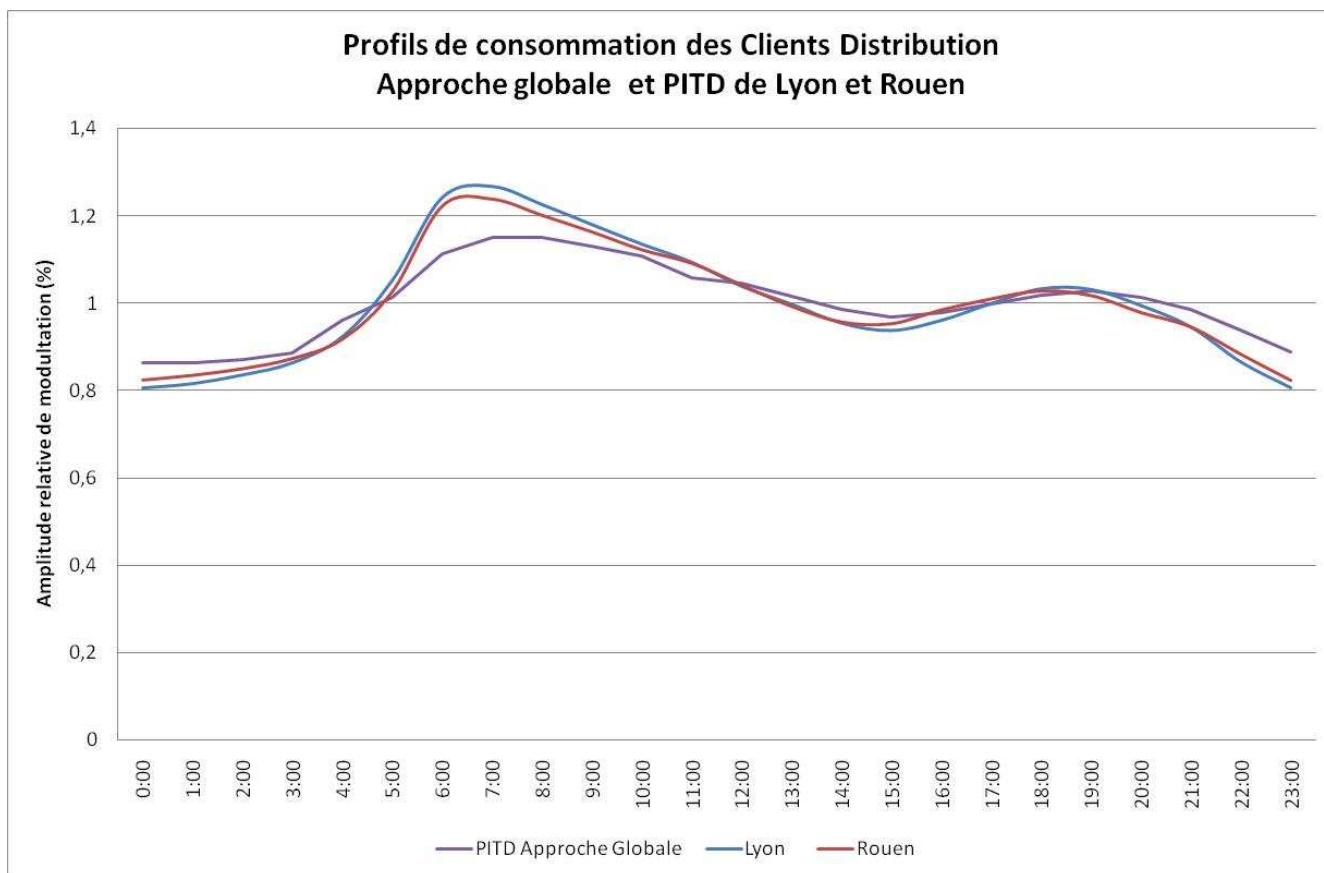
	Consommation horaire moyenne (GWh/h)	Amplitude de modulation			Volume modulé (GWh)
		A la hausse (%)	A la baisse (%)	Totale (% et GWh/h)	
Eté JO	11	24%	-22%	0,5	15
				5,3	
Eté DI et JF	9	21%	-17%	0,4	10
				3,5	
Hiver JO	59	15%	-13%	0,3	47
				16,8	
Hiver DI et JF	55	10%	-10%	0,2	34
				10,6	
Intersaison JO	32	26%	-17%	0,4	40
				13,9	
Intersaison DI et JF	24	14%	-12%	0,3	22
				6,4	

JO : jours ouvrables / DI et JF : dimanches et jours fériés

Comme indiqué dans le corps du rapport, la modulation des consommateurs raccordés aux PITD varie essentiellement en fonction de la température. Le profil varie peu, mais le volume modulé engendré est proportionnel à la consommation.

L'analyse a été complétée par l'étude des télé-relèves de quelques PITD.

Le graphique ci-dessous illustre les amplitudes relatives de modulation des PITD de Lyon et Rouen comparées à l'amplitude relative de modulation obtenue dans l'approche globale, en moyenne sur les jours ouvrables d'hiver. Notons que le PITD de Paris ne fait pas partie de cette analyse car il n'est pas télé-relevé mais calculé par l'intermédiaire d'un bilan entrée/sortie sur la région parisienne.



Les tableaux ci-dessous donnent le détail des consommations moyennes par saison pour les deux PITD de Lyon et de Rouen.

### PITD de Lyon

PITD de Lyon	Consommation horaire moyenne (GWh/h)	Amplitude de modulation			Volume modulé (GWh)
		A la hausse (%)	A la baisse (%)	Totale (% et GWh/h)	
Été JO	0.3	40.6%	-33.0%	73.6%	0.80
				0.24	
Été DI et JF	0.2	34.4%	-29.6%	64.04%	0.54
				0.16	
Hiver JO	2.2	26.8%	-19.5%	46.3%	2.83
				1.01	
Hiver DI et JF	1.9	16.1%	-14.5%	30.62%	1.56
				0.60	
Intersaison JO	0.9	37.6%	-22.2%	59.7%	1.56
				0.55	
Intersaison DI et JF	0.7	23.5%	-19.3%	42.71%	1.05
				0.30	

JO : jours ouvrables / DI et JF : dimanches et jours fériés

### PITD de Rouen

PITD Rouen	Consommation horaire moyenne (GWh/h)	Amplitude de modulation			Volume modulé (GWh)
		A la hausse (%)	A la baisse (%)	Totale (% et GWh/h)	
Eté JO	0.3	29.3%	-21.0%	50.3% 0.13	0.42
Eté DI et JF	0.2	21.7%	-17.0%	38.74% 0.07	0.25
Hiver JO	1.1	24.0%	-17.6%	41.6% 0.45	1.28
Hiver DI et JF	1.0	14.7%	-15.0%	29.66% 0.29	0.95
Intersaison JO	0.6	40.8%	-17.6%	58.4% 0.34	0.95
Intersaison DI et JF	0.4	24.1%	-16.6%	40.79% 0.18	0.55

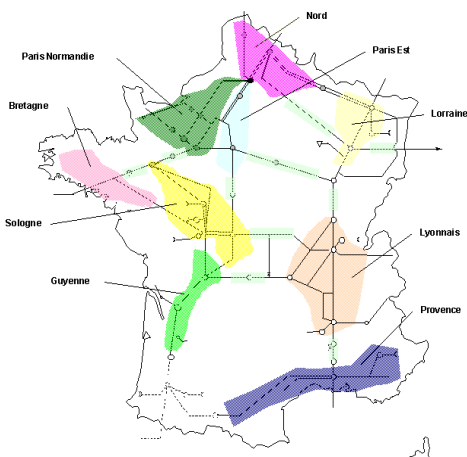
JO : jours ouvrables / DI et JF : dimanches et jours fériés

Les modulations relatives observées sur ces PITD télé-relevés corroborent celles observées dans l'approche globale.



## Annexe 5 : modulation et flexibilité actuelles par maille

La carte ci-dessous représente les neuf mailles de modulation élémentaires identifiées à l'échelle du réseau H de GRTgaz, la maille élémentaire représentant le périmètre de mutualisation du stock en conduite. Une étude a été menée afin d'identifier à l'échelle de chacune de ces mailles la modulation des consommations actuelles de la maille, ainsi que la contribution des différents outils de flexibilité intra-journalière à la couverture de cette modulation. Les résultats de cette étude sont présentés ci-dessous.

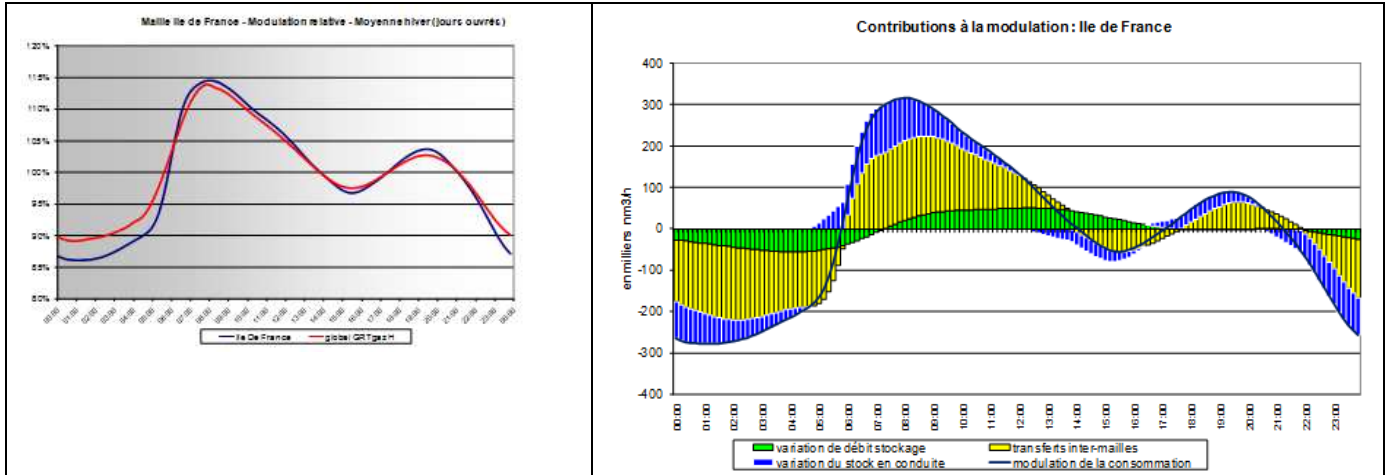


Il est à noter que cette analyse segmente les données et empêche le foisonnement. Il en résulte une moins grande fiabilité des résultats. Néanmoins les tendances apparaissent clairement.

Pour les graphiques présentés ci-dessous, la légende est la suivante :

- Profil de modulation
  - Courbe bleue : modulation moyenne relative (en %) de l'ensemble des consommations de la maille en jours ouvrables d'hiver
  - Courbe rouge : modulation moyenne relative (en %) de l'ensemble des consommations des zones H GRTgaz en jours ouvrables d'hiver
- Contributions des outils de flexibilité à la modulation
  - En bleu : contribution du stock en conduite de la maille
  - En vert : contributions des stockages de la maille
  - En jaune : contribution importée (en positif) d'une autre maille ou exportée (en négatif) vers une autre maille
  - On retrouve sur ce graphique la courbe de modulation moyenne qui correspond au cumul des contributions

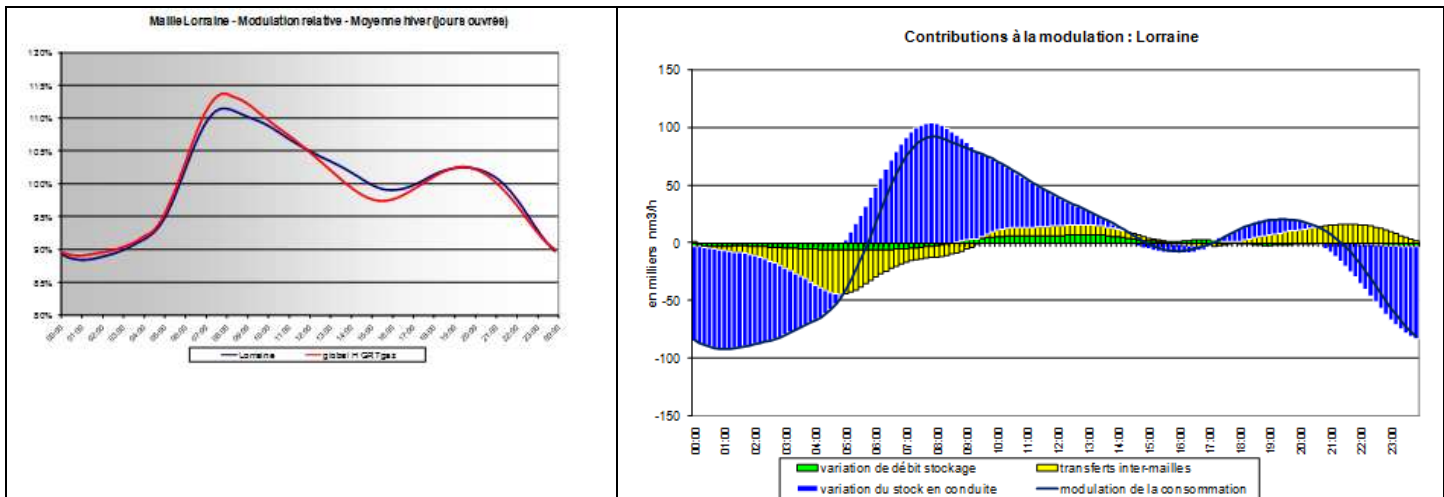
### Ile de France (Paris Est + Paris Normandie)



En ce qui concerne la zone Ile de France, qui regroupe les mailles Paris Est et Paris Normandie, la modulation moyenne observée est très proche de la modulation moyenne sur l'ensemble des zones H GRTgaz. Cette maille présente une consommation élevée, et environ 40% du volume modulé de l'ensemble de la consommation H GRTgaz.

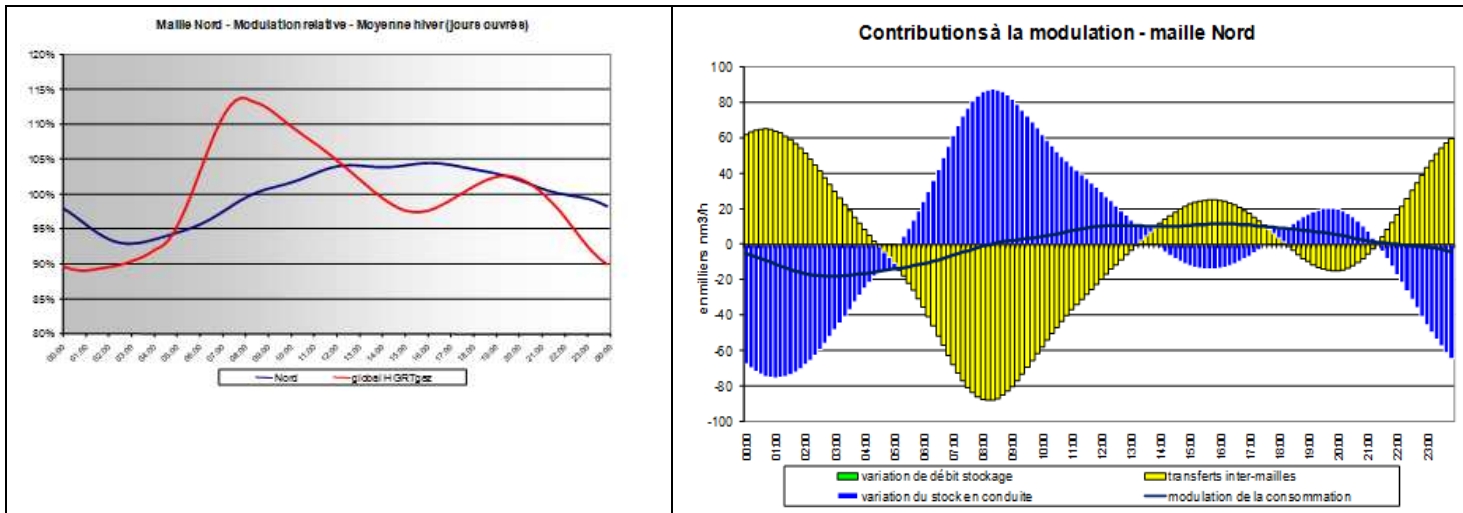
En ce qui concerne les contributions, le stock en conduite local ne permet d'assurer qu'une part limitée du besoin de modulation. Les stockages de la maille couvrent une part de la modulation comparable à la couverture qu'ils assurent au global sur les zones H GRTgaz. Toutefois, la contribution la plus importante est le résultat d'un transfert de flexibilité depuis d'autres mailles.

### Lorraine



Le profil de modulation de la maille Lorraine est comparable au profil global des zones H GRTgaz. En ce qui concerne la contribution, on constate que la maille est auto-suffisante en stock en conduite. Celui-ci permet de couvrir les besoins de flexibilité locaux, et même d'exporter vers d'autres mailles au début de la pointe du matin. Le seul stockage de la maille, le stockage de Cerville, ne contribue que très marginalement à la couverture des besoins de la maille.

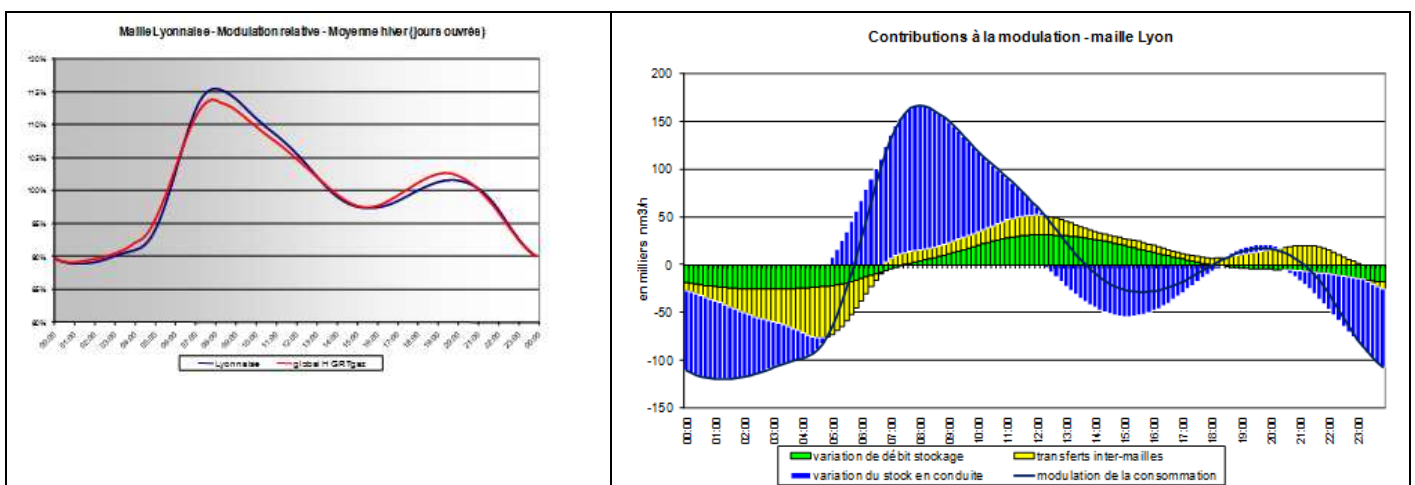
## Nord



Le profil de consommation de la maille Nord est atypique. Ce profil atypique s'explique par la très faible part de clients distribution dans la maille comparée aux autres mailles. En effet, la plupart des clients distribution du nord de la France sont alimentés en gaz B. Cette maille présente donc majoritairement des clients industriels, et parmi ceux-ci la centrale de production d'électricité de DK6. Comme cela a été montré dans l'étude, la modulation des clients industriels peu modulés est de l'ordre de +/- 2%. La modulation plus forte observée dans cette maille, ainsi que la forme du profil de modulation – qui ne présente pas les « pointes chauffage » du matin et du soir, s'explique par l'importance prise par le site de DK6 dans les besoins de modulation de la maille.

En terme de contribution, on constate un fort potentiel de stock en conduite sur la maille (cette maille ne comporte pas de stockages), lié au fait que la maille comporte une canalisation de transit. On constate que ce stock en conduite permet non seulement d'assurer la modulation de la maille, mais également d'exporter de la modulation vers d'autres mailles.

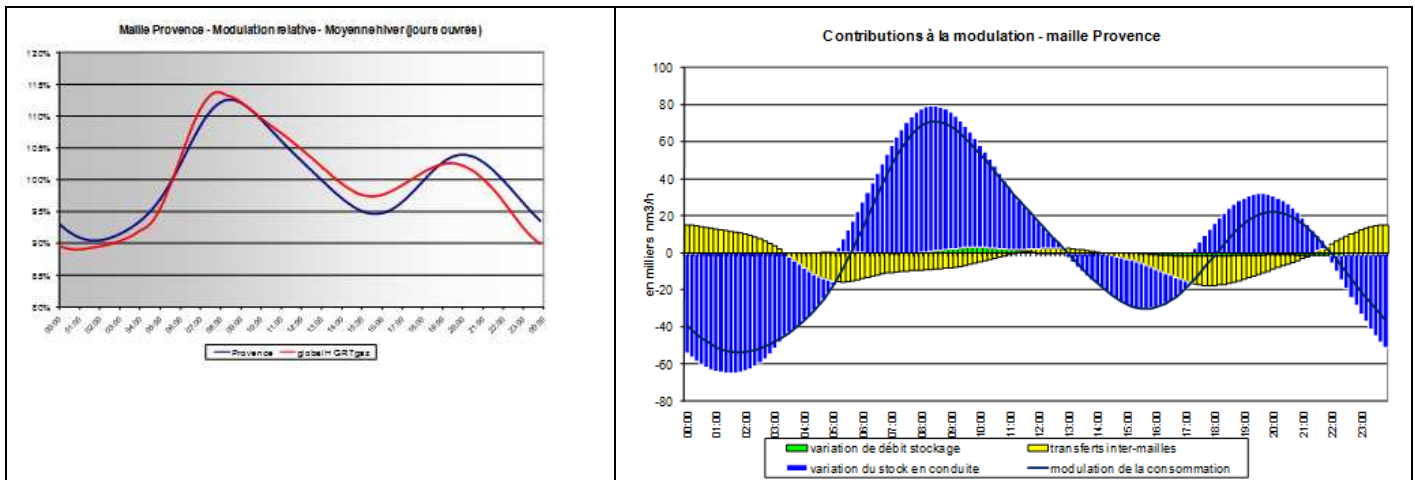
## Lyonnais



Le profil de modulation de la maille Lyonnais est comparable au profil global des zones H GRTgaz.

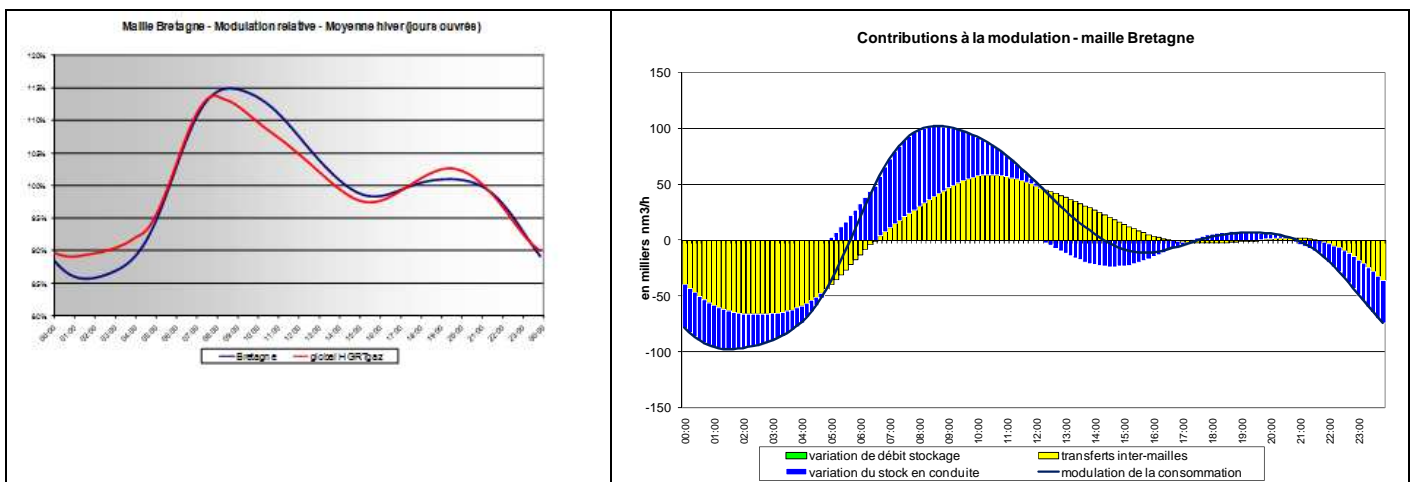
En termes de contributions, une part importante des besoins de la maille est assurée par le stock en conduite local. Celui est complété par un apport des stockages locaux, et dans une moindre mesure par l'importation de flexibilité depuis d'autres mailles.

### Provence



Le profil de modulation de la maille Provence est comparable au profil global des zones H GRTgaz. Le seul stockage de la maille est le stockage de Manosque. Sa contribution aux besoins de flexibilité est quasi-inexistante. La maille est par contre auto-suffisante en stock en conduite, celui-ci permettant même de contribuer, faiblement, aux besoins d'autres mailles.

### Bretagne



Le profil de modulation de la maille Bretagne est comparable au profil global des zones H GRTgaz. Il n'y a pas de stockages dans cette maille. Par ailleurs le stock en conduite local est insuffisant ce qui nécessite de recours au transfert de flexibilité depuis d'autres mailles.

### Sologne

Sur cette maille les contributions n'ont pas pu être reconstituées du fait de la mauvaise qualité des données source.

### Guyenne

Sur cette maille les contributions n'ont pas pu être reconstituées du fait de la mauvaise qualité des données source.