

Le 26 juillet 2012

## Consultation publique relative aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz

Les articles L.452-2 et L.452-3 du Code de l'énergie, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2011, modifient les compétences de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui fixe désormais elle-même les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel ainsi que les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF, dits « tarifs ATRT 4 », sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009 pour une durée de 4 ans, en application de l'arrêté du 6 octobre 2008 approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 10 juillet 2008.

La CRE envisage de définir de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel pour GRTgaz et TIGF, dits tarifs « ATRT5 », qui s'appliqueraient à partir du 1<sup>er</sup> avril 2013.

Les évolutions envisagées pour le prochain tarif de GRTgaz et de TIGF ont pour objectifs de :

- prendre en compte une nouvelle trajectoire de charges à couvrir ;
- compléter le système de régulation incitative mis en place par le tarif ATRT4 ;
- poursuivre la simplification de la structure contractuelle du marché du gaz naturel français ;
- prendre en compte les évolutions futures relatives, notamment, à l'entrée en vigueur des codes de réseau européens.

En application des dispositions de l'article L.452-3 alinéa 2 du Code de l'énergie, la CRE souhaite consulter l'ensemble des acteurs du marché avant sa délibération relative au tarif « ATRT5 », prévue fin 2012. Les parties intéressées sont invitées à répondre au plus tard le 21 septembre 2012 aux questions figurant à la fin du présent document.

# Sommaire

<b>1. Contexte et objet de la consultation publique</b> .....	<b>4</b>
<b>1.1. Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) actifs en France</b> .....	<b>4</b>
1.1.1. <i>GRTgaz</i> .....	4
1.1.2. <i>TIGF</i> .....	4
1.1.3. <i>Certification de GRTgaz et TIGF</i> .....	4
<b>1.2. Les tarifs en vigueur pour GRTgaz et TIGF</b> .....	<b>4</b>
<b>2. Cadre de régulation</b> .....	<b>5</b>
<b>2.1. Bilan général du cadre de régulation du tarif ATRT4</b> .....	<b>5</b>
<b>2.2. Durée d'application des tarifs et modalités de mise à jour</b> .....	<b>5</b>
<b>2.3. Régulation incitative</b> .....	<b>6</b>
2.3.1. <i>Régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation</i> .....	6
2.3.2. <i>Régulation incitative relative aux investissements</i> .....	6
2.3.3. <i>Régulation incitative de la qualité de service</i> .....	8
2.3.4. <i>Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)</i> .....	9
<b>2.4. Modalités de calcul des charges de capital</b> .....	<b>9</b>
2.4.1. <i>Base d'actifs régulée (BAR)</i> .....	9
2.4.2. <i>Coût du capital</i> .....	10
2.4.3. <i>Le coût des immobilisations en cours (IEC)</i> .....	10
<b>2.5. Autres éléments</b> .....	<b>10</b>
2.5.1. <i>Traitement des coûts échoués</i> .....	10
2.5.2. <i>Coûts liés à la promotion de nouveaux usages de gaz et à l'innovation</i> ....	11
<b>3. Niveau tarifaire</b> .....	<b>12</b>
<b>3.1. Bilan des tarifs ATRT4</b> .....	<b>12</b>
3.1.1. <i>GRTgaz</i> .....	12
3.1.2. <i>TIGF</i> .....	13
<b>3.2. Demandes des opérateurs</b> .....	<b>15</b>
3.2.1. <i>Demande de GRTgaz</i> .....	15
3.2.2. <i>Demande de TIGF</i> .....	17
3.2.3. <i>Analyse préliminaire de la CRE sur les demandes des GRT relatives aux charges d'exploitation</i> .....	19
<b>4. Structure tarifaire et services commercialisés par les GRT</b> .....	<b>20</b>
<b>4.1. Bilan de la structure tarifaire</b> .....	<b>20</b>
<b>4.2. Evolution de la structure contractuelle d'accès aux réseaux de transport de gaz</b> .....	<b>20</b>
4.2.1. <i>Création d'une place de marché commune (PEG Nord) pour les gaz H et B</i> .....	20
4.2.2. <i>Evolution des places de marché (PEG) GRTgaz Nord, GRTgaz Sud et TIGF</i> .....	20
<b>4.3. Evolution des services commercialisés par les GRT</b> .....	<b>21</b>
4.3.1. <i>Commercialisation des capacités journalières sur le réseau principal</i>	

de GRTgaz.....	21
4.3.2. Commercialisation des capacités interruptibles en sortie du réseau principal et sur le réseau régional de GRTgaz .....	21
4.3.3. Evolution des règles tarifaires aux points d'interface transport terminaux méthaniers (PITTM).....	22
4.3.3.1. Modalités de facturation des capacités d'entrée sur le réseau de transport à partir des terminaux méthaniers .....	22
4.3.3.2. Commercialisation de capacités rebours quotidiennes aux PITTM .....	23
4.3.4. Modalités de couverture des coûts d'investissement et de maintenance liés aux ouvrages de raccordement pour GRTgaz et TIGF .....	23
4.3.4.1. Modalités de couverture des coûts d'investissement liés aux ouvrages de raccordement.....	23
4.3.4.2. Modalités de couverture des coûts de maintenance liés aux ouvrages de raccordement .....	24
4.3.5. Commercialisation de capacités mensuelles aux points d'interface transport stockages (PITS) sur les réseaux .....	24
4.3.6. Conséquences de l'amélioration du comptage au PITD de Paris.....	24
<b>4.4. Anticipation de la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices européens .....</b>	<b>25</b>
4.4.1. Code de réseau relatif à l'allocation des capacités (CAM) .....	25
4.4.2. Lignes directrices relatives à la gestion des congestions (CMP) .....	26
<b>5. Synthèse des questions.....</b>	<b>27</b>

## 1. Contexte et objet de la consultation publique

### 1.1. Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) actifs en France

#### 1.1.1. GRTgaz

GRTgaz, détenu à 75 % par GDF Suez et à 25 % par la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), consortium public composé de CNP Assurances, de CDC Infrastructure et de la Caisse des Dépôts, exploite, entretient et développe un réseau de transport de gaz à haute pression de plus de 32 000 km recouvrant une grande partie du territoire français à l'exception du sud-ouest. GRTgaz achemine environ 700 TWh de gaz par an. Il a réalisé un chiffre d'affaires de 1 563,6 M€ en 2011, avec un effectif moyen de 3 062 collaborateurs.

#### 1.1.2. TIGF

TIGF, détenu à 100 % par le groupe TOTAL, exploite, entretient et développe un réseau de transport de gaz à haute pression de 5 000 km situé dans le sud-ouest de la France. TIGF achemine environ 80 TWh de gaz par an. Il est également opérateur d'infrastructures de stockage de gaz naturel et tient des comptes séparés pour les activités de transport et de stockage. TIGF a réalisé un chiffre d'affaires de 207,5 M€ pour l'activité transport en 2011, avec un effectif moyen de 418 collaborateurs.

#### 1.1.3. Certification de GRTgaz et TIGF

Le troisième paquet énergie a introduit des règles d'indépendance renforcées pour les GRT, en particulier pour ceux ayant opté pour le modèle de Gestionnaire indépendant de réseau de transport (dit modèle GTI ou ITO, *Independent transmission operator*). Les dispositions de la directive 2009/73/CE ont été transposées en droit français par l'ordonnance du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie.

Par délibérations du 26 janvier 2012, la CRE a certifié GRTgaz et TIGF en tant que GTI. A l'issue d'une procédure de plusieurs mois, la CRE a vérifié le respect par les GRT des règles d'organisation et d'indépendance vis-à-vis des sociétés exerçant une activité de production ou de fourniture au sein de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) à laquelle ils appartiennent.

### 1.2. Les tarifs en vigueur pour GRTgaz et TIGF

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, dits « ATRT4 », en vigueur sur la période 2009-2012 sont fondés sur un cadre de régulation commun fixé pour quatre ans qui inclut :

- les conditions de rémunération des actifs, avec notamment un coût moyen pondéré du capital (CMPC) fixé à 7,25 % et une prime d'incitation à la réalisation de certains investissements de 3 % pendant 10 ans ;
- le fonctionnement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) ;
- la régulation incitative des charges d'exploitation (OPEX) et de la qualité de service.

La structure tarifaire et les services commercialisés par les GRT peuvent être modifiés par la CRE en cours de période tarifaire.

La trajectoire tarifaire de GRTgaz a été fixée pour quatre ans. Les prévisions de souscriptions de capacités et de charges d'énergie sont revues chaque année, les termes tarifaires évoluant au 1<sup>er</sup> avril de chaque année.

Le tarif de TIGF a été fixé sur deux ans. A l'issue de cette période, une révision complète des trajectoires de charges de capital, des OPEX et des hypothèses de souscription de capacités a eu lieu et un nouveau tarif a été fixé pour les deux années suivantes.

## 2. Cadre de régulation

### 2.1. Bilan général du cadre de régulation du tarif ATRT4

La période tarifaire actuelle a fixé un cadre de régulation stable pour une durée de quatre ans et a conduit à des évolutions annuelles réalisées conformément aux règles établies initialement.

En ce qui concerne les investissements, ce cadre de régulation a permis la réalisation ou le lancement de nombreux investissements ayant pour finalité un meilleur fonctionnement du marché (décongestion de la zone GRTgaz Nord, *Open Seasons* France-Espagne, raccordement du terminal de Dunkerque LNG, doublement de l'artère du Rhône, *Open Season* Taisnières).

Pour GRTgaz, les OPEX nettes de GRTgaz ont été globalement supérieures à la trajectoire initialement prévue.

Pour TIGF, les OPEX nettes effectivement constatées ont été inférieures à la prévision sur la période 2009-2010. En revanche, les OPEX nettes réalisées en 2011 ont été supérieures aux prévisions. Ces dernières sont globalement égales aux prévisions, hors effet de l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER).

La CRE considère que le cadre de régulation de l'ATR4 s'est révélé satisfaisant en ce qu'il a conduit, d'une part, à mettre en œuvre les développements nécessaires des réseaux de transport français en renforçant leur intégration au sein des réseaux européens et d'autre part, à introduire des dispositifs de régulation incitative visant à une meilleure maîtrise des charges des GRT tout en améliorant la qualité de service au bénéfice des clients.

### 2.2. Durée d'application des tarifs et modalités de mise à jour

Les GRT demandent un allongement de la période de régulation, à huit ans pour GRTgaz et à six ans pour TIGF, afin de bénéficier de plus de visibilité. Les transporteurs considèrent néanmoins, qu'ils ne sont pas en mesure de prévoir l'évolution de leurs charges au-delà de quatre ans et demandent donc que leurs charges à couvrir par les tarifs soient entièrement revues tous les deux ans pour minimiser leurs risques.

La CRE s'interroge sur la valeur ajoutée d'un tel allongement de la durée du cadre de régulation, dans la mesure où les seuls éléments quantitatifs que les GRT proposent de fixer sur cette période étendue seraient la prime d'incitation à l'investissement pour GRTgaz et ladite prime ainsi que le taux de rémunération de la base d'actifs régulée pour TIGF. La CRE considère que la visibilité tarifaire est importante pour les GRT mais également pour les utilisateurs et que cette proposition n'est pas de nature à apporter plus de visibilité pour ces derniers.

En conséquence, la CRE envisage de maintenir une durée de quatre ans pour le cadre tarifaire des tarifs « ATR5 ».

Concernant les modalités d'évolution des tarifs, la CRE envisage de fixer, pour les deux GRT, une trajectoire de charges d'exploitation pour quatre ans afin de :

- donner de la visibilité aux utilisateurs ;
- fixer des objectifs de productivité aux GRT sur une période suffisamment longue pour leur permettre de les atteindre.

Afin de prendre en compte les incertitudes liées aux prévisions de souscriptions et aux prix de l'énergie, la CRE envisage de mettre à jour à mi-période ces deux paramètres. Elle est également favorable à une révision à mi-période de la trajectoire des charges d'exploitation dans certaines conditions, notamment pour prendre en compte les évolutions réglementaires ayant des conséquences significatives sur l'équilibre tarifaire.

Ainsi, à l'issue des deux premières années du tarif « ATR5 », soit le 1<sup>er</sup> avril 2015, la CRE envisage de réviser les termes tarifaires des deux GRT en prenant en compte les éléments suivants :

- mise à jour des hypothèses de souscription de capacités, ainsi que des charges liées au poste énergie (gaz, électricité et CO<sub>2</sub>) au regard des conditions de marché ;
- apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) tel que décrit au paragraphe 2.3.3. de la présente consultation ;

- révision, le cas échéant, de la trajectoire des charges d'exploitation (clause de rendez-vous), selon le principe suivant : à l'issue des deux premières années d'application des tarifs, l'écart entre les charges d'exploitation effectives et les charges d'exploitation prévues par les tarifs est mesuré. Si cet écart est supérieur à 1 % et est dû à des charges nouvelles liées à des dispositions législatives, réglementaires ou juridictionnelles indépendantes de l'activité d'un opérateur efficace, les niveaux des charges d'exploitation à couvrir par les tarifs pourront être réévalués pour prendre en compte ces nouvelles charges pour les deux années suivantes.

**Question 1 : Etes-vous favorable au maintien d'une période tarifaire de quatre ans ? Etes-vous favorable aux modalités de mise à jour envisagées ?**

### 2.3. Régulation incitative

#### 2.3.1. Régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation

L'« ATRT4 » a introduit un mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation. Pour GRTgaz, une trajectoire d'OPEX a été fixée sur la période 2009-2012 sur la base d'une évolution annuelle égale à l'inflation + 1,1 %. Le facteur d'augmentation de 1,1 % prend en compte les effets conjugués de l'objectif annuel de productivité fixé par la CRE et de la hausse prévisionnelle de l'activité du GRT sur la période tarifaire.

En fin de période tarifaire, les gains de productivité supplémentaires éventuellement réalisés par GRTgaz au-delà de la trajectoire prédéfinie sont partagés à parts égales entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau. Ce mécanisme a été étendu à TIGF sur la période 2011-2012.

Pour la prochaine période tarifaire, GRTgaz propose que ses efforts de productivité soient mesurés en fonction du volume effectif de capacités commercialisées, ce qui impliquerait de distinguer la hausse des charges liée à l'accroissement prévisionnel de l'activité de GRTgaz d'un objectif annuel de productivité à activité constante.

La proposition de GRTgaz apparaît complexe à mettre en œuvre. En effet, il est difficile de quantifier précisément l'effet de l'augmentation du niveau d'activité effectif d'un transporteur de gaz sur le niveau de ses charges d'exploitation. Toutefois, la CRE est favorable au développement d'indicateurs de suivi de l'évolution des coûts des GRT au regard de différents paramètres permettant de quantifier l'évolution de leur activité. Ces indicateurs pourront être publiés.

En conséquence, la CRE envisage, à ce stade, de maintenir la formule actuelle d'évolution des charges pour GRTgaz en mettant à jour l'objectif de productivité annuel et de définir une formule similaire pour TIGF. En outre, afin de renforcer l'incitation à la réalisation des efforts de productivité par les opérateurs, elle envisage de laisser à ces derniers l'intégralité des gains de productivité supplémentaires qu'ils pourraient réaliser au-delà de la trajectoire fixée.

**Question 2 : Etes-vous favorable à l'évolution du dispositif de régulation incitative des charges d'exploitation telle que définie ci-dessus ?**

#### 2.3.2. Régulation incitative relative aux investissements

##### 2.3.2.1. Régime d'incitation à la réalisation de certains investissements

Dans le cadre du tarif en vigueur, la CRE a mis en place un régime d'incitation à l'investissement pour les réseaux de transport de gaz fondé sur les principes suivants :

- la suppression de la prime de 125 points de base précédemment attribuée à tous les investissements sur le réseau de transport entrés en service à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004 ;
- l'attribution d'une majoration de 300 points de base, appliquée pendant dix ans, aux investissements sur le réseau principal qui permettent la création de capacités d'acheminement supplémentaires ou la réduction du nombre de zones d'équilibrage.

L'objectif de ce mécanisme était de mieux cibler les incitations à l'investissement, tout en offrant une meilleure visibilité aux GRT.

Concernant la prochaine période tarifaire, les GRT ont fait part de leur souhait de conserver le niveau de cette prime et de voir son périmètre élargi à d'autres investissements : intégration des marchés, apports de services à forte valeur ajoutée pour le marché voire environnement et sécurité des réseaux pour TIGF. Cela permet notamment de refléter, selon les GRT, le risque élevé de non recouvrement des charges de capital engagées, compte tenu de la mise à disposition du marché de capacités d'arbitrage entre sources d'approvisionnement.

La CRE considère, à ce stade, que :

- ce dispositif a été efficace : il a permis des investissements importants dans le transport de gaz pour accompagner l'ouverture du marché à la concurrence et l'intégration des marchés européens (décongestion de la zone GRTgaz Nord, *Open Seasons* Taisnières et France-Espagne, raccordement du terminal de Dunkerque LNG, Eridan). Ainsi, depuis sa mise en place, la prime de 3 % a été attribuée à un montant d'investissements de 2 285 M€ au cours de l'ATRT4 et de 469 M€ au cours de l'ATRT3 ;
- le coût élevé de l'énergie devient un enjeu important pour les consommateurs finals et pour leurs fournisseurs, particulièrement dans le contexte actuel de crise économique. Malgré la part faible du transport dans le prix final du gaz, la CRE considère qu'il est nécessaire de limiter les hausses des coûts des infrastructures de gaz ;
- le fonctionnement du marché s'est déjà nettement amélioré (toutes les interconnexions ont été renforcées, une part importante des congestions a été levée). La CRE considère, à ce stade de son analyse, que deux projets majeurs restent à réaliser pour permettre d'optimiser le fonctionnement du marché ;
  - le doublement de l'artère de Bourgogne, qui est un projet d'environ 575 M€ essentiel pour la fusion des zones Nord et Sud ;
  - l'odorisation décentralisée du gaz naturel, afin de permettre un flux physique de gaz de la France vers l'Allemagne ou vers la Belgique.

En conformité avec l'article L. 452-3 du code de l'énergie qui permet l'application de mesures incitatives destinées notamment à « *encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à [...] l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement* », la CRE envisage, à ce stade, de limiter l'attribution de la prime de 3 %, pour les investissements décidés lors de la prochaine période tarifaire, à ces deux projets. Cette prime reste acquise pour les projets en bénéficiant, décidés lors des précédents tarifs.

**Question 3 : Etes-vous favorable à l'évolution du périmètre de la prime d'incitation aux investissements ?**

#### 2.3.2.2. Régime d'incitation à la maîtrise des coûts d'investissements

Le tarif en vigueur ne prévoit pas de mécanisme *ex ante* de régulation incitative à la maîtrise des coûts d'investissements des GRT. Dans sa délibération du 22 décembre 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz, la CRE a introduit un mécanisme de régulation incitative du coût de ce projet. Ce mécanisme prévoit une modulation de la rémunération du projet en fonction de l'écart entre le coût prévisionnel et le coût réel du projet.

Le mécanisme de régulation incitative envisagé par la CRE, fondé sur celui retenu pour le raccordement du terminal de Dunkerque, est le suivant :

- un taux de rémunération qui dépend de l'écart entre un montant d'investissements de référence et le montant d'investissements réalisé ;
- une application de la prime d'incitation au développement de capacités de 3 % pour 10 ans plafonnée au budget prévisionnel, pour les projets bénéficiant de cette prime ;
- un arrêt de la rémunération des IEC, au-delà de la date de mise en service prévisionnelle.

GRTgaz n'est pas opposé à la mise en œuvre d'un dispositif incitant à la maîtrise des coûts d'investissements pour les projets présentant un budget supérieur à 200 M€. En revanche, il demande que le coût prévisionnel pris en compte par ce mécanisme corresponde à celui évalué à la suite des appels d'offres pour l'achat du matériel et la réalisation du projet. En effet, le GRT considère que certains coûts,

notamment de main d'œuvre et de matériaux, sont fortement dépendants de la conjoncture et donc non maîtrisables *a priori*.

La CRE considère à ce stade que les principes de régulation incitative fixés dans le cadre du projet de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque donnent lieu à un partage des risques équilibré entre les GRT et les utilisateurs.

La CRE envisage, en conséquence, d'étendre l'application de ce dispositif de régulation incitative, pour les deux GRT, à tout investissement significatif décidé durant la période tarifaire à venir. Les paramètres de ce mécanisme de régulation incitative seraient ajustés en fonction des spécificités de chaque projet et notamment de leur éligibilité, ou non, à la prime d'incitation au développement. Des paramètres d'indexation pourraient être pris en compte pour ajuster le coût prévisionnel des projets, afin de prendre en compte notamment l'évolution des coûts de l'acier.

**Question 4 : Etes-vous favorable à la mise en place d'un dispositif de régulation incitative des investissements tel que défini ci-dessus ?**

### **2.3.3. Régulation incitative de la qualité de service**

Dans le cadre tarifaire en vigueur, un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service a été mis en œuvre afin d'assurer une amélioration du service et des données fournies par les GRT, et de prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés aux opérateurs.

Ce mécanisme porte sur les domaines suivants : environnement, programme de maintenance, qualité de la relation avec les expéditeurs et qualité des allocations et des relèves.

Le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service est constitué de trois types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, avec publication des résultats ;
- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, avec publication des résultats et définition d'un objectif ;
- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, d'une publication des résultats et d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis. Ces incitations financières donnent lieu à des pénalités et/ou bonus reversés à travers le CRCP.

En cours de période tarifaire, la CRE a fait évoluer ce dispositif de régulation de la qualité de service en se fondant sur les retours d'expérience successifs.

Depuis 2009, GRTgaz et TIGF ont réalisé des progrès importants en matière de qualité de service. A titre d'exemple, la qualité des données mises à disposition des expéditeurs pour les aider à minimiser leurs déséquilibres s'est fortement améliorée. La qualité des mesures intra-journalières des consommations des industriels raccordés au réseau de transport de GRTgaz est ainsi passée d'environ 70% à 90% de conformité depuis janvier 2011. L'indicateur équivalent portant sur la relève journalière des industriels reste depuis juin 2011 à un niveau supérieur à 98 % de comptages conformes.

La CRE envisage de maintenir ce mécanisme de régulation incitative à la qualité de service en l'adaptant pour :

- réévaluer les objectifs et le niveau des incitations financières en fonction des résultats des GRT ;
- intégrer de nouveaux indicateurs liés à la publication de données par les GRT au titre de l'équilibrage des réseaux ;
- inciter financièrement les GRT à minimiser les écarts entre la réduction prévisionnelle de la disponibilité des capacités et la réduction effective des capacités liée au programme de maintenance ;
- introduire un indicateur relatif aux délais de raccordement.

**Question 5 : Que pensez-vous de l'évolution de la qualité de service de GRTgaz et TIGF ces dernières années ? Partagez-vous les évolutions envisagées ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?**

### **2.3.4. Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)**

Les tarifs en vigueur comprennent un CRCP permettant de corriger a posteriori tout ou partie des écarts de charges ou de produits constatés sur les postes suivants :

- les revenus liés à l'acheminement sur le réseau de transport ;
- les charges de capital ;
- les charges d'énergie motrice et les charges et produits relatifs aux quotas de CO<sub>2</sub> ;
- les produits de raccordement des centrales à cycle combiné gaz ;
- les incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service ;
- le contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF ;
- les résultats des audits conduits par la CRE ;
- l'écart entre l'inflation réelle et l'inflation prévisionnelle prise en compte pour la trajectoire de charges d'exploitation.

L'apurement du solde de ce compte s'opère sur une durée de quatre ans par une diminution ou une augmentation des revenus à recouvrer par les tarifs.

Ce dispositif a fonctionné comme prévu pendant l'« ATRT4 ».

GRTgaz et TIGF proposent de faire évoluer le mécanisme de CRCP en y incluant de nouveaux postes ou en modifiant les taux de couverture. Les propositions sont les suivantes :

- le revenu lié aux souscriptions en sortie des terminaux méthaniers couvert à 100 % (au lieu de 50 %) ;
- le revenu lié aux souscriptions sur les points du réseau amont hors PITS, PITTM, couvert à 80 % (au lieu de 50 %) si l'écart entre la réalisation et la prévision est inférieur ou égal à +/- 10 %, 100 %, sinon ;
- les impôts et taxes ;
- les produits de travaux à la demande de tiers aménageurs et de raccordement d'installations de production de biométhane ;
- les charges et les recettes liées aux contrats de prestations, et notamment pour GRTgaz le contrat de flexibilité avec Storengy, les contrats de flexibilité intra-journalière avec les opérateurs adjacents, le contrat de *swap* de gaz H en gaz B avec GDF Suez (y compris la part flexibilité relative au réseau B).

Concernant les éventuels mécanismes contractuels (en particulier les éventuels contrats d'engagement de flux) liés à la fusion des zones Nord et Sud, GRTgaz demande de mettre en place un mécanisme de recouvrement des écarts spécifique avec une fréquence d'apurement infra-annuelle.

La CRE note que les demandes des GRT auraient globalement pour effet d'augmenter fortement l'assiette des charges et des recettes couvertes par le CRCP. A ce stade, elle n'envisage pas de faire évoluer les postes couverts via le CRCP, à l'exception de la prise en compte des évolutions éventuelles du coût du contrat de *swap* de gaz H en gaz B en cas de variation des coûts de transport du gaz B de GDF Suez. Le poste « impôts et taxes » sera traité par la clause de rendez-vous. Les éventuels mécanismes contractuels liés à la fusion des zones Nord et Sud feront l'objet d'un dispositif spécifique.

## **2.4. Modalités de calcul des charges de capital**

### **2.4.1. Base d'actifs régulée (BAR)**

Les charges de capital comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation de la Base d'Actifs Régulée (BAR) qui est effectuée sur la base d'une méthodologie de type « coûts courants économiques » dont les principes essentiels ont été arrêtés par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

Les durées de vie retenues pour les principales catégories d'actifs industriels sont de :

- 50 ans pour les canalisations ;
- 30 ans pour les équipements de compression.

Les actifs sont réévalués au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice des prix à la consommation hors tabac en glissement de juillet à juillet, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages résidant en France.

Depuis 2006, la date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivant leur mise en service (au lieu du 1<sup>er</sup> juillet de l'année de leur mise en service pour les actifs mis en service antérieurement).

Le calcul de la BAR et des charges de capital pour la période de validité des tarifs prend en compte les prévisions d'investissements et de mises en services fournies par les opérateurs.

#### **2.4.2. Coût du capital**

Le coût du capital retenu pour les tarifs en vigueur est de 7,25 % (réel avant impôt).

La CRE réexaminera les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du coût du capital. Elle a notamment confié une étude à un consultant extérieur sur le coût moyen pondéré du capital pour les infrastructures électriques et gazières menée durant l'été 2011. De plus, elle mène régulièrement en interne des travaux d'évaluation des paramètres du taux de rémunération.

Dans le cadre des travaux tarifaires, les GRT ont commandité conjointement une étude auprès d'un consultant externe sur l'analyse de la rentabilité de l'activité de transport de gaz en France. Par ailleurs, TIGF demande que le taux appliqué à un actif individuel soit identique tout au long de sa durée d'amortissement.

La CRE s'appuiera sur l'ensemble de ces éléments pour fixer le coût du capital pour la prochaine période tarifaire.

#### **2.4.3. Le coût des immobilisations en cours (IEC)**

Le tarif en vigueur prévoit la couverture du coût des immobilisations en cours (IEC) au coût de la dette.

GRTgaz demande une rémunération des IEC sur la base du taux applicable à la BAR. Il considère que la rentabilité d'un projet tient compte des flux financiers sur la totalité de la vie du projet et non à partir de la date de sa mise en œuvre.

A ce stade, la CRE envisage de maintenir les conditions en vigueur de couverture des coûts des IEC, en cohérence avec une logique de financement de projet qui consiste à capitaliser les intérêts au coût de la dette. Cela permet également d'inciter financièrement les GRT à mettre en service au plus tôt les infrastructures en développement.

**Question 6 : Etes-vous favorable au maintien du taux de rémunération des immobilisations en cours fixé au coût de la dette ?**

### **2.5. Autres éléments**

#### **2.5.1. Traitement des coûts échoués**

Dans le cadre du tarif en vigueur, la valeur comptable résiduelle des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie (coûts échoués), ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont, qui ne pourraient être immobilisées si les projets concernés ne se réalisaient pas, sont intégrées dans les charges de capital à couvrir par le tarif. La prise en compte de ces coûts se fait au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs à la CRE. Les produits de cession éventuels relatifs aux actifs sont déduits, le cas échéant, de la valeur nette comptable couverte par les charges de capital.

Ce mécanisme a été mis en place, notamment, afin de faciliter la prise de décision pour les nouveaux investissements, en réduisant le risque financier à long terme pour les opérateurs.

GRTgaz prévoit une hausse importante du nombre et de la valeur des retraits d'inventaire au cours de la prochaine période tarifaire. La demande de GRTgaz et le traitement tarifaire des coûts échoués sont en cours d'analyse.

**Question 7 : Etes-vous favorable au maintien du mécanisme de couverture des coûts échoués ?**

**2.5.2. Coûts liés à la promotion de nouveaux usages de gaz et à l'innovation**

Le cadre tarifaire en vigueur ne couvre aucune dépense liée à des actions de promotion de nouveaux usages du gaz ou d'innovation.

Les GRT demandent pour le prochain tarif la prise en compte dans la trajectoire des charges d'exploitation de coûts liés à ces nouvelles activités, à l'instar de ce qui a été mis en place dans le dernier tarif de GrDF.

En application de ce principe, GRTgaz a demandé la couverture d'un plan d'actions de 8 M€ par an, reposant sur quatre axes :

- étude du potentiel de conversion de certains sites industriels utilisant actuellement le fioul ou le charbon vers le gaz naturel ;
- développement de nouveaux usages (amélioration de l'efficacité énergétique, limitation des émissions d'oxydes d'azote) et de nouvelles filières (bio-méthane, gaz de synthèse, complémentarité biomasse/gaz naturel) ;
- participation à un pilote d'injection d'hydrogène avec un acteur privé ;
- participation à un projet international de transport et de séquestration du CO<sub>2</sub>.

La CRE n'est pas opposée au principe de couverture de charges au titre du développement de nouveaux usages du gaz et de l'innovation, sous réserve qu'*a minima* les points suivants soient respectés :

- les GRT doivent démontrer, pour la partie promotion de nouveaux usages du gaz, que les actions menées permettront de générer des recettes supplémentaires conduisant, en net, à une baisse des tarifs de transport ;
- les GRT doivent garantir que les projets sont menés en toute indépendance par rapport à l'EVI ;
- le traitement des bénéfices éventuels de ces actions, à court ou moyen terme, devra être clarifié ;
- les aides éventuellement reçues par les GRT, au titre d'autres mécanismes de soutien, devront être déduits des coûts couverts par les tarifs de GRTgaz et TIGF.

Par ailleurs, les transporteurs proposent de mutualiser dans le tarif une partie des coûts de raccordements, afin de favoriser le raccordement de nouveaux clients et de nouvelles distributions publiques à leur réseau. Ce point est détaillé dans le paragraphe 4.3.4.1 de la présente consultation.

**Question 8 : Etes-vous favorable à la couverture par l'ATR5 de dépenses liées à la promotion de nouveaux usages du gaz et à l'innovation ?**

**Question 9 : Que pensez-vous des critères envisagés par la CRE ? Avez-vous d'autres propositions ?**

## 3. Niveau tarifaire

### 3.1. Bilan des tarifs ATRT4

#### 3.1.1. GRTgaz

##### 3.1.1.1. Evolutions tarifaires :

	2009	2010	2011	2012	Evolution moy. 10-12
<b>Revenu autorisé (en M€)</b>	1 334,9	1 366,7	1 414,1	1 483,3	+49,5
<b>Evolution tarifaire annuelle</b>	6,0 %	2,9 %	2,2 %	4,5 %	3,2 %
<b>Evolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril (sauf 2009)</b>	-	3,9 %	2,9 %	6 %	4,3 %

L'ATRT 4 prévoyait une hausse tarifaire de 2,8 % par an en moyenne sur la période 2010-2012. La hausse réellement constatée a été de 3,2 % par an du fait principalement de souscriptions de capacités inférieures aux prévisions initiales.

##### 3.1.1.2. Charges nettes d'exploitation :

Les charges d'exploitation nettes, hors énergie, réalisées en 2009, 2010 et 2011 sont en moyenne de 521,2 M€ par an, soit un écart de 25,8 M€ par an par rapport à la prévision tarifaire de 495,3 M€ par an en moyenne. Ces charges nettes réalisées ont augmenté de 8,3 % par an en moyenne sur la période 2009-2011, alors que l'évolution moyenne attendue sur cette période, qui intégrait un objectif de productivité sur les charges et une progression des recettes (raccordements, déplacements d'ouvrages, prestations à la demande de tiers, ...), était de 5,1 % par an en moyenne. Ces écarts portent principalement sur des postes de charges ou de produits qui ne sont pas inclus dans le CRCP.

Par ailleurs, GRTgaz a renforcé ses effectifs de manière significative sur la période 2009-2011, en passant de 2 733 à 3 062 employés, afin de tenir compte des effets de la 3<sup>ème</sup> Directive l'obligeant à exercer son activité de façon autonome. GRTgaz a notamment intégré, au 1<sup>er</sup> janvier 2011, 271 salariés précédemment rattachés au Centre de services partagés de la Branche infrastructure de GDF Suez.

Une analyse des charges d'exploitation réalisées pour la période 2009-2011 et estimées pour 2012 fait l'objet d'un audit mené par un consultant externe mandaté par la CRE.

##### 3.1.1.3. Charges de capital :

M €	2009	2010	2011	2012
<b>Investissements prévus</b>	573	487	436	756
<b>Investissements réalisés</b>	658	554	524	742 <sup>1</sup>

Entre 2009 et 2012, GRTgaz aura investi 2 478 M€ contre 2 252 M€ prévus dans le tarif, soit une hausse de 10 %. Ces investissements ont été approuvés chaque année par la CRE.

<sup>1</sup> Données prévisionnelles telles qu'approuvées par la CRE dans sa délibération du 10 juillet 2012  
12/28

<b>M €</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b>Charges de capital prévues</b>	756	801	862	890
<b>Charges de capital réalisées</b>	743	812	861	913 <sup>2</sup>

Les charges de capital sont en ligne avec les prévisions de l'« ATRT4 ». Les principales mises en service de la période incluent notamment le projet Etrez, le renforcement de l'artère de Beauce, plusieurs stations de compression développées pour la fluidification du réseau et/ou pour la mise aux normes environnementales.

<b>M €</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b>BAR au 1/1/n prévisionnelle</b>	5 934	6 346	6 933	7 045
<b>BAR au 1/1/n réelle</b>	5 796	6 279	6 587	6 850

L'écart de BAR entre le prévisionnel « ATRT4 » et le réalisé s'explique principalement par l'écart entre le taux d'inflation prévisionnel et réalisé.

#### 3.1.1.4. Souscriptions 2009-2012 :

Les souscriptions de capacités ont été inférieures aux prévisions initiales de l'« ATRT4 ». Alors que le tarif prévoyait initialement une hausse moyenne des souscriptions de 1,9 % par an entre 2009 et 2011, les souscriptions n'ont progressé que de 0,3 % par an en moyenne sur cette période.

Les souscriptions de capacité aval ont augmenté de 1 % sur la période. Les souscriptions aux PITD ont été plus faibles que prévu du fait de l'orientation à la baisse des consommations de gaz en distribution. Les souscriptions des clients industriels ont moins progressé que prévu du fait de la crise économique et certains projets de centrales électriques ont été retardés ou annulés. En outre, les souscriptions aux PITS ont fortement diminué.

Les souscriptions de capacités amont ont diminué de 1,1 %, les expéditeurs ayant optimisé leurs souscriptions de capacité de façon plus marquée que prévue.

#### 3.1.1.5. CRCP 2011-2012 :

GRTgaz estime que le CRCP de la période 2011-2012 s'élève à -46,2 M€. Ce montant sera restitué à GRTgaz sur la période tarifaire à venir avec un apurement annuel de 13,1 M€ par an, sous réserve que les prévisions de GRTgaz pour 2012 soient confirmées par la CRE. Ce montant est compensé en partie par l'apurement du CRCP 2009-2010, dont le montant de -8,4 M€ par an sera soustrait du revenu autorisé de GRTgaz sur la période 2013-2014.

### 3.1.2. TIGF

#### 3.1.2.1. Evolution tarifaire

	<b>2009-2010</b>	<b>2011-2012</b>
<b>Revenu autorisé (M€)</b>	179,5	167,5
<b>Evolution tarifaire</b>	+10,0 %	-10,2 %

<sup>2</sup> Valeurs en cours d'analyse

Compte tenu des incertitudes liées à la trajectoire des charges d'exploitation prévisionnelles de TIGF pour les années 2011 et 2012, le tarif d'acheminement sur le réseau de TIGF a été fixé en 2008 pour une période limitée à deux ans (2009-2010). Un nouveau tarif d'utilisation du réseau de transport de TIGF a donc été élaboré en 2010 pour la période 2011-2012, avec une entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2011.

Les prévisions d'évolution du tarif de TIGF faites en 2008 se sont révélées trop élevées, ce qui a conduit à une baisse de 10,2 % du tarif au 1<sup>er</sup> avril 2011.

### 3.1.2.2. Charges nettes d'exploitation

Les charges d'exploitation nettes réalisées 2011 sont de 59,6 M€, soit un écart de 5,7 M€ par rapport à la prévision tarifaire de 54 M€. Cet écart porte principalement sur des postes de charges qui ne sont pas inclus dans le CRCP.

TIGF a renforcé ses effectifs de manière significative sur la période 2009-2011, en passant de 338 à 390 employés, afin de tenir compte des effets de la 3<sup>ème</sup> Directive, de nouvelles charges liées à la sécurité et d'une augmentation de son activité de transport de gaz.

Une analyse des charges d'exploitation réalisées en 2011 et estimées pour 2012 fait l'objet d'un audit mené par un consultant externe mandaté par la CRE.

### 3.1.2.3. Charges de capital

M €	2011	2012
<b>Investissements prévus</b>	81	146
<b>Investissements réalisés</b>	86	144 <sup>3</sup>

Le montant des investissements réalisés sur la période est en ligne par rapport aux prévisions de l'« ATRT4 » : entre 2011 et 2012, TIGF aura investi 230 M€ contre 227 M€ prévus.

Les principaux investissements de développement réalisés sur la période 2011-2012 comprennent l'artère du Béarn ainsi que le renforcement des capacités aux interconnexions France-Espagne consécutifs à l'*Open Season* 2013.

M €	2011	2012
<b>Charges de capital prévues</b>	128	135
<b>Charges de capital réalisées</b>	127	136 <sup>4</sup>

Les charges de capital sont également en ligne avec les prévisions tarifaires. Les mises en service réalisées sont conformes aux prévisions retenues dans le tarif.

M €	2011	2012
<b>BAR au 1/1/n prévisionnelle</b>	998	1 023
<b>BAR au 1/1/n réelle</b>	984	1 011 <sup>5</sup>

<sup>3</sup> Données prévisionnelles telles qu'approuvées par la CRE dans sa délibération du 10 juillet 2012

<sup>4</sup> Valeur en cours d'analyse

<sup>5</sup> Valeur en cours d'analyse

#### 3.1.2.4. *Souscriptions 2009-2012*

Sur la période 2009-2010, les souscriptions de capacités ont été supérieures de 2,5 % par an en moyenne par rapport aux prévisions tarifaires. Si les souscriptions effectives sur le réseau principal ont été supérieures aux prévisions de 11,6 %, celles sur le réseau régional de TIGF (y compris en sortie du réseau principal) ont été inférieures aux prévisions de 4,3 %.

En 2011, les souscriptions de capacités ont été inférieures de 0,6 % par rapport aux prévisions tarifaires.

#### 3.1.2.5. *CRCP 2011-2012 :*

TIGF estime le CRCP pour la période 2011-2012 à -11,4 M€. Ce montant sera restitué à TIGF sur la période tarifaire à venir avec un apurement annuel de 3,2 M€ par an, sous réserve que les prévisions de TIGF pour 2012 soient confirmées par la CRE. Ce montant est compensé par l'apurement du CRCP 2009-2010 dont le montant de -12,6 M€ par an sera soustrait au revenu autorisé de TIGF sur la période 2013-2014 (soit un total de 9,4 M€ par an).

### 3.2. **Demandes des opérateurs**

Les demandes tarifaires des opérateurs sont en forte hausse par rapport au tarif en vigueur. Les principaux facteurs de hausse sont :

- la mise en service d'investissements importants décidés au cours des périodes tarifaires précédentes (renforcements des réseaux, nouvelles exigences de sécurité et d'environnement), partiellement compensée par de nouvelles souscriptions de capacités ;
- la mise en œuvre du modèle GTI renforçant l'indépendance des opérateurs par rapport à leur maison mère ;
- l'augmentation des impôts, taxes et charges sociales ;
- des demandes concernant des activités nouvelles (promotion de nouveaux usages du gaz, innovation).

#### 3.2.1. **Demande de GRTgaz**

##### 3.2.1.1. *Charges d'exploitation prévisionnelles*

Les charges d'exploitation nettes hors énergie prévues par GRTgaz sont en moyenne de 716,3 M€ par an pour la période 2013-2016. Ce montant est en hausse de 35 % par rapport au niveau de charges prévu dans le tarif actuel pour l'année 2012. GRTgaz justifie cette évolution par les éléments suivants :

- une évolution de la fiscalité et des charges sociales ;
- la mise en œuvre de la 3<sup>ème</sup> Directive, en application du Code de l'énergie (internalisation de fonctions support, systèmes d'information propres à GRTgaz, etc.) ;
- la valorisation, à hauteur de 37 M€ par an, de la flexibilité fournie par GDF Suez à GRTgaz pour le réseau B, dans le cadre du contrat de swap de gaz H en gaz B ;
- des efforts de recherche dans des technologies innovantes (4 M€ par an) ;
- une démarche de promotion des différents usages du gaz (4 M€ par an) ;

GRTgaz anticipe une hausse de ses effectifs sur la période 2013-2016.

<b>M€ courants</b>	<b>2012 ATRT4</b>	<b>2012 estimé GRTgaz</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>Moy. 2013-14</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Moy. 2015-16</b>
Charges d'exploitation nettes	624,4	712,7	824,7	842,8	833,8	852,9	881,5	867,2
<i>dont énergie</i>	89,8	95,2	120,2	132,1		140,4	143,8	

### 3.2.1.2. Charges de capital normatives

Les données fournies par GRTgaz ont été calculées à cadre de régulation inchangé. L'ensemble de ces données est en cours d'analyse par la CRE.

<b>M€</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>BAR au 1/1/n</b>	7 105	7 592	7 982	8 906
<b>Charges de capital</b>	975,1	1 057,2	1 127,8	1 239,8
<b>Investissements hors subventions</b>	908	675	859	726

Le niveau des investissements prévus pour la prochaine période tarifaire est en hausse par rapport aux années précédentes. GRTgaz prévoit d'investir en moyenne 792 M€ par an sur l'« ATRT5 » contre 620 M€ par an réalisés sur l'« ATRT4 ». Les investissements de développement constituent près de 60 % de l'enveloppe globale des investissements sur la période, avec notamment la réalisation des ouvrages pour le raccordement du terminal de Dunkerque et le doublement de l'artère du Rhône (projet Eridan).

Ce développement des réseaux de transport, nécessaire pour améliorer le fonctionnement du marché et renforcer la sécurité d'approvisionnement, entraîne une hausse des charges de capital, qui n'est pas toujours compensée par des souscriptions de capacité supplémentaires. C'est le cas, par exemple, des ouvrages Arc de Dierrey (2015) et Eridan (2016) qui contribuent à la fluidification des réseaux de transport et faciliteront la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz.

### 3.2.1.3. Souscriptions prévisionnelles

#### Sur la période 2013-2014 :

GRTgaz prévoit une hausse des souscriptions de capacités de 2,4 % sur la période 2013-2014 par rapport à la période 2011-2012, due notamment aux engagements pris par les expéditeurs dans le cadre du développement des interconnexions avec l'Espagne (Larrau) et la Belgique (Taisnières).

Les souscriptions de capacités aux interconnexions, aux entrées depuis les terminaux méthaniers et aux liaisons sont en hausse de 9,5 %. Cette hausse est partiellement compensée par une baisse des souscriptions sur les autres points du réseau principal, notamment au niveau des stockages (-10,2 %).

Les souscriptions sur le réseau régional sont stables d'une période à l'autre (-0,1 %). Les souscriptions des industriels et aux PITD seraient respectivement en recul de 3,4 % et de 0,3 % tandis que les souscriptions des sites fortement modulés sont en hausse de 13,4 %.

#### Sur la période 2015-2016 :

GRTgaz prévoit une hausse des souscriptions de capacités de 1,8 % sur la période 2015-2016 par rapport à la période 2013-2014, due notamment aux engagements pris par les expéditeurs dans le cadre du développement des interconnexions avec l'Espagne (Biriadou) et la Belgique (Veurne) et de la mise en service du terminal de Dunkerque.

Les souscriptions de capacités aux interconnexions, aux entrées depuis les terminaux méthaniers et aux liaisons sont en hausse de 4,8 %.

Les souscriptions sur le réseau régional seraient stables d'une période à l'autre (-0,2 %). Les souscriptions des industriels et aux PITD seraient respectivement en recul de 1,2 % et de 1,8 % tandis que les souscriptions des sites fortement modulés seraient en hausse de 21 %.

### 3.2.1.4. Evolutions tarifaires :

#### Evolution du revenu autorisé

En M€ <sub>courants</sub> <sup>6</sup>	2012	2013	2014	Moy. 13-14	2015	2016	Moy. 15-16
OPEX nettes	624,4	824,7	842,8	<b>833,8</b>	852,9	881,5	<b>867,2</b>
CCN	890,4	975,1	1 057,2	<b>1 016,1</b>	1 127,8	1 239,8	<b>1 183,8</b>
Apurement CRCP antérieurs	-31,5	-8,4	-8,4	<b>-8,4</b>	-	-	-
Apurement CRCP 2011-2012	-	13,1	13,1	<b>13,1</b>	13,1	13,1	<b>13,1</b>
Revenu autorisé	1 483,3	1 804,5	1 904,7	<b>1 854,6</b>	1 993,8	2 134,4	<b>2 064,1</b>
évolution	-	+21,7 %	+5,6 %	<b>+25 %<sup>7</sup></b>	+4,7 %	+7,1 %	<b>+11,3 %<sup>8</sup></b>

#### Evolution du tarif d'utilisation du réseau :

Hors CRCP, la demande de GRTgaz pour l'« ATRT5 » conduirait à une hausse moyenne du tarif des capacités de transport de 17,4 % en 2013 puis à des hausses moyennes de 4,6 %, 4,2 % et 4,6 % en euros courants respectivement en 2014, 2015 et 2016. Courant juillet, GRTgaz a transmis à la CRE une trajectoire d'OPEX revue, induisant une hausse supplémentaire des OPEX de 14,8 M€ en 2013, soit une hausse du tarif de 18,4 % en 2013.

### 3.2.2. Demande de TIGF

#### 3.2.2.1. Charges d'exploitation prévisionnelles

Les charges d'exploitation nettes hors énergie prévues par TIGF sont en moyenne de 73,9 M€ par an pour la période 2013-2016. Ce montant est en hausse de 49 % par rapport au tarif 2012. TIGF justifie cette évolution par les éléments suivants :

- la mise en œuvre de la 3<sup>ème</sup> Directive, en application du Code de l'énergie (séparation des systèmes d'information entre TIGF et le Groupe Total, etc.) ;
- les effets liés aux codes de réseau européens ;

<sup>6</sup> Hypothèses d'inflation de GRTgaz de +1,9% par an

<sup>7</sup> Par rapport au revenu autorisé de 2012

<sup>8</sup> Par rapport au revenu autorisé moyen de 2013-2014

- les évolutions réglementaires (dispositions fiscales et sociales, nouvelles obligations de sécurité et d'environnement).

Sur la période 2013-2016, TIGF anticipe une nouvelle hausse importante de ses effectifs.

<b>M€ courants</b>	<b>2012 ATRT4</b>	<b>2012 Estimé TIGF</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>Moy. 2013-14</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Moy. 2015-16</b>
Charges d'exploitation nettes	54,0	60,6	72,5	77,4	75,0	81,2	87,3	84,3
<i>dont énergie</i>	4,2	5,9	5,7	5,2		5,6	6,2	

### 3.2.2.2. Charges de capital normatives

Les données fournies par TIGF ont été calculées à cadre de régulation inchangé. L'ensemble de ces données est en cours d'analyse par les services de la CRE.

<b>M €</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>BAR au 1/1/n</b>	1 136	1 258	1 303	1 448
<b>Charges de capital</b>	154	170	180	196
<b>Investissements hors subventions</b>	153	119	106	93

La trajectoire d'investissement est soutenue en début de période tarifaire. Les dépenses d'investissement de développement représentent plus de 50% des investissements prévus par TIGF sur la prochaine période tarifaire avec notamment le développement des interconnexions avec l'Espagne pour 2015.

La hausse de la BAR et des charges de capital est due à la mise en service de projets structurants décidés lors de l'ATRT4, tels que le renforcement des capacités aux interconnexions France-Espagne. Ces hausses sont compensées par les nouvelles capacités souscrites lors des *Open Seasons* 2013 et 2015.

### 3.2.2.3. Souscriptions prévisionnelles

Sur la période 2013-2014 :

TIGF prévoit une hausse des souscriptions de capacités de 14,1 % sur la période 2013-2014 par rapport à la période 2011-2012, due notamment aux engagements pris par les expéditeurs dans le cadre du développement de l'interconnexion à Larrau.

Les souscriptions de capacités aux interconnexions et aux liaisons sont en hausse de 46,2 %. Les souscriptions aux PITS sont en baisse de 14,9 %. Les revenus liés aux souscriptions sur le réseau régional seraient stables d'une période à l'autre.

Sur la période 2015-2016 :

TIGF prévoit une hausse des souscriptions de capacités de 2,7 % sur la période 2015-2016 par rapport à la période 2013-2014, due notamment aux engagements pris par les expéditeurs dans le cadre du développement de l'interconnexion à Biriadou.

Les souscriptions de capacités aux interconnexions et aux liaisons sont en hausse de 6,3 %.

Les revenus liés aux souscriptions sur le réseau régional seraient stables d'une période à l'autre.

### 3.2.2.4. Evolutions tarifaires

#### Evolution du revenu autorisé

En M€ <sub>courants</sub> <sup>9</sup>	Moy. 11-12	2013	2014	Moy. 13-14	2015	2016	Moy. 15-16
OPEX nettes	<b>131,8</b>	153,4	169,8	<b>161,6</b>	178,5	194,4	<b>186,4</b>
CCN	<b>54</b>	72,5	77,4	<b>74,9</b>	81,2	87,3	<b>84,3</b>
CRCP	<b>-18,3</b>	-9,4	-9,4	<b>-9,4</b>	3,2	3,2	<b>3,2</b>
Revenu autorisé	<b>167,4</b>	216,5	237,8	<b>227,1</b>	262,9	284,8	<b>273,8</b>
Evolution	-	+29,3 %	+9,8 %	<b>+35,6 %<sup>10</sup></b>	+10,6 %	+8,3 %	<b>+20,6 %<sup>11</sup></b>

#### Evolution du tarif d'utilisation du réseau :

La demande de TIGF conduirait à une hausse moyenne du tarif des capacités de transport de 18,6 % en 2013 puis à des hausses moyennes de 8,1 %, 10,4 % et 4,8 % en euros courants respectivement en 2014, 2015 et 2016.

### **3.2.3. Analyse préliminaire de la CRE sur les demandes des GRT relatives aux charges d'exploitation**

Les demandes des opérateurs comportent des trajectoires de charges d'exploitation en forte hausse. Une partie de cette hausse est liée à des facteurs externes objectifs, tels que les coûts de séparation des systèmes d'information, ou la hausse de la fiscalité et des charges sociales.

La CRE considère que les hausses présentées par les GRT devront être limitées au strict minimum et correspondre à une gestion efficace de leur activité, ce qui nécessite qu'ils s'engagent à réaliser des gains de productivité. La CRE s'appuiera sur les résultats de l'audit des charges d'exploitation actuellement en cours pour fixer aux GRT les objectifs de productivité, conformément à l'article L.452-3 du Code de l'énergie.

<sup>9</sup> Hypothèses d'inflation de TIGF de 2 % en 2013, puis 2,5 % les années suivantes

<sup>10</sup> Par rapport au revenu autorisé de la période 2011-2012

<sup>11</sup> Par rapport au revenu autorisé de la période 2013-2014

## 4. Structure tarifaire et services commercialisés par les GRT

### 4.1. Bilan de la structure tarifaire

La structure tarifaire d'ensemble mise en œuvre par le tarif « ATRT4 » a permis une amélioration significative du fonctionnement du marché français. Toutefois, cette structure n'a pas évolué en cours de période tarifaire comme cela avait été envisagé initialement.

Ainsi, si la zone Nord bénéficie d'un dynamisme et d'un niveau de concurrence satisfaisants tant sur le marché de gros que de détail, les PEG GRTgaz Sud et TIGF restent peu liquides. De ce fait, les consommateurs, notamment industriels, ne bénéficient pas de conditions de marché aussi attractives qu'en zone Nord.

Dans ses délibérations du 29 mai 2012 et du 19 juillet 2012, la CRE a tracé les perspectives d'évolution future de la structure contractuelle d'accès aux réseaux de transport de gaz :

- au 1<sup>er</sup> avril 2013, création d'un seul PEG Nord avec la fusion des zones d'équilibrage Nord H et Nord B ;
- en 2015 au plus tard, création d'un PEG Sud GRTgaz Sud – TIGF, les deux zones d'équilibrage des deux transporteurs pouvant être maintenues distinctes ;
- en 2018 au plus tard, création d'un PEG France.

### 4.2. Evolution de la structure contractuelle d'accès aux réseaux de transport de gaz

#### 4.2.1. Création d'une place de marché commune (PEG Nord) pour les gaz H et B

Cette évolution entraîne une perte de revenu liée à l'arrêt de la facturation du service de conversion, estimée à environ 8 M€ par an. La CRE envisage de répercuter ce manque à gagner sur l'ensemble des termes du tarif de GRTgaz, soit une hausse de ces termes, toutes choses égales par ailleurs, d'environ 0,5 %.

**Question 10 : Etes-vous favorable aux modalités de compensation de la perte de recettes envisagées par la CRE ?**

#### 4.2.2. Evolution des places de marché (PEG) GRTgaz Nord, GRTgaz Sud et TIGF

Afin de préparer les évolutions des PEG, la CRE travaillera avec les GRT sur la base des propositions suivantes pouvant être mises en œuvre au 1<sup>er</sup> avril 2013 :

- ramener à 100 €/MWh/jour (soit une réduction d'environ 1/3) le tarif à l'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF ;
- commencer le rééquilibrage des termes tarifaires aux PITS entre la zone Sud et la zone TIGF. La création d'un PEG commun à ces deux zones permettra le développement d'une concurrence effective entre les deux opérateurs de stockage actuellement présents. La CRE considère que les termes tarifaires aux PITS devront être harmonisés à cette échéance.

Ces évolutions entraîneront une perte de revenu. La CRE envisage de répercuter ce manque à gagner sur l'ensemble des termes du tarif de GRTgaz et TIGF. Elle s'assurera également que le tarif de transport du Nord de la France vers l'Espagne continue à refléter les coûts.

En outre, dans la perspective de création d'un PEG France à moyen terme, la CRE envisage de maintenir le tarif de la liaison Nord-Sud de GRTgaz à son niveau actuel en euros courants pendant la période tarifaire.

**Question 11 : Etes-vous favorable aux mesures envisagées par la CRE pour préparer l'évolution des PEG ?**

### 4.3. Evolution des services commercialisés par les GRT

Les évolutions proposées ci-dessous par les GRT sont issues des travaux réalisés par les opérateurs dans le cadre de la Concertation Gaz.

#### 4.3.1. Commercialisation des capacités journalières sur le réseau principal de GRTgaz

Les capacités journalières de GRTgaz sur le réseau principal (aux points d'entrée et sortie aux interconnexions et à la liaison Nord-Sud) sont aujourd'hui commercialisées par l'intermédiaire de plusieurs processus différents :

##### Capacités journalières fermes :

- premier arrivé, premier servi à partir du 21 du mois précédant le jour d'utilisation de la capacité jusqu'à la veille à 13h00 ;
- mise aux enchères des capacités disponibles, la veille entre 14h00 et 15h00 ;
- pour la capacité à la liaison Nord-Sud, le mécanisme de couplage de marché entre 16h30 et 17h30.

##### Capacités journalières interruptibles :

- *Use-It-Or-Lose-It* (UIOLI) à partir de 14h00 la veille jusqu'à 3h00 le jour même, qui permet de remettre à disposition les capacités souscrites mais non utilisées.

A ce stade, GRTgaz propose de simplifier le mécanisme de commercialisation des capacités journalières à partir du 1<sup>er</sup> avril 2013, en retenant les mécanismes suivants :

- premier arrivé, premier servi à partir du 21 du mois précédant le jour d'utilisation de la capacité jusqu'à la veille à 12h00 ;
- pour la capacité à la liaison Nord-Sud, le mécanisme de couplage de marché ;
- UIOLI à partir de 14h00 la veille jusqu'à 3h00 le jour même, prenant en compte les capacités souscrites non utilisées mais également les capacités disponibles non souscrites. Les capacités, objet du service d'UIOLI doivent être facturées selon leur qualité ferme ou interruptible.

A ce stade, la CRE est favorable à la proposition de GRTgaz.

**Question 12 : Etes-vous favorable aux mécanismes de commercialisation de la capacité quotidienne proposés par GRTgaz ?**

#### 4.3.2. Commercialisation des capacités interruptibles en sortie du réseau principal et sur le réseau régional de GRTgaz

Dans le cadre du tarif en vigueur, GRTgaz commercialise uniquement des capacités fermes en sortie du réseau principal. Cette capacité doit être supérieure ou égale à la somme des capacités fermes de livraison souscrites par un expéditeur. Un expéditeur a donc la possibilité de ne pas souscrire, en sortie du réseau principal, l'équivalent de la totalité des capacités de livraison fermes et interruptibles souscrites.

GRTgaz propose de compléter son offre et de commercialiser des capacités interruptibles de sortie du réseau principal. La souscription par l'expéditeur de ces capacités devra être supérieure ou égale à la souscription de capacités interruptibles de livraison.

Cette évolution permettrait aux expéditeurs, selon GRTgaz, d'adapter la nature des capacités souscrites (fermes et interruptibles) en sortie du réseau principal à la nature des capacités de livraison souscrites. Cette disposition permettrait, en particulier, aux expéditeurs disposant d'un foisonnement limité d'éviter de souscrire des capacités fermes en sortie du réseau principal en correspondance de capacités de livraison interruptibles en vue d'éviter de se voir facturer des pénalités de dépassement.

Compte tenu de la probabilité d'interruption limitée de ces capacités, GRTgaz propose de commercialiser les capacités annuelles interruptibles de sortie du réseau principal à 75 % du prix de la capacité annuelle ferme.

A ce stade, la CRE est favorable à la commercialisation de capacités interruptibles en sortie du réseau principal.

**Question 13 : Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz de commercialiser des capacités annuelles interruptibles en sortie du réseau principal ?**

**4.3.3. Evolution des règles tarifaires aux points d'interface transport terminaux méthaniers (PITTM)**

**4.3.3.1. Modalités de facturation des capacités d'entrée sur le réseau de transport à partir des terminaux méthaniers**

Aujourd'hui, tout expéditeur souscrivant un service « continu » auprès d'un gestionnaire de terminal méthanier régulé se voit attribuer une capacité annuelle ferme. Au début de chaque mois, GRTgaz calcule, pour chaque expéditeur, l'émission journalière maximale du mois précédent. Si celle-ci est supérieure à la capacité annuelle souscrite, alors GRTgaz lui facture une souscription mensuelle supplémentaire égale à la différence entre l'émission journalière maximale du mois précédent et la capacité annuelle, à un prix égal à 1/12<sup>ème</sup> de la capacité annuelle ferme.

GRTgaz a présenté au groupe de travail allocations de la Concertation Gaz les 16 mai et 19 juin 2012 une proposition d'évolution des règles d'allocation et de facturation aux PITTM<sup>12</sup> dont l'objectif est de concilier la demande des expéditeurs de résoudre les biais liés à la facturation ex-post des capacités mensuelles complémentaires avec la nécessaire préservation de l'équilibre du revenu de GRTgaz. En effet, les expéditeurs n'ont pas la maîtrise opérationnelle de leurs émissions de gaz aux terminaux méthaniers. Dans ce contexte, la facturation de capacité supplémentaire ne constitue pas un signal d'incitation pour l'expéditeur à ne pas dépasser ses capacités annuelles allouées.

GRTgaz propose d'allouer la totalité de la capacité ferme annuelle commercialisable à un PITTM aux utilisateurs des services continus au prorata de leurs capacités de regazéification souscrites, déduction faite des capacités de regazéification souscrites par les utilisateurs des services court terme des terminaux méthaniers (bandeau/spot).

La proposition de GRTgaz ne modifie pas la règle d'allocation pour les expéditeurs qui souscrivent un service « bandeau » ou « spot » auprès d'un gestionnaire de terminal méthanier : ceux-ci se voient attribuer automatiquement une capacité mensuelle égale à 1/30<sup>ème</sup> de la capacité de regazéification sur la même période de 30 jours.

En outre, GRTgaz ne facture plus de capacité mensuelle supplémentaire en cas d'émission supérieure à la capacité annuelle.

Par ailleurs, il est proposé de rendre plus lisible la répartition des capacités au PITTM Fos en distinguant les parts dévolues à Fos Tonkin et Fos Cavaou, tout en conservant un point d'entrée unique. GRTgaz propose de scinder la capacité d'entrée au PITTM Fos au prorata des capacités de regazéification commercialisables respectives de Fos Tonkin (164 GWh/j) et Fos Cavaou (246 GWh/j) en considérant la capacité annuelle d'entrée actuelle de 410 GWh/j et les capacités commercialisables respectives de regazéification de 5,5 Gm<sup>3</sup>/an pour Fos Tonkin et 8,25 Gm<sup>3</sup>/an pour Fos Cavaou.

A ce stade, la CRE considère que la proposition de GRTgaz ne permet pas de refléter l'usage effectif par les expéditeurs des capacités aux PITTM. Elle conduirait à s'éloigner du principe d'une tarification du transport de gaz à la capacité :

- les expéditeurs en service continu souscriraient plus de capacités que leurs besoins réels dans l'hypothèse d'une baisse des souscriptions sur les terminaux ;
- les dépassements de capacités (émissions supérieures à la capacité souscrite) ne seraient plus facturés.

En outre, le cas du PITTM de Dunkerque n'est pas traité.

**Question 14 : Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz concernant l'évolution des modalités de facturation des capacités d'entrée aux PITTM ?**

<sup>12</sup> Proposition jointe en annexe

#### 4.3.3.2. Commercialisation de capacités rebours quotidiennes aux PITT

GRTgaz propose d'introduire des capacités rebours quotidiennes aux PITT afin de simplifier le processus de partage des émissions entre expéditeurs souscrivant le service « continu », mis en œuvre par Elengy.

Ces capacités rebours permettraient à un expéditeur souscrivant au service « continu » de compenser une réduction de son émission non prévue par une entrée de gaz depuis le PEG, sans perturber l'émission au PITT des autres expéditeurs souscrivant un service « continu ». GRTgaz propose de facturer ce service au même prix que celui des capacités rebours aux points d'interconnexions, soit 1/800<sup>ème</sup> du prix de la capacité ferme annuelle aux PITT.

A ce stade, la CRE est favorable à cette proposition pour autant que l'accès à ces capacités soit limité aux expéditeurs des terminaux qui doivent compenser entre eux des quantités de gaz.

**Question 15 : Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz concernant la commercialisation de capacités rebours quotidiennes aux PITT ?**

#### 4.3.4. Modalités de couverture des coûts d'investissement et de maintenance liés aux ouvrages de raccordement pour GRTgaz et TIGF

##### 4.3.4.1. Modalités de couverture des coûts d'investissement liés aux ouvrages de raccordement

Actuellement, lors d'un raccordement aux réseaux de transport de gaz (construction d'un nouveau branchement et/ou d'un nouveau poste de livraison), un client industriel ou un gestionnaire de réseaux de distribution (GRD) paie l'intégralité des investissements réalisés par le GRT. Le client a la possibilité de payer soit au comptant soit sous la forme de redevances annuelles.

##### Proposition de GRTgaz :

Afin de favoriser le raccordement de nouveaux clients industriels et nouvelles distributions publiques à son réseau, GRTgaz propose, pour les nouveaux clients, de mutualiser dans le tarif une partie des coûts de raccordement :

- pour les clients industriels, ces derniers contribueraient au financement de l'investissement à hauteur de la différence, si elle est positive, entre le coût total du branchement et les recettes d'acheminement prévisionnelles sur 10 ans (liées aux prévisions de recettes consécutives aux souscriptions de capacités de sortie du réseau principal, d'acheminement sur réseau régional et de livraison). Les postes de livraison restent à la charge des clients. Les clients industriels auront l'obligation de faire souscrire par leur fournisseur ces capacités sur 10 ans ;
- pour les GRD, ces derniers contribueraient au financement de l'investissement à hauteur de la différence, si elle est positive, entre le coût total de raccordement (poste et branchement) et les recettes d'acheminement prévisionnelles sur 15 ans (sortie du réseau principal, réseau régional et livraison).

La mutualisation d'une partie des coûts de branchement des nouveaux clients industriels et d'une partie des coûts de raccordements des nouvelles distributions publiques conduirait à une hausse, estimée par GRTgaz à environ 0,10 - 0,15 % de l'ensemble des termes de son tarif.

##### Proposition de TIGF :

TIGF propose de mutualiser, à hauteur de 60 %, les coûts d'investissements liés aux nouveaux raccordements des clients industriels et GRD.

La CRE constate que ces propositions conduiraient, à court terme, à faire supporter une partie des coûts de raccordement des nouveaux clients par les clients existants. En revanche, si ces clients sont présents sur les réseaux de transport à l'issue de la période de remboursement des coûts de raccordement, ils généreront des recettes supplémentaires pour les GRT, et donc, toutes choses égales par ailleurs, une baisse des tarifs de transport. La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur ces propositions des GRT.

**Question 16 : Etes-vous favorable à la proposition des GRT concernant les modalités de couverture des coûts d'investissements liés aux ouvrages de raccordement ?**

#### 4.3.4.2. Modalités de couverture des coûts de maintenance liés aux ouvrages de raccordement

Actuellement, GRTgaz facture les coûts de maintenance liés à la réparation, au renouvellement et au remplacement (dites opérations 3R ou 2R) des équipements des postes de livraison (pour les industriels et les GRD) à travers une redevance annuelle égale à 5,5 % du coût de réalisation du poste de livraison concerné. Le client a toutefois la possibilité de payer une partie de ces opérations au coup par coup.

GRTgaz propose de transférer ces coûts (estimés à environ 6 M€ par an) dans le tarif de transport sur le terme de livraison aux points d'interface transport distribution (PITD). Cette évolution conduirait, toutes choses égales par ailleurs, à une augmentation de 2 €/MWh/j/an et porterait le terme à 29,6 €/MWh/j/an

TIGF propose de transférer une partie des coûts de maintenance sur les termes de livraison aux points d'interface consommateurs et aux PITD. Cette évolution conduirait à une augmentation de 21,6 €/MWh/j/an du terme de livraison aux points d'interface consommateur et le porterait à 32 €/MWh/j/an. Aux PITD, le terme de livraison subirait une augmentation de 12,7 €/MWh/j/an et serait porté à 26,6 €/MWh/j/an.

Pour les GRT, une telle évolution serait neutre sur le plan financier. Pour les utilisateurs du réseau, cette mutualisation conduirait à ne pas refléter les coûts réels qu'ils génèrent alors que les GRT sont en mesure d'identifier facilement les coûts imputables à chaque utilisateur.

A ce stade, la CRE n'est pas favorable à cette proposition.

**Question 17 : Etes-vous favorable à la proposition des GRT concernant les modalités de couverture des coûts de maintenance liés aux ouvrages de raccordement ?**

#### 4.3.5. Commercialisation de capacités mensuelles aux points d'interface transport stockages (PITS) sur les réseaux

TIGF propose de commercialiser des capacités mensuelles aux PITS. Ce produit permettrait la commercialisation de capacités mensuelles au niveau des stockages, qui permettraient par exemple à l'expéditeur d'acquies de la capacité d'injection sur un mois donné et de la capacité de soutirage sur un mois différent.

TIGF propose d'appliquer le principe d'allocation automatique de la capacité existant aux PITS. Il propose de facturer cette nouvelle capacité 1/8<sup>ème</sup> du prix de la souscription annuelle.

En tout état de cause, si cette évolution est retenue, elle s'appliquera également au réseau de GRTgaz.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur cette proposition.

**Question 18 : Etes-vous favorable à la proposition de TIGF concernant la commercialisation des capacités mensuelles aux PITS ?**

#### 4.3.6. Conséquences de l'amélioration du comptage au PITD de Paris

En l'absence de compteur aux points de livraison en entrée du PITD de Paris (consommation annuelle de 68 TWh environ à climat moyen), les quantités de gaz livrées par GRTgaz à ce PITD étaient jusqu'à présent déterminées chaque jour par une méthode indirecte de calcul de bilan. Ce calcul prend en compte les mesures de quantités de gaz entrantes et sortantes sur le réseau principal de la région Ile-de-France et de l'Oise : les injections et soutirages des stockages, les échanges avec les autres régions, les consommations de clients industriels raccordés au réseau de transport sur la zone considérée, les livraisons aux autres PITD disposant d'un ou de plusieurs compteurs, les consommations propres du GRT ainsi que les variations de stock en conduite.

Afin d'améliorer la précision et la qualité des mesures des quantités de gaz livrées au PITD de Paris, GRTgaz a lancé un programme d'équipement en comptage de 120 postes en entrée du réseau régional, finalisé depuis la fin de l'année 2010.

Sur la base d'une année et demie d'historique, les analyses menées par GRTgaz de comparaison entre les deux méthodes de détermination des quantités de gaz livrées au PITD de Paris montrent que :

- les incertitudes de comptage seraient réduites de moitié et la qualité des allocations au PITD s'améliorerait avec la méthode de calcul prenant en compte les mesures issues des 120 compteurs en entrée du réseau régional ;
- les quantités de gaz livrées par GRTgaz à GrDF au PITD de Paris, calculées par cette dernière méthode, sont inférieures d'environ 1,3 TWh par an à celles déterminées par la méthode actuelle de calcul de bilan au niveau du réseau principal.

La méthode de calcul prenant en compte les mesures issues des 120 compteurs améliore la précision et la qualité des mesures des quantités de gaz livrées au PITD de Paris. La CRE est donc favorable à l'utilisation de cette méthode dès 2013, en remplacement de la méthode de calcul par bilan au niveau du réseau principal.

Les conséquences de ce changement de méthode devront être prises en compte par le prochain tarif ATRT5 de GRTgaz et par le tarif ATRD4 de GrDF :

- pour GRTgaz, une hausse d'environ 1,3 TWh de son EBT<sup>13</sup>, soit une hausse des charges à couvrir par le tarif ATRT5 estimée à ce stade à environ 35 M€ par an ;
- pour GrDF, une baisse d'environ 1,3 TWh des pertes, soit une baisse des charges à couvrir par le tarif ATRD4 d'environ 35 M€ par an. Le taux de pertes de GrDF sera d'environ 0,33 %.

La prise en compte de la nouvelle méthode dans le tarif ATRT5 de GRTgaz et dans le tarif ATRD4 de GrDF sera simultanée, afin que cette opération soit neutre financièrement pour les consommateurs.

**Question 19 : Avez-vous des remarques à formuler concernant le comptage des volumes de gaz au PITD Paris ?**

#### **4.4. Anticipation de la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices européens**

Le Règlement (CE) n°715/2009 du 13 juillet 2009 prévoit que l'ENTSO<sup>14</sup> élabore des codes de réseau européens en déclinant les principes posés par l'ACER<sup>15</sup> dans ses orientations-cadres. Ces codes doivent permettre une harmonisation des règles de fonctionnement des réseaux de transport de gaz en vue de favoriser l'intégration des marchés. Ils peuvent être annexés au Règlement n°715/2009 après leur adoption par les Etats membres et devenir ainsi juridiquement contraignant.

##### **4.4.1. Code de réseau relatif à l'allocation des capacités (CAM)**

Le code de réseau sur l'allocation des capacités a été remis par l'ENTSO à l'ACER le 9 mars 2012. Il prévoit notamment la commercialisation groupée des capacités de sortie d'une zone et d'entrée sur une autre zone (*bundling*). Ces produits de capacités de durée annuelle, trimestrielle, mensuelle, journalière et infra-journalière seront vendus selon un système d'enchères ascendantes et suivant un calendrier standardisé. Les prix de réserve des différents produits proposés aux enchères devront correspondre à la somme des tarifs régulés s'appliquant à la capacité de sortie et d'entrée au point d'interconnexion concerné. En l'état, le code de réseau sur l'allocation des capacités prévoit une période de mise en œuvre de 18 mois à compter de son entrée en vigueur. L'échéance de mise en œuvre du code pourrait intervenir en 2015.

Les produits de capacités commercialisés en France sont conformes à ceux prévus dans le code de réseau. Deux évolutions seront toutefois nécessaires :

- la suppression des produits saisonniers actuellement commercialisés à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF et aux interconnexions avec l'Espagne ;
- l'introduction des produits trimestriels.

Concernant les produits saisonniers, la CRE envisage de suspendre leur commercialisation à compter du

<sup>13</sup> Ecart de bilan technique : différence, due principalement aux erreurs de comptage, entre les quantités de gaz mesurées en entrée et en sortie du réseau de GRTgaz

<sup>14</sup> European Network of Transmission System Operators for Gas (Réseau Européen des Gestionnaires de Réseaux de Transport de Gaz)

<sup>15</sup> Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie)

1<sup>er</sup> avril 2014. La tarification des capacités saisonnières sera maintenue dans la mesure où certaines de ces capacités ont été souscrites à long terme. Les détenteurs des capacités saisonnières pourront les convertir en capacités annuelles, lorsque les niveaux souscrits le permettent.

La CRE n'envisage pas d'anticiper à ce stade la mise en place des produits trimestriels dans la mesure où les travaux de l'orientation cadre Tarif ne sont pas finalisés. La CRE accueillera favorablement toute proposition d'expérimentation de la part des GRT.

Par ailleurs, la CRE n'envisage pas d'introduire, dès avril 2013, la commercialisation aux enchères des capacités à la liaison Nord-Sud et à l'interface GRTgaz Sud-TIGF, compte tenu de la disparition à moyen terme de ces produits. Au niveau des interconnexions, leur mise en œuvre nécessite des travaux complémentaires avec les opérateurs adjacents. La CRE accueillera également favorablement toute proposition d'expérimentation de la part des GRT.

#### **4.4.2. Lignes directrices relatives à la gestion des congestions (CMP)**

La Commission européenne a soumis à l'approbation des Etats membres des lignes directrices sur la gestion des congestions qui viennent compléter le code de réseau sur l'allocation des capacités. Ces lignes directrices prévoient notamment l'introduction d'un mécanisme incitatif de survente de capacité, dont le volume sera fixé au-delà de la capacité technique, sur la base de scénarios statistiques d'utilisation de la capacité contractée. En complément, le GRT doit prévoir un mécanisme de rachat de capacité afin d'assurer la fermeté des capacités vendues. Ces mécanismes devront être mis en œuvre à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2013.

Le dispositif de rachat de capacités par les GRT (« buyback ») pourra engendrer des charges potentiellement significatives et volatiles. GRTgaz propose de les traiter via un compte de régularisation des écarts qui ferait l'objet d'un traitement spécifique.

A ce stade, la CRE considère que ce sujet n'a pas fait l'objet de suffisamment d'analyse. Les modalités de mise en œuvre de ces dispositions feront l'objet de travaux en Concertation Gaz et d'une consultation publique de la CRE courant 2013.

**Question 20 : Avez-vous des remarques à formuler concernant l'anticipation de la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices européens ?**

**Question 21 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?**

## 5. Synthèse des questions

- Question 1 : Etes-vous favorable au maintien d'une période tarifaire de quatre ans ? Etes-vous favorable aux modalités de mise à jour envisagées ?
- Question 2 : Etes-vous favorable à l'évolution du dispositif de régulation incitative des charges d'exploitation telle que définie ci-dessus ?
- Question 3 : Etes-vous favorable à l'évolution du périmètre de la prime d'incitation aux investissements ?
- Question 4 : Etes-vous favorable à la mise en place d'un dispositif de régulation incitative des investissements tel que défini ci-dessus ?
- Question 5 : Que pensez-vous de l'évolution de la qualité de service de GRTgaz et TIGF ces dernières années ? Partagez-vous les évolutions envisagées ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?
- Question 6 : Etes-vous favorable au maintien du taux de rémunération des immobilisations en cours fixé au coût de la dette ?
- Question 7 : Etes-vous favorable au maintien du mécanisme de couverture des coûts échoués ?
- Question 8 : Etes-vous favorable à la couverture par l'ATR5 de dépenses liées à la promotion de nouveaux usages du gaz et à l'innovation ?
- Question 9 : Que pensez-vous des critères envisagés par la CRE ? Avez-vous d'autres propositions ?
- Question 10 : Etes-vous favorable aux modalités de compensation de la perte de recettes envisagées par la CRE ?
- Question 11 : Etes-vous favorable aux mesures envisagées par la CRE pour préparer l'évolution des PEG ?
- Question 12 : Etes-vous favorable aux mécanismes de commercialisation de la capacité quotidienne proposés par GRTgaz ?
- Question 13 : Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz de commercialiser des capacités annuelles interruptibles en sortie du réseau principal ?
- Question 14 : Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz concernant l'évolution des modalités de facturation des capacités d'entrée aux PITTM ?
- Question 15 : Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz concernant la commercialisation de capacités rebours quotidiennes aux PITTM ?
- Question 16 : Etes-vous favorable à la proposition des GRT concernant les modalités de couverture des coûts d'investissements liés aux ouvrages de raccordement ?
- Question 17 : Etes-vous favorable à la proposition des GRT concernant les modalités de couverture des coûts de maintenance liés aux ouvrages de raccordement ?
- Question 18 : Etes-vous favorable à la proposition de TIGF concernant la commercialisation des capacités mensuelles aux PITS ?
- Question 19 : Avez-vous des remarques à formuler concernant le comptage des volumes de gaz au PITD Paris ?
- Question 20 : Avez-vous des remarques à formuler concernant l'anticipation de la mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices européens ?
- Question 21 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 21 septembre 2012:

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dirgaz.cp2@cre.fr](mailto:dirgaz.cp2@cre.fr) ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des infrastructures et des réseaux de gaz : + 33.1.44.50.42.03 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Une synthèse des contributions sera publiée par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que **la confidentialité et / ou l'anonymat des informations soient garantis**. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions suivantes en argumentant leurs réponses.