



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

## **CONSULTATION PUBLIQUE N° 2019-006 DU 27 MARS 2019 RELATIVE À LA STRUCTURE DU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA**

Les articles L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour préciser la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. La CRE peut procéder aux 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.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT6, est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2017, pour une durée d'environ 4 ans, en application de la délibération du 15 décembre 2016<sup>1</sup>.

Le tarif ATRT6, compte tenu de la mise en œuvre du règlement (UE) 2017/460 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport de gaz (ci-après « code de réseau Tarif »), doit être révisé en 2019 et le nouveau tarif ATRT7 doit entrer en vigueur au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 2020. En application des dispositions du code de réseau Tarif, en particulier ses articles 26, 27, et 28, la CRE prévoit de raccourcir d'un an le tarif ATRT6 : au lieu de s'appliquer sur la période 2017-2020, il s'appliquera sur la période 2017-2019.

La CRE a engagé des travaux afin de définir le prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT7, qui s'appliquerait à partir du 1<sup>er</sup> avril 2020.

Concernant le stockage, le tarif d'utilisation des stockages souterrains de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit tarif ATS1, est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018 pour une période d'environ deux ans, soit jusqu'au 31 décembre 2019. Les articles L. 421-5-1 et L. 452-1 du code de l'énergie prévoient que la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes directement perçues par les opérateurs de stockage est compensée via le tarif ATRT, par un terme spécifique appelé terme tarifaire stockage. La CRE a également engagé des travaux afin de définir le prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit tarif ATS2, qui s'appliquera à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2020.

Compte tenu des besoins de visibilité exprimés par les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a lancé une consultation publique le 14 février 2019 concernant le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. La CRE souhaite également, dans la présente consultation publique, recueillir l'avis des parties concernées sur ses premières orientations concernant la structure du tarif ATRT7 ainsi que sur la compensation stockage. Par ailleurs, une autre consultation publique, portant sur la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel, est lancée conjointement.

### **Structure tarifaire du tarif ATRT7**

La structure du tarif ATRT7 doit être fixée de manière transparente et non discriminatoire. Elle doit refléter les coûts engendrés par les utilisateurs afin notamment d'éviter les subventions croisées entre catégories d'utilisateurs.

Le tarif ATRT6 satisfait déjà à la plupart des exigences du code de réseau Tarif, même si ce dernier n'était pas encore en vigueur au moment de son élaboration. Ce tarif a été élaboré de manière à aboutir à la couverture du revenu autorisé des gestionnaires de réseaux de transport tout en s'assurant que le niveau relatif des termes était

<sup>1</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF

cohérent et n'induisait pas de subvention croisée entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux de transport.

Le Conseil d'Etat a confirmé la décision de la CRE sur le tarif ATRT6 dans l'affaire qui opposait ENI S.p.A à la CRE. Le Conseil d'Etat considère notamment que la délibération de la CRE est non discriminatoire et ne crée pas de subvention croisée entre les expéditeurs alimentant les consommateurs nationaux et les expéditeurs utilisant le réseau à des fins de transit vers d'autres pays dès lors que le coût unitaire d'utilisation du réseau de transport est équivalent pour chacun des usages.

Pour le tarif ATRT7, la CRE envisage d'élaborer la grille tarifaire dans la continuité du tarif ATRT6, de telle sorte que les coûts unitaires du transit et de l'alimentation des consommateurs nationaux soient alignés, conformément au code de réseau Tarif.

La CRE envisage par ailleurs des évolutions concernant les offres amont et aval des gestionnaires de réseaux de transport notamment dans un objectif de simplification et de continuité avec le tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz. De plus, les GRT proposent également des modifications de l'offre pour permettre le transfert de capacités d'un point à un autre du réseau de transport, sous certaines conditions. La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs sur les évolutions envisagées.

### **Terme de compensation stockage**

Enfin, la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes directement perçues par les opérateurs de stockage, notamment aux enchères, est compensé *via* le tarif ATRT, par un terme spécifique appelé terme tarifaire stockage. La compensation est recouvrée en appliquant un terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale aux clients non-délestables et non-interruptibles raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz. Cette assiette de collecte a été définie dans un contexte de délais contraints de mise en œuvre de la réforme avec un double objectif de continuité économique et de prise en compte des apports des stockages pour les utilisateurs des réseaux de gaz dont l'alimentation ne peut être interrompue en cas de crise d'approvisionnement. Ce périmètre n'est toutefois pas en ligne avec le périmètre retenu par la DGEC pour le filet de sécurité et le périmètre de la régulation. La CRE souhaite en conséquence recueillir l'avis des acteurs sur une mise en cohérence des périmètres.

Paris, le 27 mars 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Un commissaire,

Christine CHAUVET

### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 30 avril 2019 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp7@cre.fr](mailto:dr.cp7@cre.fr) ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

**Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

**En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

## SOMMAIRE

<b>1.</b>	<b>CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>6</b>
1.1	COMPÉTENCES DE LA CRE.....	6
1.2	LES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES EN FRANCE.....	6
1.2.1	Les réseaux de transport de gaz en France .....	6
1.2.2	Les réseaux de distribution du gaz en France .....	7
1.2.3	Les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel en France .....	8
1.2.4	Les terminaux méthaniers.....	8
1.3	GRANDES PROBLÉMATIQUES EN TOILE DE FOND DE L'ÉLABORATION DES TARIFS DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION .....	8
1.3.1	L'approvisionnement de la France en gaz a peu évolué au cours des dernières années .....	8
1.3.2	Fin d'un grand cycle d'investissements avec la fusion des zones.....	9
1.3.3	La régulation des stockages souterrains de gaz naturel au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement .....	11
1.3.4	Des contrats de souscription de long terme aux interconnexions arrivent à échéance sur la période ATRT7 .....	11
1.3.5	Les perspectives de consommation de gaz naturel en France sont orientées à la baisse.....	12
1.3.6	Transition énergétique, biométhane et nouveaux usages type GNV .....	13
1.3.7	Les codes de réseau européens.....	13
1.3.8	Evolution de la concurrence sur le marché de détail .....	14
1.3.9	Stabilité de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux pour les consommateurs des réseaux aval .....	14
1.3.10	Synthèse : les enjeux de la structure des tarifs de réseaux de gaz.....	15
1.4	CALENDRIER DE TRAVAIL .....	16
1.5	OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	16
<b>2.</b>	<b>PISTES DE RÉFLEXION ET PROPOSITIONS D'ÉVOLUTION DE LA STRUCTURE DES TARIFS DE TRANSPORT.....</b>	<b>16</b>
2.1	STRUCTURE TARIFAIRE DU RÉSEAU PRINCIPAL (GRAND TRANSPORT) .....	16
2.1.1	Cohérence du calendrier avec les enchères organisées conformément au code de réseau CAM.....	16
2.1.2	Répartition des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de transport par usage de réseau .....	17
2.1.2.1	Classification des services rendus par les GRT .....	17
2.1.2.2	Equilibre entre les coûts et recettes affectables au réseau principal et au réseau régional des GRT .....	18
2.1.3	Méthodologie de détermination des termes tarifaires en grand transport.....	18
2.1.3.1	Les grands principes du code de réseau Tarif.....	18
2.1.3.2	Principe de la tarification à la capacité.....	19
2.1.3.3	Système entrée-sortie sur le réseau principal .....	19
2.1.3.4	Harmonisation des tarifs de GRTgaz et Teréga .....	19
2.1.3.5	Répartition des coûts et des recettes entre les points d'entrée et de sortie du réseau principal ..	20
2.1.3.6	Description de la méthode de calcul des termes tarifaires envisagée par la CRE.....	20
2.1.3.7	Principaux enseignements de la méthodologie proposée par la CRE.....	23
2.1.3.8	Comparaison à la méthode de référence (CWD) du Code de réseau Tarif .....	23
2.1.4	Requalification du PIR Jura en PIRR .....	23
2.1.5	Tarifification des capacités interruptibles .....	24

2.1.6	Evolution des termes tarifaires .....	25
2.1.7	Offre de transfert de capacités à prix préférentiel.....	26
2.1.8	Modalités de souscription des capacités aux PITTM.....	27
2.1.8.1	Modalités de souscription des capacités aux PITTM .....	27
2.1.8.2	Souscriptions des capacités au PITTM de Fos après 2020.....	29
2.1.8.3	Offre de <i>pooling</i> aux PITTM.....	29
2.2	STRUCTURE TARIFAIRE DU RÉSEAU RÉGIONAL.....	30
2.2.1	Tarifification du réseau régional .....	30
2.2.2	Evolution des modalités de souscription des capacités.....	30
2.2.2.1	Tarif des capacités intra-annuelles .....	30
2.2.2.2	Pénalités pour dépassement de capacité.....	31
2.2.2.3	Redistribution des pénalités pour dépassement de capacités .....	33
2.2.3	Offre d'acheminement interruptible à préavis court .....	33
2.2.4	Terme de proximité.....	34
2.2.5	Remise raccordement .....	35
2.3	MODALITÉS DE COLLECTE DE LA COMPENSATION STOCKAGE DANS LE TARIF ATRT .....	35
2.3.1	Rappel du principe de couverture des coûts du stockage .....	35
2.3.2	Assiette du terme tarifaire de stockage .....	36
2.3.3	Impact d'une extension aux consommateurs raccordés aux réseaux de transport du terme tarifaire de stockage .....	36
2.3.4	Analyse de la CRE .....	37
<b>3.</b>	<b>PRISE EN COMPTE DU DÉVELOPPEMENT DU BIOMÉTHANE SUR LES RÉSEAUX.....</b>	<b>38</b>
3.1	LA FILIÈRE BIOMÉTHANE SE DÉVELOPPE .....	38
3.2	ADAPTATION DES RÉSEAUX POUR ACCOMPAGNER LE DÉVELOPPEMENT DU BIOMÉTHANE.....	38
<b>4.</b>	<b>LISTE DES QUESTIONS.....</b>	<b>40</b>
	<b>ANNEXE 1 : COMPARAISON À LA MÉTHODE DE RÉFÉRENCE (CWD) DU CODE DE RÉSEAU TARIF .....</b>	<b>42</b>
	<b>ANNEXE 2 : DONNÉES PUBLIÉES PAR LES GRT.....</b>	<b>44</b>

## 1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

### 1.1 Compétences de la CRE

L'article L. 134-2, 4° du code de l'énergie donne compétence à la CRE pour préciser les règles concernant les « conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel [...], y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux [...] et les évolutions tarifaires [...] ».

Les articles L. 452-1, L. 452-1-1, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. En particulier, l'article L. 452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. En complément, l'article L. 452-3 dispose que « La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires [...] avec, le cas échéant, 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. [...] ».

### 1.2 Les infrastructures gazières en France

Le gaz naturel est importé et acheminé jusqu'aux zones de consommation par des infrastructures gazières essentielles au bon fonctionnement du marché et à la sécurité d'approvisionnement :

- les réseaux de transport ont un rôle multiple : ils permettent d'importer le gaz depuis les interconnexions terrestres avec les pays adjacents et les terminaux méthaniers, de l'exporter vers certaines interconnexions terrestres, de l'acheminer jusqu'aux réseaux de distribution et à certains consommateurs directs, et de l'injecter / soutirer dans les stockages souterrains ;
- les installations de stockage de gaz contribuent fortement à la gestion de la saisonnalité de la consommation, à la flexibilité nécessaire, et à la sécurité d'approvisionnement ;
- les terminaux méthaniers permettent d'importer du gaz naturel liquéfié (GNL) et de diversifier les sources d'approvisionnement en gaz naturel ;
- les réseaux de distribution acheminent le gaz depuis les réseaux de transport jusqu'aux consommateurs finals qui ne sont pas directement raccordés aux réseaux de transport.

#### 1.2.1 Les réseaux de transport de gaz en France

Il existe deux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de gaz naturel en France :

- GRTgaz, détenu à 75 % par Engie 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 32 414 km recouvrant une grande partie du territoire français à l'exception du sud-ouest. GRTgaz achemine environ 646 TWh de gaz par an ;
- Teréga, détenu par un consortium composé de Snam<sup>2</sup> (40,5 %), GIC<sup>3</sup> (31,5 %), EDF Investissement (18 %) et Prédica<sup>4</sup> (10 %), exploite, entretient et développe un réseau de transport de gaz à haute pression de 5 056 km situé dans le sud-ouest de la France. Teréga achemine environ 124 TWh de gaz par an.

Le réseau de transport de gaz naturel, infrastructure constituée de canalisations et de stations de compression, est composé :

- d'un réseau principal (ou amont), qui comprend l'ensemble des canalisations à haute pression et de grand diamètre qui relient les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers. Le réseau régional et les plus importants consommateurs industriels lui sont raccordés. Il s'étend sur plus de 9 500 km. Les flux y sont généralement bidirectionnels ;
- d'un réseau régional (ou aval) qui assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les consommateurs directement raccordés à ce réseau. Il s'étend sur près de 28 000 km. Les flux y sont unidirectionnels.

<sup>2</sup> Snam : gestionnaire d'infrastructures gazières italien.

<sup>3</sup> GIC : société de droit singapourien, spécialisée dans le capital-investissement.

<sup>4</sup> Prédica : société d'assurance-vie détenue en totalité par Crédit Agricole Assurances S.A.



Les utilisateurs des réseaux de GRTgaz et de Teréga ont recours au réseau de transport de gaz pour plusieurs usages : le transit, qui consiste à faire entrer du gaz sur ces réseaux (passage par un point d'entrée PIR ou PITTM) pour l'acheminer vers un autre pays (passage par un point de sortie PIR), et le transport domestique, qui consiste à acheminer du gaz destiné à être consommé sur le territoire national. Le gaz acheminé sur ces réseaux peut être injecté dans les stockages souterrains de gaz naturel, d'où il est ensuite soutiré.

Enfin, le gaz acheminé sur les réseaux de transport peut faire l'objet de transactions (achat/vente) entre expéditeurs sur la place de marché unique (*Point d'Echange de Gaz*, PEG).

Le réseau de transport achemine du gaz vers 1 123 points d'interface avec la distribution (PITD) sur le réseau de GRTgaz et 151 PITD sur le réseau de Teréga.

739 consommateurs finals sont directement raccordés sur le réseau de GRTgaz, dont 13 centrales à gaz, et 116 sur le réseau de Teréga.

### 1.2.2 Les réseaux de distribution du gaz en France

11,5 millions de consommateurs environ sont raccordés aux réseaux de distribution de gaz naturel. Ils sont alimentés par 26 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel, de tailles très inégales :

- GRDF distribue 96 % des quantités de gaz naturel distribuées et achemine le gaz naturel sur la majorité du territoire français ;
- 22 GRD de plus petite taille, aussi appelés entreprises locales de distribution (ELD) :
  - Régaz-Bordeaux et R-GDS qui représentent chacun 1,5 % environ des volumes de gaz distribués et acheminent le gaz naturel respectivement pour la ville de Bordeaux et 44 autres communes du département de la Gironde, et pour la ville de Strasbourg et 118 autres communes du département du Bas-Rhin (dont 80 en zone péréquée) ;
  - 20 autres GRD qui représentent au total 1 % des quantités de gaz distribuées et ne sont pas tenus par la loi de séparer juridiquement leurs activités de distribution et celles de production ou de fourniture ;
- 3 GRD dits « nouveaux entrants » pour la distribution de gaz naturel en France : Antargaz depuis octobre 2008, la SICAE de la Somme et du Cambrasis depuis avril 2010 et Séolis depuis juillet 2014 dont l'activité d'origine est respectivement la distribution de gaz propane et butane et la distribution d'électricité.

### 1.2.3 Les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel en France

Les 11 sites de stockages souterrains de gaz naturel en activité permettent de disposer d'un volume utile de stockage de 138,5 TWh et un débit de soutirage total de 2 375 GWh/j pour un remplissage de 45 % du volume utile. L'essentiel de la modulation hivernale est assuré par ces stockages qui permettent de couvrir près de 40 % des volumes de gaz consommés en France au cours de l'hiver. Ces infrastructures sont un élément clé pour l'approvisionnement gazier de la France, les interconnexions et les terminaux méthaniers français n'étant pas dimensionnés pour importer l'ensemble des besoins en gaz naturel lors d'une pointe de froid.

Il existe trois opérateurs de stockage souterrains de gaz naturel :

- Teréga, détenu par un consortium composé de Snam (40,5 %), GIC (31,5 %), EDF Investissement (18 %) et Prédica (10 %), exploite un site de stockage de gaz naturel composé des réservoirs de Lussagnet et d'Izaute, pour un volume utile de 33,1 TWh ;
- Storengy, filiale à 100 % d'Engie, détient et exploite un parc de 12 sites en France (dont 3 en exploitation réduite), pour un volume utile en exploitation de 102,1 TWh ;
- Géométhane, détenue par Storengy (50 %), CNP (49 %) et Géostock (1 %), détient le site de stockage de Manosque, d'un volume utile de 3,3 TWh.

### 1.2.4 Les terminaux méthaniers

Les terminaux méthaniers sont des infrastructures gazières portuaires qui réceptionnent le gaz naturel liquéfié (GNL) acheminé par bateau, le stockent sous forme liquide et le regazéifient pour l'injecter sur le réseau de transport de gaz naturel. Quatre terminaux méthaniers sont aujourd'hui en service en France, dont le terminal de Dunkerque, qui n'est pas régulé.

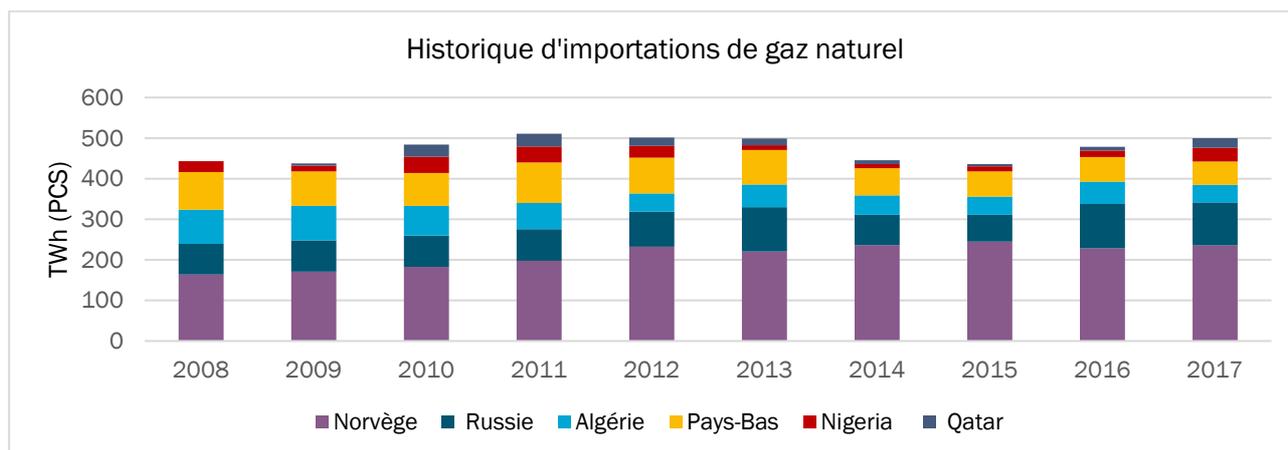
S'agissant des opérateurs régulés :

- la société Elengy, filiale à 100 % de GRTgaz, possède et exploite les terminaux de Montoir-de-Bretagne et de Fos Tonkin. Le terminal de Montoir, entré en service en 1980, a une capacité de regazéification de 10 milliards de m<sup>3</sup> par an. Le terminal de Fos Tonkin, entré en service en 1972, a une capacité de regazéification de 3 milliards de m<sup>3</sup> par an. Les souscriptions de long terme dans ce terminal arrivent à échéance fin 2020 : Elengy a lancé début 2019 une procédure d'appel à intérêt pour la souscription de nouvelles capacités sur la période 2021-2030 ;
- la société Fosmax LNG, filiale d'Elengy à 72,5 % et de Total Gaz Electricité Holding France (TGEHF) à 27,5 %, possède le terminal de Fos Cavaou. Fosmax LNG commercialise les capacités de regazéification du terminal. Son exploitation et sa maintenance sont confiées à Elengy. Le terminal de Fos Cavaou, entré en service au 1<sup>er</sup> avril 2010, a une capacité de regazéification de 8,25 milliards de m<sup>3</sup> par an.

## 1.3 Grandes problématiques en toile de fond de l'élaboration des tarifs de transport et distribution

### 1.3.1 L'approvisionnement de la France en gaz a peu évolué au cours des dernières années

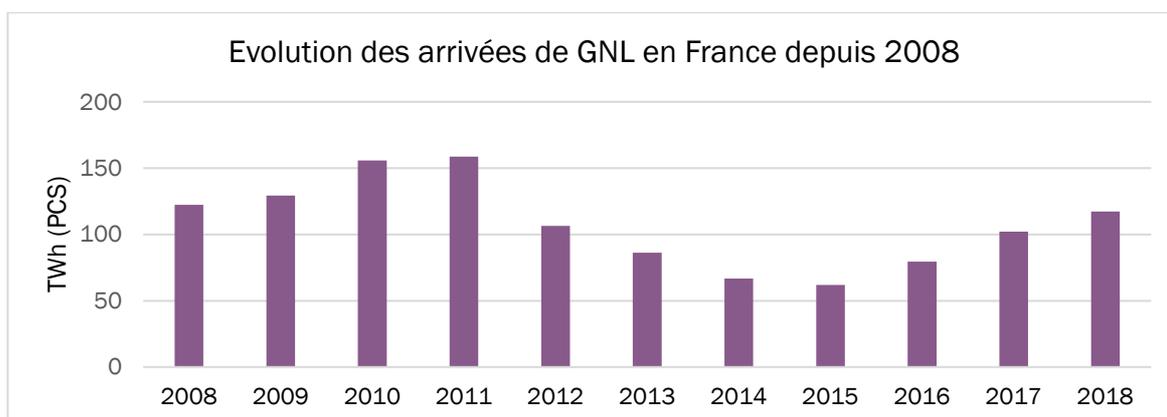
La France est entièrement dépendante des importations pour son alimentation en gaz naturel. La Norvège est depuis plusieurs années le premier pays fournisseur de la France, suivie par la Russie, les Pays-Bas et l'Algérie. Depuis le début des années 2000, le développement du marché mondial du GNL fait apparaître de nouvelles sources d'approvisionnement, tel que le Nigeria et le Qatar.



*Source : commissariat général au développement durable*

Les fluctuations de la valorisation du GNL, en particulier en Asie, ont un impact direct sur les arrivées de GNL en France, les cargaisons étant orientées par les acteurs vers les débouchés les plus rémunérateurs. Ainsi des prix du GNL élevés en Asie, favorisés par la croissance de la demande dans la zone, notamment à la suite de l'accident de Fukushima et à la demande pour la production d'électricité en Chine, ont conduit à un net recul des livraisons de GNL en France entre 2012 et 2015.

Avant la création d'une place de marché unique en France, les fluctuations du prix du GNL mondial avaient un impact direct sur le prix du gaz de la place de marché Sud (*Trading Region South, TRS*), dont l'approvisionnement dépendait à 40 % des apports en GNL dans les terminaux de Fos, conduisant ainsi à des décorrélations parfois importantes des prix des zones PEG Nord et TRS.



*Source : commissariat général au développement durable*

Le recul des prix du pétrole brut, sur lesquels sont indexés de nombreux contrats en Asie, observé à partir de 2015, a conduit à une baisse des prix du gaz en Asie favorisant une hausse relative de l'attractivité du marché européen, et donc un certain retour du GNL. Cette tendance a été renforcée par le développement de nouvelles capacités de liquéfaction du gaz à partir de 2016, notamment aux Etats-Unis et en Australie. Les émissions des terminaux méthaniers européens atteignaient ainsi en janvier 2019, un niveau qui n'avait plus été observé depuis juin 2011.

En outre, la mise en service des capacités de liquéfaction américaines et australiennes pourrait conduire pour les prochaines années à un excès d'offre par rapport à la demande mondiale de GNL, ce qui pourrait confirmer de manière plus durable le retour du GNL observé depuis 2018.

### 1.3.2 Fin d'un grand cycle d'investissements avec la fusion des zones

L'amélioration du fonctionnement du marché du gaz, qui est un objectif principal poursuivi par la CRE depuis sa création, a été permise grâce au renforcement de l'intégration avec les marchés voisins d'une part, et à la simplification progressive de l'organisation du marché français d'autre part. Ces deux axes ont nécessité des travaux de renforcement significatifs sur le réseau de transport, notamment pour réduire les congestions, ou pour accueillir de nouveaux actifs mis en service.

Des investissements ont été réalisés avec l'ensemble des pays frontaliers pour renforcer les interconnexions. Depuis 2005, la CRE a accompagné le développement des interconnexions gazières en s'appuyant sur les procédures

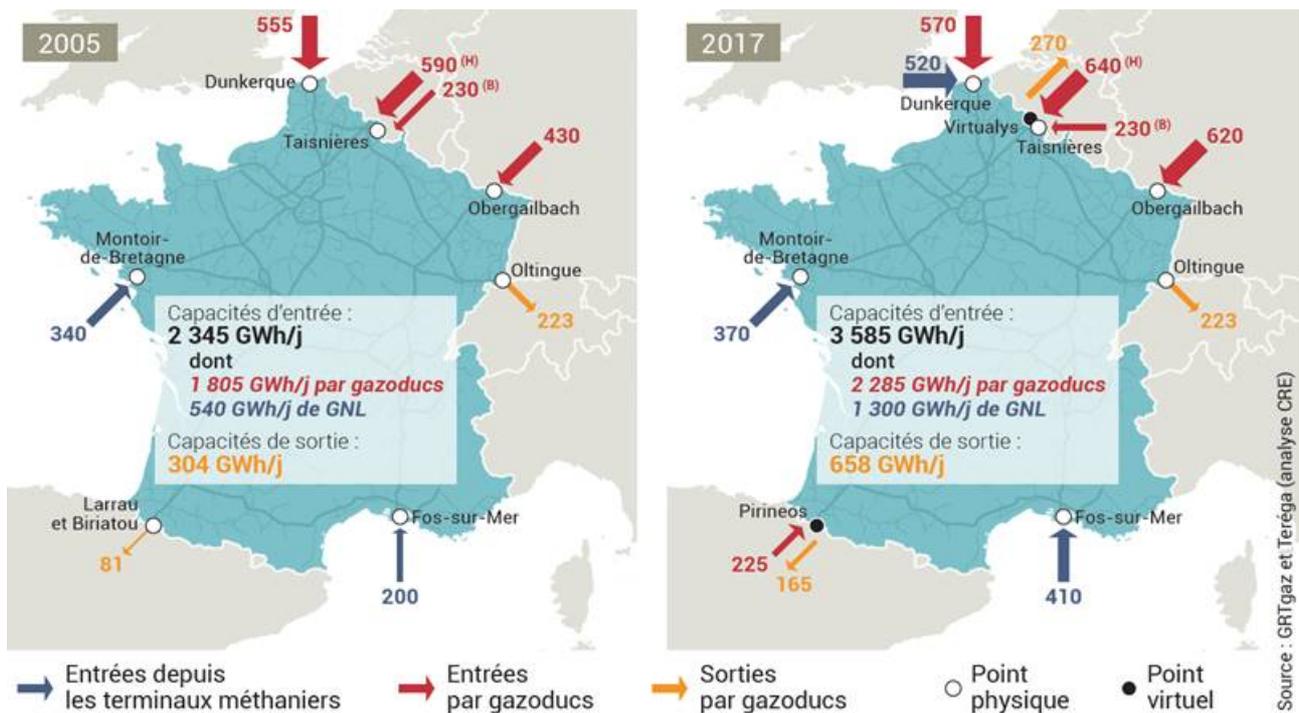
d'appels au marché (*open seasons*) qui ont permis de sécuriser le financement des projets. Ces *open seasons* ont permis de créer d'importantes capacités fermes d'interconnexion en entrée comme en sortie avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne. Le système gazier français est aujourd'hui flexible et bien intégré au reste du marché européen. Les acteurs de marché peuvent ainsi arbitrer entre différentes sources de gaz et faire face efficacement aux modifications éventuelles des schémas de flux.

Par ailleurs, la mise en service des terminaux de Fos Cavaou en 2010 et de Dunkerque en 2016 ont contribué à augmenter et à diversifier géographiquement les sources d'entrées du gaz naturel sur le réseau de transport.

L'étape finale de 15 années d'importants investissements a été atteinte avec la réalisation, au 1<sup>er</sup> novembre 2018, de la fusion des places de marché TRS et PEG Nord (« fusion des zones »), qui s'est appuyée sur un programme d'investissements conjoint de GRTgaz et de Teréga consistant à renforcer les artères Val-de-Saône et Gascogne-Midi. Les 190 km du programme Val-de-Saône permettent d'augmenter les capacités de transit de gaz entre le Nord et le Sud de la France, jusqu'à 250 GWh/j. Le renforcement Gascogne-Midi assure quant à lui une capacité de 140 GWh/j du Sud-Ouest vers le Sud-Est grâce à 62 km de canalisations et de nouvelles capacités de compression.

Cette place de marché unique, opérationnelle depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2018 clôt un cycle d'investissements majeur, qui a permis d'instaurer un prix unique sur les marchés de gros français, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français et de renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France, en améliorant l'accès aux différentes sources de gaz. L'Espagne et le Portugal, approvisionnés notamment par du gaz transitant par la France, en bénéficient également.

En 2019, la France dispose de points d'interconnexions terrestres avec la Belgique, l'Allemagne, la Suisse, et l'Espagne, et elle est directement connectée par le gazoduc Franpipe aux champs de production norvégiens situés en mer du Nord. La France dispose également de quatre terminaux méthaniens (Fos-Tonkin, Fos-Cavaou, Montoir-de-Bretagne et Dunkerque LNG).



La CRE considère que le réseau de transport français est maintenant suffisamment dimensionné. En outre, la stagnation de la consommation depuis 10 ans et sa baisse envisagée selon les différents scénarios des GRT à l'horizon 2030, notamment dans le cadre des objectifs de transition énergétique, conduisent pour l'avenir la CRE à être particulièrement vigilante dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement qui sera soumis par les GRT. Ils devront faire l'objet d'analyses coûts-bénéfices robustes afin d'éviter de faire porter au consommateur final des coûts inutiles.

**Question 1** Partagez-vous le bilan de la CRE sur le dimensionnement des réseaux français de transport de gaz naturel et sur la nécessaire prudence dans le lancement de nouveaux projets d'investissements ?

### 1.3.3 La régulation des stockages souterrains de gaz naturel au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement

La loi du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures a introduit une régulation du stockage de gaz naturel, afin de garantir le remplissage des stockages nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, tout en apportant la transparence sur les coûts du stockage. Le code de l'énergie prévoit dorénavant que :

- les capacités de stockage nécessaires à la sécurité d'approvisionnement du territoire sont fixées par le gouvernement dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ;
- les revenus des opérateurs de stockage correspondant à ces capacités sont régulés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018 : la CRE fixe ce revenu et peut mettre en œuvre des mesures incitatives ;
- les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères afin de capter la valeur marché des stockages de gaz naturel, selon des modalités approuvées par la CRE sur proposition des opérateurs de stockage ;
- la différence entre les revenus perçus directement par les opérateurs de stockage (principalement via les enchères) et leurs revenus autorisés est compensée par le tarif de transport de gaz.

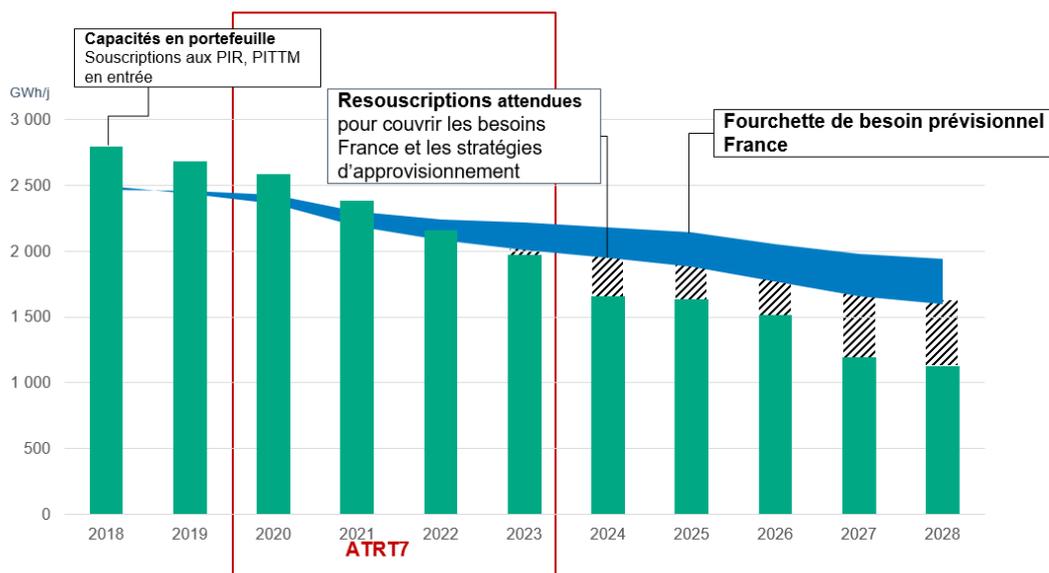
Les premiers résultats de la mise en œuvre de la réforme sont positifs avec, d'une part, des modalités de commercialisation aux enchères qui ont permis la souscription des capacités de stockages nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement, et d'autre part une baisse de près de 30 % du coût unitaire du stockage (ces derniers ont été ramenés à 5,2 €/MWh en 2018 au lieu de 7,5 €/MWh en moyenne en 2016).

### 1.3.4 Des contrats de souscription de long terme aux interconnexions arrivent à échéance sur la période ATRT7

Les capacités de transport aux interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne et l'Espagne ont été développées sur la base d'engagements de souscriptions de long terme de la part des expéditeurs dans le cadre de procédures d'*open seasons*. En outre, des capacités de long terme avaient été souscrites sur certaines interconnexions dans les premières années de l'ouverture des marchés à la concurrence.

Pendant la période tarifaire ATRT6, ces contrats de souscription de long terme étaient encore en vigueur, maintenant les taux de souscription des capacités aux interconnexions à des niveaux importants : les capacités fermes annuelles d'entrée aux PIR Taisnières, Dunkerque, Obergailbach et Pirineos sont souscrites à plus de 75%, tandis que les capacités fermes annuelles de sortie aux PIR Alveringem, Oltingue et Pirineos sont souscrites à des niveaux supérieurs à 80%.

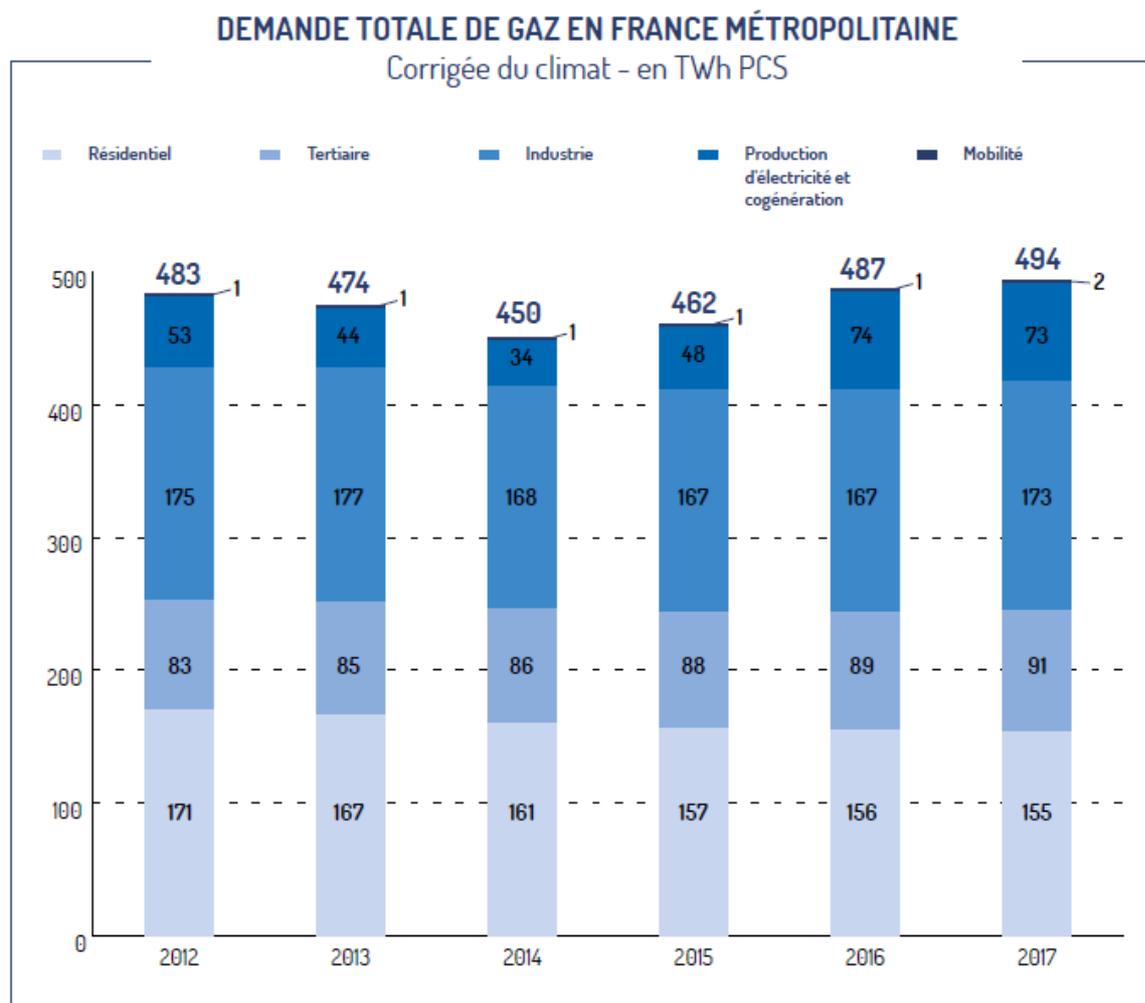
Cependant un certain nombre de ces engagements vont arriver à leur terme au cours de la période ATRT7. Le niveau d'utilisation réelle de ces points étant inférieur au niveau des capacités souscrites, les GRT anticipent qu'une partie des capacités de nouveau disponibles ne seront pas souscrites à court terme à l'échéance de ces engagements. Des baisses significatives des niveaux des capacités souscrites devraient ainsi être observées sur l'ensemble des points d'interconnexions des réseaux de GRTgaz et Teréga entre 2019 et 2023.



Source : GRTgaz

### 1.3.5 Les perspectives de consommation de gaz naturel en France sont orientées à la baisse

En 2017, la consommation totale de gaz (corrigée du climat) en France a atteint 494 TWh, en hausse de 1,4% par rapport à 2016. Après une période de baisse de la consommation sur le début de la décennie, les années 2015-2017 ont été caractérisées par une augmentation de la demande de gaz. Cette hausse s'explique notamment par un recours accru au gaz pour la production d'électricité. Entre 2008 et 2017, la consommation française de gaz naturel, corrigée du climat, a baissé d'environ 4 %.



*Source : bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2018-2035*

La première programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) portait sur les périodes 2016-2018 et 2019-2023. La prochaine PPE portera sur les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Le projet de PPE<sup>5</sup> a été publié le 25 janvier 2019 pour consultation.

Ce projet inclut notamment :

- la diminution de la consommation primaire de gaz naturel fossile de 19 % par rapport à 2012 pour atteindre 387 TWh<sup>5</sup> en 2028 ;
- une consommation totale de gaz à 420 TWh en 2028, grâce aux mesures de maîtrise de la demande en énergie.

Dans le bilan prévisionnel réalisé en 2018<sup>6</sup>, GRTgaz et Teréga ont élaboré quatre scénarios autour de deux axes (dynamisme de la transition énergétique et complémentarité des réseaux électriques et gaziers). Les GRT anticipent

<sup>5</sup> Projet pour consultation PPE

<sup>6</sup> <http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2019/Perspectives-Gaz-2018.pdf>

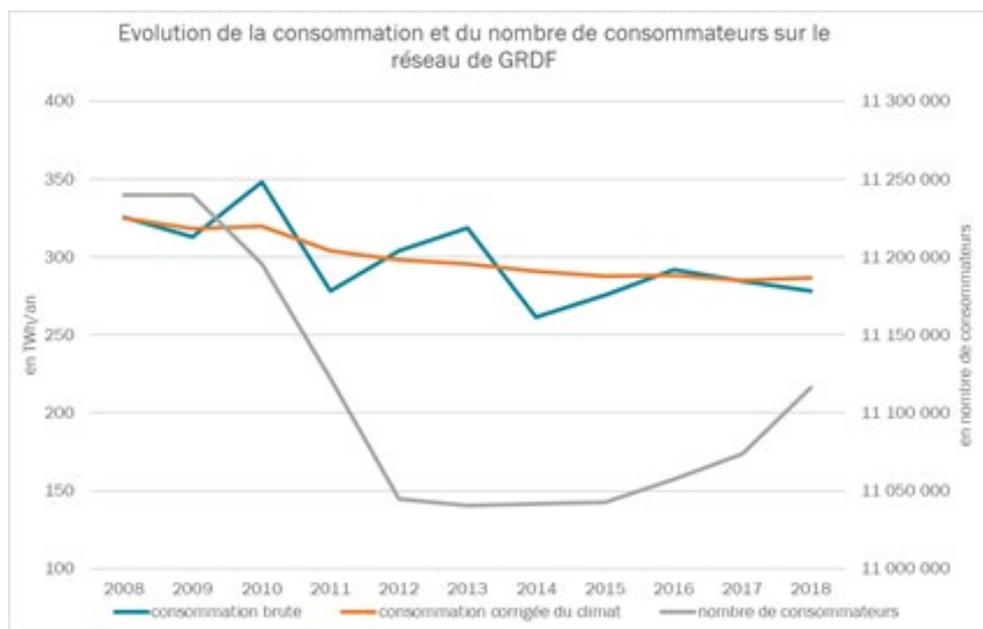
une diminution de la consommation dans trois scénarios sur quatre et un scénario de consommation quasi constante. Les quatre scénarios affichent une réduction importante de la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire et un développement de la mobilité gaz.

### 1.3.6 Transition énergétique, biométhane et nouveaux usages type GNV

La perspective de décroissance de la consommation de gaz s'inscrit dans le contexte plus large de la transition énergétique et des objectifs de réduction de la production de gaz à effet de serre (GES).

L'atteinte des objectifs de la PPE devra passer à la fois par une réduction de la consommation d'énergie, en particulier celle d'origine fossile, une adaptation des infrastructures à de nouveaux usages, et par une modification progressive du mix énergétique, incluant le développement du gaz renouvelable.

La réduction de la consommation d'énergie s'observe déjà, en particulier sur le segment des consommateurs résidentiels qui adoptent de nouveaux comportements afin de maîtriser leur demande de gaz.



Source : GRDF

Dans la tendance globale évoquée ci-dessus de réduction des consommations de gaz par les filières historiques, s'insèrent toutefois de nouveaux usages qui devraient atténuer cette baisse, sans pour autant remettre en cause les objectifs de réduction des émissions de GES au périmètre des énergies thermiques dans leur ensemble. La filière du gaz naturel pour véhicules (GNV et bioGNV) notamment est amenée à se développer.

Le projet de PPE mis en consultation en janvier 2019 fixe un objectif de 14 à 22 TWh de biogaz injectés dans les réseaux d'ici 2028. L'atteinte des objectifs en matière de biométhane injecté nécessitera un engagement budgétaire conséquent de la part de l'Etat (entre 7 et 9 Mds€ de dépense publique supplémentaire pour le développement de gaz renouvelable entre 2019 et 2028) ainsi qu'un volume important d'investissements dans les réseaux afin d'adapter ces derniers pour permettre l'accueil des nombreux sites de production.

Enfin, les opérateurs travaillent à la synergie entre les systèmes électriques et gaziers, notamment avec les démonstrateurs de *Power to gas*, qui pourraient permettre le stockage d'énergie électrique renouvelable.

### 1.3.7 Les codes de réseau européens

Les codes de réseaux européens ont vocation à harmoniser les règles de fonctionnement des marchés dans l'objectif de création d'un marché intégré du gaz à l'échelle européenne : à ce titre, ils instaurent des règles communes concernant les conditions techniques et commerciales de l'accès au réseau de transport de gaz.

Dans ses travaux et décisions relatifs aux règles de marché, la CRE veille à la bonne mise en œuvre de ces codes.

La CRE a décidé, dans sa délibération du 13 février 2014<sup>7</sup>, de préparer la mise en œuvre du code de réseau « CAM » (*Capacity Allocation Mechanism*)<sup>8</sup>, relatif aux règles d'allocation des capacités de transport de gaz, notamment en remplaçant l'ancienne attribution des capacités au prorata des demandes par le système d'enchères ascendantes

<sup>7</sup> Délibération de la CRE du 13 février 2014 portant décision relative à la mise en œuvre progressive du code de réseau européen sur l'attribution des capacités de transport de gaz aux points d'interconnexion entre zones entrée-sortie

<sup>8</sup> Règlement (UE) n° 984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz

prévu par le code CAM. Par ailleurs, pour la commercialisation des capacités de transport aux enchères, la plateforme PRISMA a été créée conjointement par 20 GRT issus de sept pays membres de l'Union européenne. Cette plateforme, accessible depuis le 1<sup>er</sup> avril 2013, est aujourd'hui utilisée par la majorité des GRT européens, dont GRTgaz et Teréga. Elle permet de vendre les capacités primaires et secondaires, selon le calendrier harmonisé et dans les conditions fixées par le code CAM.

Le code de réseau « Equilibrage »<sup>9</sup> est appliqué depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015 en France. Pour y parvenir, la CRE a préparé dès 2011<sup>10</sup> l'entrée en vigueur de ce code, en approuvant les trajectoires vers le système d'équilibrage cible proposées par GRTgaz et Teréga, et les évolutions de ce système, entre 2012 et 2015.

Les codes de réseaux Interopérabilité et CMP (*Congestion Management Procedure*) sont également appliqués par les GRT depuis 2015.

En plus de ces quatre codes de réseau déjà mis en œuvre en France, un cinquième, relatif à l'harmonisation des méthodologies de calcul des tarifs de transport du gaz est entré en vigueur le 4 avril 2017<sup>11</sup>.

Ce code de réseau a été élaboré par le réseau européen des GRT de gaz (ENTSOG, *European Network of Transmission System Operators for Gas*) sur la base des lignes directrices<sup>12</sup> publiées le 29 novembre 2013 par l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

Il fixe des objectifs de transparence et de non-discrimination en matière de calcul des tarifs de transport de gaz. Ainsi, les tarifs doivent être déterminés de manière à refléter les coûts réellement supportés par les GRT. Le recours à une méthodologie transparente permet de garantir au marché qu'il n'existe pas de subventions croisées entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau de transport (par exemple, entre les expéditeurs effectuant du transit et ceux livrant des consommateurs nationaux).

Les tarifs de transport actuellement en vigueur en France satisfont la plupart des exigences du code et respectent déjà largement le niveau de transparence qui est imposé par le code de réseau Tarif même si ce dernier n'était pas encore en vigueur au moment de son élaboration.

### 1.3.8 Evolution de la concurrence sur le marché de détail

Le bon fonctionnement des marchés de gros est essentiel au développement de la concurrence sur le marché de détail. En effet, l'amélioration de la liquidité et l'accès à des sources d'approvisionnement diversifiées permettent aux fournisseurs de proposer des offres compétitives. Depuis juillet 2007, le marché du gaz est ouvert à la concurrence pour l'ensemble des clients, professionnels comme particuliers.

Au 31 décembre 2018, les fournisseurs alternatifs alimentent 29 % des consommateurs, ce qui représente 58 % de la consommation nationale. A la même date, 61 % des sites ont souscrit une offre de marché (soit 90 % de la consommation nationale) :

- 6 392 000 sites sur un total de 10,7 millions des sites résidentiels sont désormais en offre de marché, soit 60 % des sites résidentiels ;
- la quasi-totalité des sites non résidentiels est en offre de marché : 595 000 sites sur un total de 659 000, soit 90 % des sites.

### 1.3.9 Stabilité de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux pour les consommateurs des réseaux aval

La structure des tarifs des consommateurs nationaux, qu'ils soient raccordés directement au réseau de transport, ou raccordés au réseau de distribution, a été stable sur les dernières périodes tarifaires.

Sur le réseau de transport, depuis la péréquation du terme de sortie du réseau principal décidée dans le tarif ATRT3<sup>13</sup>, la structure des tarifs pour les consommateurs a été stable, composée d'un terme de sortie du réseau principal unique, un terme d'acheminement sur le réseau régional pondéré par le niveau de tarif régional (NTR) et un terme de livraison.

Deux évolutions ont été introduites dans le cadre du tarif ATRT6, avec le plafonnement des NTR à 10 et l'introduction d'une remise raccordement, pour encourager de nouveaux raccordements avec un impact à la baisse sur le

<sup>9</sup> Règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz

<sup>10</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 1<sup>er</sup> décembre 2011 portant approbation de l'évolution des règles d'équilibrage sur le réseau de transport de gaz de GRTgaz et de TIGF

<sup>11</sup> Règlement (UE) 2017/460 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

<sup>12</sup> Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas

<sup>13</sup> Proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie du 10 novembre 2006 pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

tarif unitaire. De nouvelles évolutions visant notamment à simplifier les tarifs pour les consommateurs industriels sont envisagées (cf. 2.2 de la présente consultation publique).

En distribution, la structure des tarifs est restée inchangée depuis leur création en 2003. Afin de faciliter l'accès des fournisseurs au marché sur les zones de desserte de l'ensemble des GRD, la structure des tarifs est commune à l'ensemble des GRD et, à compter de 2021, l'ensemble des tarifs ATRD seront homothétiques à celui de GRDF<sup>14</sup>.

Cette structure présente l'avantage d'être simple et robuste et a permis l'ouverture du marché du gaz. Néanmoins, l'évolution des comportements des consommateurs, en particulier la diminution de leur consommation unitaire en lien avec leurs efforts de maîtrise de leur demande de gaz, justifie de s'interroger sur une évolution de quelques aspects de la structure des tarifs en distribution. Par ailleurs, l'impact de l'arrivée d'installations de production de biométhane raccordées aux réseaux de distribution nécessite d'être étudié.

Enfin, une certaine continuité entre les tarifs de transport et de distribution doit être recherchée afin de ne pas entraver la compétitivité des gros industriels raccordés aux réseaux de distribution.

### **1.3.10 Synthèse : les enjeux de la structure des tarifs de réseaux de gaz**

#### Pour les réseaux de distribution de gaz, les enjeux sont relativement limités

En premier lieu, la consommation de gaz étant plutôt orientée à la baisse, les réseaux de gaz se développent moins qu'avant et ne sont donc pas dans une phase d'extension pour répondre à des besoins de consommation. Dans les années à venir, des investissements liés à l'intégration des installations de production de biométhane dans les réseaux vont en partie contrebalancer cet effet. Par ailleurs, il existe moins de foisonnement en gaz qu'en électricité, ce qui rend inutile la mise en place de signaux tarifaires trop compliqués. Pourtant, malgré ces constats, l'analyse des comptes de GRDF montre que le volume d'investissements dans les « développements de réseaux » est resté relativement constant, conduisant à une stabilité voire une légère hausse de la BAR « réseau<sup>15</sup> ». L'envoi de signaux pour maîtriser la pointe hivernale, et ainsi éviter des renforcements du réseau à terme inutiles, mérite donc d'être étudié.

L'enjeu principal pour la structure des tarifs de réseaux de distribution de gaz est néanmoins sociétal et ne concerne pas les coûts de réseau : il s'agit de la maîtrise de l'énergie, particulièrement importante pour le gaz qui est une énergie carbonée. La tarification des réseaux de gaz doit conserver une part proportionnelle à l'énergie significative pour inciter à la maîtrise de la consommation.

L'autre enjeu important, en règle générale, de la tarification des réseaux est l'allocation des coûts entre les utilisateurs. Il s'agit de s'assurer que les différentes catégories de consommateurs paient leur utilisation des réseaux à hauteur des coûts qu'elles induisent sur les réseaux. L'exercice est traditionnellement délicat car il s'agit d'allouer entre les catégories de consommateurs les coûts de réseaux déjà construits, qui par nature sont utilisés par des ensembles très vastes de consommateurs. Une large proportion de ces coûts ne peut être attribuée à telle ou telle catégorie de consommateurs et doit être répartie par des clés dont la pertinence peut toujours être discutée. Au final de multiples méthodes existent pour allouer ces coûts, qui donnent des résultats souvent hétérogènes. Ces méthodes peuvent servir à identifier des tendances et à prévenir des éventuelles dérives dans la couverture des coûts qui pourraient survenir.

Les autres objectifs poursuivis par la CRE dans la tarification des réseaux sont : simplicité, lisibilité, prévisibilité et continuité. La CRE a retenu depuis plusieurs exercices tarifaires une structure tarifaire simple et stable pour la distribution de gaz. Elle envisage de continuer dans cette voie pour la distribution de gaz, tout en apportant les aménagements nécessaires aux évolutions des usages de ces réseaux.

#### Les enjeux sont plus importants pour les réseaux de transport de gaz

Les mêmes caractéristiques existent pour la tarification des réseaux de transport de gaz. Toutefois, la tarification des réseaux de gaz, et plus largement l'ensemble des règles d'accès à ce réseau, jouent un rôle majeur dans le bon fonctionnement du marché de gros du gaz. La France important la quasi-totalité du gaz qu'elle consomme, les conditions d'accès au marché français et son attractivité sont essentielles à la liquidité et à la profondeur de ce marché, et donc à sa capacité à révéler des prix du gaz reflétant l'équilibre entre l'offre et la demande.

La stratégie de la CRE a consisté depuis des années à simplifier le cadre tarifaire et à renforcer les interconnexions de façon à construire un marché du gros liquide et bien corrélé aux marchés de gros nord-ouest européens. La création d'une zone de marché unique en 2018 a marqué une étape importante. Pour autant, il demeure très important que le marché français, d'une part, conserve et renforce son attractivité pour le GNL, et d'autre part, reste corrélé avec les marchés nord-ouest européens.

La CRE considère que la tarification des réseaux de transport de gaz doit prendre en compte ces enjeux, en plus des objectifs traditionnels de simplicité, prévisibilité et continuité déjà évoqués précédemment.

<sup>14</sup> A l'exception du terme tarifaire « TP » pour deux GRD.

<sup>15</sup> BAR restreinte au groupement comptable G1 (conduites et branchements).

## 1.4 Calendrier de travail

En application des dispositions du code de réseau Tarif, en particulier ses articles 26, 27, et 28, la CRE a prévu de raccourcir d'un an le tarif ATRT6, qui devrait donc prendre fin en 2020 et non en 2021. Le raccourcissement du tarif ATRT6 constitue en outre l'opportunité d'harmoniser l'entrée en vigueur des tarifs de transport (ATRT7), de distribution (ATRD6) et de stockage de gaz (ATS2).

La CRE mène donc en parallèle les travaux de préparation des prochains tarifs ATRT7, ATRD6 et ATS2. Elle a déjà organisé ou envisagé d'organiser pour cela plusieurs consultations publiques au cours de l'année 2019 :

- une consultation publique, relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France, qui a été lancée le 14 février 2019<sup>16</sup> ;
- la présente consultation publique portant sur les principales évolutions envisagées de la structure des tarifs ATRT7 et ATS2, menée en parallèle de la consultation de la CRE sur la structure du tarif ATRD6 ;
- une consultation publique relative à la prise en compte du développement du biométhane sur les réseaux au printemps 2019 ;
- une consultation publique à l'été 2019, dans laquelle la CRE présentera, en tenant compte des contributions qu'elle aura reçues dans le cadre des précédentes consultations, ses propositions d'évolution du cadre de régulation et de la structure du tarif ATRT7, ainsi que la demande tarifaire des GRT et ses analyses de cette demande et du niveau du tarif ATRT7. Cette consultation durera deux mois et sera transmise à l'ACER pour avis, conformément aux dispositions du code de réseau Tarif. La CRE mènera en parallèle une consultation publique sur le niveau et le cadre de régulation du tarif de stockage (ATS2), ainsi qu'une consultation, à l'automne, sur le niveau et le cadre de régulation du tarif ATRD6 de GRDF.

La CRE prévoit d'adopter à la fin de l'année 2019 des délibérations portant décision concernant les prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport, des réseaux de distribution, et des infrastructures de stockage, pour une entrée en vigueur du tarif ATRT7 au 1<sup>er</sup> avril 2020, du tarif ATRD6 de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet 2020, et du tarif ATS2 au 1<sup>er</sup> janvier 2020.

## 1.5 Objet de la consultation publique

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur ses premières orientations envisagées concernant les évolutions majeures à prendre en compte dans les tarifs ATRT7 et ATS2, en ce qui concerne la structure des tarifs.

Les évolutions envisagées pour la structure des prochains tarifs ont pour objectifs de :

- assurer la conformité du tarif ATRT7 avec les exigences des codes de réseaux européens, en particulier le code de réseau Tarif ;
- faire évoluer les offres amont et aval des gestionnaires de réseaux de transport ;
- étudier l'opportunité d'une évolution de l'assiette de compensation des coûts du stockage.

## 2. PISTES DE RÉFLEXION ET PROPOSITIONS D'ÉVOLUTION DE LA STRUCTURE DES TARIFS DE TRANSPORT

### 2.1 Structure tarifaire du réseau principal (grand transport)

#### 2.1.1 Cohérence du calendrier avec les enchères organisées conformément au code de réseau CAM

Depuis le tarif ATRT4, entré en vigueur en 2009, les tarifs de transport de gaz évoluent au 1<sup>er</sup> avril de chaque année. Ce calendrier, qui avait été fixé par la CRE après consultation, permet d'être cohérent avec l'année gazière de stockage, qui s'étend du 1<sup>er</sup> avril de l'année N au 31 mars de l'année N+1.

Le code de réseau CAM<sup>17</sup>, entré en vigueur 2013, prévoit quant à lui que les capacités annuelles de transport aux interconnexions sont allouées pour une période s'étendant du 1<sup>er</sup> octobre de l'année N au 30 septembre de l'année

<sup>16</sup> Consultation publique du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France.

<sup>17</sup> Règlement (UE) n°984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz

N+1. Les enchères de commercialisation des capacités annuelles débutent le premier lundi du mois de juillet de l'année N.

Ainsi, pour les capacités annuelles de transport sur les réseaux français vendues aux interconnexions sur le réseau de transport français, deux niveaux tarifaires s'appliquent pour un produit souscrit dans le cadre des enchères CAM : un premier niveau, connu lors de l'enchère, s'applique du 1<sup>er</sup> octobre N au 31 mars N+1. Le niveau du terme tarifaire peut ensuite évoluer à l'occasion de la mise à jour annuelle du tarif, et s'applique au même produit du 1<sup>er</sup> avril N+1 au 30 septembre N+1.

Or, sans prescrire de calendrier particulier d'évolution des tarifs, le code de réseau Tarif impose que le niveau des termes tarifaires soit publié, pour les points d'interconnexion au plus tard un mois avant le démarrage des enchères de capacités annuelles en juillet pour la période d'octobre N à octobre N+1.

Pour donner de la visibilité au marché, la CRE avait envisagé, dans le cadre du tarif ATRT6, de faire évoluer les termes tarifaires dans leur totalité au 1<sup>er</sup> octobre de chaque année. Après consultation des acteurs, cette solution n'avait pas été retenue, la majorité des contributeurs étant favorable à un maintien du calendrier d'avril à avril, considéré comme étant plus cohérent avec le calendrier des stockages et des terminaux méthaniers, et permettant d'éviter des mouvements tarifaires importants à l'entrée de l'hiver en particulier pour le réseau aval. La CRE avait donc maintenu le calendrier d'avril à avril, et décidé, pour donner la visibilité nécessaire au bon fonctionnement des enchères pour les capacités d'interconnexions, que les termes tarifaires aux interconnexions évolueraient chaque année de l'inflation au 1<sup>er</sup> avril.

Dans la continuité des tarifs précédents, la CRE envisage de maintenir le calendrier tarifaire actuel, allant d'avril à avril, de manière à conserver la cohérence entre les calendriers transport, terminaux méthaniers et stockage. Toutefois, pour répondre à la contrainte imposée par le code de réseau Tarif de disposer, en amont des enchères annuelles de capacités aux interconnexions, du niveau des termes tarifaires qui s'appliquera d'octobre N à octobre N+1, ce calendrier sera assorti d'un traitement spécifique des termes tarifaires applicables aux PIR :

- d'une part, en début de période tarifaire. En effet, les prochaines enchères de capacités aux PIR sont prévues en juillet 2019 et alloueront des capacités couvrant la période d'octobre 2019 à octobre 2020. Or, le niveau des termes tarifaires aux PIR est connu jusqu'au 31 mars 2019 ;
- d'autre part, lors des mises à jour annuelles.

Pour ces raisons, la CRE envisage de ne faire évoluer les termes tarifaires aux PIR qu'au 1<sup>er</sup> octobre de chaque année, avec un premier mouvement de ces termes au 1<sup>er</sup> octobre 2020, les autres termes tarifaires de la grille continuant d'évoluer au 1<sup>er</sup> avril de chaque année.

**Question 2** Etes-vous favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel d'avril à avril, à l'exception des termes tarifaires applicables aux PIR qui évolueraient au 1<sup>er</sup> octobre de chaque année ?

## 2.1.2 Répartition des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de transport par usage de réseau

### 2.1.2.1 Classification des services rendus par les GRT

L'article 4 du code de réseau Tarif distingue parmi les services rendus par les GRT, les services de transport<sup>18</sup> (*Transmission services*) et ceux qui sont des services annexes<sup>19</sup> (*Non-Transmission services*). Cet article prévoit que « le revenu associé aux services de transport est recouvert par les tarifs de transport fondés sur la capacité » et que « les revenus des services annexes sont recouverts par les tarifs des services annexes applicables à un service annexe ». Le code de réseau Tarif prévoit que les tarifs des services annexes respectent les principes suivants : « a) ils reflètent les coûts, ils sont non discriminatoires, objectifs et transparents ; b) ils sont supportés par les bénéficiaires d'un service annexe dans le but de limiter au maximum les subventions croisées entre les utilisateurs du réseau. »

Cette distinction vise à renforcer la transparence sur l'affectation des coûts et recettes induits par l'exploitation des réseaux de transport de gaz.

GRTgaz et Teréga opèrent deux types de réseaux différents :

- des réseaux principaux (réseaux amont) : utilisés pour alimenter le transit et les clients domestiques ;

<sup>18</sup> « Services de transport », les services régulés fournis par le gestionnaire de réseau de transport dans le système entrée-sortie aux fins de transport.

<sup>19</sup> « Services annexes », les services régulés autre que les services de transport et autres que les services régis par le règlement (UE) n° 312/2014, qui sont fournis par le gestionnaire de réseau de transport

- des réseaux régionaux (réseaux aval) : utilisés uniquement pour alimenter les clients domestiques. Ces réseaux font partie du périmètre des gestionnaires de réseau de distribution dans de nombreux pays européens.

La CRE envisage, à ce stade, de classer les services rendus par les GRT comme suit :

- services de transport : les services rendus par les GRT sur le réseau principal. La tarification sur ce réseau est effectuée selon un modèle entrée-sortie et est fondée sur la capacité et la distance ;
- services annexes : les services rendus par les GRT sur le réseau régional. Ce réseau n'est pas en modèle entrée-sortie dans la mesure où il n'existe pas de terme d'entrée. Pour autant, la tarification sur ce réseau est transparente et prend notamment en compte la distance par rapport au réseau principal. De plus, ces réseaux étant utilisés uniquement par les clients domestiques, 100% des coûts leur sont affectés, comme dans le tarif ATRT6. Toute subvention croisée entre le transit et le domestique est en conséquence évitée.

La base d'actifs régulés (BAR) et les charges nettes d'exploitation sont réparties entre le réseau principal et régional de chacun des deux GRT garantissant ainsi la bonne affectation des coûts pour chaque catégorie de réseau.

Par ailleurs, le terme tarifaire stockage (cf. 2.3. de la présente consultation publique) a été introduit par la CRE dans sa délibération du 22 mars 2018<sup>20</sup>, du fait de la réforme de l'accès des tiers aux installations de stockage, pour permettre de compenser la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes perçues directement par ces derniers dans le cadre de leur activité. Cette compensation est collectée par les GRT auprès de leurs clients et reversée aux opérateurs de stockage. Le terme tarifaire stockage correspond donc à un service annexe de compensation stockage rendu aux utilisateurs du réseau de transport de gaz.

### 2.1.2.2 Equilibre entre les coûts et recettes affectables au réseau principal et au réseau régional des GRT

Dès la mise en œuvre des premiers tarifs de transport de gaz, la CRE a cherché à assurer l'équilibre, pour chaque GRT, d'une part entre les recettes générées par l'exploitation du réseau principal et les charges qui lui sont imputées, et d'autre part entre les recettes générées par l'exploitation du réseau régional et les charges qui lui sont imputées.

Néanmoins, les évolutions tarifaires successives avaient conduit, en fin de période ATRT5, à un léger déséquilibre à la maille France entre les coûts affectables à chaque catégorie de réseau et les recettes qu'ils généraient. La CRE a en conséquence retenu, pour le tarif ATRT6, une évolution des termes tarifaires de manière à ce que l'équilibre entre les recettes perçues et les coûts propres à chacun de ces réseaux soit atteint en moyenne sur la période du tarif. La répartition de ces coûts, à la maille France, sur la période 2017-2019 est la suivante :

	Réseau principal		Réseau régional	
	% des recettes	% des coûts	% des recettes	% des coûts
Moyenne 2017-2019	47,5%	48,5%	52,5%	51,5%

*Source : GRTgaz et Teréga*

Ainsi, en moyenne sur la période ATRT6, l'équilibre entre les coûts et les recettes de chacun des réseaux principal et régional est quasiment atteint. Pour le tarif ATRT7, la CRE envisage, de maintenir le principe d'équilibrage en moyenne des charges et des recettes des réseaux principal et régional.

**Question 3** Etes-vous favorable au maintien de la classification des réseaux, principal et régional, envisagée par la CRE ?

**Question 4** Etes-vous favorable au maintien de la classification de la compensation stockage envisagée par la CRE ?

## 2.1.3 Méthodologie de détermination des termes tarifaires en grand transport

### 2.1.3.1 Les grands principes du code de réseau Tarif

Le code de réseau Tarif vise à harmoniser les méthodologies de calcul des tarifs de transport de gaz naturel en Europe. Il fixe des objectifs de transparence et de non-discrimination en matière de calcul des tarifs de transport de gaz et prévoit dans son article 6 que « la méthode de calcul des prix de référence est fixée ou approuvée par

<sup>20</sup> Délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF

*l'autorité de régulation nationale* ». Les tarifs doivent être établis de manière à refléter les coûts réellement supportés par les GRT. De plus, le recours à une méthodologie transparente permet de garantir au marché qu'il n'existe pas de subventions croisées entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau de transport (notamment entre les expéditeurs effectuant du transit et ceux livrant des consommateurs domestiques).

L'article 8 du code de réseau Tarif définit une méthode de référence du calcul des tarifs, dite méthode de tarification des capacités pondérées par la distance (*capacity weighted distance reference price methodology* ou « méthode CWD ») qui retient comme inducteurs de coûts la distance parcourue par le gaz entre les entrées et les sorties du réseau ainsi que le niveau de souscription des capacités.

L'article 26 du code de réseau Tarif prévoit que lorsque la méthode de calcul des prix de référence proposée par l'autorité de régulation est différente de la méthode CWD détaillée à l'article 8, l'autorité de régulation doit comparer ces deux méthodes ainsi que les paramètres utilisés.

En outre, l'article 5 du code de réseau Tarif prévoit que l'autorité de régulation effectue une évaluation de la répartition des coûts des services de transport (*Cost allocation test*) afin de déterminer le degré de subventions croisées entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau. Lorsque les résultats de cette évaluation aboutissent à un écart entre les coûts supportés par les différents utilisateurs du réseau supérieur à 10%, l'autorité de régulation devra fournir la justification de ces résultats dans sa délibération tarifaire.

Enfin, le chapitre VII du code de réseau Tarif décrit le processus de consultation du marché préalable aux décisions tarifaires, précise les informations sur lesquelles consulter, et décrit le processus de publication et de communication à l'ACER de la décision tarifaire.

Le tarif ATRT6 satisfait déjà à la plupart des exigences du code de réseau Tarif, même si ce dernier n'était pas encore en vigueur au moment de son élaboration. En effet, pour les travaux de préparation du tarif ATRT6, la CRE a mené des analyses afin de s'assurer que les coûts supportés par les différentes catégories d'utilisateurs n'engendraient pas de discrimination ni de subventions croisées. La CRE a ainsi procédé à la comparaison des coûts unitaires des routes domestiques et des routes de transit. Enfin, les décisions tarifaires publiées par la CRE respectent déjà le niveau de transparence imposé par le code de réseau Tarif.

### **2.1.3.2 Principe de la tarification à la capacité**

Le tarif de transport de gaz est fondé sur une tarification 100 % fonction de la capacité souscrite. En d'autres termes, les expéditeurs réservent des capacités qu'ils paient indépendamment de l'usage qu'ils en font.

Ce mode de tarification est compatible avec le code de réseau Tarif, qui prévoit, dans son article 4, que le revenu associé aux services de transport est recouvré par les tarifs transport fondés sur la capacité.

Par ailleurs, il est aussi compatible avec les objectifs de l'article L.461-3 du code de l'énergie, qui prévoit que « les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel prennent en compte la situation particulière des entreprises fortement consommatrices de gaz dont les sites présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique. Ils prennent notamment en compte les effets positifs de ces consommateurs sur la stabilité et l'optimisation du système gazier ». En effet, ce mode de tarification permet notamment de prendre en compte l'effet positif que présentent les sites prévisibles et stables pour le système gazier, en particulier en termes de réduction des investissements. Ainsi, à consommation égale, le fournisseur d'un client thermosensible souscrit davantage de capacité, afin de couvrir la pointe de consommation, qui peut être éloignée de la consommation moyenne.

La CRE envisage, à ce stade, de reconduire le principe de tarification à la capacité dans le tarif ATRT7.

### **2.1.3.3 Système entrée-sortie sur le réseau principal**

La structure tarifaire du réseau principal repose sur un principe de tarification entrée-sortie. Ce principe permet aux utilisateurs du réseau de réserver séparément leurs capacités d'entrée et de sortie du réseau, et ainsi de pouvoir faire transporter le gaz entre les points de leur choix. Les termes tarifaires dont les utilisateurs s'acquittent en entrée et en sortie du réseau français sont identiques, quelles que soient la provenance et la destination du gaz.

Ce principe de tarification entrée-sortie est conforme aux dispositions du règlement (CE) 715/2009 du 13 juillet 2009 qui prévoit que les tarifs applicables aux utilisateurs du réseau sont non discriminatoires et fixés de manière distincte pour chaque point d'entrée et de sortie du réseau de transport.

La CRE envisage de maintenir ce principe de tarification pour le tarif ATRT7.

### **2.1.3.4 Harmonisation des tarifs de GRTgaz et Teréga**

Le tarif ATRT6 prévoit un certain nombre de péréquations à l'échelle nationale. Ainsi, les termes tarifaires en entrée aux PIR de Dunkerque, Taisnières H, Obergailbach, Oltingue et Pirineos sont identiques ; c'est également le cas des termes tarifaires en entrée des PITM de Dunkerque, Montoir et Fos. En effet, les ouvrages du réseau principal

contribuent de manière équivalente à la mise à disposition des capacités d'entrée à l'intérieur de ces deux catégories de points. L'alignement de ces termes offre aux expéditeurs la possibilité de choisir la source d'approvisionnement la plus compétitive.

En outre, les termes de sortie du réseau principal vers les réseaux régionaux de GRTgaz et de Teréga sont alignés entre eux ainsi que les tarifs aux PITS (Point d'Interface Transport Stockage) sur les réseaux de Teréga et de GRTgaz. Enfin, en ce qui concerne les sorties vers les pays voisins (aux PIR), une égalisation des tarifs ne correspondrait pas à la réalité des coûts générés par ces transits pour les GRT, compte tenu des distances très différentes qui sont parcourues par le gaz sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga en fonction des points de sortie considérés.

La CRE a par ailleurs veillé à ce que les termes tarifaires reflètent les coûts générés par les activités de transit et les consommations domestiques, comme cela est prévu par le code de réseau Tarif (cf. 2.1.3.6 de la présente consultation).

La CRE envisage de maintenir, pour le tarif ATRT7, les principes en vigueur dans le tarif ATRT6 rappelés ci-dessus.

**Question 5** Etes-vous favorable au maintien des principes de tarification (tarification à la capacité, selon un modèle entrée-sortie) et de péréquation en vigueur dans le tarif ATRT6 ?

### 2.1.3.5 Répartition des coûts et des recettes entre les points d'entrée et de sortie du réseau principal

Outre la recherche d'une répartition équilibrée des recettes et des charges entre les réseaux principal et régional, la répartition des recettes doit également s'aborder sous l'angle du partage entre les points d'entrée et les points de sortie sur le réseau principal.

Le code de réseau Tarif prévoit une répartition indicative de ces recettes à 50%/50%. Cette répartition est en effet celle appliquée « par défaut » dans le cadre de la méthode CWD, qui est une méthode de référence dont peuvent s'écarter les autorités de régulation sous réserve de la comparer à celle retenue in fine. Plusieurs autres régulateurs européens qui ont déjà mis en œuvre leurs tarifs d'accès au réseau de gaz dans le cadre du code Tarif se sont écartés de cette répartition indicative pour tenir compte de la configuration de leurs réseaux.

Du fait de la présence en France d'importantes capacités de stockage permettant d'assurer le passage de la pointe hivernale, les capacités souscrites par les expéditeurs en entrée sur les réseaux de transport français sont significativement inférieures aux capacités souscrites en sortie. La CRE considère en conséquence qu'une répartition différente de 50%/50% est justifiée au regard de la configuration particulière du réseau français.

Dans le cadre du tarif ATRT6, la CRE avait déjà retenu une répartition différente, dans la continuité des tarifs précédents. Ainsi, pour l'année 2019, la répartition des recettes sur le réseau principal est la suivante :

Répartition par type de point en %	France
Entrées (PIR, PITTM)	34 %
Sorties (sorties PIR et sorties vers le réseau régional)	66 %

La CRE envisage, à ce stade, de maintenir les principes de répartition entrée/sortie en vigueur dans le tarif ATRT6. Cette répartition pourra néanmoins évoluer compte tenu de l'évolution des souscriptions (cf. 2.1.6 de la présente consultation).

**Question 6** Etes-vous favorable à conserver globalement la répartition entrée/sortie actuelle ?

### 2.1.3.6 Description de la méthode de calcul des termes tarifaires envisagée par la CRE

Le niveau relatif des termes tarifaires du tarif ATRT6 a été fixé par la CRE de façon à ne pas induire de subvention croisée entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux de transport. Pour cela, la CRE a vérifié la cohérence des coûts unitaires de transport supportés pour les routes France-Espagne, France-Italie et pour alimenter les consommateurs domestiques.

La société Eni S.p.A., fournisseur de gaz et d'électricité, avait attaqué cette décision devant le Conseil d'Etat. Elle estimait que la délibération de la CRE méconnaissait la législation et qu'elle introduisait une subvention croisée

entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux de transport de gaz, c'est-à-dire entre les expéditeurs alimentant les consommateurs nationaux et les expéditeurs utilisant le réseau à des fins de transit vers d'autres pays.

Par sa décision du 18 mars 2019<sup>21</sup>, le Conseil d'Etat a confirmé la délibération de la CRE du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif ATRT6, considérant notamment qu'elle est non discriminatoire et que les principes retenus par la CRE ne créent pas de subvention croisée entre les catégories d'utilisateurs du réseau principal dès lors que les coûts unitaires moyens de transport résultant des tarifs fixés sont équivalents pour chacun des usages du réseau.

Pour le tarif ATRT7, la CRE envisage en conséquence d'élaborer la grille tarifaire dans la continuité du tarif ATRT6, de telle sorte que les coûts unitaires du transit et de l'alimentation des consommateurs domestiques soient alignés, conformément au code de réseau Tarif.

### **Méthode envisagée par la CRE**

En conformité avec les objectifs poursuivis par le code de réseau Tarif, la CRE a travaillé à l'élaboration d'une méthode tarifaire reposant sur les capacités souscrites et la distance entre les différents points d'entrée et de sortie du réseau principal. Les termes tarifaires sont ensuite fixés de façon à s'assurer que les coûts unitaires du transit et de l'alimentation des consommateurs domestiques soient alignés.

#### **a. Calcul des distances :**

##### ▪ Cas du transit :

Le code de réseau Tarif prévoit que lorsque certains points d'entrée et de sortie peuvent être combinés dans un scénario de flux pertinent, la distance de référence à considérer est égale à la distance la plus courte en parcourant les gazoducs entre un point d'entrée ou un groupe de points d'entrée et un point de sortie ou un groupe de points de sortie.

La CRE considère qu'il est pertinent économiquement de retenir le PIR Dunkerque comme le point principal d'entrée du gaz transitant par les points PIR Pirineos, Oltingue et Alveringem. Les distances gazoducs les plus courtes entre les PIR Dunkerque et Pirineos, les PIR Dunkerque et Oltingue, et les PIR Dunkerque et Alveringem, sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Route	Distances de gazoducs en km
Dunkerque - Pirineos	1 072
Dunkerque - Oltingue	762
Dunkerque - Alveringem	99

*Source : GRTgaz et Teréga*

##### ▪ Cas des consommateurs domestiques :

L'évaluation de la distance parcourue par le gaz pour atteindre les points de livraison des consommateurs domestiques est plus complexe, notamment au regard :

- du nombre élevé des points de sortie du réseau principal vers le réseau régional (il en existe environ 700 en France) ;
- de la diversification des possibilités d'approvisionnement dont bénéficient les fournisseurs de gaz ;
- des capacités de stockage importantes en France permettant d'acheter du gaz moins cher pour le stocker durant l'été et l'utiliser en le déstockant en hiver : une partie du gaz consommé en hiver par les clients domestiques fait donc un trajet plus long que le reste du gaz consommé avec un trajet en été « entrée-stockage », puis un trajet « stockage-sortie » en hiver.

La CRE a en conséquence considéré deux schémas de flux, un schéma « été » et un schéma « hiver » afin de modéliser les routes alimentant les consommateurs domestiques :

- dans le schéma « été » les points d'entrée PIR et PITTM servent à remplir les capacités de stockage souterrain de gaz, et à alimenter les consommateurs domestiques au prorata de leur consommation annuelle de référence, ainsi que les sorties aux PIR Pirineos, Oltingue et Alveringem ;
- dans le schéma « hiver », les consommateurs domestiques sont alimentés au niveau de leur point de consommation avec du gaz provenant des entrées PIR et PITTM ainsi que des stockages. Les sorties aux PIR Pirineos, Oltingue et Alveringem sont alimentées par le PIR Dunkerque.

<sup>21</sup> <https://juricaf.org/arret/FRANCE-CONSEILDETAT-20190318-411580>

Sur la base de ces schémas, un modèle permet de déterminer quels sont les points d'entrée qui alimentent chaque point de sortie, selon le principe suivant :

- chaque point de sortie livraison va s'approvisionner en priorité auprès du point d'entrée le plus proche géographiquement, tant qu'il y reste de la capacité souscrite disponible ;
- lorsque le point le plus proche ne dispose plus de capacités disponibles, le point de sortie complète son alimentation auprès du 2<sup>ème</sup> point d'entrée le plus proche tant qu'il y reste de la capacité disponible, et ainsi de suite jusqu'à ce que toute la consommation soit satisfaite.

Après l'établissement des schémas de flux alimentant les consommateurs domestiques en été, puis en hiver, les distances moyennes été et hiver sont calculées.

Une distance moyenne unique pour l'ensemble des points de livraison est ensuite calculée en pondérant par le nombre de mois de chaque saison (7 mois d'été, 5 mois d'hiver).

En considérant les prévisions de souscriptions aux points d'entrée et de sortie des réseaux principaux de GRTgaz et Teréga, et les prévisions de consommations annuelles et des consommations de pointe pour les points de livraison en 2018, fournies par GRTgaz et Teréga, la distance moyenne pour alimenter les clients domestiques depuis les points d'entrée ressort autour de 280 km.

#### **b. Ajustement des tarifs aux points d'entrée et de sortie des stockages**

L'article 9 du code de réseau Tarif prévoit qu'un rabais d'au moins 50 % est appliqué aux tarifs de transport fondés sur la capacité aux points d'entrée en provenance et de sortie à destination des stockages.

La CRE envisage de maintenir le niveau relatif global des termes tarifaires aux PITS par rapport à ceux en entrée et sortie du réseau afin de ne pas dégrader l'attractivité des stockages, de maintenir une incitation à leur remplissage et de tenir compte de leur rôle pour le bon fonctionnement du système. Cela conduit à mettre en œuvre un rabais de l'ordre de 80 %, comme pour le tarif ATRT6.

#### **c. Détermination des termes tarifaires**

Compte tenu de l'inapplicabilité, en l'état, de la méthode CWD prévue par le code de réseau Tarif dès lors qu'un point d'entrée peut alimenter plusieurs points de sortie (cf. 2.1.3.8), la CRE envisage de procéder de la façon suivante et en se fondant sur une répartition des recettes entre entrées et sorties en ligne avec celle retenue dans le tarif ATRT6 :

- dans un premier temps, les recettes devant être perçues en entrée sont réparties sur les différents points d'entrée en fonction des ratios des distances parcourues par le gaz par type de point d'entrée (PIR/PITM/PITS) ;
- dans un second temps, les recettes perçues aux points de sortie sont réparties de telle sorte que les coûts unitaires du transit et de l'alimentation des clients domestiques soient identiques. Ainsi, le recours à cette méthodologie permet de garantir l'absence de subventions croisées et de discrimination entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau de transport.

#### **d. Coûts unitaires**

La méthodologie d'élaboration de la grille tarifaire proposée par la CRE permet d'aboutir à un coût unitaire identique pour les différentes routes de transit et l'alimentation des clients domestiques (prenant en compte le passage par les stockages). En considérant les capacités souscrites en 2018 aux différents points d'entrée et de sortie des réseaux principaux de GRTgaz et Teréga, ce coût unitaire est d'environ 0,70 €/MWh/j/an/km.

### e. Cas particulier de la sortie au PIR Alveringem

Le PIR Alveringem a été créé dans le cadre de la mise en service du terminal de Dunkerque en 2016, et permet d'acheminer physiquement du gaz non odorisé de la France vers la Belgique. Deux types de capacités sont commercialisés :

- une capacité d'entrée directe en Belgique depuis le terminal de Dunkerque LNG commercialisée par Fluxys, qui souscrit pour cela auprès de GRTgaz une prestation d'acheminement entre le terminal de Dunkerque et le PIR Alveringem ;
- une capacité d'interconnexion entre le PEG Nord et le marché belge commercialisée de façon coordonnée par GRTgaz et Fluxys.

Compte tenu de la faible distance parcourue en France par le gaz non odorisé à destination de la Belgique, un principe de tarification à la distance ne peut être retenu car il ne permettrait pas de couvrir les coûts de développement de l'interconnexion créée.

Dans sa délibération du 12 juillet 2011<sup>22</sup>, la CRE a retenu une tarification de la capacité en sortie à Alveringem basée sur le coût réel de l'investissement constaté à la fin des travaux et le niveau total de capacité. La CRE a par ailleurs prévu que le tarif à ce point évoluera conformément au reste du tarif de GRTgaz.

La CRE envisage de maintenir ce principe de tarification pour le PIR Alveringem.

#### 2.1.3.7 Principaux enseignements de la méthodologie proposée par la CRE

En synthèse, il résulte de la méthodologie d'élaboration de la grille tarifaire envisagée par la CRE pour le tarif ATRT7 que :

- la grille tarifaire basée sur cette méthodologie devrait être relativement stable par rapport à la grille tarifaire en vigueur dans le tarif ATRT6. Le niveau des termes tarifaires sera fixé dans la délibération tarifaire de fin 2019 et dépendra principalement des niveaux des souscriptions et des charges à couvrir de chaque GRT.
- les PITTM alimentent davantage, en proportion, les points de consommation domestique : la distance moyenne parcourue par le gaz depuis ces points est plus faible que la distance moyenne parcourue entre une entrée PIR et un point de consommation domestique. Pour cette raison, leur tarif, devrait être inférieur à celui des PIR.

**Question 7** Etes-vous favorable aux principes de tarification envisagés par la CRE pour le réseau principal ?

#### 2.1.3.8 Comparaison à la méthode de référence (CWD) du Code de réseau Tarif

Le code de réseau Tarif décrit, à l'article 8, de manière détaillée la méthode de calcul des prix de référence aux points d'entrée et de sortie fondée sur les capacités souscrites et les distances parcourues par le gaz comme facteurs de pondération (*capacity weighted distance reference price methodology (CWD)*). La CRE en présente une analyse comparée en Annexe 1.

#### 2.1.4 Requalification du PIR Jura en PIRR

Le tarif ATRT6 définit un PIR comme un « *point physique ou notionnel d'interconnexion des réseaux de transport principaux de deux gestionnaires de transport (GRT)* » et un PIRR comme un « *point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport régional et le réseau d'un opérateur étranger* ».

Le point d'interconnexion des réseaux (PIR) Jura a été créé en 1989, grâce à une extension du réseau régional depuis la station de compression d'Étrez, pour alimenter, au même titre que le point d'interconnexion sur le réseau régional (PIRR) Savoie, les consommateurs finals raccordés au réseau de Gaznat (GRT suisse) depuis la France. Le réseau de Gaznat entre ces deux points d'interconnexion PIR Jura et PIRR Savoie est maillé.

La CRE a examiné les modalités d'utilisation du point Jura pour déterminer si la qualification de PIR en vigueur dans le tarif ATRT6 est la plus pertinente. Elle a constaté :

- d'une part, que le point Jura a été considéré dès sa construction comme un PIR mais qu'il s'avère, après échanges entre GRTgaz et Gaznat, que ce point ne permet pas d'alimenter l'Allemagne et l'Italie mais uniquement des clients finaux du réseau de Gaznat ;

<sup>22</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne

- d'autre part, que le PIR Jura est maillé avec le PIRR Savoie et alimente le même réseau régional en Suisse : ces deux points sont donc comparables du point de vue de leur usage.

La CRE envisage par conséquent de requalifier le PIR Jura en PIRR. Compte tenu de la configuration du réseau de GRTgaz, un NTR de 1 s'appliquerait. Le tarif au PIR Jura serait de 217,83 €/MWh/j/an<sup>23</sup> au lieu de 96,53 €/MWh/j/an actuellement en vigueur.

### Question 8 Etes-vous favorable à la requalification du PIR Jura en PIRR ?

#### 2.1.5 Tarification des capacités interruptibles

Le code de réseau Tarif prévoit que les tarifs des capacités interruptibles<sup>24</sup> sont calculés en multipliant les tarifs des capacités fermes par la différence entre 100 % et un niveau de rabais calculé *ex ante*. Le niveau du rabais est fonction de la probabilité d'interruption des capacités interruptibles et d'un coefficient d'adaptation A défini par le régulateur.

L'article 16 du code de réseau Tarif prévoit que la probabilité d'interruption peut être calculée soit par point ou par ensemble de points.

Les rabais tarifaires actuellement en vigueur dans le tarif ATRT6 sont synthétisés dans le tableau ci-dessous :

Points d'entrée-sortie du réseau principal	Rabais
PIR en entrée	50 %
PIR en sortie à Oltingue et Pirineos	25 %

La CRE considère que les taux d'interruptions observés sur les dernières années ne peuvent être retenus. En effet, avant la fusion des zones (au 1<sup>er</sup> novembre 2018), les interruptions et les limitations de capacités étaient principalement appliquées à la liaison Nord-Sud, ce qui a abouti à des taux d'interruption plus bas sur les différents PIR.

Par ailleurs, afin de vérifier la cohérence de ces rabais avec les probabilités d'interruption, GRTgaz et Teréga ont réalisé une estimation du taux d'interruption des capacités interruptibles sur les points d'entrée et de sortie de leurs réseaux principaux, en appliquant la méthode du code de réseau Tarif.

La CRE envisage, à ce stade, de retenir un taux d'interruption unique pour les points d'entrée sur lesquels les tarifs d'entrée sont identiques. La CRE constate par ailleurs que les taux d'interruption estimés par les GRT sur chacun de ces points pondérés sont en moyenne de 52%. En conséquence, la CRE envisage de maintenir un rabais de 50 % sur les points d'entrée aux PIR.

S'agissant des points de sortie, les calculs des GRT aboutissent à une probabilité d'interruption des capacités interruptibles de 15,3 % pour Oltingue et 11,6 % pour Pirineos. La CRE envisage de maintenir le taux actuel de 25 % et de réaliser un retour sur expérience compte tenu de la fusion des zones.

Les rabais tarifaires envisagés par la CRE, à ce stade, pour le tarif ATRT7 sont en conséquence les suivants :

Points d'entrée-sortie du réseau principal	Rabais
PIR en entrée	50 %
PIR en sortie à Oltingue et Pirineos	25 %

### Question 9 Etes-vous favorable au maintien des rabais tarifaires envisagés par la CRE pour les capacités interruptibles ?

<sup>23</sup> En application du tarif en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2019

<sup>24</sup> Capacités de transport de gaz qui peuvent être interrompues par le GRT selon les conditions stipulées dans le contrat d'acheminement. A titre indicatif, les principaux paramètres influant sur la disponibilité des capacités sont le niveau de consommation et la configuration du réseau.

## 2.1.6 Evolution des termes tarifaires

### Rappel du principe actuellement en vigueur

La CRE a retenu, pour le tarif ATRT6, un principe d'évolution des termes tarifaires permettant de donner de la visibilité aux acteurs de marché. Ainsi, les termes tarifaires du réseau amont ont évolué à l'inflation seulement, et les termes tarifaires du réseau aval ont évolué de manière à couvrir l'évolution du revenu autorisé.

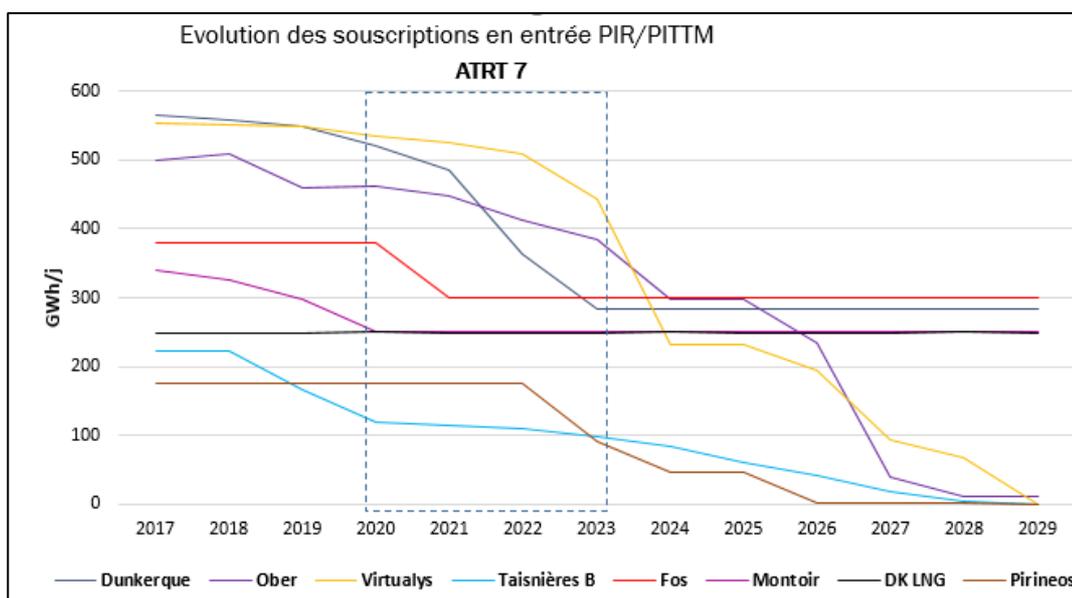
Ce principe d'évolution des termes tarifaires donne de la visibilité sur l'évolution des termes du réseau amont (PIR, PITTM et PITS), ce qui a de l'intérêt puisque les capacités amont sont susceptibles d'être réservées sur plusieurs années. L'inconvénient est que seuls les termes du réseau aval supportent les incertitudes liées aux évolutions intra-période tarifaire du revenu autorisé des opérateurs, notamment en conséquence de l'apurement du solde de CRCP. Un tel principe peut conduire en outre à un déséquilibre entre les coûts et les recettes de ces deux réseaux en fin de période tarifaire.

Pour le tarif ATRT7, la CRE envisage la possibilité de faire porter l'apurement du solde CRCP aux points du réseau amont également.

**Question 10** Etes-vous favorable à l'apurement du CRCP sur l'ensemble des termes tarifaires ou préférez-vous le maintien d'un apurement sur les seuls termes du réseau aval ?

### Echéance des contrats long terme

Une partie des souscriptions pluriannuelles de capacités sur le réseau principal arrive à échéance au cours de la période ATRT7. A titre indicatif, la figure ci-dessous représente les prévisions de GRTgaz et de Téréga d'évolution des souscriptions aux points d'entrée PIR et PITTM de son réseau principal. Les capacités qui resteront en portefeuille des expéditeurs seront toutefois supérieures aux capacités nécessaires à l'alimentation du réseau français. En conséquence les GRT n'anticipent pas de nouvelles souscriptions de long terme significatives sur la période ATRT7.



Source : GRTgaz et Téréga

Les souscriptions aux points de sortie PIR devraient également baisser selon les prévisions des GRT mais dans des proportions moins importantes que les baisses des souscriptions en entrée. La baisse des souscriptions à Pirineos, serait, selon Téréga, partiellement compensée par de nouvelles souscriptions à plus court terme.

En outre, les souscriptions en sortie des réseaux principaux des GRT vers les réseaux régionaux pourraient baisser de manière plus ou moins marquée, en fonction des évolutions de la consommation. En effet, dans le bilan prévisionnel réalisé en 2018, GRTgaz et Téréga ont élaboré quatre scénarios autour de deux axes (dynamisme de la transition énergétique et complémentarité des réseaux électriques et gaziers). Les GRT anticipent une diminution de la consommation dans trois scénarios sur quatre et un scénario de consommation quasi constante.

La baisse des souscriptions sur les différents points du réseau représentera un manque à gagner pour les GRT. La CRE considère que les hausses des termes unitaires qui devront être mises en œuvre pendant la période ATRT7

pour compenser ces baisses de souscription ne doivent pas modifier la répartition des coûts entre transit et domestique : les coûts unitaires (en €/km/j/an) du transit et du domestique doivent rester identiques. Toutefois, une augmentation des termes tarifaires à due proportion de la baisse des souscriptions de ces mêmes termes aboutirait à une hausse trop importante des termes d'entrée (augmentation supérieure à +30 % en cumulé sur la période ATRT7). Une telle option n'apparaît pas souhaitable. La CRE propose de l'écartier.

La CRE envisage, à ce stade, de retenir un principe de répercussion du manque à gagner par une hausse équivalente de tous les termes tarifaires du réseau principal. Cette option permet d'une part, une évolution plus modérée de l'ensemble des termes du réseau amont (environ +14%<sup>25</sup> en cumulé sur la période ATRT7) tout en garantissant que les coûts unitaires du transit et de l'alimentation des consommateurs domestiques restent identiques. Du fait de l'évolution des souscriptions, cette option conduirait, en fin de période ATRT7, à une répartition de l'ordre de 30%/70% des recettes en entrée et en sortie du réseau principal.

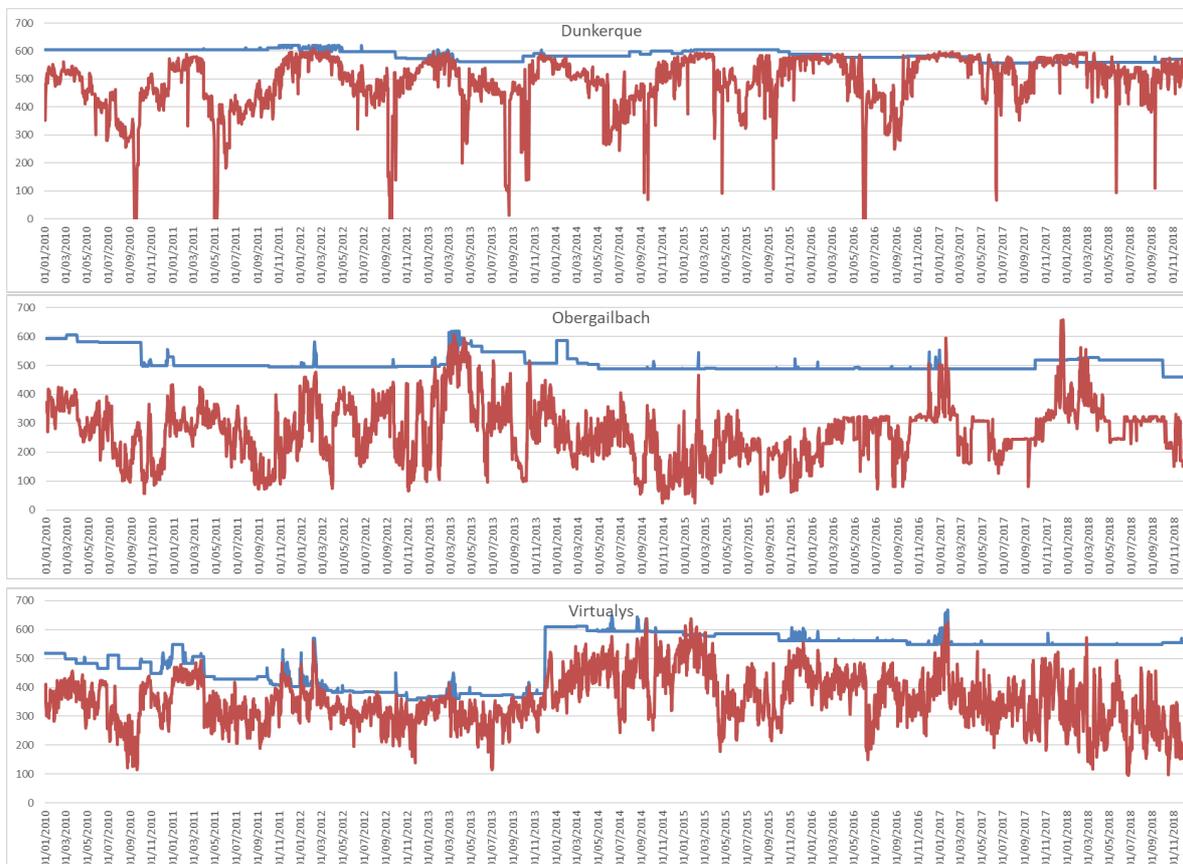
**Question 11** Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de répercuter la baisse des souscriptions en entrée et en sortie du réseau de manière équivalente sur l'ensemble des termes tarifaires du réseau amont ?

### 2.1.7 Offre de transfert de capacités à prix préférentiel

Depuis plusieurs années, le prix du PEG est très bien corrélé à celui des marchés situés en amont sur la route d'importation, notamment TTF aux Pays-Bas, ainsi que les marchés voisins ZTP en Belgique et NCG au Sud de l'Allemagne. Néanmoins, de nombreux facteurs entrent en compte dans la formation des prix de ces places de marché et notamment du PEG : le prix du GNL, le niveau de consommation dans la péninsule ibérique, les conditions météorologiques locales...

Le prix du PEG n'a pas vocation à être identique à celui des places de marché TTF et NCG. Il devrait toutefois en être assez proche, augmenté du coût des interconnexions entre ces places de marché. Actuellement, les capacités à ces interconnexions sont souscrites, sur la base d'engagements de long terme (cf. 1.3.4), à des niveaux supérieurs à l'utilisation qui est faite de ces interconnexions, comme le montrent les graphiques suivants :

*Graphiques = capacité journalière souscrite (en bleu) et capacité journalière utilisée (en rouge) sur 2010-2018, aux PIR Dunkerque, Virtualys (ex-Alveringem) et Obergaillbach, à partir des données publiées sur Smart GRTgaz.*



<sup>25</sup> Estimations réalisées avec une hypothèse de revenu constant



Dans ce contexte, l'écart de prix entre le PEG et les places de marché TTF et NCG est structurellement bas, et il y a peu de nouvelles souscriptions de capacités. Cependant, les écarts de prix peuvent être ponctuellement plus importants.

Afin de faciliter les arbitrages quand ces écarts de prix apparaissent, et d'accroître ainsi la liquidité du PEG, GRTgaz souhaite proposer une offre de transfert de capacités entre PIR à prix préférentiel.

Cette offre permettrait à un expéditeur de participer aux enchères PRISMA pour réserver de la capacité à un PIR d'entrée (point cible), et de l'échanger ensuite avec une capacité équivalente qu'il a déjà souscrite sur un autre PIR en entrée (point source). Afin d'éviter que cette offre représente un gain d'opportunité pour des expéditeurs qui auraient de toute façon acheté la capacité au point cible, le transfert comporterait deux conditions :

- le point cible ne pourrait être qu'un point d'interconnexion « à faible probabilité de re-souscription », c'est-à-dire un point pour lequel la capacité réservée est supérieure à la capacité maximum utilisée 10 % du temps au cours des dernières années. GRTgaz estime que seuls les points Virtualys et Obergailbach sont concernés ;
- le transfert pourrait être effectué pour des capacités annuelles, trimestrielles ou mensuelles, mais pas quotidiennes, car des souscriptions de capacités existent déjà au pas de temps quotidien.

Le prix de cette offre serait égal à 10 % du prix initial de la capacité.

*Par exemple, un expéditeur souhaite acheter 20 GWh/j à Virtualys pour une année. A un tarif d'entrée aux PIR de 104,97 €/MWh/j/an, il devrait payer 2,1 M€. Néanmoins, il possède déjà 20 GWh/j de capacité annuelle à un autre PIR dont il estime ne pas avoir besoin (par exemple, Obergailbach). Il peut donc décider de transférer sa capacité au PIR Virtualys en renonçant à celle qu'il possède à Obergailbach, pour un coût de 10% de la capacité, soit 0,21 M€, en plus de la capacité qu'il continuera à payer pour Obergailbach.*

L'impact attendu sur le tarif de transport est marginal, correspondant aux recettes des capacités supplémentaires souscrites au prix de 10 % du tarif. Le gain attendu est essentiellement une meilleure liquidité au PEG et une meilleure corrélation avec les marchés ouest européens.

La CRE partage l'objectif d'avoir un marché le plus liquide possible et de maîtriser autant que possible le prix au PEG, au bénéfice des consommateurs finals. Toutefois, il n'est pas certain que l'offre proposée par GRTgaz atteigne cet objectif car :

- si le prix du gaz au point concerné n'est pas marginal dans la constitution du prix au PEG, alors les souscriptions de capacités supplémentaires permises grâce au transfert de capacités à prix préférentiel n'ont pas d'impact à la baisse sur le prix du PEG. Par ailleurs, le transfert de capacités à prix préférentiel pourrait réduire les recettes de GRTgaz issues des souscriptions journalières. En effet, même si le transfert n'est pas proposé au pas de temps journalier, les souscriptions des capacités à prix réduit via le transfert au pas de temps mensuel auront quand même un impact sur les souscriptions à des pas de temps inférieurs ;
- l'offre serait limitée aux expéditeurs ayant souscrit à long terme et ayant des capacités qu'ils n'utilisent pas.

En conséquence, la CRE a des réserves sur l'offre de transfert de capacités entre PIR à prix préférentiel proposée par GRTgaz.

**Question 12** Quelle est votre position sur l'offre de transfert de capacités entre PIR à prix préférentiel selon les modalités proposées par GRTgaz ?

## 2.1.8 Modalités de souscription des capacités aux PITTM

### 2.1.8.1 Modalités de souscription des capacités aux PITTM

Le tarif ATRT6 prévoit que la détention de capacités de gazéification au niveau d'un terminal méthanier entraîne le droit et l'obligation de souscrire les capacités d'entrée sur le réseau de transport, pour des durées et des niveaux correspondants.

Au PITTM de Dunkerque, les capacités fermes d'entrée sur le réseau de GRTgaz sont réservées par l'expéditeur sous la forme d'un bandeau annuel, sur une période représentant un nombre entier d'années, ou sous la forme de bandeaux d'une durée supérieure ou égale à 10 jours.

Aux PITTM de Montoir et de Fos, tout expéditeur ayant souscrit des capacités auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se voit attribuer par le GRT une capacité d'entrée journalière ferme, pour la période de souscription de capacités de gazéification correspondantes :

- dans le cas de souscriptions de capacités de gazéification pluriannuelles, le niveau de capacité d'entrée

journalière ferme attribué correspond à une quote-part de la capacité journalière ferme totale d'entrée au PITTM. Cette quote-part est déterminé par le ratio :

- de la capacité annuelle de regazéification souscrite par l'expéditeur au niveau des terminaux ;
  - sur la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier de Montoir pour le PITTM Montoir ou la somme de la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier de Fos Cavaou et de la capacité souscrite ferme totale annuelle de regazéification du terminal de Fos Tonkin pour le PITTM Fos ;
- dans le cas de souscriptions de capacités de regazéification pour une durée inférieure à un an, l'expéditeur se voit attribuer un ou plusieurs bandeaux de capacité ferme d'entrée sur la période de sa souscription, d'une durée minimale de 10 jours. Le niveau de capacité attribué correspond à la quantité de capacité de regazéification souscrite, exprimée en GWh.

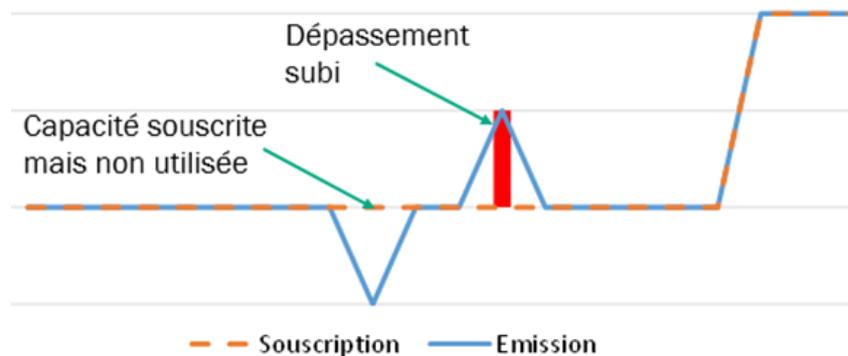
Un expéditeur ayant des souscriptions de capacité de regazéification pour une durée inférieure à un an a la possibilité de décaler la date et la durée de sa souscription, avec un préavis de trois jours et à condition de conserver l'intégralité du volume de capacité initialement souscrite.

Au début de chaque mois, le GRT calcule, pour chaque expéditeur, les émissions journalières de chaque jour du mois précédent. Si elles excèdent, pour un jour donné, la capacité détenue par l'expéditeur, il facture à ce dernier une souscription de capacité journalière supplémentaire, au tarif de la capacité quotidienne, égale à la différence positive entre l'émission journalière et la capacité attribué par l'expéditeur.

L'allocation automatique des capacités aux PITTM de Montoir et Fos assure que les utilisateurs de ces terminaux méthaniers supportent bien les coûts afférents d'utilisation du réseau.

Par ailleurs, dans le tarif actuel d'utilisation des terminaux méthaniers régulés<sup>26</sup>, les expéditeurs qui veulent décharger au terminal souscrivent automatiquement une capacité de regazéification.

L'allocation automatique de bandeaux de capacités plats, à un niveau journalier constant, ne correspond pas forcément à un profil d'émission modulé, avec des émissions différentes chaque jour. Ce système, qui conduit les expéditeurs à payer une capacité plus importante que celle dont ils ont vraiment besoin, peut être résumé par le schéma suivant :



**Légende :** l'expéditeur souscrit un bandeau au niveau des pointillés orange. Néanmoins, tout en émettant au total la même quantité sur le réseau, son émission journalière, en bleu, est différente du niveau de capacité journalière souscrite.

Ainsi, un expéditeur peut émettre sur le réseau certains jours une quantité inférieure à la capacité souscrite, et supérieure d'autres jours. Il devra s'acquitter des capacités supplémentaires les jours où son émission est supérieure à sa souscription. Le surcoût induit a été limité depuis le tarif ATRT6, la capacité supplémentaire étant facturée au tarif de la capacité quotidienne, sans application de pénalité. Le surcoût pour dépassement de capacités a représenté environ 200 k€/an depuis 2015, un montant faible à mettre au regard du volume émis sur le réseau à partir des terminaux méthaniers (104 TWh en 2017, 120 TWh en 2018). Néanmoins, ce mode d'allocation fait peser une incertitude et un coût supplémentaire pour les expéditeurs qui émettent sur le réseau depuis les terminaux méthaniers.

Le problème de la situation actuelle est que l'expéditeur n'a pas la possibilité de souscrire de manière plus flexible. La CRE envisage donc de permettre aux expéditeurs de moduler leur niveau de capacité la veille pour le lendemain, tout en conservant l'intégralité du volume de capacité initialement souscrite sur la période. Un expéditeur pourrait ainsi réserver une capacité finalement inférieure ou supérieure à celle initialement allouée en bandeau pour le

<sup>26</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 novembre 2018 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de gaz naturel liquéfié au 1<sup>er</sup> avril 2019

lendemain, tout en respectant au total la capacité qui lui a été allouée initialement sur l'ensemble de la période. S'il réserve une capacité globalement inférieure sur l'ensemble de la période, il devrait quand même payer pour la capacité initialement allouée. S'il réserve une capacité globalement supérieure, il devrait payer les capacités supplémentaires par rapport à la capacité initialement allouée.

**Question 13** Etes-vous favorable à la possibilité pour un expéditeur de faire évoluer sa souscription de capacités aux PITTM la veille pour le lendemain, tout en conservant l'intégralité du volume de capacités initialement souscrites ?

### 2.1.8.2 Souscriptions des capacités au PITTM de Fos après 2020

La fin de l'exploitation du terminal méthanier de Fos Tonkin est prévue en 2021. Elengy a lancé un appel à souscription<sup>27</sup> pour poursuivre l'exploitation du terminal au-delà de cette date. Si cet appel à souscription était concluant, l'exploitation serait prolongée, mais avec des capacités de regazéification réduites par rapport aux capacités actuelles.

Ainsi, quelle que soit l'issue de l'appel au marché, la capacité totale de regazéification des terminaux à Fos diminuera. En conséquence, la capacité d'émission sur le réseau au PITTM de Fos (410 GWh/jour), inchangée, deviendra supérieure à cette capacité de regazéification.

Avec les modalités actuelles de souscription des capacités, les expéditeurs ayant des souscriptions de capacités de regazéification pluriannuelles dans les terminaux à Fos, notamment à Cavaou, se verraient allouer des capacités au PITTM potentiellement supérieures à la capacité qui pourrait réellement être émise par le terminal.

Pour tenir compte de l'évolution des capacités de regazéification, la règle devra donc être adaptée à compter de 2021.

La CRE propose que, dans le cas de souscriptions de capacités de regazéification pluriannuelles à un terminal de Fos, le niveau de capacité d'entrée journalière ferme allouée au PITTM soit calculé sur la base de la capacité technique de regazéification journalière maximale du terminal en question, à laquelle serait appliqué le ratio :

- de la capacité annuelle de regazéification souscrite par l'expéditeur au niveau du terminal ;
- sur la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification de ce terminal.

*Par exemple, si la capacité technique de regazéification journalière maximale du terminal de Cavaou est de 330 GWh/jour, un expéditeur qui a souscrit en pluriannuel une capacité annuelle de regazéification égale à 20 % de la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification de Cavaou se verra attribuer une capacité journalière d'entrée au PITTM de 66 GWh/jour.*

**Question 14** Etes-vous favorable à l'évolution de la règle d'attribution des capacités au PITTM de Fos à compter de 2021 proposée par la CRE, pour tenir compte de la réduction de la capacité de regazéification à Tonkin ?

### 2.1.8.3 Offre de pooling aux PITTM

Sur le marché du GNL, les expéditeurs arbitrent entre différentes places de marché à l'échelle mondiale. Pour décider où amener le gaz, ils tiennent compte à la fois de son prix sur les marchés de destination et du coût de transport, composé du transport maritime, de l'utilisation du terminal de regazéification et de l'accès au réseau de transport.

Les différences de coût du transport maritime entre le terminal de liquéfaction et les différents terminaux de regazéification français créent des situations d'arbitrages potentiels entre ces terminaux pour les expéditeurs. Ainsi, un arbitrage financier entre le PEG et une autre place de marché peut être conjointement défavorable au PEG en y accédant par un terminal français donné mais favorable au PEG en y accédant par un autre terminal français.

Un service de *pooling* a été créé fin 2015<sup>28</sup> entre les terminaux régulés d'Elengy et de Fosmax LNG pour permettre aux expéditeurs disposant de souscriptions dans au moins un des trois terminaux régulés et n'ayant pas prévu de les utiliser en totalité le mois M, d'utiliser une partie de ces capacités dans un des autres terminaux régulés, en accédant, sur la base d'un tarif spécifique, aux capacités encore disponibles après le 20<sup>ème</sup> jour du mois M-1 dans

<sup>27</sup> <https://www.elengy.com/fr/actualites-informations/actualites/commerciales/335-fos-2021-appel-a-souscriptions.html>

<sup>28</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2015 portant décision relative à l'expérimentation, par les opérateurs de terminaux méthaniers régulés, du service dit de « pooling » des capacités intra-mensuelles

ce second terminal. Cette offre, initialement en expérimentation, a été pérennisée dans le tarif ATTM5<sup>29</sup>. L'expéditeur qui transfère sa capacité entre deux terminaux doit repayer uniquement 10 % de sa capacité transférée.

GRTgaz souhaite proposer également un service de *pooling*, entre tous les PITTM, y compris le PITTM de Dunkerque. Toute capacité inutilisée à un PITTM pourrait être transférée à un autre PITTM, dans le cadre d'une souscription effectuée après le 20 du mois M-1 pour le mois M. Ainsi, un expéditeur qui possède des capacités à un PITTM qu'il n'utilise pas pourrait émettre du gaz à un autre PITTM en ne repayant que 10% du prix initial de la capacité. L'objectif poursuivi est d'attirer davantage de cargaisons de GNL en France et ainsi de contribuer à baisser le prix au PEG.

Les expéditeurs potentiellement intéressés sont ceux qui détiennent de la capacité long terme dans un terminal, mais également des expéditeurs ayant une souscription à court terme qui veulent optimiser leur acheminement.

Cette offre serait donc l'équivalent aux PITTM du transfert de capacités à prix préférentiel entre PIR (cf. 2.1.7). Les gains attendus du *pooling* aux PITTM sont très limités. En effet, les cas où la seule différence de coût de transport maritime entre un terminal méthanier français et un autre rend avantageux de modifier la destination d'un bateau d'un terminal méthanier français vers un autre devraient être rares.

En conséquence, la CRE est à ce stade réservée sur l'offre de *pooling* aux PITTM.

**Question 15** Etes-vous favorable à l'offre de *pooling* aux PITTM proposée par GRTgaz ?

## 2.2 Structure tarifaire du réseau régional

### 2.2.1 Tarification du réseau régional

La tarification de l'acheminement sur le réseau régional dépend :

- de la capacité d'acheminement souscrite ;
- du tarif unitaire d'acheminement sur le réseau régional multiplié par un niveau de tarif régional (NTR) compris entre 0 et 10 (depuis la réforme mise en œuvre dans l'ATRT6), propre à chaque point de livraison, qui permet de prendre en compte la disparité des coûts d'acheminement sur le réseau régional pour chaque point de livraison.

La tarification de la livraison dépend :

- de la capacité de livraison souscrite ;
- du tarif unitaire de livraison (TCL) qui diffère en fonction du type de point de livraison ;
- du nombre de postes de livraison pour les consommateurs industriels ou les consommateurs industriels fortement modulés, un terme fixe de livraison s'appliquant à chaque poste de livraison.

La CRE envisage de reconduire, pour le tarif ATRT7, les principes de tarification du réseau régional en vigueur dans le tarif ATRT6.

**Question 16** Etes-vous favorable au maintien dans le tarif ATRT7 des principes de tarification du réseau régional en vigueur dans le tarif ATRT6 ?

### 2.2.2 Evolution des modalités de souscription des capacités

#### 2.2.2.1 Tarif des capacités intra-annuelles

En sortie du réseau principal et pour l'acheminement sur le réseau régional et la livraison, les consommateurs raccordés au réseau de transport peuvent souscrire de la capacité pour une durée annuelle, mensuelle ou quotidienne. Ces souscriptions donnent droit à une capacité horaire de livraison égale à 1/20<sup>ème</sup> de la capacité journalière de livraison souscrite. Ils peuvent également demander une capacité horaire supplémentaire, en acquittant un complément de prix.

Le réseau de transport de gaz est dimensionné afin de pouvoir acheminer une certaine quantité de gaz à la pointe au risque 2% « P2 », soit la pointe de consommation à une température extrêmement basse atteinte trois jours de suite, telle qu'il s'en produit statistiquement une fois tous les 50 ans.

<sup>29</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2017 portant décision sur les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

Ce dimensionnement implique que les coûts de réseau pour un consommateur présent uniquement les mois les plus froids est proche des coûts générés par un consommateur présent toute l'année. Il est possible de réserver des capacités intra-annuelles mais en payant le coût de la capacité annuelle multiplié par un certain coefficient fonction de la durée et produit et du moment de l'année (avec un coefficient plus élevé l'hiver que l'été).

A ce propos, l'article D452-1-2 du code de l'énergie prévoit que « *Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport applicables durant les mois de novembre à avril peuvent être fixés à un niveau supérieur à celui permettant la stricte couverture des coûts de réseau, sous réserve qu'ils fassent l'objet, durant les mois de mai à octobre, d'une modulation à la baisse permettant de maintenir sur l'année la couverture des coûts [...]* ».

La CRE a en conséquence retenu des principes de tarification encourageant les expéditeurs à souscrire principalement sur une base annuelle. Il est possible de réserver des capacités intra-annuelles, en payant le coût de la capacité annuelle multiplié par un certain coefficient fonction de la durée et du moment de l'année. Les coefficients en vigueur dans le tarif ATRT6 sont les suivants :

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Mensuelle	Janvier - Février	8/12 du terme annuel
	Décembre	4/12 du terme annuel
	Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
	Avril - Mai - Juin - Septembre - Octobre	1/12 du terme annuel
	Juillet - Août	0,5/12 du terme annuel
Quotidienne	Sans objet	1/30 du terme mensuel

Ainsi, un consommateur qui souscrit de la capacité pour le mois de janvier uniquement supportera 8/12<sup>e</sup> du coût pour une même capacité souscrite pour toute l'année.

Les souscriptions de capacités intra-annuelles sont limitées car la grande majorité des consommateurs ont leur pointe de consommation en hiver : elles représentent moins de 4 % des capacités souscrites par les consommateurs raccordés aux réseaux de transport.

GRTgaz propose d'abaisser les coefficients de janvier et février de 8/12 à 4/12. Cette évolution induirait une baisse des recettes actuelles des souscriptions intra-annuelles (les recettes des souscriptions de janvier et février sont mécaniquement divisées par deux). Par ailleurs, cette évolution pourrait entraîner une optimisation de leurs souscriptions par certains consommateurs, qui auraient alors davantage intérêt à souscrire en intra-annuel qu'annuellement comme c'est le cas aujourd'hui. Ces effets auraient un impact à la hausse sur le tarif moyen des capacités pour compenser la perte de recettes.

La CRE note que pour Teréga, l'effet serait limité, car les capacités intra-annuelles ne représentent que 0,5 % des capacités souscrites totales.

A l'inverse, la baisse des coefficients mensuels permet d'espérer un gain sous forme de souscriptions supplémentaires par rapport à la situation où les coefficients seraient maintenus au niveau actuel. En particulier, GRTgaz estime qu'un certain nombre de dé-souscriptions de consommateurs peuvent être évitées en baissant les coefficients de janvier et février.

GRTgaz prévoit un effet net positif pour le tarif, les gains des dé-souscriptions évitées étant supérieurs aux baisses de recettes consécutives à l'optimisation des souscriptions. La CRE est à ce stade favorable à cette mesure.

La CRE souhaite que les coefficients restent les mêmes en transport et en distribution. Si une évolution des coefficients est décidée, elle s'appliquera donc à la fois dans les tarifs de transport et dans les tarifs de distribution.

**Question 17** Êtes-vous favorable à une baisse de 8 à 4 des coefficients mensuels du tarif des capacités de janvier et février ?

### 2.2.2.2 Pénalités pour dépassement de capacité

Chaque jour, les dépassements de capacité journalière de sortie du réseau principal de transport sur le réseau régional et de livraison constatés font l'objet de pénalités.

Pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 3 % de la capacité journalière souscrite, aucune pénalité n'est facturée.

Pour la partie du dépassement supérieure à 3 %, le calcul des pénalités est basé sur le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière, de la façon suivante :

- pour la part du dépassement comprise entre 3 % et 10 %, la pénalité est égale à 20 fois le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière ;
- pour la part du dépassement supérieure à 10 %, la pénalité est égale à 40 fois le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière.

Par ailleurs, chaque jour, les dépassements de capacité horaire de transport sur le réseau régional et de livraison, pour l'alimentation de consommateurs finals raccordés au réseau de transport, font également l'objet de pénalités. Pour une journée donnée, le dépassement de capacité horaire est calculé en considérant la valeur maximale de la moyenne horaire des quantités livrées au point de livraison concerné sur quatre heures consécutives.

Pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 10 % de la capacité horaire souscrite, aucune pénalité n'est facturée.

Pour la partie du dépassement supérieure à 10 %, le calcul des pénalités est basé sur le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire, de la façon suivante :

- pour la part du dépassement comprise entre 10 % et 20 %, la pénalité est égale à 45 fois le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire ;
- pour la part du dépassement supérieure à 20 %, la pénalité est égale à 90 fois le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire.

Ces règles de pénalisation de dépassement de capacité peuvent être synthétisées par le tableau suivant :

	Capacité journalière (J)	Capacité horaire (h)
plancher de pénalisation	3 %	10 %
pénalisation – 1 <sup>er</sup> seuil	1 <sup>er</sup> seuil : 3 % - 10 % Pénalité = prix quotidien capa J x 20	1 <sup>er</sup> seuil : 10 % - 20 % Pénalité = prix quotidien capa h x 45
pénalisation – 2 <sup>e</sup> seuil	2 <sup>e</sup> seuil : > 10 % Pénalité = prix quotidien capa J x 40	2 <sup>e</sup> seuil : > 20 % Pénalité = prix quotidien capa h x 90

Lorsqu'un dépassement de capacité est constaté par un GRT, pour les capacités journalières comme pour les capacités horaires, les expéditeurs ont la possibilité de corriger leur souscription de capacités a posteriori.

Au total, les pénalités représentent en moyenne 2,4 M€/an sur le réseau de GRTgaz (soit 0,1 % du revenu autorisé annuel total). Pour Teréga, elles représentent 0,2 M€/an (soit 0,1 % du revenu autorisé annuel total).

A l'issue des travaux menés par les GRT et présentés en Concertation gaz, GRTgaz propose de supprimer le 2<sup>ème</sup> seuil de pénalisation. Ainsi, pour l'ensemble des dépassements au-delà du plancher de 3 % pour les capacités journalières et 10 % pour les capacités horaires, le taux de pénalité calculé en multipliant le prix de souscription de la capacité serait unique, correspondant au 1<sup>er</sup> seuil actuel, soit 20 pour la capacité journalière et 45 pour la capacité horaire.

Cette évolution a pour objectif de simplifier le calcul et de moins pénaliser les forts dépassements, qui sont souvent causés par un incident particulier au sein d'un site, sur lequel le consommateur n'a que peu de maîtrise.

Teréga propose pour sa part de mettre en œuvre un calcul de pénalités linéaire, qui ne dépend donc plus du coût initial de la capacité, c'est-à-dire des termes tarifaires de sortie du réseau principal, d'acheminement sur le réseau régional (multiplié par le niveau tarifaire régional) et de livraison. Le niveau des pénalités serait déterminé en €/MWh de dépassement, à partir d'un historique du niveau des pénalités lors des dernières années.

La CRE est favorable à la proposition de GRTgaz, qui simplifie le dispositif en gardant le mode de calcul actuel, fondé sur le coût des capacités souscrites. Elle préconise par ailleurs que les modes de calcul des deux GRT soient identiques, par mesure de lisibilité et de simplification.

**Question 18** Etes-vous favorable à la suppression du 2<sup>ème</sup> seuil des pénalités pour dépassement de capacité comme proposé par GRTgaz ?

### 2.2.2.3 Redistribution des pénalités pour dépassement de capacités

Dans le système actuel, chaque GRT redistribue le montant des pénalités pour dépassement de capacité collectées chaque année, au plus tard au mois de juin de l'année suivante.

Le montant de pénalités à redistribuer est réparti entre les expéditeurs proportionnellement aux quantités de gaz livrées à des consommateurs finals raccordés au réseau de transport et à des PIRR. Une fois par an, chaque GRT publie sur son site internet le montant unitaire de pénalités ainsi redistribuées, exprimé en euros par MWh consommé par les consommateurs finals raccordés au réseau de transport.

La CRE envisage de mettre fin à cette redistribution des pénalités. Celles-ci seraient ainsi intégrées directement dans le tarif, via le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), selon le même fonctionnement que dans les tarifs de distribution. Ainsi, chaque année, les pénalités perçues par les GRT seraient reversées au CRCP, impactant le tarif à la baisse. La CRE estime que ce système serait plus simple et plus transparent.

**Question 19** Etes-vous favorable à l'arrêt du système de redistribution des pénalités, qui seraient reversées par les GRT via le tarif ?

### 2.2.3 Offre d'acheminement interruptible à préavis court

L'offre d'acheminement interruptible à préavis court (IAPC) a été créée dans le tarif ATRT3<sup>30</sup>, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2007, dans un contexte de nombreux raccordements de nouvelles centrales à cycle combiné gaz (CCCG). Les CCCG sont des très gros clients pour le réseau de gaz, tant par leur capacité souscrite (20 GWh/j par tranche de 400 MW) que par leur capacité de passer très vite (en 20 à 30 minutes) de 0 à sa puissance maximale.

L'objectif de cette offre était d'inciter les CCCG à s'implanter à proximité des points d'entrée sur le réseau, pour éviter à GRTgaz de réaliser les investissements lourds nécessaires pour permettre un approvisionnement de ces sites dans toutes les conditions de réseau.

#### Caractéristiques de l'offre IAPC

Cette offre est réservée aux nouveaux sites à forte capacité souscrite (seuil de 10 GWh/jour) et situés à proximité immédiate (moins de 50 km à vol d'oiseau) d'un point d'entrée du réseau de gaz H.

Elle prévoit une réduction ou une interruption de l'alimentation des sites concernés à la demande de GRTgaz, avec un préavis minimum de 2 heures, lorsque les deux conditions suivantes sont remplies :

- la quantité de gaz injectée physiquement sur le réseau au point d'entrée le plus proche est inférieure à la souscription de capacité journalière de livraison des sites bénéficiant de cette offre interruptible dans le périmètre de ce point d'entrée ;
- la température du jour est inférieure à la température moyenne journalière susceptible d'être statistiquement atteinte ou dépassée à la baisse plus de 20 jours par an, au risque 2 %.

En contrepartie, les expéditeurs souscrivant cette offre bénéficient d'une réduction tarifaire égale à la capacité de livraison qu'ils ont souscrite pour ce point de livraison multipliée par la somme de :

- 50 % du terme de capacité de sortie du réseau principal ;
- 50 % du terme de capacité d'entrée sur le réseau principal au point d'entrée le plus proche.

L'offre est en vigueur depuis une dizaine d'années et bénéficie à environ la moitié des CCCG existantes, les autres ayant été raccordées au réseau avant la création de l'offre ou ne remplissant pas la condition de localisation à proximité d'un point d'entrée du réseau de gaz H. Elle représente une réduction de facture d'acheminement du gaz d'environ 1,8 M€/an pour une CCCG de 400 MW.

#### Retour d'expérience et analyse de la CRE

La CRE a mené, conjointement avec GRTgaz, un retour d'expérience depuis la mise en place de l'offre IAPC en 2007.

Il apparaît que GRTgaz n'a jamais activé l'interruption des centrales, et ce pour plusieurs raisons :

- d'une part, les CCCG constituent des moyens de production d'électricité nécessaires lors des pointes de froid, ce qui rend leur interruption très compliquée. En effet, GRTgaz doit au préalable se coordonner avec

<sup>30</sup> Proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie du 10 novembre 2006 pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

RTE pour s'assurer que cette interruption ne remette pas en cause l'équilibre du réseau de transport d'électricité. ;

- d'autre part, le réseau de transport de gaz français a été fortement renforcé depuis 2007. Ainsi, deux nouveaux terminaux méthaniers sont entrés en service au cours de cette période : Cavaou en 2010 et Dunkerque LNG en 2016, qui ont augmenté et diversifié géographiquement les sources d'entrée du gaz sur le réseau de transport. En vue du raccordement du nouveau terminal de Dunkerque LNG, GRTgaz a mené à bien les projets Hauts de France II et Arc de Dierrey dans le Nord-Est de la France (cf. 1.3.2). Par ailleurs, afin de mettre en œuvre la zone de marché unique au 1<sup>er</sup> novembre 2018, GRTgaz et Teréga ont réalisé respectivement les projets Val de Saône et Gascogne-Midi. Au total, GRTgaz et Teréga ont respectivement investi 250 M€/an et 68 M€/an en moyenne sur la période 2007-2017 pour développer le réseau principal. Le réseau a donc été fortement renforcé, avec des capacités d'acheminement supplémentaires. Sur la même période, le marché du gaz français est passé progressivement de cinq zones à une seule, simplifiant l'acheminement du gaz sur le réseau français. Ainsi, les contraintes anticipées en 2007 pour l'alimentation des nouvelles CCCG ont été fortement réduites.

Par ailleurs, avec la mise en place de la place de marché unique, le fonctionnement du réseau et les mécanismes de résorption des congestions ont évolué : les CCCG peuvent contribuer à résoudre les congestions résiduelles, en participant aux appels d'offre portant sur de l'achat-vente de gaz de part et d'autre d'un front de congestion (*spread* localisé). Ils sont les seuls consommateurs à pouvoir le faire et à être rémunérés pour cela.

Enfin, un dispositif d'interruptibilité rémunérée réglementaire est en cours d'étude (cf. 2.3.4 de la présente consultation), qui reposerait sur modalités d'activation plus simples que celles de l'offre IAPC, et risquerait également de faire doublon avec cette dernière.

Pour toutes ces raisons, la CRE envisage la suppression de l'offre d'acheminement interruptible à préavis court. Cette suppression pourrait entrer en vigueur en parallèle de l'introduction du dispositif d'interruptibilité.

**Question 20** Etes-vous favorable à la suppression de l'offre d'acheminement interruptible à préavis court ? Si oui, considérez-vous que cette suppression devrait intervenir en parallèle de la mise en œuvre de l'interruptibilité ?

## 2.2.4 Terme de proximité

Le terme de proximité a été introduit dans le tarif ATRT2<sup>31</sup>, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2005. Il a été mis en place afin de refléter les coûts réels de transport pour les utilisateurs situés à proximité immédiate des frontières belge et allemande, en remplacement du terme de quantité en sortie du réseau principal : ce terme, qui a été supprimé dans le tarif ATRT2, était différent selon les zones de sortie et donc à un niveau plus bas pour les zones frontalières d'entrée du réseau<sup>32</sup>. Le terme de quantité en sortie du réseau principal dépendait en effet du niveau de tarif en sortie, variable selon la zone de sortie du réseau principal.

Dans le tarif suivant (ATRT3), entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2007, la CRE a instauré une égalisation des termes de sortie du réseau principal à la capacité en fixant, pour chaque GRT, un unique terme de sortie, quelle que soit la zone de sortie du réseau principal.

Le terme de proximité vient en déduction de la facture mensuelle de chaque expéditeur concerné. Il s'applique, pour chaque expéditeur, à la quantité de gaz égale, chaque jour, au minimum entre la quantité de gaz injectée au point d'entrée du réseau de transport et la quantité de gaz soutirée dans la zone de sortie associée. Le niveau des termes en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2019<sup>33</sup> est le suivant :

Périmètre	Point d'entrée	Zone de sortie associée	TP (€/MWh)
GRTgaz	Taisnières B	Région Taisnières B	0,17
GRTgaz	Taisnières H	Région Taisnières H	0,23
GRTgaz	Dunkerque	Région Dunkerque	0,23
GRTgaz	Obergailbach	Région Obergailbach	0,23

<sup>31</sup> Proposition de la Commission de régulation de l'énergie du 27 octobre 2004 pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

<sup>32</sup> Consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de transport de gaz du 8 juillet 2004

<sup>33</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2018 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2019

La déduction totale de facture induite par le terme de proximité représente environ 2,5 M€/an au total pour l'ensemble des bénéficiaires. Les expéditeurs n'ont pas d'obligation de reverser cette déduction à leurs clients : il n'est donc pas assuré qu'elle soit répercutée aux consommateurs situés à proximité immédiate des points d'entrée aux frontières belge et allemande.

Au vu de ces éléments, la CRE envisage d'étendre le principe d'égalisation nationale des termes de sortie, et ainsi de supprimer le terme de proximité dans le tarif ATRT7.

**Question 21** Etes-vous favorable à la suppression du terme de proximité ?

### 2.2.5 Remise raccordement

La remise raccordement a été introduite dans le tarif ATRT6, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2017, afin de faciliter le raccordement de nouveaux clients ou l'augmentation des souscriptions par l'adaptation de postes existants.

Auparavant, les utilisateurs des réseaux de transport de gaz payaient l'intégralité des coûts des ouvrages de raccordement, branchement et poste, en contrepartie de la mise à disposition de ces ouvrages.

La remise raccordement modifie la répartition des coûts de raccordement entre les nouveaux clients raccordés et les autres utilisateurs du réseau : une quote-part du coût des ouvrages de raccordement est mutualisée dans le tarif ATRT, et non acquittée directement par l'utilisateur, qui s'engage en contrepartie sur ses souscriptions de capacités futures. Ainsi, la participation financière demandée au consommateur pour son raccordement correspond au coût du raccordement diminué des recettes d'acheminement futures que le client versera sur une période de dix ans maximum. Le consommateur doit dans tous les cas s'acquitter d'au moins 50 % du coût du raccordement.

Le retour d'expérience sur ce dispositif est limité puisqu'il a été mis en place récemment. Les GRT constatent toutefois une hausse des raccordements par rapport à la période tarifaire précédente. Au périmètre de GRTgaz, 35 projets de raccordement ou de renforcement des ouvrages existants ont bénéficié de la remise développement depuis sa création. Par ailleurs, le dispositif garantit que les recettes de souscription du site raccordé permettent de couvrir la partie des charges de raccordement mutualisées sur une période inférieure ou égale à 10 ans.

La CRE propose de ne pas faire évoluer ce dispositif.

**Question 22** Etes-vous favorable au maintien de la remise raccordement selon les modalités en vigueur ?

## 2.3 Modalités de collecte de la compensation stockage dans le tarif ATRT

### 2.3.1 Rappel du principe de couverture des coûts du stockage

Le code de l'énergie prévoit que les opérateurs de stockage perçoivent leur revenu autorisé, fixé par la CRE :

- d'une part, au travers de recettes qu'ils perçoivent directement, majoritairement issues de la commercialisation de capacités de stockages souterrains de gaz naturel dont les modalités sont fixées par la CRE en application des dispositions de l'article L. 421-5-1 du code de l'énergie ;
- d'autre part, dans l'hypothèse où les recettes qu'ils perçoivent directement sont inférieures à leur revenu autorisé, au travers d'une compensation collectée par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) auprès de leurs clients et reversée aux opérateurs de stockage conformément à l'article L.452-1 du code de l'énergie.

C'est dans ce cadre que la CRE a introduit par sa délibération du 22 mars 2018<sup>34</sup>, un terme tarifaire additionnel dans le tarif ATRT (le « terme tarifaire stockage »).

La compensation est recouvrée auprès des expéditeurs présents sur les réseaux de transport de GRTgaz et de Teréga, en leur appliquant un terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale de leurs clients non délestables et non interruptibles raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz.

La modulation de chaque expéditeur correspond à la différence, lorsqu'elle est positive, entre, d'une part, la capacité souscrite ferme pour chacun de ses clients sur chaque Point d'Interface Transport Distribution (PITD) et, d'autre

<sup>34</sup> Délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF

part, la somme de la consommation moyenne journalière de chaque client et de la part de sa capacité déclarée interruptible.

Le terme tarifaire stockage est calculé comme le rapport entre le montant prévisionnel de la compensation à la maille France et la valeur prévisionnelle de l'assiette de perception de cette compensation. La valeur de l'assiette de compensation correspond à la somme, à la maille France, des modulations des expéditeurs.

### 2.3.2 Assiette du terme tarifaire de stockage

Dans sa délibération du 22 mars 2018, la CRE a défini le périmètre de l'assiette de collecte de la compensation stockage.

Dans le contexte d'entrée dans la régulation des stockages de gaz, avec d'une part, les délais contraints de mise en œuvre de la réforme, et d'autre part, l'absence des dispositifs d'interruptibilité contractuelle pouvant s'appliquer aux clients directement raccordés aux réseaux de transport, la CRE a poursuivi un double objectif de continuité économique et de prise en compte des apports des stockages pour les utilisateurs des réseaux de gaz dont l'alimentation ne peut être interrompue en cas de crise d'approvisionnement.

Elle a en conséquence retenu, au 1<sup>er</sup> avril 2018, une assiette de perception de la compensation correspondant aux catégories suivantes d'utilisateurs :

- les consommateurs résidentiels, y compris les ménages résidant dans un immeuble chauffé collectivement au gaz ;
- les consommateurs non résidentiels assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, raccordés au réseau de distribution ;
- les consommateurs n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, ou qui ne se sont pas déclarés délestables, raccordés au réseau de distribution.

Le code de l'énergie prévoit que les capacités de stockage nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement sont définies au titre :

- de l'article L. 421-3-1 qui prévoit que la programmation pluriannuelle de l'énergie définit les infrastructures de stockage souterrain qui garantissent la sécurité d'approvisionnement à moyen et long termes ;
- et de l'article L. 421-4 du code de l'énergie qui prévoit la définition, par arrêté du ministre chargé de l'énergie, des stocks minimaux de gaz naturel nécessaires au 1<sup>er</sup> novembre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars.

Dans ces deux cas, il n'est pas fait de distinction entre les consommateurs qu'ils soient raccordés au réseau de transport ou de distribution.

Enfin, l'article L. 421-6 du code de l'énergie prévoit un mécanisme de constitution de stocks complémentaires de gaz naturel dans le cas où les souscriptions des capacités de stockage aux enchères ne suffiraient pas à garantir la sécurité d'approvisionnement, dit « filet de sécurité ». Le décret d'application<sup>35</sup> de ce mécanisme précise notamment quels consommateurs supporteraient les coûts liés à l'activation du filet de sécurité.

Pour l'année 2018, ce décret prévoyait de ne prendre en compte que les consommateurs raccordés au réseau de distribution, non délestables : ce périmètre était ainsi aligné avec celui retenu par la CRE pour le paiement de la compensation stockage.

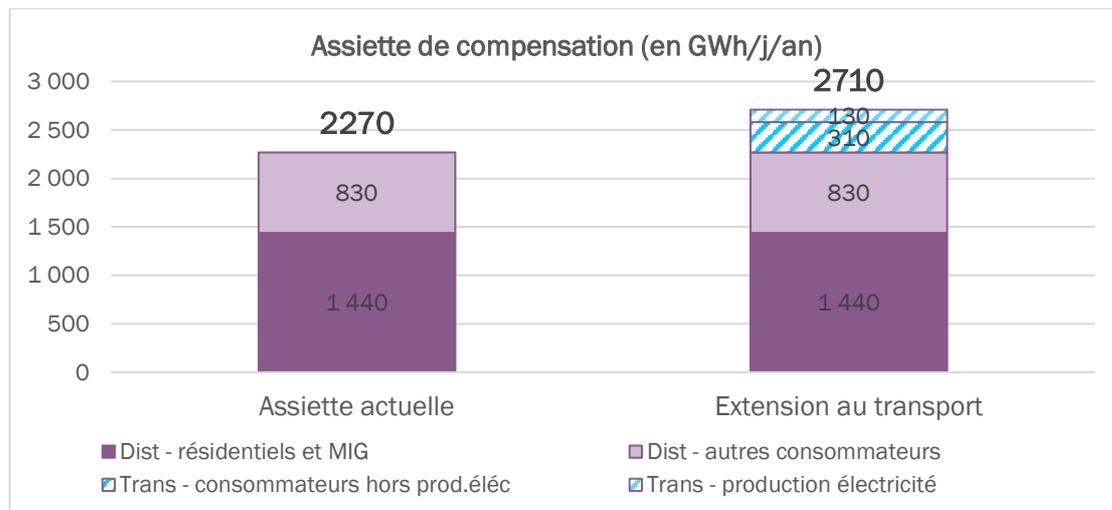
A partir de 2019, l'assiette du filet de sécurité définie par le décret porte désormais sur l'ensemble des consommateurs non interruptibles, y compris ceux raccordés au réseau de transport. Les périmètres du filet de sécurité et de compensation des coûts du stockage ne sont dès lors plus alignés.

### 2.3.3 Impact d'une extension aux consommateurs raccordés aux réseaux de transport du terme tarifaire de stockage

Une évolution du périmètre de l'assiette de collecte de la compensation afin de la faire porter également aux consommateurs raccordés au réseau de transport représenterait, sur la base du calcul actuel, une augmentation de l'assiette, hors exonération associée à une interruptibilité, de 19%, comme décrit dans le graphique ci-dessous

<sup>35</sup> Décret n° 2018-221 du 30 mars 2018 relatif à la constitution des stocks complémentaires de gaz naturel mentionnés à l'article L. 421-6 du code de l'énergie

(basé sur les données 2019) : une telle évolution conduirait, toutes choses égales par ailleurs, à une baisse de 15% du terme tarifaire stockage.



A titre d'illustration, sur la base des résultats de l'année de stockage 2019-2020, une assiette de collecte de la compensation étendue à l'ensemble des consommateurs transport et hors exonération associée à une interruptibilité conduirait à un terme de compensation d'environ 180 €/MWh/j/an (à comparer à un niveau de 213,4 €/MWh/j/an au 1<sup>er</sup> avril 2019). La compensation stockage représenterait un montant annuel de près de 80 M€ pour l'ensemble des consommateurs raccordés au réseau de transport, qui n'ont jusqu'alors pas supporté ce niveau de coûts, ni dans le régime négocié en vigueur depuis 10 ans, ni dans les deux premières années de la régulation. Une telle évolution conduirait à une hausse moyenne d'environ 40% de la facture d'acheminement des consommateurs transport avec un impact pouvant être plus ou moins élevé en fonction de la modulation des consommateurs. Les centrales utilisant le gaz pour la production d'électricité seraient particulièrement impactées avec une facture d'acheminement qui serait multipliée par 2.

### 2.3.4 Analyse de la CRE

La CRE considère que les consommateurs qui sont en mesure de réduire et / ou d'interrompre leur consommation de gaz en cas de crise d'approvisionnement ne bénéficient pas des apports de la régulation du stockage en matière de sécurité d'approvisionnement. Ils devraient en conséquence bénéficier d'une exonération, totale ou partielle, du paiement de la compensation stockage.

Un tel principe a été mis en place dans le cadre de la mise en œuvre de la régulation du stockage de gaz en 2018 : ainsi, les consommateurs raccordés au réseau de distribution qui se déclarent délestables (c'est-à-dire qu'ils sont prêts à réduire leur consommation de 90% en cas de demande du gestionnaire de réseau de distribution) sont exemptés du paiement de la compensation stockage.

Selon le même principe, la CRE considère que dans le cas d'une évolution de l'assiette faisant également porter la compensation aux consommateurs raccordés au réseau de transport, ces consommateurs devraient pouvoir bénéficier d'un dispositif similaire. Ce n'est néanmoins pas le cas à ce stade, en l'absence de délestabilité en transport.

Dans les faits, les consommateurs raccordés au réseau de transport font aujourd'hui pourtant face à un risque plus élevé d'être interrompus que les consommateurs en distribution, comme le prévoit par exemple l'arrêté du 28 novembre 2013<sup>36</sup> qui précise les modalités de fonctionnement du plan d'urgence gaz : « *En matière de délestage, il convient de faire une distinction entre les procédures applicables par les GRT et celles applicables par les GRD, ces derniers n'étant pas techniquement et humainement en mesure de procéder à des délestages sélectifs simultanés à grande échelle [...]. Par conséquent, les délestages sur le réseau de distribution sont réservés aux situations critiques relevant de la force majeure pour lesquelles le délestage des clients raccordés directement au réseau de transport n'est pas suffisant en vue d'assurer le maintien de l'alimentation des distributions publiques* ».

Un certain nombre de consommateurs raccordés au réseau de transport sont ainsi en mesure, ou sont contraints, de réduire leur consommation en cas de crise d'approvisionnement : ils ne bénéficieraient donc pas pleinement de la garantie de sécurité d'approvisionnement permise par les stockages de gaz, et à ce titre, devraient pouvoir, comme c'est le cas en distribution, être dispensés, au moins partiellement, du paiement de la compensation stockage.

<sup>36</sup> Arrêté du 28 novembre 2013 portant adoption du plan d'urgence gaz pris en application du règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil

Par ailleurs, pour les consommateurs à souscription (qui représentent 10% des volumes consommés sur le réseau de distribution, mais la totalité des volumes sur le réseau de transport), le niveau de souscription de capacité de transport est libre. Cela implique que :

- d'une part, le lien entre capacité souscrite et pointe de froid est moins évident que pour les consommateurs profilés dont la souscription normalisée se base sur un calcul normatif de consommation à la pointe de froid. Il pourrait donc être envisagé, pour les consommateurs à souscription, de modifier le calcul de cette compensation stockage, basé sur la capacité souscrite, pour mieux refléter la réalité de la participation de ces sites à la pointe de froid et à la modulation hivernale. C'est notamment le cas pour les consommateurs utilisant le gaz en secours ;
- d'autre part, il existe des arbitrages possibles sur le niveau de capacités souscrit : un expéditeur pourrait réduire ses souscriptions de capacités pour ne pas payer le terme de stockage en prenant le risque de payer des pénalités de dépassement, si ces dernières sont inférieures au coût du stockage.

Les GRT travaillent, par exemple, à retenir un calcul fondé non pas sur les capacités souscrites mais sur la consommation réalisée en hiver.

En conclusion, si la CRE considère que le périmètre retenu pour le dimensionnement du périmètre régulé et la mise en œuvre du filet de sécurité pourrait conduire à retenir dans l'assiette de compensation l'ensemble des consommateurs ne pouvant pas interrompre ou réduire leur consommation en période de pointe hivernale, elle estime également que cette évolution n'est pas envisageable sans être accompagnée de mesures permettant à certains consommateurs qui accepteraient de réduire leur consommation en cas de crise d'approvisionnement, d'être exemptés, au moins partiellement, du paiement de la compensation. Les articles L. 431-6-2 et L. 431-6-3 du code de l'énergie qui prévoient la mise en place de mécanismes d'interruptibilité rémunérée ou non et dont les dispositions d'application sont en cours de discussion doivent permettre la mise en œuvre de ces exemptions.

Par ailleurs, en cas de modification du périmètre de perception de la compensation, une évolution du calcul de la modulation hivernale apparaît souhaitable pour affiner la participation réelle des sites à la modulation et à la pointe hivernale.

**Question 23** Considérez-vous comme la CRE qu'une extension du périmètre de la compensation stockage aux consommateurs raccordés aux réseaux de transport n'est envisageable qu'avec la mise en œuvre d'un dispositif d'interruptibilité permettant une exonération partielle ou totale de la compensation stockage ?

### **3. PRISE EN COMPTE DU DÉVELOPPEMENT DU BIOMÉTHANE SUR LES RÉSEAUX**

#### **3.1 La filière biométhane se développe**

La France dispose d'un important potentiel de méthanisation et les pouvoirs publics ont défini des objectifs ambitieux d'injection de biométhane dans ses réseaux de gaz et de diminution de l'empreinte carbone des transports. L'actuel décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie<sup>37</sup> (PPE) a défini un objectif de 8 TWh de biogaz injectés en 2023. Le projet de décret relatif à la PPE soumis à consultation en janvier 2019 prévoit à ce stade une légère baisse de ces objectifs pour 2023 (6 TWh de biogaz injectés) mais fixe un objectif de 14 à 22 TWh de biogaz injectés dans les réseaux d'ici 2028. Par ailleurs, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte<sup>38</sup> (LTECV) porte à 10 % la part de gaz consommé issu de filières renouvelables à l'horizon 2030.

A la fin de l'année 2018, 76 sites injectent du biométhane dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel pour un volume de plus de 714 GWh en 2018.

Afin de lever certains obstacles législatifs au développement de la méthanisation en France, un « droit à l'injection » a été introduit dans la loi « EGAlim »<sup>39</sup> du 30 octobre 2018. Un décret, pris après avis de la CRE, précisera les conditions d'exercice de ce droit.

#### **3.2 Adaptation des réseaux pour accompagner le développement du biométhane**

L'atteinte des objectifs en matière de biométhane injecté nécessitera un engagement budgétaire conséquent de la part de l'Etat (entre 7 et 9 Mds€ de dépense publique supplémentaire pour le développement de gaz renouvelable

<sup>37</sup> Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

<sup>38</sup> Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

<sup>39</sup> Loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous

entre 2019 et 2028 selon le projet de PPE) ainsi que des investissements importants dans les réseaux de transport et de distribution de gaz, de l'ordre de 2 Mds€ pour un objectif de 30 TWh en 2030.

En effet, les caractéristiques actuelles des réseaux de gaz naturel, qui ne couvrent pas le territoire de manière homogène et dont la capacité d'accueil varie fortement d'une région à l'autre, nécessiteront une adaptation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, pour leur permettre d'accueillir de nombreux sites de production. Ainsi, le raccordement de nouvelles installations d'injection entrainera mécaniquement une extension du réseau (ces prolongements représentent deux tiers du volume prévisionnel d'investissement lié au développement du biométhane), tandis que le réseau existant devra être renforcé, grâce à des maillages ou à des rebours, pour supporter et répartir le surplus de volume injecté dans certaines zones. GRDF estime à ce stade que seuls 30% des projets identifiés peuvent se faire sans aucun renforcement.

Si ces investissements paraissent justifiés pour accompagner le développement de la filière biométhane, il convient d'être particulièrement vigilant sur leur volume, afin de retenir au cas par cas la solution la plus efficace du point de vue de la collectivité en termes de valorisation du biogaz produit. Si l'injection dans les réseaux présente des avantages importants en termes d'efficacité énergétique, elle n'est toutefois pas envisageable sur l'ensemble du territoire, compte tenu des coûts de raccordement que cela générerait. Ceci est d'autant plus important dans un contexte de diminution de la consommation de gaz et donc de l'assiette de recouvrement des coûts supportés par l'ensemble des consommateurs de gaz.

Dès lors, pour permettre un développement de la filière biométhane à un coût maîtrisé pour la collectivité, la CRE considère qu'il est important :

- de mettre en œuvre un critère technico-économique permettant de valider la pertinence de raccorder ou non les différentes installations au réseau de gaz (en comparant les investissements nécessaires aux volumes injectés). La CRE travaille avec les parties prenantes à la construction d'un tel critère et envisage d'utiliser cet outil pour s'assurer que les investissements liés au biométhane correspondent bien à ceux de gestionnaires de réseaux efficaces. La CRE prévoit de consulter les acteurs de marché sur la méthodologie envisagée au printemps 2019 ;
- d'envoyer aux producteurs de biométhane un signal économique à la localisation et à la capacité d'injection, à l'instar des EnR électriques avec les S3REnR, soit au moment du raccordement soit *via* un tarif d'injection défini dans les tarifs d'utilisation des réseaux.

**Question 24** Etes-vous favorable à l'envoi d'un signal économique aux producteurs de biométhane concernant la localisation des installations, afin de réaliser en priorité les installations engendrant le moins de contraintes sur le réseau ?

\*\*\*

**Question 25** Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur la structure du tarif ATRT7 ?

#### 4. LISTE DES QUESTIONS

- Question 1** Partagez-vous le bilan de la CRE sur le dimensionnement des réseaux français de transport de gaz naturel et sur la nécessaire prudence dans le lancement de nouveaux projets d'investissement ?
- Question 2** Etes-vous favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel d'avril à avril, à l'exception des termes tarifaires applicables aux PIR qui évolueraient au 1<sup>er</sup> octobre de chaque année ?
- Question 3** Etes-vous favorable au maintien de la classification des réseaux, principal et régional, envisagée par la CRE ?
- Question 4** Etes-vous favorable au maintien de la classification de la compensation stockage envisagée par la CRE ?
- Question 5** Etes-vous favorable au maintien des principes de tarification (tarification à la capacité, selon un modèle entrée-sortie) et de péréquation en vigueur dans le tarif ATRT6 ?
- Question 6** Etes-vous favorable à conserver globalement la répartition entrée/sortie actuelle ?
- Question 7** Etes-vous favorable aux principes de tarification envisagés par la CRE pour le réseau principal ?
- Question 8** Etes-vous favorable à la requalification du PIR Jura en PIRR ?
- Question 9** Etes-vous favorable au maintien des rabais tarifaires envisagés par la CRE pour les capacités interruptibles ?
- Question 10** Etes-vous favorable à l'apurement du CRCP sur l'ensemble des termes tarifaires ou préférez-vous le maintien d'un apurement sur les seuls termes du réseau aval ?
- Question 11** Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de répercuter la baisse des souscriptions en entrée et en sortie du réseau de manière équivalente sur l'ensemble des termes tarifaires du réseau amont ?
- Question 12** Quelle est votre position sur l'offre de transfert de capacités entre PIR à prix préférentiel selon les modalités proposées par GRTgaz ?
- Question 13** Etes-vous favorable à la possibilité pour un expéditeur de faire évoluer sa souscription de capacités aux PITTM la veille pour le lendemain, tout en conservant l'intégralité du volume de capacités initialement souscrites ?
- Question 14** Etes-vous favorable à l'évolution de la règle d'attribution des capacités au PITTM de Fos à compter de 2021 proposée par la CRE, pour tenir compte de la réduction de la capacité de regazéification à Tonkin ?
- Question 15** Etes-vous favorable à l'offre de *pooling* aux PITTM proposée par GRTgaz ?
- Question 16** Etes-vous favorable au maintien dans le tarif ATRT7 des principes de tarification du réseau régional en vigueur dans le tarif ATRT6 ?
- Question 17** Êtes-vous favorable à une baisse de 8 à 4 des coefficients mensuels du tarif des capacités de janvier et février ?
- Question 18** Etes-vous favorable à la suppression du 2<sup>ème</sup> seuil des pénalités pour dépassement de capacité comme proposé par GRTgaz ?
- Question 19** Etes-vous favorable à l'arrêt du système de redistribution des pénalités, qui seraient reversées par les GRT via le tarif ?
- Question 20** Etes-vous favorable à la suppression de l'offre d'acheminement interruptible à préavis court ? Si oui, considérez-vous que cette suppression devrait intervenir en parallèle de la mise en œuvre de l'interruptibilité ?
- Question 21** Etes-vous favorable à la suppression du terme de proximité ?
- Question 22** Etes-vous favorable au maintien de la remise raccordement selon les modalités en vigueur ?

**Question 23** Considérez-vous comme la CRE qu'une extension du périmètre de la compensation stockage aux consommateurs raccordés aux réseaux de transport n'est envisageable qu'avec la mise en œuvre d'un dispositif d'interruptibilité permettant une exonération partielle ou totale de la compensation stockage ?

**Question 24** Etes-vous favorable à l'envoi d'un signal économique aux producteurs de biométhane concernant la localisation des installations, afin de réaliser en priorité les installations engendrant le moins de contraintes sur le réseau ?

**Question 25** Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur la structure du tarif ATRT7 ?

## ANNEXE 1 : COMPARAISON À LA MÉTHODE DE RÉFÉRENCE (CWD) DU CODE DE RÉSEAU TARIF

Les paramètres de la méthode de calcul des prix de référence fondée sur la capacité et la distance comme facteurs de pondération sont les suivants :

- 1) la part du revenu des services de transport à recouvrer par les tarifs de transport fondés sur la capacité ;

*La méthode proposée par la CRE se fonde sur des tarifs à la capacité.*

- 2) les prévisions de capacité souscrite à chaque point d'entrée ou groupe de points d'entrée et à chaque point de sortie ou groupe de points de sortie ;

*La méthode proposée par la CRE se fonde sur les capacités souscrites à chaque point d'entrée ou groupe de points d'entrée.*

- 3) lorsque les points d'entrée et de sortie peuvent être combinés dans un scénario de flux pertinent, la distance la plus courte en parcourant les gazoducs entre un point d'entrée ou un groupe de points d'entrée et un point de sortie ou un groupe de points de sortie ;

*La méthode proposée par la CRE se fonde sur des scénarios de flux pertinents :*

- pour le transit : une alimentation depuis le PIR Dunkerque est économiquement pertinente ;
- pour l'alimentation domestique : deux schémas de flux sont considérés, un schéma « été » et un schéma « hiver » afin de modéliser l'alimentation des consommateurs domestiques.

*Dans tous les cas la distance de gazoduc la plus courte est utilisée.*

- 4) les combinaisons de points d'entrée et de points de sortie, lorsque certains points d'entrée et certains points de sortie peuvent être combinés dans un scénario de flux pertinent ;

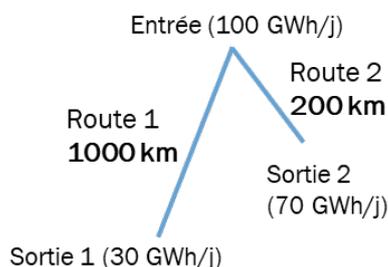
*La méthode proposée par la CRE se fonde sur des combinaisons de points notamment pour la tarification des usages domestiques.*

- 5) la répartition entrée-sortie de 50/50.

*La méthode proposée par la CRE se fonde sur la répartition entrée-sortie actuelle, plus proche de 35/65, justifiée au regard de la configuration particulière du réseau français.*

La méthode CWD vise, dans l'esprit, à aboutir à des coûts unitaires (€/MWh/j/an/km) homogènes pour les différents utilisateurs de réseau de transport de gaz. Or, son application concrète, dès lors qu'un même point d'entrée peut alimenter plusieurs points de sortie, n'aboutit pas à ce résultat. L'exemple chiffré ci-dessous permet d'illustrer l'erreur intrinsèque de cette méthode :

- Revenu à couvrir : 20 M€, dont 10 M€ en entrée et 10 M€ en sortie, pour un réseau comportant une unique entrée et deux sorties



- Hypothèses de souscription :

Points	Hypothèses de souscription (GWh/j)
Point d'entrée	100
Sortie 1	30
Sortie 2	70

- Routes considérées :

Routes	Distances gazoducs (km)
Route 1 : Entrée - Sortie 1	1000
Route 2 : Entrée - Sortie 2	200

Résultats de l'application des formules décrites dans l'article 8 du code de réseau Tarif :

Points	Prix de référence <sup>40</sup> (€/MWh/j/an)
Point d'entrée	100,0
Sortie 1	227,3
Sortie 2	45,5

Ces résultats aboutissent à un prix de la route 1 de 327,3 €/MWh/j/an (soit un coût unitaire de 0,33 €/MWh/j/km) et à un prix de la route 2 de 145,5 €/MWh/j/an (soit un coût unitaire de 0,73 €/MWh/j/an/km).

La méthode de calcul des prix de référence CWD décrite dans le code de réseau Tarif ne peut en conséquence pas être appliquée en l'état au réseau de transport français sans risquer de créer des subventions croisées importantes entre catégories d'utilisateurs.

<sup>40</sup> Le prix au point d'entrée est égal au revenu en entrée divisé par la capacité en entrée, et les prix en sortie 1 et 2 sont déterminés de telle sorte que Prix 1\* capa 1+ prix 2 \* capa 2 est égal au revenu en sortie. Le prix en sortie 1 est égal à 5 fois le prix en sortie 2, la distance parcourue pour atteindre la sortie 2 étant 5 fois moindre.

## ANNEXE 2 : DONNÉES PUBLIÉES PAR LES GRT

### 1. Représentation structurelle du réseau de transport

GRTgaz : [Carte du réseau GRTgaz](#)

Teréga :

<https://www.Teréga.fr/nos-offres/transport.html>

<https://www2.terega.fr/nous-connaître/nos-métiers/chiffres-cles.html>

### 2. Données techniques (longueur et diamètre des gazoducs, puissance des stations de compression)

GRTgaz : <http://www.grtgaz.com/fr/notre-entreprise/nos-chiffres-cles.html> « rubrique données techniques »

Teréga : [https://www2.terega.fr/fileadmin/Qui\\_sommes-nous/Oq\\_chiffres/Longueur\\_du\\_reseau\\_Teréga\\_par\\_DN\\_et\\_par\\_classification.pdf](https://www2.terega.fr/fileadmin/Qui_sommes-nous/Oq_chiffres/Longueur_du_reseau_Teréga_par_DN_et_par_classification.pdf)

### 3. Produits standards de capacité interruptible proposés et probabilité d'interruption

GRTgaz : <http://www.grtgaz.com/en/acces-direct/customer/supplier-trader/upstream/capacity-subscription.html>, rubrique principes généraux

Teréga :

<https://www2.terega.fr/nos-offres/transport/commercialisation-de-capacites/mode-de-commercialisation.html>

### 4. Capacité technique disponible aux points d'entrée et de sortie

GRTgaz : <http://www.grtgaz.com/fileadmin/GRTgaz/reseau/documents/Capacite-technique-points-entree-et-sortie-et-hypotheses-correspondantes.pdf>

Teréga : <https://www2.terega.fr/nos-offres/transport/commercialisation-de-capacites/calcul-des-capacites/optimisation-de-la-capacite-technique.html>