



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2019-005 DU 27 MARS 2019 RELATIVE À LA STRUCTURE DES PROCHAINS TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

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 fixer les méthodes d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution 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.

Les tarifs péréqués actuels d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel, dits tarifs ATRD5, sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2016 pour GRDF, en application de la délibération du 10 mars 2016¹ et le 1^{er} juillet 2018 pour les entreprises locales de distribution (ELD), en application de la délibération du 21 décembre 2017². Par ailleurs, la délibération du 7 février 2018³ définit les règles tarifaires applicables à la gestion des nouveaux réseaux de distribution de gaz naturel, pour lesquels s'applique un tarif ATRD dit « non péréqué ».

Tous ces tarifs ATRD disposent d'une structure tarifaire commune. En outre, les grilles tarifaires des ELD sont rendues homothétiques à celle de GRDF, depuis 2018 pour sept ELD au tarif spécifique⁴ et les ELD au tarif commun et à compter de 2021 pour Régaz-Bordeaux et R-GDS, hors option tarifaire « TP » pour R-GDS et Veolia Eau. Les tarifs ATRD non péréqués sont quant à eux homothétiques à celui de GRDF par construction.

Les tarifs péréqués ont été conçus pour s'appliquer sur une durée d'environ 4 ans. La CRE a donc engagé des travaux afin de définir le prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, dit tarif ATRD6, qui entrera en vigueur à partir du 1^{er} juillet 2020. Les décisions sur le niveau et le cadre de régulation s'appliqueraient dès cette date. S'agissant des évolutions de structure tarifaire, elles pourraient également être mises en œuvre au 1^{er} juillet 2020.

Toutefois, compte tenu des enjeux inhérents à toute modification de structure des tarifs ATRD, il pourrait être envisagé, afin de donner une visibilité suffisante aux acteurs de marché, de décaler le calendrier de mise en œuvre des évolutions de structure, par exemple au 1^{er} juillet 2022 en même temps que l'entrée en vigueur des tarifs ATRD6 des ELD.

¹ Délibération de la CRE du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

² Délibération de la CRE n°2017-281 du 21 décembre 2017 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

³ Délibération de la CRE n°2018-028 du 7 février 2018 portant décision sur les règles tarifaires applicables à la gestion des nouveaux réseaux de distribution de gaz naturel.

⁴ GreenAlp (anciennement GEG), Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies.

Compte tenu des besoins de visibilité exprimés par les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE lancé le 14 février 2019 une première consultation publique concernant le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. Faisant suite à l'atelier qui s'est tenu le 18 décembre 2018 avec les acteurs de marchés, la CRE souhaite également, dans la présente consultation publique, recueillir l'avis des parties concernées sur ses premières orientations concernant la structure des tarifs ATRD6.

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.cp5@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (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

1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	4
1.1 COMPÉTENCES DE LA CRE	4
1.2 LES INFRASTRUCTURES GAZIÈRES EN FRANCE.....	4
1.3 GRANDES PROBLÉMATIQUES EN TOILE DE FOND DE L'ÉLABORATION DES TARIFS DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION	6
1.4 CALENDRIER DE TRAVAIL.....	14
1.5 OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	14
2. STRUCTURE ACTUELLE DES TARIFS ATRD ET ENJEUX	14
2.1 HISTORIQUE DE LA GRILLE TARIFAIRE ACTUELLE DU TARIF ATRD.....	14
2.2 ÉVOLUTIONS SURVENUES DEPUIS 2003.....	15
2.3 CALENDRIER DE MISE EN ŒUVRE DES ÉVENTUELLES ÉVOLUTIONS DE STRUCTURE.....	17
3. PISTES DE RÉFLEXION ET PROPOSITIONS D'ÉVOLUTIONS DE LA STRUCTURE DES TARIFS DE DISTRIBUTION	17
3.1 CONTINUITÉ ENTRE LES OPTIONS TARIFAIRES	17
3.2 RÉFLEXION SUR LES SEUILS ENTRE OPTIONS TARIFAIRES.....	18
3.3 ÉQUILIBRE TARIFAIRE ENTRE OPTIONS	20
3.4 AJOUT D'UN TERME PROPORTIONNEL À LA CAPACITÉ POUR L'OPTION T3	21
3.5 TARIFICATION DES OPTIONS T4 ET TP ET CONTINUITÉ ENTRE LES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION.....	23
4. PRISE EN COMPTE DU DÉVELOPPEMENT DU BIOMÉTHANE SUR LES RÉSEAUX.....	23
4.1 LA FILIÈRE DU BIOMÉTHANE SE DÉVELOPPE	23
4.2 ADAPTATION DES RÉSEAUX POUR ACCOMPAGNER LE DÉVELOPPEMENT DU BIOMÉTHANE	24
5. LISTE DES QUESTIONS	25

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 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 Snam⁵ (40,5 %), GIC⁶ (31,5 %), EDF Investissement (18 %) et Prédica⁷ (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 relie 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.

⁵ Snam : gestionnaire d'infrastructures gazières italien.

⁶ GIC : société de droit singapourien, spécialisée dans le capital-investissement.

⁷ 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.

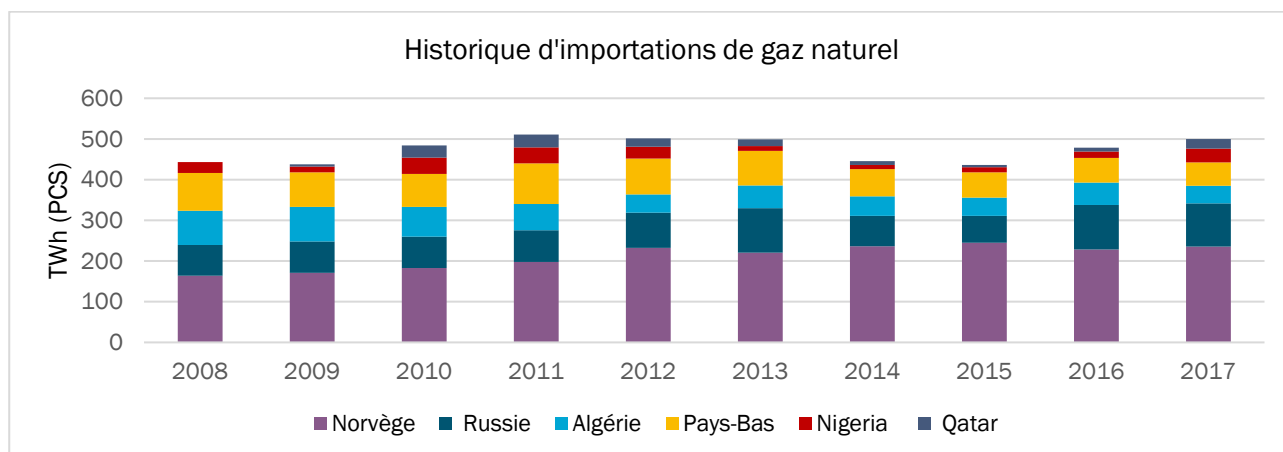
S'agissant des opérateurs régulés :

- 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 m³ par an. Le terminal de Fos Tonkin, entré en service en 1972, a une capacité de regazéification de 3 milliards de m³ 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^{er} avril 2010, a une capacité de regazéification de 8,25 milliards de m³ 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

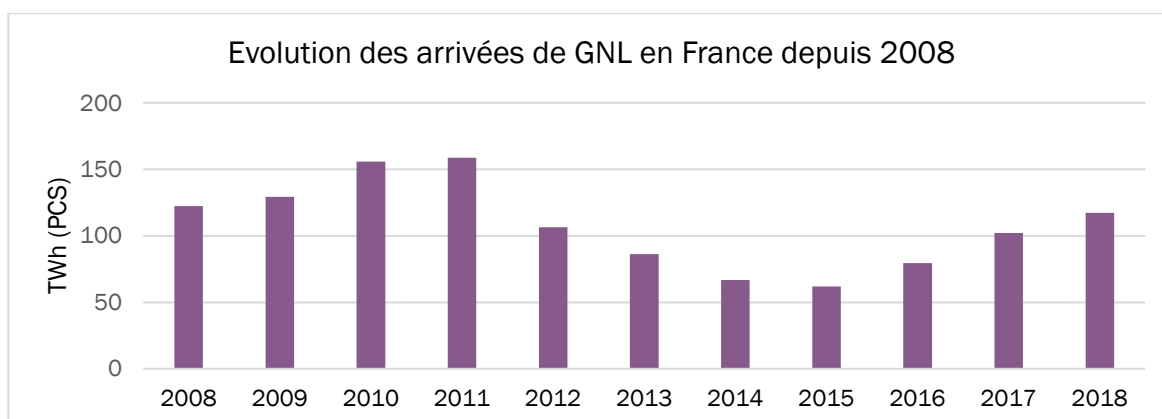
La France est entièrement dépendante des importations pour son alimentation en gaz naturel. La Norvège est depuis plusieurs années le premier pays fournisseur de la France, suivie par la Russie, les Pays-Bas et l'Algérie. Depuis le début des années 2000, le développement du marché mondial du GNL fait 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 suite à 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 atteignent 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.

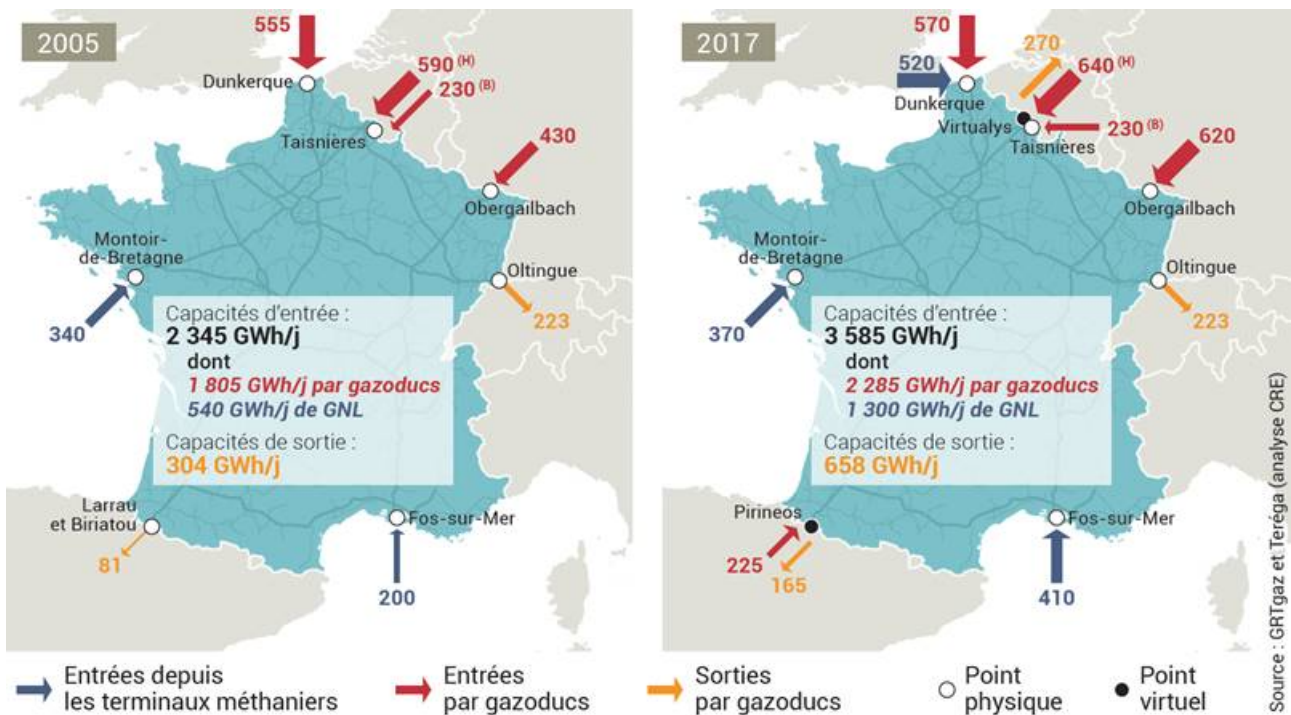
Des investissements ont été réalisés avec l'ensemble des pays frontaliers pour renforcer les interconnexions. Depuis 2005, la CRE a accompagné le développement des interconnexions gazières en s'appuyant sur les procédures d'appels au marché (*open seasons*) qui ont permis de sécuriser le financement 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^{er} 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^{er} 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.

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^{er} 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.

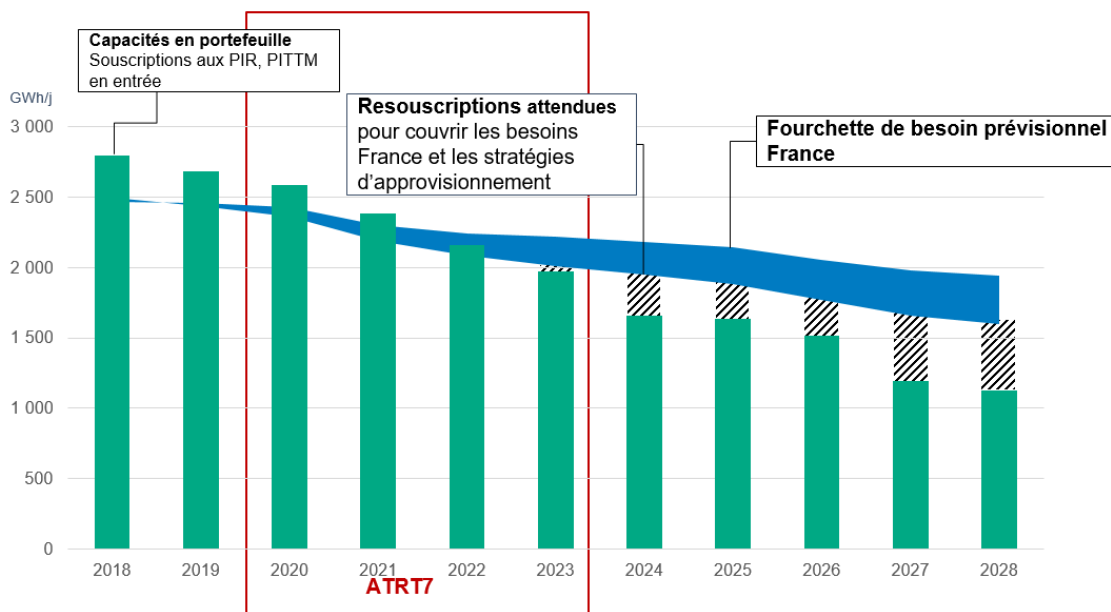
Les premiers résultats de la mise en œuvre de la réforme sont positifs avec, d'une part, des modalités de commercialisation aux enchères qui ont permis la souscription des capacités de stockages nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement, et d'autre part, une baisse de près de 30 % du coût 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 %.

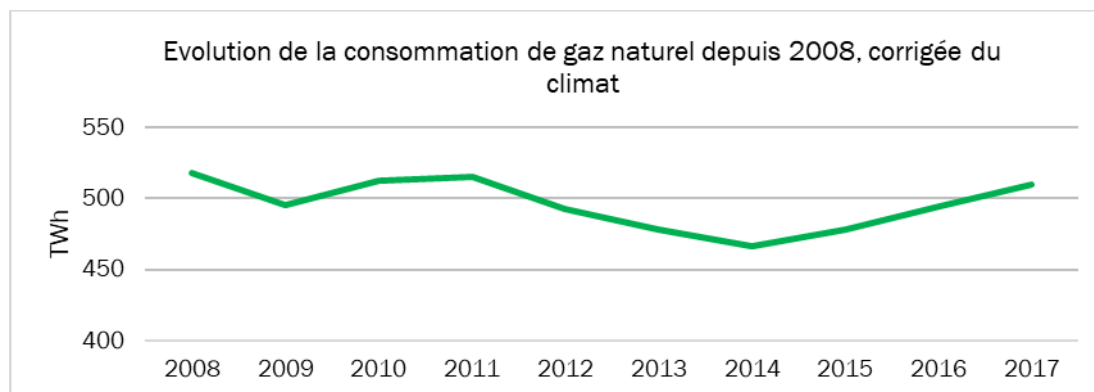
Cependant un certain nombre de ces engagements vont arriver à leur terme au cours de la période ATRT7. Le niveau d'utilisation réelle de ces points étant inférieur au niveau des capacités souscrites, les GRT anticipent qu'une partie des capacités de nouveau disponibles ne seront pas souscrites à court 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 : commissariat général au développement durable

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 PPE⁸ 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 TWh⁵ 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 2018⁹, 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

⁸ Projet pour consultation PPE

⁹ <http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2019/Perspectives-Gaz-2018.pdf>

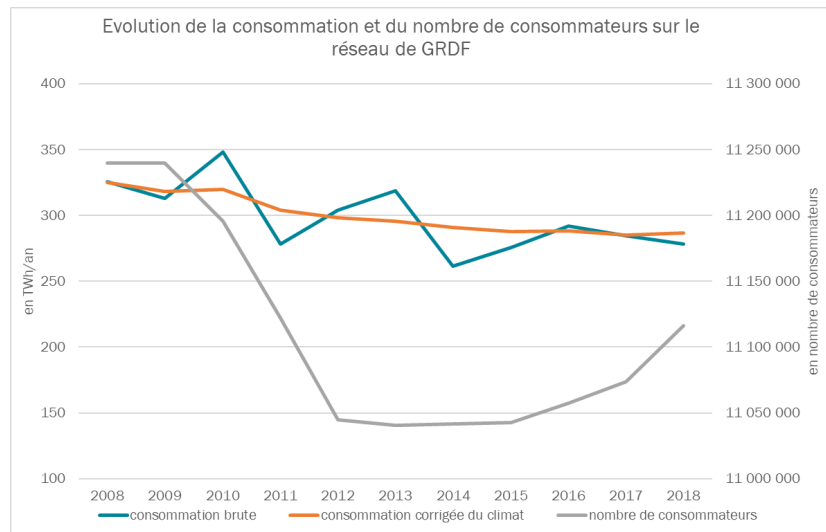
une diminution de la consommation dans trois scénarios sur quatre et un scénario de consommation quasi constante. Les quatre scénarios affichent une réduction importante de la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire et un développement de la mobilité gaz.

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 2014¹⁰, de préparer la mise en œuvre du code de réseau « CAM » (*Capacity Allocation Mechanism*)¹¹, 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 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^{er} avril 2013, est aujourd'hui utilisée par la majorité des GRT

¹⁰ 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.

¹¹ 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.

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 »¹² est appliqué depuis le 1^{er} octobre 2015 en France. Pour y parvenir, la CRE a préparé dès 2011¹³ 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 2017¹⁴.

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 directrices¹⁵ 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 ATRT3¹⁶, 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 tarif unitaire. De nouvelles évolutions visant notamment à simplifier les tarifs pour les consommateurs industriels sont envisagées.

¹² 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.

¹³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 1^{er} décembre 2011 portant approbation de l'évolution des règles d'équilibrage sur le réseau de transport de gaz de GRTgaz et de TIGF.

¹⁴ 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).

¹⁵ Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas.

¹⁶ Proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie du 10 novembre 2006 pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

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 GRDF¹⁷.

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 « réseau¹⁸ ». 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 ces réseaux, 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, 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.

¹⁷ A l'exception du terme tarifaire « TP » pour deux GRD.

¹⁸ 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 2019¹⁹ ;
- la présente consultation publique portant sur les principales évolutions envisagées de la structure des tarifs ATRD6, menée en parallèle de la consultation de la CRE sur la structure des tarifs ATRT7 et ATS2 ;
- 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^{er} avril 2020, du tarif ATRD6 de GRDF au 1^{er} juillet 2020, et du tarif ATS2 au 1^{er} 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 la structure des tarifs ATRD6 pour répondre aux enjeux susmentionnés.

2. STRUCTURE ACTUELLE DES TARIFS ATRD ET ENJEUX

2.1 Historique de la grille tarifaire actuelle du tarif ATRD

La structure ATRD actuelle a été construite en 2003, lors de l'établissement du premier tarif ATRD, de telle sorte que chaque option tarifaire couvre les coûts engendrés par ses consommateurs et en tenant compte de la structure des tarifs réglementés de vente (TRV) de façon à faciliter l'ouverture à la concurrence et le bon fonctionnement du marché.

La structure a très peu évolué par la suite. Les évolutions annuelles successives de niveau se sont appliquées de manière homothétique à l'ensemble des termes de la grille, à l'exception des années d'introduction et de changement de taux de la CTA (cf. 3.1) et de l'introduction au 1^{er} janvier 2018 d'un terme tarifaire R_f au titre de la contrepartie financière versée aux fournisseurs pour la gestion de clientèle en contrat unique, ce terme R_f ayant une règle d'évolution propre.

La structure actuelle est donc très proche de celle qui avait été proposée en 2003 et est commune à l'ensemble des GRD. Le tarif comprend quatre options principales :

- trois options T1, T2, T3, de type binôme, comprenant chacune un abonnement et un terme proportionnel aux quantités livrées :
 - T1 : consommation annuelle de 0 à 6 000 kWh (environ 3 millions de consommateurs pour 9 % du revenu autorisé de GRDF) ;
 - T2 : consommation annuelle de 6 000 à 300 000 kWh (environ 8 millions de consommateurs pour 68 % du revenu autorisé de GRDF) ;
 - T3 : consommation annuelle de 300 000 à 5 000 000 kWh (environ 100 000 consommateurs pour 16 % du revenu autorisé de GRDF) ;

¹⁹ Consultation publique du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France.

- une option T4 de type trinôme, comprenant un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées, dimensionnée pour les consommateurs ayant une consommation annuelle supérieure à 5 000 000 kWh (environ 2 700 consommateurs pour 5 % du revenu autorisé de GRDF).

Une option tarifaire spéciale dite « tarif de proximité », de type trinôme (distance au réseau de transport, capacité et abonnement annuel), a été prévue pour les grands consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution. Le terme proportionnel à la distance est affecté d'un coefficient multiplicateur dépendant de la densité de population de la commune d'implantation du point de livraison concerné. Une cinquantaine de consommateurs bénéficient aujourd'hui de cette option.

Pour un point de livraison donné, le choix de l'option tarifaire est laissé au fournisseur pour le compte du consommateur concerné. Le tarif s'applique par point de livraison.

Enfin, un mécanisme de pénalisation des dépassements de capacité souscrite existe pour les options tarifaires T4 et TP.

Pour les consommateurs ne disposant pas de compteur individuel (soit environ 150 000 consommateurs), les modalités de facturation sont les suivantes :

- pour l'ensemble des consommateurs finals d'un immeuble ou d'un groupement de logements ne disposant pas de compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un contrat de fourniture, un abonnement égal à celui de l'option T1 est facturé, appliqué au nombre de logements alimentés en gaz, et une part proportionnelle égale à celle de l'option tarifaire T1 est appliquée à la consommation de gaz mesurée par le compteur collectif ;
- pour un consommateur ne disposant pas de compteur individuel ou collectif, un forfait évalué sur la base d'une consommation annuelle de 660 kWh, est appliqué.

Depuis 2016, la CRE a par ailleurs modifié les règles d'affectation des fréquences standard de relevé des points de comptage et d'estimation (PCE), prenant la consommation annuelle de référence (CAR) comme critère d'affectation de la fréquence standard de relevé, en remplacement de l'option tarifaire souscrite utilisée jusqu'alors.

Le tableau ci-dessous résume certaines des caractéristiques du portefeuille des consommateurs de GRDF en 2016 :

Option tarifaire	T1	T2	T3	T4	TP
Nombre de consommateurs à fin 2016	3 millions	7,8 millions	98 000	2 700	33
Type de consommation annuelle « théorique »	Cuisson et/ou ECS	Chauffage individuel	Chauffage collectif + petit tertiaire	Gros tertiaire industriel	
Seuil de consommation annuelle théorique	< 6 MWh	Entre 6 et 300 MWh	Entre 300 et 5 000 MWh	Supérieure à 5 000 MWh	sans objet
% des quantités acheminées	Environ 2 %	Environ 48 %	Environ 30 %	Environ 20 %	
TRV actuel	Base (conso ≤ 1 MWh) ou BO	B1 et B2i	sans objet	sans objet	
Profil de consommation théorique	P011	P012	P013 à P019		
Type de relevé	6M (semestriel)*	6M (semestriel)*	MM (mensuel)	JJ ou JM (journalier)	
% du revenu autorisé	9 %	68 %	18 %	5 %	

* Relevé 1M (mensuel) pour les consommateurs équipés de compteurs Gazpar.

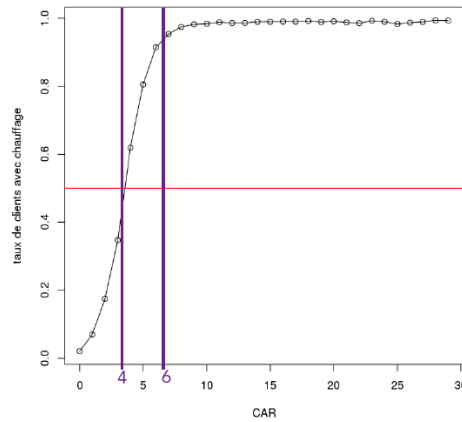
Source : GRDF

2.2 Evolutions survenues depuis 2003

Depuis la mise en place des premiers tarifs en 2003, le portefeuille de consommateurs de GRDF a évolué, notamment dans la répartition des consommateurs par tranche de consommation, induisant une variation du volume de chacune de ces options et des changements de comportements moyens au sein de ces options.

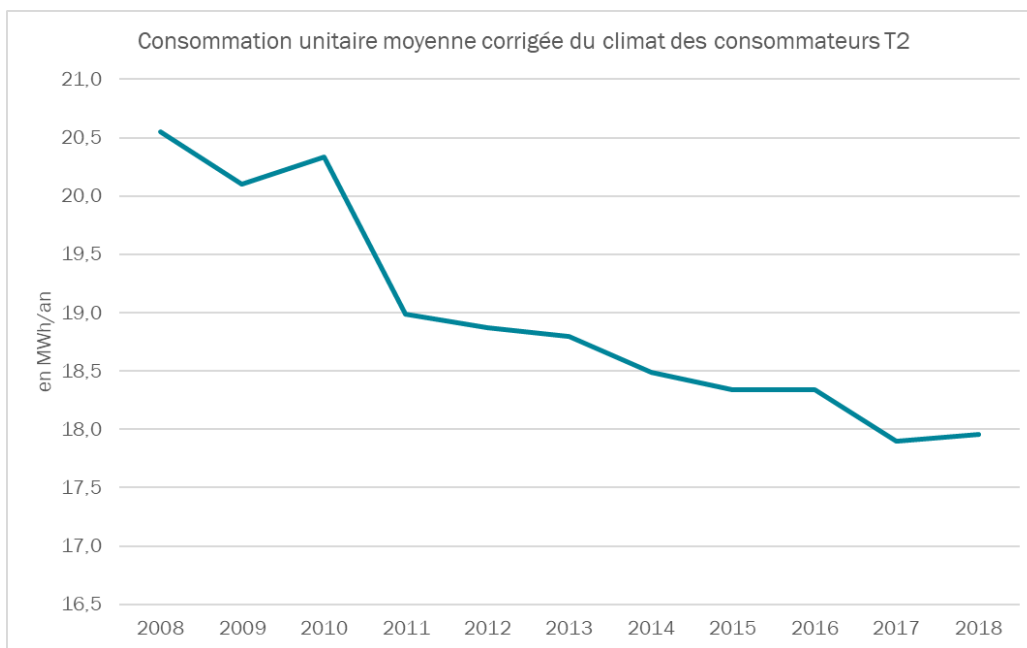
Parmi les changements les plus structurants, on peut citer :

- l'arrivée de consommateurs chauffage (donc thermosensibles) dans l'option T1 (traditionnellement non thermosensibles car liés aux usages de type cuisson et eau chaude sanitaire) ; le schéma ci-dessous, issu d'une enquête menée par GRDF en 2016 (sur base déclarative), permet de voir qu'au-delà de 4 MWh, plus de la moitié des consommateurs ont un usage chauffage :



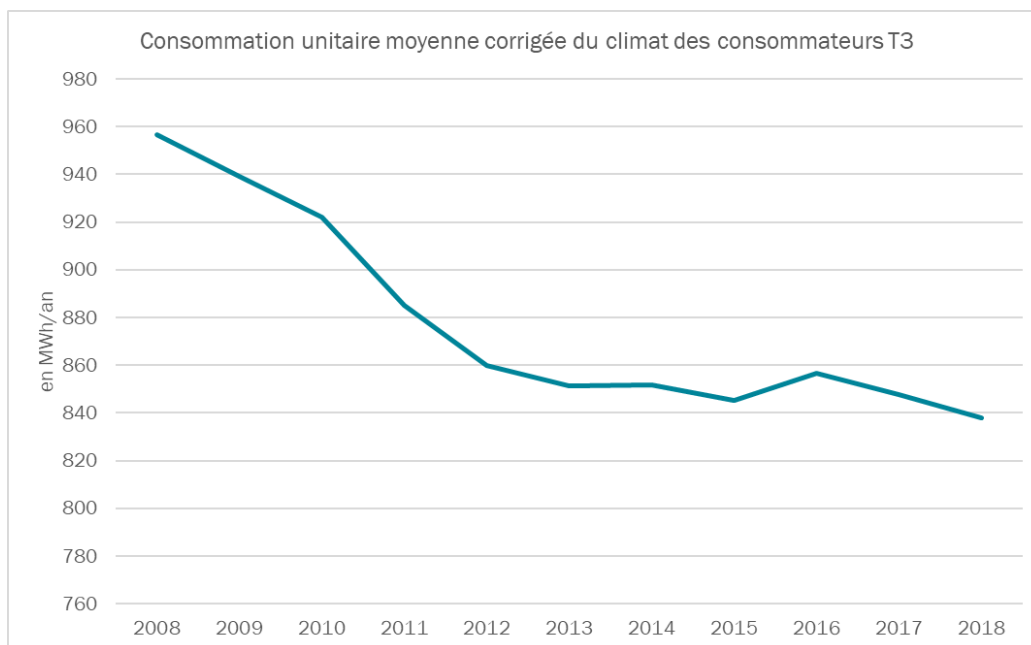
Source : GRDF

- des consommations unitaires des consommateurs des options T2 et T3 en baisse, en raison notamment de la réalisation d'économies d'énergie ; le schéma ci-dessous montre l'évolution au cours des dernières années du total des CAR des consommateurs du réseau de GRDF avec un profil P012 (soit une baisse sur 10 ans d'environ 19 %), pour lesquels a été souscrite en très grande majorité une option T2 :



Source : GRDF

- une baisse des consommations unitaires des T3 :



Source : GRDF

Cette évolution du portefeuille de consommateurs a plusieurs conséquences :

- les options tarifaires regroupent des populations moins homogènes qu'auparavant ;
- il n'est pas certain que la grille tarifaire actuelle ait suivi l'évolution des coûts engendrée par les changements de comportement des consommateurs.

Dès lors, il est légitime que la CRE analyse en profondeur la construction de la grille tarifaire et envisage d'éventuelles adaptations. Conformément aux délibérations tarifaires ATRD5, la CRE et GRDF ont entamé courant 2017 des travaux d'analyse de la structure du portefeuille de GRDF et d'allocation des coûts. Des travaux similaires ont été entrepris avec les ELD. Ces travaux ont permis d'aboutir aux différentes propositions présentées au chapitre suivant.

L'arrivée des données issues des compteurs communicants (à mi-mars 2019, environ 3 millions de consommateurs étaient équipés de compteurs Gazpar), permettra d'affiner la connaissance des comportements des consommateurs T1 et T2 et d'alimenter ainsi les travaux sur la structure des tarifs ATRD.

2.3 Calendrier de mise en œuvre des éventuelles évolutions de structure

Les évolutions de structure tarifaire qui seront finalement retenues pourraient être mises en œuvre au 1^{er} juillet 2020, soit en même temps que l'entrée en vigueur du tarif ATRD6 de GRDF. Toutefois, la CRE est consciente des enjeux inhérents à toute modification de structure des tarifs ATRD, notamment en termes de délai d'adaptation des systèmes d'informations des GRD et des fournisseurs et de maintien de l'homothétie mise en place entre les tarifs des ELD et celui de GRDF. Aussi, il pourrait être envisagé de décaler le calendrier de mise en œuvre des évolutions de structure, par exemple au 1^{er} juillet 2022 en même temps que l'entrée en vigueur des tarifs ATRD6 des ELD, afin de donner une visibilité suffisante aux acteurs de marché. Dans ce cas, les évolutions de la structure tarifaire seraient définies dans la délibération tarifaire de fin 2019 mais la structure de la grille actuelle continuerait de s'appliquer jusqu'au 1^{er} juillet 2022.

Q1 : Quel calendrier vous semble le plus adapté pour mettre en œuvre les évolutions de structure des tarifs ATRD qui seront retenues ?

3. PISTES DE RÉFLEXION ET PROPOSITIONS D'ÉVOLUTIONS DE LA STRUCTURE DES TARIFS DE DISTRIBUTION

3.1 Continuité entre les options tarifaires

Depuis l'entrée en vigueur du premier tarif ATRD, les termes des options tarifaires sont définis pour assurer une continuité aux seuils de consommation séparant chacune des options tarifaires. Ainsi, pour chacun des seuils de consommation entre options tarifaires (6 MWh/an entre les options T1 et T2, 300 MWh/an entre les options T2 et

T3 et 5 GWh/an entre les options T3 et T4), le tarif annuel payé par le consommateur sera identique qu'il se situe dans l'option en-dessous du seuil ou dans celle au-dessus. Ce principe de continuité aux seuils a pour but d'éviter les décrochages de niveau entre options tarifaires et d'inciter les fournisseurs à choisir l'option tarifaire la mieux adaptée au niveau de consommation du consommateur.

Il convient de noter que la continuité ne peut s'envisager strictement qu'entre deux options ayant le même nombre de termes tarifaires. A titre d'exemple, dans le tarif ATRD5 de GRDF, la continuité entre l'option T3 à deux termes (part abonnement et part proportionnelle au volume) et l'option T4 à trois termes (adjonction d'un terme de souscription annuelle de capacité journalière) ne peut être stricte²⁰.

Par ailleurs, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières a introduit une contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (la CTA) au profit de la Caisse nationale des industries électriques et gazières. Cette contribution vise à assurer le financement des droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des industries électriques et gazières, à l'exclusion des évolutions postérieures au 31 décembre 2004, et s'applique sur la part des tarifs indépendante de la consommation (pour le tarif ATRD : abonnement annuel, termes de capacité, terme annuel à la distance et forfait, avec un taux de 20,8 % actuellement). L'introduction de la CTA s'est traduite par une baisse des charges de retraite directement supportées par les GRD. En 2005, lors des travaux tarifaires pour établir les tarifs ATRD2, la CRE a pris en compte cette nouvelle contribution tout en cherchant à assurer une continuité avec les grilles tarifaires du tarif ATRD1. La continuité tarifaire aux seuils entre options a ainsi été établie en tenant compte de l'application de la CTA, afin que celle-ci ne modifie pas de manière significative le montant total de facture lié à la distribution.

Plusieurs acteurs ont fait part à la CRE de leur souhait de voir modifiée cette méthode dans la future grille tarifaire, de sorte que la continuité soit établie sur les termes du tarif ATRD uniquement, sans prendre en compte la CTA, la raison historique de cette continuité s'étant estompée avec les années.

La CRE estime, à ce stade, que la prise en compte de la CTA n'est pas totalement cohérente avec la logique de faire refléter les coûts de réseaux dans les termes de la grille tarifaire du tarif de GRDF. En effet, cette contribution étant assise sur la part des tarifs indépendante de la consommation, sa prise en compte dans le calcul de la continuité au seuil crée de la discontinuité dans le revenu tarifaire, à la maille stricte du tarif ATRD (c'est-à-dire hors prise en compte de la CTA), et pourrait ainsi conduire à des subventions croisées entre les populations des différentes options tarifaires. A titre d'exemple, avec la grille ATRD5, un gros consommateur T1 paye plus de tarif ATRD qu'un petit consommateur T2 pour un volume de consommation comparable. Les évolutions de facture induites par la prise en compte d'une continuité sans CTA sont étudiées au paragraphe suivant.

Q2 : Êtes-vous favorable à ce que la continuité tarifaire entre deux options tarifaires soit établie sans tenir compte de la CTA ?

3.2 Réflexion sur les seuils entre options tarifaires

3.2.1 Seuil entre les options T1 et T2

La consommation de la plupart des 11 millions de consommateurs résidentiels ou petits professionnels raccordés au réseau de distribution de GRDF est relevée semestriellement, ou mensuellement lorsqu'ils sont équipés d'un compteur Gazpar. Pour ces consommateurs, GRDF réalise quotidiennement une estimation de consommation journalière grâce au système de profilage.

Le système de profilage, défini dans le cadre du Groupe de Travail Gaz (GTG), est composé de neuf profils adaptés aux différentes typologies de consommation des consommateurs. Deux profils de consommation sont associés spécifiquement aux consommateurs à relevé semestriel, et sont attribués automatiquement en fonction de la consommation annuelle de référence (CAR) du PCE²¹ :

- le profil dit « PO11 » pour les consommateurs à relevé semestriel ou avec compteur communicant dont la CAR est inférieure à 6 MWh par an. Ce profil permet d'estimer la consommation de consommateurs dont la consommation est statistiquement peu dépendante du climat, car liée principalement à la cuisson et/ou à l'eau chaude ;
- le profil dit « PO12 » pour les consommateurs à relevé semestriel ou avec compteur communicant dont la CAR est supérieure à 6 MWh par an. Ce profil permet d'estimer la consommation de consommateurs dont la consommation est statistiquement fortement dépendante du climat, en raison, en particulier, de l'usage chauffage.

²⁰ Dans le tarif ATRD5 de GRDF, la continuité entre les options T3 et T4 est établie sur la base d'une hypothèse de modulation de 178 jours pour l'option T4.

²¹ PCE : point de comptage et d'estimation.

Ce seuil de CAR de 6 MWh par an entre les profils P011 et P012 est le même que le seuil de partage entre les options tarifaires T1 et T2.

Depuis la création initiale des profils, les efforts portant sur la maîtrise de la demande de l'énergie, tels que l'amélioration des conditions d'isolation des logements par exemple, ont entraîné une baisse des consommations unitaires, notamment des consommateurs à relevé semestriel. En conséquence, de petits consommateurs thermosensibles ont basculé dans le profil de consommation P011 du fait de leur baisse de consommation tout en gardant un usage chauffage. Cette évolution a progressivement introduit un biais pour le calcul des estimations de leurs consommations par GRDF.

Dès 2011, des études ont été menées par GRDF et présentées en GTG pour faire évoluer le système de profilage afin de prendre en compte ce constat : la solution privilégiée afin de refléter au mieux l'évolution des consommations consiste à abaisser le seuil de CAR entre le profil P011 et le profil P012 de 6 MWh par an à 4 MWh par an.

En parallèle, le sujet de l'abaissement du seuil entre les options tarifaires T1 et T2 a été étudié et a fait l'objet d'une première question en 2011 dans la consultation publique relative au tarif ATRD4 de GRDF, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012, évoquant l'enjeu de la concordance de mise en œuvre avec un abaissement du seuil de CAR entre profils P011 et P012. La CRE avait décidé à l'époque de ne finalement pas modifier le seuil entre les options T1 et T2 car cela aurait induit une hausse significative de la facture de gaz (pouvant aller jusqu'à 10 %) pour environ 500 000 consommateurs (ceux situés dans la tranche de consommation entre 4 MWh par an et 6 MWh par an). En outre, en réponse à la consultation publique, certains fournisseurs avaient exprimé leur souhait de ne pas voir évoluer le seuil des profils P011-P012 de 6 à 4 MWh, tant que le seuil entre les options tarifaires T1 et T2 était maintenu à 6 MWh en raison notamment de difficultés liées aux systèmes d'informations des fournisseurs.

En conséquence, le profil P011 a été revu pour mieux prendre en compte le fait que certains de ces consommateurs ont un usage chauffage, tandis que le seuil entre les profils P011 et P012 a été maintenu.

Lors des travaux tarifaires pour établir le tarif ATRD5 de GRDF, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2016, la CRE a de nouveau consulté les acteurs sur le seuil entre les options tarifaires T1 et T2. Compte tenu des améliorations constatées sur les estimations de consommation journalière du système de profilage à la suite de la modification du profil P011, la CRE a proposé de maintenir le seuil d'intérêt entre les options tarifaires T1 et T2 à 6 MWh par an.

Toutefois, si cette évolution du profil P011 a permis des estimations de consommation plus fiables sur la poche des petits consommateurs, elle n'a pas répondu à l'enjeu de rendre les profils et les options tarifaires plus homogènes en termes de comportements de leurs populations respectives. Par ailleurs, la part des consommateurs chauffage dans la tranche 4-6 MWh est toujours croissante. Ainsi, maintenir un seuil de coupure à 6 MWh par an introduit une hétérogénéité dans la population des consommateurs bénéficiant de l'option T1 et pourrait conduire à des subventions croisées au sein de cette population. Pour les prochains tarifs ATRD6, la CRE souhaite donc réétudier la pertinence de ce seuil entre les options T1 et T2.

En outre, une mise en œuvre de cette évolution dans la structure des tarifs ATRD au 1^{er} juillet 2022 rendrait possible la concomitance avec une éventuelle modification des profils P011 et P012 dans le même sens. Bien que cette homogénéité des CAR entre options tarifaires et profils ne soit pas strictement nécessaire, la CRE partage l'idée que cette concordance est souhaitable pour des raisons de cohérence et de facilité de gestion.

La CRE a analysé les effets des deux évolutions de structure envisagées ayant un impact sur les options T1 et T2 (i.e. l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 et le calcul de la continuité au seuil sans tenir compte de la CTA) en testant plusieurs grilles. Les premiers résultats montrent que ces deux évolutions peuvent se faire en limitant l'évolution de facture globale, la hausse maximum de la facture de gaz évoluant entre 4,5 et 6,5 % suivant les simulations (en tenant compte notamment de l'impact d'un changement de profil sur les autres termes de la chaîne gazière). Ce seraient les petits consommateurs T2 issus de la nouvelle structure (ceux avec une consommation annuelle légèrement supérieure à 4 MWh) qui connaîtraient la hausse de facture globale la plus importante.

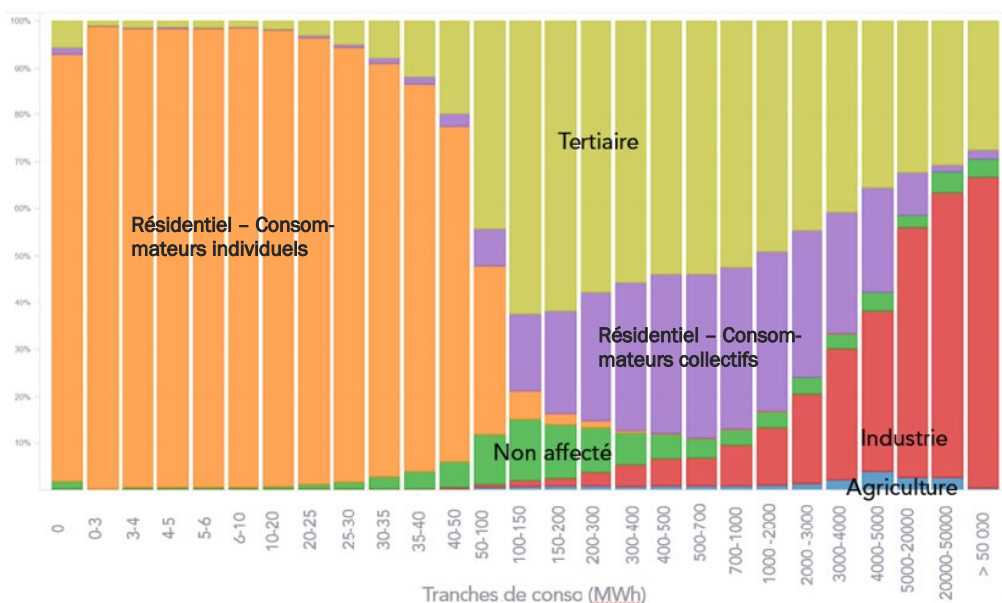
Q3 : Êtes-vous favorable à l'abaissement du seuil de coupure entre les options tarifaires T1 et T2 de 6 MWh à 4 MWh ?

Q4 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle une concomitance entre l'évolution du seuil entre options tarifaires T1 et T2 et celle entre les profils P011 et P012 doit être recherchée ?

3.2.2 Scission de l'option T2

L'option tarifaire T2 est celle qui regroupe le plus de consommateurs, environ 8 millions, avec des consommations annuelles comprises entre 6 et environ 300 MWh. Selon les études réalisées par GRDF, un seuil semble se dessiner entre 30 et 50 MWh, qui permettrait de distinguer, d'une part, une population relativement homogène de consommateurs résidentiels individuels (présentant un profil thermosensible), et d'autre part, le reste des consommateurs

de l'option telle qu'elle est définie actuellement, présentant des comportements de consommation beaucoup plus variés (chauffages collectifs, entreprises tertiaires ou petites industries notamment) :



Source : GRDF (données 2016)

Ce sujet a déjà fait l'objet d'une question en 2011 dans la consultation publique relative au tarif ATRD4 de GRDF, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012. La CRE avait alors proposé de scinder l'option tarifaire en deux, avec un seuil de coupure à 30 MWh par an. Toutefois, cette évolution n'a pas été retenue car les développements informatiques induits ont été jugés trop coûteux comparés aux bénéfices attendus de cette scission. Certains acteurs avaient par ailleurs demandé que le profil de consommation P012 soit lui aussi scindé avec un seuil de consommation identique afin de mieux estimer la consommation journalière de ces deux catégories.

La diversité des comportements de consommation au sein de l'option T2 se vérifiant toujours aujourd'hui, la CRE étudie de nouveau la question, dans le cadre de ses travaux préparatoires sur la future structure des tarifs ATRD, de l'opportunité de scinder cette option en deux. Cette scission aurait pour objectif de différencier la tarification de ces consommateurs et de pouvoir ainsi mieux capter leur diversité de comportements au travers de deux grilles tarifaires distinctes.

Ces consommateurs sont aujourd'hui pour la plupart équipés de compteurs relevés semestriellement. Avec le déploiement des compteurs Gazpar, l'ensemble de ces consommateurs seront équipés d'un compteur à relevé mensuel d'ici mi-2023 et la collecte de ces données permettra d'alimenter la réflexion sur les profils.

Ainsi, deux calendriers de mise en œuvre pourraient être envisagés s'il est jugé pertinent de scinder cette option :

- soit, dès la prochaine évolution de structure des tarifs ATRD, en optant pour un seuil de coupure situé entre 30 et 50 MWh/an. Ce seuil pouvant être par la suite affiné en fonction des données disponibles des compteurs Gazpar ;
- soit, lorsque les compteurs Gazpar auront permis de collecter suffisamment de données, afin de déterminer le ou les seuils et/ou critères de segmentation de l'option les plus pertinents pour tarifier ces consommateurs.

En tout état de cause, la collecte des données issues des compteurs Gazpar permettra également d'alimenter les travaux effectués par le GTG sur les profils.

Q5 : Êtes-vous favorable au principe d'une scission de l'option tarifaire T2 ?

Q6 : Voyez-vous d'autres évolutions qu'il serait souhaitable d'étudier sur le sujet des seuils entre options tarifaires ?

3.3 Equilibre tarifaire entre options

Comme indiqué précédemment, la structure initiale était fondée sur une allocation des coûts entre options. Le niveau des termes tarifaires avait ensuite été fixé de telle sorte que le revenu généré par chaque option couvre les coûts engendrés par ses consommateurs et en tenant compte de la structure des tarifs réglementés de vente (TRV).

Au cours des travaux menés en amont de la présente consultation publique, GRDF et la CRE ont cherché à vérifier que l'application de la grille actuellement en vigueur permettait de respecter l'objectif de couverture des coûts par option.

GRDF et la CRE ont également réexaminé la méthode d'allocation des coûts. Ils ont retenu une granularité des postes de coûts plus fine, avec une allocation effectuée sur 24 grands postes de charges nettes d'exploitations (CNE) et de charges de capital normatives (CCN) contre 5 postes dans la méthode ATRD1.

Lorsque l'allocation directe des coûts à chacune des options tarifaires n'était pas possible, GRDF et la CRE ont utilisé des clés de répartition cohérentes appliquées à chacun des postes de coût étudiés. Si l'utilisation de telles hypothèses de répartition est nécessairement sujette à discussion, les différentes variantes testées ont permis de dégager des tendances pour chaque option tarifaire.

Dans les différentes méthodes d'allocations testées au cours des travaux préparatoires (méthode ATRD1 comprise), on observe que les consommateurs de l'option T2 pourraient être amenés à payer tendanciellement plus que leurs coûts. A l'inverse, les revenus liés aux consommateurs de l'option T3 ne permettraient pas de couvrir les coûts engendrés par ces derniers, pour des volumes financiers similaires.

Aussi, la CRE considère pertinent d'étudier un rééquilibrage entre ces deux options tarifaires afin d'améliorer le reflet des coûts générés par leurs consommateurs respectifs. Ce rééquilibrage, s'il était retenu, nécessiterait d'être progressif, pour des raisons d'acceptabilité des évolutions de factures engendrées.

Q7 : Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE en matière de rééquilibrage des charges supportées par les consommateurs de chaque option tarifaire ?

3.4 Ajout d'un terme proportionnel à la capacité pour l'option T3

L'option tarifaire T3 est composée d'environ 100 000 consommateurs avec des comportements très variés, dont les consommations annuelles sont comprises entre 300 MWh et 5 GWh. Elle regroupe des consommateurs avec une consommation régulière comme les industries, mais aussi des consommateurs dont la consommation dépend du climat comme les chaufferies collectives de bâtiment de taille importante ou encore des consommateurs ayant une consommation plus importante en dehors de l'hiver tels que les sécheurs de grains. Ces consommateurs sont pour la plupart relevés mensuellement. L'option tarifaire T3 est de type binôme comprenant un abonnement et un terme proportionnel aux quantités livrées, c'est-à-dire la consommation du site.

Comme pour les consommateurs relevés semestriellement, GRDF réalise quotidiennement une estimation de consommation journalière grâce au système de profilage. La diversité des comportements de ces consommateurs relevés mensuellement se traduit par les sept profils de consommation qui leur sont associés. L'attribution de ces profils ne dépend pas du niveau de consommation, comme c'est le cas pour les consommateurs relevés semestriellement avec les profils P011 et P012, mais de la proportion de leur consommation sur la période hivernale (entre novembre et mars) par rapport à leur consommation annuelle, dite part hiver²². Ainsi les sept profils attribués aux consommateurs relevés mensuellement vont du profil P013 (pour les consommateurs dont la part hiver est inférieure ou égale à 39 % de leur consommation annuelle) au profil P019 (pour les consommateurs dont la part hiver est strictement supérieure à 81 %) ²³.

La diversité de ces comportements crée de l'hétérogénéité au sein de la population des consommateurs bénéficiant de l'option T3. Ainsi, à l'image de la proposition faite pour scinder l'option T2 (cf. 3.2.2), la CRE considère qu'il pourrait être pertinent de différencier davantage la tarification appliquée aux consommateurs de l'option T3 pour mieux refléter ces comportements. La tarification actuelle, comprenant un terme fixe et un terme proportionnel à la consommation, pour l'ensemble de ces consommateurs, peut conduire à ne pas refléter strictement les coûts induits par chaque consommateur au sein de cette population.

Ces consommateurs étant déjà caractérisés en fonction de leur part de consommation hivernale dans le système de profilage, il pourrait être pertinent d'introduire dans la tarification de l'option T3 un terme proportionnel à la capacité journalière, comme pour les consommateurs bénéficiant des options T4 et TP. L'ajout de ce terme permettrait de différencier la tarification de ces consommateurs en fonction de leur profil de consommation. Ainsi, à revenu tarifaire inchangé pour l'option T3, et pour des consommateurs consommant la même quantité de gaz annuellement, les termes de la grille tarifaire de l'option T3 seraient revus afin que cette évolution se traduise par une baisse du tarif ATRD pour les consommateurs ne participant pas à la pointe de l'hiver et par une hausse du tarif ATRD pour ceux ayant une part hiver importante.

En l'absence de relevé journalier pour ces consommateurs, il est difficile de déterminer le niveau de capacité journalière à souscrire. Par ailleurs, dans l'éventualité où ces consommateurs auraient la possibilité de déterminer ce

²² La part hiver est corrigée du climat et moyennée sur 3 ans (PHcm).

²³ P013 si PHcm ≤ 39 % ; P014 si 39 % < PHcm ≤ 50 % ; P015 si 50 % < PHcm ≤ 58 % ; P016 si 58 % < PHcm ≤ 69 % ; P017 si 69 % < PHcm ≤ 75 % ; P018 si 75 % < PHcm ≤ 81 % ; P019 si PHcm > 81 %.

niveau de capacité, aucune donnée journalière de consommation ne serait observable pour identifier les éventuels dépassements de capacité souscrite. Néanmoins, cette notion de capacité journalière existe pour ces consommateurs pour la capacité de stockage à réserver et la tarification du transport jusqu'au réseau de distribution. Cette capacité journalière est dite normalisée (CJN) puisqu'elle est déterminée à partir des profils de consommation établis par le système de profilage. Cette capacité journalière normalisée est utilisée pour l'ensemble des consommateurs ne disposant pas d'un relevé journalier, consommateurs dits « non à souscription ». A l'inverse, les consommateurs disposant d'un relevé journalier et souscrivant aux options T4 et TP sont dits « à souscription » puisqu'ils réservent eux-mêmes le niveau de capacité dont ils ont besoin et qui servira pour la facturation des termes de tarification du réseau de transport et du réseau de distribution, ainsi que pour le besoin de stockage.

Ainsi, le terme supplémentaire envisagé pour la tarification des consommateurs de l'option T3 pourrait être appliqué à la capacité journalière normalisée de ces consommateurs. Cette capacité serait donc déterminée sur la base du système de profilage et ne serait alors pas soumise aux règles de souscription de capacité et de dépassement de capacité souscrite.

Par ailleurs, GRDF va progressivement équiper l'ensemble des consommateurs relevés mensuellement de compteurs permettant un relevé journalier, c'est l'objet du projet « Satellite ». Dès que ce projet sera achevé (la date de fin de déploiement est prévue pour 2024), il pourrait être étudié l'opportunité pour ces consommateurs d'accéder à un système de souscription de capacité. En effet, le passage au relevé journalier leur permettra d'avoir une connaissance plus fine de leur consommation, ils pourront alors optimiser leur souscription de capacité journalière en fonction de leur profil de consommation.

En plus de mieux caractériser les consommateurs disposant de l'option T3, l'ajout de ce terme proportionnel à la capacité permettrait également de réduire les effets d'aubaine pour certains consommateurs dont les expéditeurs souscrivent pour leur compte l'option T3 alors que leur consommation annuelle dépasse le seuil de 5 GWh. Le nombre de consommateurs dans cette situation a progressivement diminué depuis la délibération de la CRE du 3 mars 2016 modifiant les règles d'affectation des fréquences de relevés (la fréquence de relevé était alors directement liée à l'option tarifaire choisie et certains expéditeurs souscrivaient à l'option T3, associée à un relevé mensuel, afin d'optimiser l'ensemble des composantes constituant la facture globale de leur client). Ces nouvelles règles n'ont pour autant pas résolu entièrement ce problème, l'ajout de ce terme capacitaire pourra donc contribuer à diminuer ces effets d'aubaine.

En tout état de cause, l'introduction de ce terme proportionnel à la capacité journalière pour les consommateurs disposant de l'option T3 nécessiterait de revoir l'ensemble des termes tarifaires actuellement applicables à ces consommateurs (abonnement et terme proportionnel à la consommation). Une telle évolution pourrait avoir l'inconvénient de générer des hausses de factures potentiellement importantes pour les consommateurs les plus modulés.

Lorsqu'elle établit des tarifs, la CRE doit concilier deux objectifs : un objectif de simplicité de la tarification et un objectif de précision de l'allocation des coûts et d'envoi des signaux pertinents. Compte tenu de la diversité des consommateurs T3 et de la contribution parfois importante de ces consommateurs à la pointe hivernale, qui est le facteur principal de dimensionnement des réseaux de gaz, la question de l'introduction d'une tarification reflétant cette caractéristique mérite d'être posée. La consommation de gaz étant 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. Il s'agit donc en grande partie d'allouer des coûts passés. 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 « réseau²⁴ ». Il pourrait donc malgré tout être pertinent d'envoyer un signal afin d'assurer une maîtrise de la pointe hivernale et ainsi éviter des renforcements du réseau à terme inutiles.

En tout état de cause, si la forme de la grille de l'option T3 était modifiée, ce changement devrait se faire dans la continuité. C'est pourquoi la CRE envisage donc de construire une grille tarifaire visant à limiter la hausse moyenne de la facture ATRD pour les consommateurs ayant un profil P019 (profil le plus modulé) à un maximum de 10 %. Les premières simulations de grilles effectuées par la CRE montrent, qu'à revenu tarifaire inchangé pour l'option T3, les évolutions de facture ATRD pourraient alors être comprises entre - 7 % pour les consommateurs ayant une consommation régulière sur l'année et + 18 % pour les consommateurs ayant la consommation la plus fluctuante.

²⁴ BAR restreinte au groupement comptable G1 (conduites et branchements)

Compte tenu de la part du tarif ATRD dans la facture totale du consommateur, les évolutions pourraient être comprises entre - 1,5 % et + 2,5 %.

Q8 : Que pensez-vous du principe de différencier la tarification des T3 pour refléter leur hétérogénéité ?

Q9 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un terme proportionnel à la capacité journalière pour l'option T3 ? Que pensez-vous d'utiliser la capacité journalière normalisée ?

3.5 Tarification des options T4 et TP et continuité entre les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution

Les plus gros consommateurs (ceux ayant souscrit aux options tarifaires T4 et TP et ceux dont les consommations annuelles sont supérieures à 5 GWh quelle que soit leur option tarifaire) représentent environ 4 000 consommateurs. Il s'agit principalement d'industries de taille importante.

L'option TP (tarif de proximité) a été créée pour les gros consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz (à moins de 400 m en moyenne) et déjà alimentés par les réseaux de distribution. Elle comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance à vol d'oiseau entre le point de livraison et le réseau de transport le plus proche, auquel est affecté un coefficient multiplicateur dépendant de la densité de population de la commune d'implantation du consommateur.

L'option T4 regroupe une population similaire, en terme de comportement de consommation, à celle de l'option TP, qui se distingue de cette dernière par une plus grande distance au réseau de transport. Elle est de type trinôme mais comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la consommation.

Actuellement, certains consommateurs historiques de l'option tarifaire T4 sont raccordés en distribution alors qu'un raccordement au réseau de transport serait plus avantageux pour eux. D'un point de vue tarifaire, la CRE considère qu'il serait pertinent, pour ces consommateurs historiques, d'instaurer une plus grande continuité entre les tarifs des réseaux de distribution et de transport. C'est ce même raisonnement qui avait conduit à la création de l'option TP, permettant d'éviter des comportements d'optimisation économique individuelle non économiquement pertinents pour l'ensemble de la communauté des consommateurs de gaz naturel.

Aussi, même si aucune tendance claire de sur ou de sous couverture des coûts pour la poche de consommateurs de l'option T4 ne se dégage des travaux d'allocation de coûts, la CRE envisage de baisser le tarif pour les plus gros consommateurs de cette option. Pour ce faire, la CRE envisage d'appliquer une dégressivité du tarif de l'option T4, qui serait appliquée au terme proportionnel à la capacité journalière à partir d'un seuil de 500 MWh/jour de capacité souscrite. En effet, le niveau de capacité souscrite est un bon critère pour identifier les consommateurs dont les caractéristiques sont proches de celles des consommateurs directement raccordés au réseau de transport. Ce niveau de souscription correspond à celui au-delà duquel la capacité souscrite augmente très fortement pour un petit nombre de très gros consommateurs. Cette dégressivité engendrerait une perte de revenus ATRD limitée compte tenu du faible nombre de consommateurs sur lequel elle s'appliquerait, et peu significative rapportée au revenu autorisé de GRDF.

Q10 : Êtes-vous favorable au principe d'appliquer une dégressivité à la tarification de la capacité de l'option T4 au-delà d'un certain seuil ?

4. PRISE EN COMPTE DU DÉVELOPPEMENT DU BIOMÉTHANE SUR LES RÉSEAUX

4.1 La filière du 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'énergie²⁵ (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 verte²⁶ (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.

²⁵ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

²⁶ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

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 »²⁷ du 30 octobre 2018. Un décret, pris après avis de la CRE, précisera les conditions d'exercice de ce droit.

4.2 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 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 entraînera 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 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.

Q11 : Êtes-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 ?

Q12 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur la structure des tarifs ATRD ?

²⁷ 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

5. LISTE DES QUESTIONS

- Q1 : Quel calendrier vous semble le plus adapté pour mettre en œuvre les évolutions de structure des tarifs ATRD qui seront retenues ? *(page 17)*
- Q2 : Êtes-vous favorable à ce que la continuité tarifaire entre deux options tarifaires soit établie sans tenir compte de la CTA ? *(page 18)*
- Q3 : Êtes-vous favorable à l'abaissement du seuil de coupure entre les options tarifaires T1 et T2 de 6 MWh à 4 MWh ? *(page 19)*
- Q4 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle une concomitance entre l'évolution du seuil entre options tarifaires T1 et T2 et celle entre les profils P011 et P012 doit être recherchée ? *(page 19)*
- Q5 : Êtes-vous favorable au principe d'une scission de l'option tarifaire T2 ? *(page 20)*
- Q6 : Voyez-vous d'autres évolutions qu'il serait souhaitable d'étudier sur le sujet des seuils entre options tarifaires ? *(page 20)*
- Q7 : Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE en matière de rééquilibrage des charges supportées par les consommateurs de chaque option tarifaire ? *(page 21)*
- Q8 : Que pensez-vous du principe de différencier la tarification des T3 pour refléter leur hétérogénéité ? *(page 23)*
- Q9 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un terme proportionnel à la capacité journalière pour l'option T3 ? Que pensez-vous d'utiliser la capacité journalière normalisée ? *(page 23)*
- Q10 : Êtes-vous favorable au principe d'appliquer une dégressivité à la tarification de la capacité de l'option T4 au-delà d'un certain seuil ? *(page 23)*
- Q11 : Êtes-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 ? *(page 24)*
- Q12 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur la structure des tarifs ATRD ? *(page 24)*