

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

A titre liminaire, Eni partage l'analyse de la CRE concernant la stabilité et la simplicité de la structure des tarifs de distribution de gaz. L'alignement de cette structure pour l'ensemble des GRD renforce cette simplification.

Eni regrette que la CRE n'ait pas mis en annexe de sa consultation publique les résultats des études menées par cette dernière pour formuler ses propositions. Sans ces résultats, et notamment les conséquences que les différentes propositions auront sur les options tarifaires, il est impossible de répondre correctement à cette consultation publique.

Par ailleurs, dans cette consultation publique, la CRE souligne à plusieurs reprises que la fin du déploiement des compteurs Gazpar (2023) et du projet « Satellite » (2024) permettra de disposer de plus de données pour affiner les analyses préliminaires déjà menées et facilitera la mise en place des propositions suggérées par la CRE.

Dans ces conditions, Eni considère qu'il est important d'attendre ces déploiements avant de toucher à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel et qu'il conviendra de reconsidérer les propositions de la CRE dans le cadre de l'ATRD 7. La filière ayant besoin de stabilité et de visibilité, aucun impératif ne justifie de faire des modifications de la structure des tarifs qui pourraient être remises en cause ultérieurement.

Question 1 : Quel calendrier vous semble le plus adapté pour mettre en œuvre les évolutions de structure des tarifs ATRD qui seront retenues ? (page 17)

Comme précisé en propos liminaire, Eni considère qu'il convient d'attendre l'exploitation des données des nouveaux compteurs, et donc l'ATRD 7, avant d'envisager toute évolution de structure des tarifs ATRD.

Néanmoins, si la CRE devait passer outre cette recommandation, Eni affirme que toute évolution structurante ayant un impact sur les systèmes d'information des fournisseurs et susceptible de remettre en cause l'équilibre contractuel des fournisseurs en raison d'une augmentation significative du coût d'acheminement pour les consommateurs doit être connue a minima 2 ans avant sa mise en œuvre.

Ce délai doit permettre aux acteurs de maîtriser les coûts d'adaptation de leur SI et d'adapter la construction de leurs offres de manière optimale en leur donnant une visibilité suffisante. Dans ces conditions, si une évolution devait avoir lieu, Eni serait favorable à une mise en œuvre des évolutions de structure au 1^{er} juillet 2022, en même temps que l'entrée en vigueur des tarifs ATRD6 des ELD. Par ailleurs, ce calendrier permettrait de maintenir l'homothétie mise en œuvre entre la grille tarifaire de GRDF et celles des ELD. Les évolutions de structure futures devraient être définies le plus en amont possible dans la délibération tarifaire de fin 2019.

Question 2 : Êtes-vous favorable à ce que la continuité tarifaire entre deux options tarifaires soit établie sans tenir compte de la CTA ? (page 18)

Eni n'est pas favorable à ce que la continuité tarifaire entre deux options tarifaires soit établie sans tenir compte de la CTA.

Tout d'abord, Eni tient à rappeler que si la continuité tarifaire aux seuils entre options avait été établie en tenant compte de l'application de la CTA, c'était en partie pour ne pas introduire un biais qui permettrait aux fournisseurs de jouer avec les options tarifaires pour faire de l'optimisation fiscale. La situation n'a aujourd'hui pas changé. Une telle évolution entraînera donc des biais dans le choix des options tarifaires ATRD, qui dépendra de l'optimisation du coût total pour le consommateur ATRT + CTA.

Par ailleurs, l'évolution proposée par la CRE, afin de garantir la continuité tarifaire, aurait des conséquences directes sur le niveau des différentes options. La CRE précise avoir fait des études sur les effets de cette évolution de structure sans pour autant en communiquer précisément les résultats. Il est donc impossible pour Eni de se prononcer en toute connaissance de cause.

Question 3 : 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)

Eni n'est pas favorable à l'abaissement du seuil de coupure entre les options tarifaires T1 et T2.

En effet, comme le précise la CRE dans la consultation publique, la tarification des réseaux de gaz doit permettre d'inciter à la maîtrise de la consommation. Or, la proposition de la CRE reviendrait, ici, à pénaliser des consommateurs ayant fait des efforts d'efficacité énergétique et de maîtrise de leur consommation.

Par ailleurs, pour répondre au souci de la CRE de veiller à ce que chaque catégorie de consommateurs contribue au financement du réseau à hauteur des coûts qu'elle induit, il serait nécessaire de disposer de la ventilation des coûts par option tarifaire ou par usage et de l'analyse des écarts par rapport aux recettes.

Enfin, et comme pour la question précédente, l'évolution proposée par la CRE, afin de garantir la continuité tarifaire, aurait des conséquences directes sur le montant des options T1 et T2. La CRE précise avoir fait des études sur les effets de cette évolution de structure sans pour autant en communiquer précisément les résultats. Il est donc impossible pour Eni de se prononcer en toute connaissance de cause.

Question 4 : 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)

Eni rappelle ne pas être favorable à l'évolution du seuil entre options tarifaires T1 et T2.

Par ailleurs, des travaux en été menés dans le cadre des groupes de concertation gaz (GTG) sur l'évolution des profils. A l'issue des analyses et des échanges menés avec l'ensemble des acteurs concernés, il a été acté en GTG qu'il convenait d'attendre la fin du déploiement des compteurs Gazpar (2023) et l'étude des données afférentes avant de se prononcer sur une évolution des profils.

Dans ces conditions, et comme déjà précisé, Eni propose de repousser cette question à la future consultation publique relative à la structure de l'ATRD 7.

Question 5 : Êtes-vous favorable au principe d'une scission de l'option tarifaire T2 ? (page 20)

Dans sa consultation publique, la CRE écrit : « *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* ».

Encore une fois, Eni considère qu'il est urgent d'attendre l'exploitation de ces données avant d'envisager toute évolution de l'option T2. A ce stade, une scission de l'option T2 apparaît prématurée. Une évolution dans le cadre de l'ATRD 6 qui serait ensuite corrigée dans l'ATRD 7 grâce à l'exploitation des données du compteur Gazpar serait source d'instabilité.

Par ailleurs, Eni considère que les premières analyses menées ne permettent pas d'obtenir des résultats exploitables pour faire évoluer la structure de l'option T2. Le schéma de GRDF montre effectivement que l'option T2 est constituée de typologies de consommateurs variées. Toutefois, la plupart de ces clients sont caractérisés par le même usage chauffage sans qu'il soit démontré que cet usage génère des coûts différents pour le réseau. C'est par exemple le cas pour les catégories « résidentiels-consommateurs individuels » et « résidentiel- consommateurs collectifs ».

Enfin, Eni regrette que la CRE propose ce type d'évolution sans préciser clairement le gain pour le système gazier ou la collectivité, ni les conséquences que cela impliquerait pour les différentes options tarifaires.

Question 6 : Voyez-vous d'autres évolutions qu'il serait souhaitable d'étudier sur le sujet des seuils entre options tarifaires ? (page 20)

Non

Question 7 : Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE en matière de rééquilibrage des charges supportées par les consommateurs de chaque option tarifaire ? (page 21)

Eni considère que les options tarifaires doivent refléter aux mieux les coûts d'utilisation engendrés par les consommateurs.

Sur le principe, si la CRE dispose des données permettant de mettre en évidence des écarts sur la bonne affectation des coûts, Eni est favorable à un rééquilibrage des charges supportées par les consommateurs de chaque option tarifaire.

En revanche, dans la consultation publique, il est précisé que GRDF et la CRE ont réexaminé la méthode d'allocation des coûts et sont parvenus à une allocation effectuée sur 24 grands postes de charges nettes d'exploitations (CNE) et de charges de capital normatives (CNN). Encore une fois, Eni regrette que cette méthode d'allocation des coûts et ses résultats n'aient pas été fournis en annexe de la consultation publique afin de pouvoir répondre à la question posée en toute connaissance de cause.

Question 8 : Que pensez-vous du principe de différencier la tarification des T3 pour refléter leur hétérogénéité ? (page 23)

Question 9 : 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)

Eni n'est pas favorable à cette proposition. La proposition de la CRE apparaît être d'une complexité très importante pour un gain très faible pour le réseau, qui est déjà structuré et qui ne court pas de risque en matière de sécurité d'approvisionnement. En effet, l'introduction d'un système de souscription normalisée dans le tarif de distribution de gaz va considérablement complexifier les SI de facturation des fournisseurs.

Il existe des solutions beaucoup plus simples pour éviter les effets d'aubaine décrits dans la consultation publique, à commencer par contraindre tous les consommateurs ayant une consommation annuelle supérieure à 5 000 MWh à souscrire à une option T4.

Par ailleurs, il est précisé que les premières simulations de la CRE font apparaître une évolution de facture ATRD qui pourrait atteindre + 18% pour certains consommateurs T3. Une telle évolution serait difficilement justifiable auprès de ces derniers.

Surtout, il est précisé dans la consultation publique que « *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. ».

Dans ces conditions, il nous semble que la CRE devrait attendre cette évolution avant de reformuler, et ainsi sécuriser, sa proposition.

Enfin, s'agissant de la stabilité des développements du réseau alors que les consommations sont orientées à la baisse, Eni considère que d'autres paramètres bien plus importants doivent être pris en compte par la CRE :

- Le risque 2% retenu par la France pour dimensionner le réseau, alors que la référence en Europe est de 5%, explique certainement une part importante de ces développements. Il est urgent que les pouvoirs publics réinterrogent ce choix dans le contexte actuel de diminution des consommations de gaz pour limiter les coûts échoués qui seront payés par les consommateurs de gaz. La CRE doit jouer son rôle d'alerte et de conseil sur ce point ;
- Le critère de B/I utilisé pour les nouveaux raccordements devrait également être révisé. En effet le réseau de gaz a d'abord été développé dans les zones présentant le retour sur investissement le plus intéressant. Les nouveaux clients raccordés présentent donc une rentabilité moindre. Il serait important de s'assurer que ces nouveaux raccordements présentent réellement un gain positif suffisant pour le réseau ;
- Dans le contexte financier actuel, le niveau du taux de rémunération en vigueur peut conduire à des biais concernant les décisions d'investissement des opérateurs. A ce titre, l'évolution envisagée par la

CRE dans la consultation publique relative au cadre tarifaire consistant à définir 2 taux de rémunération pour éviter ces biais pourrait permettre une optimisation des investissements.

Question 10 : 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)

Eni n'est pas favorable à cette proposition car cela complexifierait le mécanisme sans raison apparente. Le niveau de raccordement au réseau de distribution de gaz est un choix politique inscrit dans la loi. Pour limiter l'impact pour les grands consommateurs, une option tarifaire spécifique a déjà été introduite. Eni recommande d'améliorer l'option TP plutôt que de distordre l'option T4. Il serait d'ailleurs intéressant de disposer de l'analyse coûts/recettes de l'option T4 avant et après l'évolution envisagée.

Enfin, la CRE ne précise pas les modalités de la dégressivité envisagée : par paliers, par MWh/j de souscription, proportionnalité ?

Question 11 : 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)

A titre liminaire, Eni considère que le signal économique donné à la production de biométhane doit porter sur l'ensemble du projet, et doit permettre de s'assurer que seuls les projets présentant un intérêt économique suffisant pour la collectivité (en minimisant notamment les coûts générés pour le réseau) pourront se raccorder.

Pour les autres projets, d'autres solutions de valorisation du biogaz produit devront être recherchées : production d'électricité, bioGNV.

En conséquence, Eni est 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 ;
- la mise en œuvre d'un critère économique permettant de limiter la pertinence de chaque raccordement.

Enfin, pour s'assurer que les opérateurs de réseau auront un comportement vertueux concernant le raccordement des installations de biométhane, un taux de rémunération spécifique pour les investissements nécessaires à ces raccordements pourrait être défini. Ce taux pourrait être égal au coût de la dette.

Question 12 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur la structure des tarifs ATRD ? (page 24)

Non