



Réponse d'ENGIE à la consultation de la CRE

Conditions d'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz et à l'introduction d'un timbre d'injection

ENGIE remercie la CRE pour l'organisation de cette consultation publique qui porte sur des problématiques particulièrement importantes pour le développement du biométhane.

Comme le soulignent les conclusions du rapport sur le verdissement du gaz publié en juillet 2019 par le GT 1 du Comité de prospective de la CRE, la filière biométhane constitue un contributeur clé pour l'atteinte d'un mix 100% décarboné, sécurisé et flexible, en parfaite complémentarité avec les énergies renouvelables électriques.

La méthanisation génère par ailleurs de nombreuses externalités positives qui en font une énergie renouvelable unique et précieuse. Elle permet de générer de nombreux emplois dans les territoires, de soutenir le dynamisme agricole, de limiter l'usage de produits phytosanitaires, d'augmenter le stockage de carbone dans les sols, de limiter la pollution des eaux...

A ce titre, ENGIE se félicite de l'introduction d'un système de quote-part qui permettra, entre autres, au premier producteur de ne pas supporter l'intégralité des coûts d'extension nécessaire pour desservir des zones à fort potentiel méthanogène, mais trop éloignées du réseau. Ce dispositif contribuera à l'atteinte des objectifs ambitieux de verdissement du gaz.

Engie partage une grande partie des propositions de la CRE et propose plusieurs évolutions :

- **Ne pas introduire de timbre d'injection pour le biométhane.** L'examen de ce sujet devrait être reporté, a minima, aux travaux sur les tarifs ATRT8 et ATRD7, à supposer que la pertinence d'instaurer un tel timbre soit démontrée ;
- **Prendre en compte les volumes déjà raccordés lors de l'actualisation du dispositif de zonage de raccordement,** afin de limiter l'incertitude pour les porteurs de projets et d'éviter que les derniers projets comportent des coûts plus importants qu'initialement prévus ;
- **Adopter un rythme trimestriel de validation des investissements de renforcement** plutôt que semestriel, afin de limiter les risques de retard entre la mise en service du projet de biométhane et celle du rebours ;
- **Lancer les études pour la construction du rebours** dès l'obtention de l'autorisation ICPE du premier projet sur la zone et démarrer sa construction à la mise en chantier de la production de biométhane, sans attendre que les 3 % de volumes injectés soient atteints.

Q1 : Êtes-vous favorable aux modalités de construction du zonage de raccordement envisagées par la CRE et notamment au critère technico-économique retenu (critère I/V élargi) ?

ENGIE est favorable à l'utilisation du critère I/V élargi pour la construction du zonage de raccordement, en complément de l'utilisation du critère I/V décret. Ce critère procure une information plus complète aux porteurs de projets qui disposent ainsi d'une visibilité exhaustive sur les coûts et contraintes liés aux raccordements et aux renforcements selon différentes zones géographiques.

En revanche, ENGIE souhaiterait que le caractère non-prescriptif du schéma de raccordement (qui définit, pour chaque zone, quel est le réseau – entre distribution et transport – le plus pertinent pour le raccordement des projets) soit affirmé de manière plus nette. **ENGIE considère que le porteur de projet doit disposer des informations lui permettant d'évaluer la pertinence des différentes solutions en termes de coûts de renforcement et de raccordement, selon les hypothèses retenues et la méthodologie utilisées. Dans tous les cas, la décision finale doit lui revenir.**

Q2 : Êtes-vous favorable à la méthodologie d'implication des acteurs locaux proposée par la CRE ?

ENGIE est favorable à cette méthodologie et à la liste des acteurs locaux proposés dans le document de consultation de la CRE, sous réserve qu'elle puisse être complétée, selon les spécificités locales.

Outre les acteurs locaux, ENGIE considère que les porteurs de projets doivent être également associés, dès la présentation de l'outil de construction du zonage de raccordement et en amont de la première publication du zonage, puisqu'ils en seront les premiers utilisateurs.

Q3 : Êtes-vous favorable au format de livrable proposée par la CRE ? Estimez-vous que celui apporte la visibilité nécessaire à la filière ? Partagez-vous le code couleur retenu ?

ENGIE considère que le format retenu, sous forme de carte, est facile à interpréter et utile pour les porteurs de projets. Ces derniers pourront en effet mieux appréhender dès le début d'un projet les zones géographiques présentant le moins de contraintes et d'évaluer les coûts associés au réseau.

Pour éviter toute confusion, la légende correspondant à la zone rouge pourrait cependant être moins « fermée » en précisant que sur ces zones, les projets pourront être raccordés mais qu'une partie des coûts de renforcement devra être prise en charge par les porteurs de projets ou par des tiers.

L'introduction d'un exemple appliqué à une des 500 zones au sein du document de consultation aurait été utile pour mieux se projeter.

Par ailleurs, ENGIE s'interroge sur la notion de « capacité maximale de la zone » au-delà de laquelle les projets ne pourront plus être raccordés (p.12 : « Sur ces zones, les projets seront raccordés jusqu'à atteindre la capacité maximale de la zone ») et sa redondance avec la notion de « capacité maximale d'accueil (p. 13) : de quelle capacité maximale s'agit-il ? de la capacité d'accueil avec ou sans les renforcements ? S'il s'agit du premier point, cela signifie-t-il qu'il y aura une limite de capacité d'accueil qui viendrait plafonner les renforcements possibles, qui en théorie permettraient une capacité d'accueil illimitée, pourvu que les porteurs de projet payent le reste à charge ? Si oui, comment cette limite a-t-elle été définie ?

Q4 : Êtes-vous favorable au calendrier de mise en place, aux modalités et à la fréquence d'actualisation du dispositif de zonage de raccordement ?

ENGIE considère que la méthodologie d'actualisation du zonage, qui retire les volumes raccordés entre deux actualisations pour le calcul des nouveaux critères I/V, pose un problème de visibilité pour les porteurs de projets et les financeurs.

En effet, ces derniers ne peuvent pas avoir la garantie que le projet de renforcement sera entièrement pris en charge par le dispositif de couverture tarifaire si, entre deux actualisations, des projets se raccordent sur la zone, avec pour effet de rehausser le critère I/V décret. Cette disposition pourrait potentiellement faire basculer un projet d'une zone verte ou orange à une zone rouge, impliquant qu'une partie des coûts de renforcements soient finalement à la charge du porteur.

Aussi, ENGIE souhaite que les volumes déjà raccordés lors de l'actualisation du zonage de raccordement soient pris en compte en cas d'actualisation, dans une logique cumulative.

Q5 : Êtes-vous favorable aux modalités de validation des investissements de renforcement envisagées par la CRE ?

ENGIE est favorable aux modalités de validation des investissements pour les maillages.

En revanche, les modalités envisagées pour les investissements de rebours sont susceptibles de causer des retards. En effet, s'il faut attendre que le dossier ICPE soit déposé pour faire une demande d'investissement puis attendre jusqu'à 6 mois que cette dernière soit étudiée pour validation, il se pourrait que la construction du rebours ne soit pas finalisée au moment où l'unité de biométhane entrera en service (dans les cas où l'instruction ICPE est rapide et où le chantier est lancé dans la foulée), générant ainsi des productions de biométhane qui ne pourraient être valorisées et, partant, des incertitudes pour les porteurs de projets et les financeurs.

Engie souhaite ainsi que la validation des investissements pour les rebours se fasse sur une base trimestrielle et non semestrielle.

Q6 : Êtes-vous favorable aux modalités de déclenchement des investissements de renforcement proposées par la CRE ?

ENGIE est favorable aux modalités de déclenchement des investissements pour les maillages.

En revanche, ENGIE n'est pas favorable à celles relatives aux rebours en raison de leur complexité et de l'incertitude qu'elles génèrent sur les revenus d'exploitation des projets de production de biométhane.

En effet, devoir attendre, avant tout déclenchement d'investissement, que le rebours fonctionne pour au moins 3% des volumes injectés dans la zone, conduira à ce qu'un ou plusieurs projets soient susceptibles de rester plusieurs mois, voire plusieurs années, sans possibilité de valoriser l'ensemble de leur production et ce, jusqu'à ce que de nouvelles capacités entrent en service sur la zone pour atteindre les 3%.

Ces modalités de déclenchement de l'investissement pour les rebours, qui créent une dépendance vis-à-vis de l'état d'avancement des autres projets, semblent injustifiées, puisqu'il est quasi certain que le rebours finira par être utilisé.

ENGIE souhaite que les études pour la construction du rebours soient lancées à l'obtention de l'autorisation ICPE du premier projet sur la zone et que sa construction intervienne dès la mise en chantier de la production de biométhane, sans attendre que les 3 % de volumes injectés soient atteints.

Par ailleurs, ENGIE souligne que le décret relatif au droit à l'injection, qui limite l'enveloppe maximale annuelle d'investissement pour les renforcements à 0,4% des recettes annuelles pour le réseau de distribution et à 2% pour le réseau de transport, viendra déjà impacter les jalons de décision d'investissement. En effet, si l'enveloppe maximale est atteinte, un porteur de projet pourra se voir demander d'attendre l'année suivante et d'intégrer une nouvelle file d'attente, avec pour conséquence d'avantage de complexité et d'aléa. Le cumul de cette contrainte, figée par décret, avec la contrainte des 3%, engendrerait d'importantes incertitudes sur les durées de développement pour les porteurs de projets.

ENGIE regrette les conséquences de ce décret et aurait souhaité la mise en place d'une enveloppe globale d'investissement, non annualisée, qui aurait permis de réaliser les investissements nécessaires à l'atteinte de l'objectif de la LTECV de 10% de gaz verts dans la consommation de gaz, sans impliquer la mise en place d'une nouvelle file d'attente.

Q7 : Êtes-vous favorable à la méthode de quote-part proposée par la CRE ?

ENGIE se félicite de l'introduction d'un système de quotepart qui permettra notamment aux premiers producteurs de ne pas supporter l'intégralité des coûts d'extensions de réseau qui sont nécessaires pour desservir des zones à fort potentiel méthanogène mais trop éloignées du réseau. Il s'agit d'une véritable avancée pour l'atteinte des objectifs ambitieux de verdissement du gaz

Cependant, ENGIE souhaiterait que la CRE précise la méthode d'intégration des nouveaux projets pour l'actualisation du calcul de la quote-part, tant que les ouvrages constitutifs de l'extension mutualisée ne sont pas construits. Selon la consultation, le passage des projets en étude détaillée sera pris en compte pour actualiser la quote-part mais rien n'est précisé sur l'arrivée de nouveaux projets entrant en étude de faisabilité. **La quote-part sera-t-elle bien ajustée au fur et à mesure des nouveaux projets entrant en étude de faisabilité sur la zone ?**

Enfin, ENGIE souhaiterait que la CRE précise la façon dont est définie la « dernière quote-part en vigueur » à appliquer aux projets une fois l'extension réalisée. La formulation laisse penser qu'il s'agit de la quotepart appliquée au premier projet à s'être raccordé. Or si ce dernier a payé une quotepart « plus élevée que ce qu'il aurait dû » du fait, par exemple, qu'il était le seul à être en étude détaillée sur la zone, alors les projets suivants devront tous payer une quotepart « surévaluée », entraînant des sur-rémunérations d'extensions mutualisées importantes. De plus, cette modalité rendrait les projets dépendants les uns des autres au sein d'une même zone en raison de l'intérêt d'avancer « en même temps ». Or une gestion coordonnée des projets apparaît extrêmement délicate en pratique, voire impossible.

ENGIE comprend l'intérêt d'une gestion coordonnée ainsi que la génération d'excédents de rémunération sur certaines zones pour limiter les éventuels coûts échoués mais considère que cette modalité de calcul de « quote-part en vigueur » à appliquer aux projets une fois l'extension réalisée, transfère par trop les difficultés sur les porteurs de projets.

ENGIE souhaite ainsi que la quote-part à appliquer aux projets, une fois l'extension réalisée, se calcule de la même manière qu'avant la réalisation de l'extension, c'est-à-dire en tenant compte de l'évolution du niveau de maturité des projets, étant entendu qu'un projet déjà raccordé reste compris dans le calcul et conserve une probabilité de 1. De cette manière, en cas de quote-part « surévaluée » payée par le premier producteur à s'être raccordé, les projets suivants pourraient bénéficier d'une quote-part plus « juste » du fait d'une probabilité plus forte associée aux capacités de production de la zone (un ou plusieurs des projets suivants ayant réalisé leur étude détaillée entre temps). De cette manière, la dépendance entre les différents projets est amoindrie ainsi que les cas de sur-rémunération.

Avec cette méthode, des excédents de rémunération d'extensions mutualisées restent toujours possibles en cas de raccordement complet sur une zone (et incluant des paiements de quote-part réalisés lorsque au moins un des projets était encore en étude de faisabilité), permettant de combler les éventuels coûts échoués liés aux dispositifs du « droit à l'injection ».

Q8 : Êtes-vous favorable aux seuils d'éligibilité proposés par la CRE et estimez-vous qu'il faille mettre en place d'autres critères ?

Engie peut comprendre que la longueur des canalisations mutualisées soit a minima de 2 km, mais ne voit pas la nécessité d'imposer que celle des tronçons soit supérieure à 500 mètres.

Afin de limiter la complexité, ENGIE souhaiterait que seul le premier critère de 2 km soit retenu.

ENGIE est également favorable au prérequis visant à fixer à 1/3 la proportion, en capacité maximale d'injection, que devront représenter les projets au stade de l'étude détaillée au moment du déclenchement de l'investissement.

En revanche, ENGIE ne comprend pas la corrélation établie entre ce prérequis et le dernier paragraphe de la consultation associé à la question Q8. Conditionner le déclenchement de l'investissement au fait qu'au moins la moitié des coûts à répartir entre producteurs soit couvert nécessitera d'attendre que les projets à plus forte capacité soient prêts en premier pour payer leur quote-part. Cette procédure présente un risque pour les plus petits projets qui se retrouveraient dépendants de l'état d'avancement des plus gros qui sont, par ailleurs, souvent plus longs à se développer.

ENGIE n'est donc pas favorable à ce paragraphe et souhaite maintenir uniquement le prérequis visant à avoir 1/3 des capacités en étude détaillée avant de déclencher l'investissement.

Dans tous les cas, ENGIE considère que ce dispositif devra être évalué périodiquement afin d'en contrôler l'efficacité.

Q9 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'aligner le traitement des ouvrages mutualisés en transport sur le traitement des extensions mutualisée en distribution ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE.

Q10 : Êtes-vous favorable aux principes retenus par la CRE pour introduire un timbre d'injection pour les producteurs de biométhane ainsi qu'aux modalités de facturation envisagées ?

ENGIE est, de façon générale, favorable à l'envoi de signaux économiques pertinents aux acteurs de marché.

Toutefois, ENGIE n'est pas favorable à l'introduction d'un timbre d'injection pour le biométhane injecté dans les réseaux. Même si les quantités produites croissent rapidement, leur part relative au regard des quantités consommées demeure à ce stade marginale. En conséquence, ENGIE considère qu'il est prématuré d'envisager l'instauration d'un timbre à l'injection dès l'entrée en vigueur des tarifs ATRT7 et ATRD6. Cela représenterait par ailleurs un frein supplémentaire au développement de cette filière en plein décollage.

ENGIE considère que l'examen de cette question devrait être reporté, a minima, aux travaux sur les tarifs ATRT8 et ATRD7, à supposer qu'on en démontre la pertinence, et participera pleinement à la réflexion et à la construction d'un éventuel mécanisme lorsque le biométhane représentera une part substantielle du gaz circulant sur les réseaux.

Si la discussion devait être engagée dès maintenant, ENGIE souhaite rappeler que l'introduction d'un timbre à l'injection :

- **semble contraire à l'esprit de l'article 94 de la loi EGALIM et de son décret** associé qui indique que les coûts de renforcement liés à l'injection de biométhane doivent être pris en charge par les opérateurs de réseau ;
- **pénaliserait l'injection du biométhane au bénéfice de la production d'électricité** qui, elle, ne supporte pas de timbre d'injection en distribution et seulement un timbre très faible pour le transport, en contradiction avec les politiques publiques visant à favoriser l'injection ;
- **serait incompatible avec la prise en compte de la valeur système de l'injection de biométhane** qui, décentralisée, permet de soulager les contraintes que peuvent connaître les réseaux, conçus pour accueillir aujourd'hui des volumes concentrés, essentiellement aux frontières et qui, à ce titre, nécessiterait d'être évaluée ;

A ce stade, la filière, au travers du comité stratégique de filière « Nouveaux Systèmes Energétiques », s'est engagée à réduire fortement ses coûts de production (30% d'ici 2030), dans un contexte de raréfaction des subventions à l'investissement et d'une réforme préjudiciable du système des garanties d'origine. **Introduire des charges supplémentaires nécessiterait ainsi de les compenser afin de maintenir la trajectoire de développement attendue pour le biométhane.**

Q11 : Les modalités de calcul et le niveau du timbre d'injection envisagé à ce stade vous semblent-ils pertinents ?

ENGIE se prononce en faveur d'un report de l'examen de ce sujet aux travaux sur les tarifs ATRT8 et ATRD7.

Si la CRE décidait malgré tout d'introduire un timbre à l'injection, les hypothèses fondant les grilles indiquées par la CRE devraient être objectivées pour qu'ENGIE puisse se prononcer.

Autres remarques

Outre les solutions de rebours, de maillage et d'extensions mutualisées, il aurait été intéressant que la consultation adresse d'autres solutions de flexibilité et de gestion de l'injection du biométhane, comme par exemple celle procurée par Azola (ex-Lilibox) développée en partenariat avec GrDF et Storengy.

*