

Le 16 septembre 2019

Consultation publique n°2019-015 du 23 juillet 2019 relative aux conditions d'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz et à l'introduction d'un timbre d'injection

-

CONTRIBUTION DE L'UNIDEN

PROPOS LIMINAIRES

L'UNIDEN a suivi avec grand intérêt les travaux du Comité Prospectives « GT1 Verdissement du Gaz », ainsi que les objectifs de développement significatif de la filière de méthanisation, portée par une PPE ambitieuse de 6 TWh de biogaz injecté dans le réseau d'ici 2023, et 14 à 22 TWh d'ici 2028.

Cependant le développement de la filière de méthanisation est encore aujourd'hui confronté à une problématique de coûts très élevés, concernant d'une part le coût de production (aujourd'hui 5 à 6 fois plus cher que le marché actuel à 18 €/MWh) et d'autre part le coût d'injection, lorsque le biogaz produit n'est pas utilisé localement (via la cogénération de chaleur et d'électricité, ou l'utilisation directe pour un usage mobilité). Ce coût d'injection est porté non seulement par l'opérateur de réseau et donc in fine par le consommateur final via le tarif mais également dans une moindre mesure par le porteur de projet.

L'UNIDEN souhaite souligner la nécessité de la bonne maîtrise des coûts du développement de cette filière pour la collectivité. Le décret et l'arrêté du 28 juin 2019 ont mis en place les premiers jalons pour la sélection des projets d'investissements sur une base technico-économique. Nous soutenons ici l'approche de la Commission de Régulation de l'Energie qui renforce encore cette démarche avec le critère « Investissement/Volume élargi » qui a pour vocation de prendre en compte l'intégralité des coûts d'investissement du réseau. Cependant la valeur de seuil de 6,5 €/MWh pour passer d'une zone Orange à une zone Verte nous paraît relativement élevé, au regard des coûts actuels du gaz naturel (marché + réseau). Nous aimerions également que dans le cadre du zonage les solutions d'usage alternatif pour une utilisation « plus locale » du biogaz soient étudiées pour en vérifier la compétitivité.

Par ailleurs, la Commission de Régulation de l'Energie indique que **les investissements nécessaires dans les réseaux de transport et de distribution de gaz sont de l'ordre de 1,5 Mds€ pour un objectif de 22 TWh** de biogaz injecté en 2028, au-delà d'un engagement budgétaire de la part de l'Etat (de 7 à 9 Mds€ de dépenses publiques supplémentaires entre 2019 et 2028 selon le projet de PPE).

Ce montant très élevé sera répercuté au consommateur final par le tarif et sans aucune mesure particulière fera peser une charge excessive aux consommateurs gazo-intensifs, comme le précise par ailleurs Comité Prospectives dans son rapport. D'autant plus que les recettes générées par le timbre d'injection proposé par la CRE, et dont nous soutenons fortement la mise en œuvre, resteront bien inférieures aux coûts totaux supportés par le tarif en termes d'investissements et de charges d'exploitation, avec seulement 5,86 M€/an d'ici 2023 (pour 6TWh...).

L'UNIDEN demande donc que les coûts d'investissement liés au développement massif de la filière de méthanisation soient clairement identifiés, analysés et validés par la Commission de Régulation de l'Energie, afin de s'assurer d'une gestion efficace des enveloppes d'investissements en priorisant les projets les plus rentables, de la bonne maîtrise des coûts et enfin de mettre en place les leviers d'exonérations nécessaires aux sites gazo-intensifs face à ces coûts très élevés.

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) ?

L'UNIDEN est favorable aux modalités proposées par la CRE. Pour évaluer la pertinence globale d'un projet d'investissement, il est effectivement très important d'inclure tous les coûts et en particulier ceux qui seraient pris en charge par les opérateurs de réseaux, et donc répercutés au consommateur final via le tarif.

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

Comme rappelé par la CRE, le décret prévoit une consultation des autorités organisatrices de la distribution de l'énergie par les gestionnaires de réseaux au moment de l'établissement du zonage de raccordement, ce qui est effectivement nécessaire afin d'évaluer le potentiel de développement de la filière.

Il sera toutefois très important de rester vigilant et d'avoir une vision critique des chiffres qui seront récoltés lors de cette consultation. En effet, dans la mesure où ces instances ont l'ambition de développer leur territoire, ces chiffres ont de fortes chances d'être optimistes et donc surévalués par rapport à la réalité du terrain.

Or le décret précise qu'« il est tenu compte du potentiel de biomasse mobilisable pour la méthanisation localisé sur une commune desservie en gaz naturel ou à une distance inférieure à 6 kilomètres d'un réseau de gaz naturel. La probabilité de réalisation d'installations de méthanisation valorisant ce potentiel est fixée à 20 % », pour calculer le critère I/V décret. Et c'est bien sur la valeur de ce critère que va être déterminé la part de coût portée par les gestionnaires de réseaux et donc par le consommateur final. Il est donc impératif de s'assurer que la valeur du potentiel méthanisable est définie au plus juste, pour une bonne maîtrise des coûts.

Par ailleurs dans le cadre de la consultation de l'ATRT7, la CRE indique que le niveau d'injection total exprimé dans les demandes des gestionnaires de réseau s'élève à 10 TWh sur la prochaine période tarifaire à savoir 2020/2023. Or l'objectif de la PPE est de 6 TWh en 2023. Ces éléments doivent d'autant plus nous inciter à la plus grande prudence quant aux projections de développement réalisés dans le cadre du zonage, mais également dans le cadre du calcul de la quote-part (cf.Q7). En effet, si ces chiffres sont surévalués, la part qui restera à la charge du gestionnaire de réseau et donc refacturée via le tarif à l'ensemble des utilisateurs du réseau sera d'autant plus importante.

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 ?

Le livrable proposé par la CRE présente l'avantage d'être assez clair.

En revanche nous nous interrogeons sur la pertinence du seuil de 6,5 €/MWh pour le critère I/V élargi, en particulier lorsque nous comparons cette valeur aux prix complet actuel du gaz (prix marché du gaz + coût du réseau), et que cela pourrait fortement impacter les coûts du réseau à la hausse.

Il serait également intéressant d'intégrer dans les informations complémentaires, des éléments relatifs à une consommation alternative du biogaz, telle que la cogénération de chaleur et d'électricité ou l'usage mobilité sous forme GNV, en particulier dans les zones où cela s'avère plus avantageux pour la collectivité.

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

L'UNIDEN est tout à fait en ligne avec les propositions de la CRE, en particulier avec le fait de valider explicitement le premier zonage de raccordement ainsi que toute actualisation impliquant un changement « de couleur » d'une zone.

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

L'UNIDEN souhaite ici souligner l'importance de la maîtrise globale des coûts pour la collectivité, il est donc effectivement important que les coûts alloués aux renforcements de réseau pour le développement du biogaz, restent bien dans l'enveloppe annuelle dédiée, à savoir 2% des recettes tarifaires d'un opérateur transport et 0.4% des recettes tarifaires d'un opérateur distribution.

A ce titre, nous souhaiterions également ajouter aux modalités de validation des investissements prévues par la CRE, une analyse complémentaire sur l'utilisation du biogaz, afin de s'assurer qu'une consommation alternative du biogaz, telle que la cogénération de chaleur et d'électricité ou l'usage mobilité sous forme GNV, ne serait pas plus avantageux pour la collectivité.

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

L'UNIDEN considère que la validation de la CRE doit rester un jalon important dans le déclenchement des investissements. Dans ce cadre, la proposition concernant les rebours nous paraît satisfaisante.

En revanche, concernant les maillages, il faudrait un processus de validation plus formelle, d'autant plus que la majorité des nouveaux raccordements se feront sur le réseau distribution. L'opérateur devrait a minima notifier à la CRE, lorsque le projet dépassant la capacité d'accueil de la zone lance sa demande une étude de raccordement en lui indiquant la date estimée de déclenchement de l'investissement. Et à la signature dudit contrat de raccordement, il informerait la CRE du déclenchement effectif de l'investissement.

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

L'UNIDEN est en ligne avec la méthode proposée par la CRE, sous couvert qu'effectivement le potentiel identifié est bien estimé au plus juste, comme indiqué à la question 2.

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

L'UNIDEN soutient cette proposition de la CRE, car elle permet de limiter les risques coûts pour l'opérateur de réseau, et donc celui de la collectivité.

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 ?

L'UNIDEN valide cette approche.

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 ?

L'UNIDEN soutient l'introduction d'un timbre d'injection pour les producteurs. L'analyse de la CRE sur le « terme d'entrée / sortie » est à ce titre très pertinent.

La mise en œuvre de 3 coefficients nous paraît cohérent au vu de la différence de coûts entre l'utilisation, d'un rebours / compression mutualisée, ou simplement de canalisations sur des distances plus ou moins importantes.

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

Nous n'avons pas de commentaires particuliers sur l'approche proposé ici par la CRE. Mais nous nous inquiétons du fait que les recettes liées au timbre d'injection ne sont d'aucune commune mesure avec les charges d'investissements et de charges d'exploitation portées par le tarif. Si le tarif doit porter jusqu'à 1,5 Mds€ d'ici 2028, la hausse du tarif sera d'autant plus importante que les volumes dans le réseau vont structurellement baisser dans les prochaines années, ce qui « menacerait particulièrement les industries gazo-intensives » comme l'indique le Comité Prospectives dans son rapport.

Il est alors plus que nécessaire de s'assurer que les sites gazo-intensifs n'auront pas à porter une charge excessive via des dispositifs adaptés d'exonération.