

Consultation publique relative aux conditions d'insertion du Biométhane dans les réseaux de gaz et à l'introduction d'un timbre d'injection.

Réponse de France gaz renouvelables

En amont des réponses aux questions posées dans la Consultation Publique, France gaz renouvelables souhaite indiquer que le plafonnement des investissements mis en place par le décret qui définit les modalités du droit à l'injection est une vraie inquiétude. Les investissements de GRDF sont plafonnés à 0,4 % des recettes annuelles du tarif ce qui représente environ 14 M€ et paraît nettement insuffisant. C'est de surcroît un montant dérisoire (2%) en regard des 700 M€ par an d'investissement par GRDF. L'ordre des priorités en matière d'investissement n'est manifestement pas respecté. Un tel rationnement face aux enjeux du réchauffement climatique est incompréhensible.

Sur un plan global, France gaz renouvelables salue le travail important effectué par la CRE avec des avancées importantes mais s'inquiète de la complexité et de la lisibilité du dispositif pour les porteurs de projet. En particulier, l'introduction d'un terme d'injection dans le tarif est un pur effet d'affichage qui ne sera pas un signal tarifaire opératoire mais une source de complexité, de difficultés pratiques et même de contentieux.

Enfin, compte tenu de l'importance, de la complexité et de la nouveauté du dispositif proposé pour l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz, France gaz renouvelables suggère que la CRE mette en place au niveau national un Groupe de Travail Injection avec toutes les parties prenantes à l'image de ce qui a été fait par elle sur d'autres sujets. Le but de ce GT serait de partager les problématiques et de construire ensemble le nouveau dispositif afin de créer du consensus au sein de la filière et d'éviter les contentieux.

Questions relatives au zonage et au I/V

Q1-Q4

La filière salue les dispositions générales proposées par la CRE qui semblent satisfaisantes. Il conviendra bien sûr de prévoir un REX au terme du premier exercice et une boucle d'amélioration.

Toutefois, deux points posent vraiment difficulté et mériteraient d'être corrigés dès à présent.

En premier lieu la filière souhaiterait que les livrables relatifs à la qualification des zones puissent être complétés dès le premier exercice. En effet, le zonage étant construit à partir des projets connus à date il est susceptible d'évoluer dans le temps avec l'apparition de nouveaux projets :

- Une zone où il n'y a pas de projet identifié car la méthanisation est mal connue sortira très probablement en rouge même si le potentiel de biomasse méthanisable est important et le réseau facilement adaptable.
- Inversement une zone verte peut devenir rouge si ses capacités d'accueil sont saturées avec l'arrivée plus forte que prévue de nouveaux projets et des renforcements très coûteux.

Dit autrement, les couleurs interprétées sans nuance pourraient s'avérer contreproductives en tant que signal envoyé aux porteurs de projets et le zonage trompeur.

Il convient donc de compléter le zonage reflété par les projets connus à date d'un éclairage sur les perspectives futures : capacité d'accueil avant saturation, potentiel de renforcement en fonction de l'apparition de nouveaux projets.... Il paraît indispensable de disposer sur chaque zone de l'analyse qualitative et quantitative des perspectives d'évolution dans le temps.

En second lieu, la filière s'inquiète des effets de la proposition de la CRE, visant à exclure les volumes déjà raccordés (et investissements associés) lors des mises à jour successives du zonage de raccordement.

D'une part cette disposition créerait une grave instabilité dans le temps pour la mise en œuvre du I/V impossible à gérer pour les opérateurs de réseau et les porteurs de projets.

Et, d'autre part, comme le précise le rapport de la DGEC qui accompagnait le passage en CSE des projets de décret et d'arrêté, le seuil technico-économique de 4700 €/nm³/h a été fixé pour permettre l'atteinte de l'objectif de 22 TWh de biométhane injectés en 2028, figurant dans le projet de PPE. La proposition de la CRE, qui ne faisait pas partie de l'avis qu'elle a rendu sur le décret, revient donc à modifier après coup l'un des termes de l'équilibre seuil / objectif de 22 TWh, ce qui de fait, compromet l'atteinte de l'objectif PPE de 22 TWh.

Questions relatives au principe de mutualisation des investissements hors renforcement

Q7-Q8 :

La méthode des quote-part constitue une amélioration très importante et absolument indispensable au développement de la méthanisation par rapport à la règle appliquée jusqu'ici du « le premier qui déclenche paie ».

Toutefois le seuil de 1/3 risque de bloquer les petits projets. Une solution pourrait être que les projets concernés puissent déclencher les ouvrages mutualisés s'ils acceptent de couvrir 1/3 du coût des ouvrages mutualisés.

Enfin, la durée de 5 ans gagnerait à être ramenée à 3 ans. Une période de 3 ans est déjà une durée très longue pour des porteurs de projets et semble suffisante pour un fonctionnement efficace du mécanisme proposé par la CRE.

Questions relatives au timbre d'injection

Q10 - Q11 :

La filière est tout à fait opposée à l'introduction d'un timbre d'injection.

Les signaux de prix aux producteurs existent déjà avec un encadrement à la fois très complet et même complexe (calcul du I/V décret et du I/V élargi pour les renforcements, coût du raccordement, prise en charge de la part non-réfactée des ouvrages mutualisés, etc.). **Tout signal-prix additionnel,**

compliquera encore un dispositif déjà très complexe et découragera des producteurs éligibles aux dispositions prévues au décret.

De surcroît le système proposé paraît inadapté :

1. Si l'on fait la comparaison avec le système électrique

- Les S3REN envoient un signal prix en répercutant aux producteurs une quote-part des CAPEX. Ce signal prix, tel qu'il ressort du panorama de l'électricité renouvelable 2018, varie entre 0 k€/MW (en Alsace) et 70 k€/MW (en Midi-Pyrénées). Ainsi, une cogénération biogaz de 1 MW, supporterait au plus un signal-prix de 70 000 €.
- En termes de composante d'injection : celle-ci est nulle pour les installations de production raccordées au réseau HTA ou HTB1, ce qui représente l'essentiel des installations de production d'électricité renouvelable (parc éolien y compris offshore, centrale photovoltaïque, cogénération biogaz)

Un projet de même capacité de méthanisation mais en injection biométhane produit 23 GWh/an, soit sur 15 ans avec une actualisation à 7% une valeur actualisée nette du terme 3 du timbre d'injection de 293 000 €, **plus de 4 fois le signal économique le plus fort envoyé en électricité à travers les S3REN et le TURPE.**

2. Ce terme d'injection affecte le TRI des projets

La perte de TRI projet est de l'ordre de 0,5% entre un projet soumis à un terme 1 ou un terme 3.

3. Le terme est disproportionné par rapport à ce que paient les expéditeurs pour injecter du gaz fossile importé

Un timbre 3 à 1,4 €/MWh correspond à un terme capacitaire d'entrée sur le réseau de l'ordre de 450 €/MWh/j/an (puisque les sites de biométhane qui injectent quasiment en plat sur l'année). En comparaison, le terme d'entrée aux points frontière appliqué sur le réseau de transport est de 105 €/MWhj/an. **La filière biométhane qui permet une production de gaz renouvelable et locale subirait donc un terme 4 fois plus élevé comparé au gaz fossile importé.**

4. Le dispositif est peu transparent, peu lisible et complexe à appliquer

La CRE propose des termes de coefficient 1 ou 2 en fonction de la longueur des canalisations mais sans préciser la limite entre ces deux coefficients. La mise en place d'un tel dispositif va poser un problème d'effet de seuil difficile à gérer.

Mais surtout, la CRE propose d'affecter le terme au moment de la signature du contrat de raccordement :

- Sur une zone où un rebours est prévu, le producteur se verra-t-il affecté d'un timbre 3, y compris lorsque la réalisation du rebours est programmée à longue échéance ? Dans ce cas cela ne revient-il pas à faire payer par avance à ce producteur des coûts d'OPEX qui n'existent pas encore ? Que se passe-t-il si le producteur opte finalement pour un raccordement direct au réseau de transport ? Que se passe-t-il si le producteur paie un coefficient 3 et que le rebours ne se concrétise finalement pas les projets envisagés ne se réalisant pas ?

- Inversement, si le producteur se voit initialement affecté d'un timbre 1, que se passe-t-il si finalement la multiplication du nombre de projets conduit à mettre en place un rebours ?

Enfin les montants d'OPEX envisagés pour les rebours sont très étonnants. France gaz renouvelables souhaite avoir accès au détail des calculs effectués.

En résumé, les modalités d'attribution seront inévitablement arbitraires et fluctuantes dans le temps sur une même zone. A tout le moins le terme 2 (maillages) devrait être supprimé.