

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

Date de la contribution : 16/09/2019

L'Association Française du Gaz Auvergne - Rhône-Alpes (anciennement Centre-Est, dénommée **AFG AURA** par la suite) est une association professionnelle qui représente les entreprises du secteur du gaz et du biogaz de la région Auvergne-Rhône-Alpes. A date, l'association compte plus de 60 adhérents. Ces adhérents sont présents sur l'ensemble de la chaîne gazière et biogazière. Pour le secteur du biogaz, les adhérents peuvent être des producteurs de biométhane, développeurs, constructeurs, équipementiers, mainteneurs, purificateurs ou épurateurs de biogaz, opérateurs de réseaux de gaz. Les entreprises qui proposent des biens et des services sont majoritaires comparées aux producteurs de biométhane.

L'AFG AURA est une association indépendante de l'AFG nationale même si ces deux associations travaillent en partenariat. L'AFG AURA dispose de ses propres membres, statuts et instances dirigeantes. Les éléments présentés par la suite sont le fait de l'AFG AURA et ne sauraient engager l'AFG et ses membres.

Une partie des actions de l'AFG AURA en faveur de la méthanisation en Auvergne-Rhône-Alpes sont portées à travers la charte régionale "Ambitions Biogaz 2023" (<http://www.enauvergnerrhonealpes.org/fr/biogaz/actualites/actualite/article/methanisation-signature-dune-charte-entre-neuf-partenaires-regionaux.html>). L'AFG AURA est un partenaire associé à cette charte. L'AFG AURA y copilote avec l'agence régionale Auvergne-Rhône-Alpes Energie Environnement (AURA EE) et l'ADEME régionale le groupe de travail qui porte les deux objectifs "SOUTENIR LE DÉVELOPPEMENT DES ENTREPRISES DE LA FILIÈRE RÉGIONALE & EXPÉRIMENTER ET INNOVER".

Le développement du secteur du biogaz est rarement vu sous l'angle des entreprises françaises. Pourtant, toutes les dispositions législatives, réglementaires et régulateurs sont de nature à avoir un impact direct sur l'activité économique des entreprises qui proposent des biens et des services. Pour certains acteurs dans la filière, un cadre de développement inadapté se manifeste par un manque à gagner ou par des opportunités qui ne peuvent pas être saisies. Pour une entreprise en forte croissance comme le sont certaines adhérentes à notre association, un manque de stabilité, de visibilité et d'adéquation du cadre pour un développement harmonieux d'une filière méthanisation compétitive peut se manifester de manière beaucoup plus brutale : arrêt des embauches, difficultés économiques, cessation d'activité, ... Forte d'un réel savoir-faire développé en France, plusieurs entreprises de notre association se lancent sur la scène internationale, en Europe et dans le monde. Pour disposer d'un tissu fort d'entreprises françaises capables de faire de la R&D et de l'export, le marché national doit offrir une base de développement saine et sereine. Actuellement, la restructuration de l'ensemble du cadre de soutien au biométhane (PPE, loi Climat Énergie pour le système des garanties d'origine et des acheteurs de biométhane, tarif d'achat, loi, décret, arrêté et régulation du droit à l'injection, ...) apporte un climat de doute et une instabilité qui est difficilement supportable par nos adhérents.

Enfin et pour résumer nos réponses à cette consultation publique :

- La proposition est trop complexe et mérite une simplification pour qu'elle puisse être mieux appréhendée par les non-spécialistes (collectivités territoriales, porteurs de projet, associations, grand public,...) ;
- Les propositions réglementaires (décret et cadre réglementaire) ne répondent pas au besoin de visibilité et de stabilité que devrait apporter les pouvoirs publics au cadre de développement d'un secteur d'activité, bien au contraire. Les modalités de construction des I/V décret et CRE conduisent à un critère de décision structurellement instable. Le principal écueil provient selon nous de la probabilisation des volumes en fonction de l'avancement des projets qui conduit à un critère soit évolutif dans le temps donc peu lisible, soit rigide car figé à un instant t et donc inadapté au développement des projets par essence dynamique.

Selon nous, cette proposition est peu viable et amènera surtout incompréhension, insatisfaction et contentieux.

Question 1 : 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) ?

Défavorable

Commentaire :

Nous sommes favorables à la mise en place de zonage mais défavorables à la définition à priori d'un réseau de destination sauf si la proposition n'est qu'indicative et n'est pas obligatoire.

Nous sommes favorables à l'objectif 2 qui est de donner de la visibilité aux porteurs de projets. C'est là un point essentiel qui nous semblera difficile à atteindre en l'état des propositions.

Nous sommes tout à fait pour et convaincus que les opérateurs de réseaux doivent mener des réflexions communes avec des restitutions communes.

La définition des 500 zones aura une incidence indéniable sur les résultats. Chaque définition introduit un premier biais car conditionne le périmètre du calcul du I/V. Avec le jeu des maillages, des zones peuvent devenir interdépendantes sans l'avoir été préalablement.

Nous sommes défavorables aux modalités d'application du I/V décret ou élargi qui est un point crucial dans la méthodologie pour les raisons suivantes :

La probabilisation des V liée à l'avancement des projets crée un critère I/V de go/nogo flottant, dynamique, évolutif dans le temps. Ce qui nous laisse plus que dubitatifs. En effet, et avec cette méthode, chaque projet éventuel est très étroitement lié à l'avancement d'autres projets de la zone. Les porteurs de projets risquent de ne pas prendre le pari de dépenser de l'argent pour un projet dont ils ne maîtrisent pas le risque principal qu'est l'exutoire énergie qui offre le revenu quasi unique.

Le critère I/V aurait dû s'affranchir de l'avancement des projets pour raisonner sur le potentiel ultime. Le résultat de ce critère ne devrait donner qu'un signal de go/nogo sans logique de temps. Un affichage public du résultat d'un I/V ultime donnerait l'assurance aux porteurs de projet qu'un renforcement serait effectué ou non

dans la zone. La question de la dynamique ne devrait intervenir que pour cadencer la réalisation effective dans le temps du renforcement, au gré de l'arrivée réelle des projets d'injection de biométhane.

Le I/V élargi amène une nouvelle complexité inutile en plus du I/V décret.

La phrase de la page 13/22 nous semble être une interprétation du décret que nous ne partageons pas : "A cet égard, pour actualiser les critères I/V décret et élargi, les volumes déjà raccordés devront être exclus du calcul, et les investissements pris en compte seront ceux relatifs aux projets non encore raccordés". Cela change considérablement le périmètre du calcul du I/V et donc la probabilité de voir un renforcement être effectué. Si une zone est saturée, c'est souvent parce qu'un ou plusieurs projets l'ont saturée. Donc il serait logique de les conserver dans le calcul.

Ces éléments font que, selon nous, le critère de I/V ne permet pas de tuer "le paradoxe de la poule et de l'oeuf" alors qu'il devrait donner de la visibilité aux porteurs de projets

Enfin, et même si le sujet est plus du ressort du cadre réglementaire que réglementaire, il est dommage que les types de renforcements proposés dans le décret soient aussi restrictifs. Les définitions ne laissent pas de place à l'innovation (désaturation grâce à du stockage/transport de GNL par exemple) ou aux solutions "exotiques" (adaptations nouvelles des configurations et des conditions d'exploitation des réseaux par exemple). Le décret ne considère pas non plus la première mesure de renforcement qui tombe sous le sens : permettre d'injecter plus lorsque les consommations de gaz sont importantes (en hiver) et moins en été (pour faire des maintenances par exemple). Les intérêts des différentes parties sont pourtant alignées pour la mise en place de cet aménagement réglementaire :

- producteurs qui peuvent mieux moduler leur production en fonction des intrants et des contraintes d'exploitation et de maintenance,
- opérateurs de réseaux pour un meilleur équilibre offre/demande,
- collectivité puisque cela retarde indéniablement les renforcements de réseaux nécessaires.

Pour conclure et même si certains points sont du ressort du législateur et non pas de la CRE :

- Nous sommes défavorables sur le fait de définir à priori si un projet doit se raccorder à un réseau de distribution ou de transport ;
- Nous sommes favorables à donner le maximum de visibilité sur une zone aux porteurs de projets ;
- Nous sommes défavorables à une représentation des zonages basé sur un I/V élargi. De manière plus anecdotique, pourquoi choisir une autre unité que celle retenue dans le décret ? Cela apporte de la confusion et ne permet pas des comparaisons aisées.
- Nous sommes défavorables à un I/V décret et élargi qui prend en compte des volumes qui varient en fonction de l'avancée des projets ;
- Nous sommes défavorables au fait que le schéma de raccordement le plus pertinent ne le soit que pour la collectivité (gazière) sans intégrer la pertinence pour les producteurs.

Question 2 : Êtes-vous favorable à la méthodologie d'implication des acteurs locaux proposée par la CRE ?

Favorable

Commentaire :

Impliquer des acteurs locaux comme proposé par la CRE nous semble essentiel, sans figer à priori les parties prenantes concernées. La région Auvergne-Rhône-Alpes a déjà anticipé ce point. Le 29 mai 2019, 9 partenaires "institutionnels" ont signé une charte en faveur d'un développement harmonieux de la méthanisation. Cette charte, qui embarque le Schéma Régional Biomasse, est construite autour de 6 objectifs dont celui "d'adapter l'infrastructure gazière". Comme les autres objectifs, il a été choisi de le travailler dans un groupe de travail spécifique qui regroupe les signataires et d'autres parties prenantes concernées. Plus d'informations sur :

<http://www.enauvergnerrhonealpes.org/fr/biogaz/actualites/actualite/article/methanisation-signature-dune-charte-entre-neuf-partenaires-regionaux.html>

http://www.enauvergnerrhonealpes.org/fileadmin/user_upload/mediatheque/raee/Images/Publications/publications/2019/Plaquette_methanisation_en_AURA_WEB.pdf

Question 3 : Êtes-vous favorable au format de livrable proposée par la CRE pour le zonage de raccordement ? Estimez-vous que celui apporte la visibilité nécessaire à la filière ? Partagez-vous le code couleur retenu ?

Défavorable

Commentaire :

La proposition est trop complexe. Nous considérons que les propositions de la CRE ne sont pas de nature à offrir la visibilité attendue. En complément, nous considérons que les sous-jacents qui permettent de faire les calculs ne sont pas bons.

Notre avis est défavorable car :

- Si le I/V ne considère que les besoins marginaux (cf. l'interprétation de la CRE à la page 13/22 "A cet égard, pour actualiser les critères I/V décret et élargi, les volumes déjà raccordés devront être exclus du calcul, et les investissements pris en compte seront ceux relatifs aux projets non encore raccordés") ;
- Si les I/V décret et élargi intègrent des volumes probabilisés sur ces seuls besoins marginaux ;

aucun rebours distribution/transport ne verra le jour, toute la France se retrouvera en zone rouge voire orange au mieux.

A 2,5 M€ de CAPEX par rebours (et donc hors maillage complémentaire éventuel), il faudrait pour atteindre le critère décret/arrêté de 4700 €/Nm³/h :

- 532 Nm³/h de volume marginal probabilisé
- soit 1 330 Nm³/h de Cmax marginal cumulé en ne considérant que des projets au stade d'une étude raccordement réalisée par un opérateur de réseau (probabilité = 40%).

Cela signifierait qu'il faudrait avoir 10 projets de taille moyenne française qui auraient pris le risque de :

- payer chacun 10 k€ pour une étude détaillée réalisée par un opérateur de réseau de distribution sans avoir l'assurance de disposer un jour d'un exutoire en énergie suffisant. Exutoire qui, rappelons le, est le revenu quasi unique d'un projet d'injection de biométhane ;
- financer le développement du projet (estimé entre 100 et 200 k€ pour un projet de 15 GWh/an) ;
- consacrer du temps et de l'énergie au montage d'un projet complexe souvent en parallèle de l'activité agricole ;
- dépendre chacun des uns et des autres.

Un seul cas permettrait d'écarter les risques mentionnés : avoir un unique projet qui à lui seul ferait le volume minimum pour atteindre le critère. Même dans ce cas, l'introduction du "timbre d'injection" au niveau proposé que nous verrons par la suite risque d'achever toute possibilité de construire un rebours distribution/transport. Et les gros projets ne peuvent être l'unique modèle de la méthanisation en France : le dispositif doit permettre le développement de projets de tailles variées adaptés aux territoires sur lesquels ils s'implantent.

Question 4 : Êtes-vous favorable au calendrier de mise en place, aux modalités et à la fréquence d'actualisation du dispositif de zonage de raccordement ?

Défavorable

Commentaire :

Nous sommes favorables au calendrier proposé mais défavorables sur les modalités dans ce que nous jugeons être une interprétation du décret par la CRE : "A cet égard, pour actualiser les critères I/V décret et élargi, les volumes déjà raccordés devront être exclus du calcul, et les investissements pris en compte seront ceux relatifs aux projets non encore raccordés".

Question 5 : Êtes-vous favorable aux modalités de validation des investissements de renforcement envisagées par la CRE ?

Favorable

Commentaire :

Il faudra cependant préciser quels investissements sont validés : études de faisabilité, ingénierie de base, réalisation ? Tous ? Réalisation uniquement ?

Si notre compréhension est correcte, nous sommes très favorables à cette zone réduite pour que les renforcements soient cohérents avec les besoins réels des porteurs de projet

Question 6 : Êtes-vous favorable aux modalités de déclenchement des investissements de renforcement proposées par la CRE ?

Défavorable

Commentaire :

En préambule, nous ne comprenons pas d'où provient le critère "que si le rebours fonctionne en théorie pour, a minima, 3% des volumes injectés dans la zone [...]". Quelle en est sa justification ?

Si la CRE doit valider les dossiers de rebours après obtention de l'ICPE de tous les projets et 1 an avant investissement, qu'il faut 1 an d'études et 1 an de construction, cela signifie que les projets doivent tous déposer leur ICPE en même temps, sinon les jalons du registre de capacité seront difficilement respectés. Surtout si la soumission des dossiers a lieu 2 fois par an et que 6 mois de marge sur l'année ont déjà été pris (puisqu'il faut 3 ans max entre l'autorisation ICPE et la mise en service).

En pratique, cela ne sera pas réalisable. Monter un projet de méthanisation (très souvent collectif) est complexe, avec une forte incertitude sur le réseau cela ajoute encore de la complexité. Monter 10 projets de méthanisation avec des jalons communs n'est pas réaliste.

Même si cela était, il serait probable que des dépassements de jalon aient lieu et que des projets perdent leur rang dans le registre des capacités. Comment gérer les projets qui sortent de la file d'attente sur une zone aussi dense ? L'investissement serait-il remis en question ? Qui serait responsable des frais de développement perdus des projets ?

Question 7 : Êtes-vous favorable à la méthode de quote-part proposée par la CRE ?

Favorable

Commentaire :

La règle proposée mérite une lecture attentive. Pour un porteur de projet, elle est difficile d'accès.

La difficulté la plus grande provient du fait que les projets d'injection de biométhane sont rarement concomitants. C'est parce qu'un réseau est construit que d'autres utilisateurs vont vouloir en bénéficier par opportunisme. Le point essentiel est donc que "chaque projet payera le minimum entre la quote-part renseignée au moment de sa propre étude détaillée c1, et la dernière quote-part calculée avant la réalisation". Ce point devra être absolument maintenu.

Question 8 : Êtes-vous favorable aux seuils d'éligibilité proposés par la CRE et estimez-vous qu'il faille mettre en place d'autres critères ?

Défavorable

Commentaire :

Que c'est compliqué... Mettez vous à la place d'un porteur de projet d'injection de biométhane.

Nous proposons de ne pas mettre de seuils d'éligibilité. Cela signifie que potentiellement tout tronçon de réseau est mutualisable. Si des seuils sont souhaités, faites plus simple, plus clair et plus lisible.

Le prérequis 2 (proportion en étude détaillée = $\frac{1}{3}$ des C_{max}) remet une nouvelle fois le "paradoxe de la poule et de l'oeuf" au coeur de la règle. Un porteur de projet dépendra des autres projets, ce qui est un risque difficilement acceptable pour lui et les banques qui financeraient son projet.

Question 9 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'aligner le traitement des ouvrages mutualisés en transport sur le traitement des extensions mutualisées en distribution ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

Favorables pour les canalisations.

Défavorables pour les compressions mutualisées.

Aucun projet de compression mutualisée transport ne se réalisera si le supportage des CAPEX n'est pas fait comme pour les rebours distribution/transport.

Avec une logique de partage des CAPEX entre producteurs pour ce type de compression, le ticket d'entrée sera trop élevé et trop risqué pour faire émerger des projets d'injection de biométhane.

La distorsion de traitement est flagrante entre une compression mutualisée et un rebours distribution/transport alors que leurs fonctionnalités sont similaires. A minima, le traitement d'une compression mutualisée devrait être calqué sur celui des rebours.

Des exemples concrets de projets montrent que la solution optimale en matière de coût serait une solution de raccordement "PE transport + compression mutualisée". Toutefois, et avec la règle proposée, le reste à charge pour les producteurs serait bien plus important que dans le cas d'un raccordement "PE distribution + rebours". Dans l'intérêt des porteurs de projet cette dernière solution serait donc proposée, à l'opposée de la finalité recherchée par la CRE.

Question 10 : 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 ?

Défavorable

Commentaire :

Voilà 20 ans environ s'est enclenchée en Europe et en France une vaste démarche d'ouverture des marchés de l'énergie avec une finalité principale qui était de faire baisser les prix de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs. En France, les opérateurs de réseaux de transport de gaz ont investi des milliards d'euros pour construire de nouvelles autoroutes du gaz : canalisations et stations de compression. Ces investissements et les coûts d'exploitation associés ont visé à réduire le nombre de zones d'équilibrage et ainsi permettre de casser les congestions, entraves à un marché fluide. A chaque congestion était associée une capacité dont le prix d'usage était supporté par les expéditeurs qui souhaitaient en bénéficier. Tous ces travaux qui ont occupé les acteurs du marché du gaz pendant deux décennies ont donc visé à augmenter l'assiette de supportage des coûts d'utilisation des réseaux de transport de gaz et à offrir une péréquation ou mutualisation maximale.

Plus de 120 ans après que le scientifique et prix Nobel suédois Svante Arrhénius ait mis en exergue l'effet de serre provoqué par les émissions anthropiques de CO₂ d'origine fossile, voici venue la prise de conscience écologique dans la société française. Et que fait-on lorsqu'il s'agit d'adapter les infrastructures gazières pour accueillir le biométhane avec son facteur d'émission de 23,4 kg CO₂eq/MWhPCI parmi les plus bas <http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2019/Perspectives-Gaz-2018.pdf> (13 pour l'éolien terrestre, 56 pour le photovoltaïque hors stockage, http://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?renouvelable.htm) ? Vous proposez la mise en place d'un timbre d'injection, à l'exact inverse de ce qui a été fait pour l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie.

Nous souhaiterions, comme pour la fusion des zones d'équilibrage, une mutualisation des coûts qui soit le plus supportable pour les producteurs. Car le montant proposé de 1,4 €/MWh pour des projets en coefficient 3 reviendrait à une baisse équivalente du tarif d'achat pour les projets concernés. Peu de projets seront capables d'absorber une telle baisse de chiffre d'affaires.

En parallèle, a-t-on prévu d'offrir une prime d'un montant équivalent aux producteurs qui injectent directement sur un réseau de transport de gaz pour couvrir leurs OPEX de compression ? A-t-on prévu de prendre en charge leur investissement lié à la compression et de les couvrir dans les ATRD et ATRT comme pour les rebours ?

Nous vous proposons plusieurs pistes de péréquation pour élargir l'assiette de supportage des OPEX des renforcements :

- Comme pour les CAPEX, supportage intégral par les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution et de transport. Les 5,86 M€ projetés en 2023 ramenés sur les 494 TWh de gaz consommés en 2017 représenteraient 0,011 €/MWh consommé en France. Les consommateurs industriels, des fournisseurs et des opérateurs de stockage se sont prononcés pour un timbre d'injection pour ne pas faire augmenter le tarif mais l'impact serait plus que marginal au vu du montant. Dans ce cas il est vrai, aucun signal économique n'est envoyé aux producteurs/expéditeurs. Mais un signal économique individuel est-il envoyé aux expéditeurs si leurs programmes de réalisation génèrent plus d'OPEX de compression sur le réseau de transport que celui des autres ? La réponse est non.
- Solidarité totale entre producteurs en augmentant la taille du timbre d'injection. Si l'on considère par exemple qu'à l'horizon 2023 les quantités injectées sont celles actuellement en fil d'attente, 19 TWh <http://www.grtgaz.com/solutions-avenir/grtgaz-solutions-davenir-pour-la-transition-energetique/le-biomethane-gaz-renouvelable/donnees-biomethane.html>, le coût pour tous les producteurs français serait 0,31 €/MWh (ou 0,62 €/MWh si 50% seulement de ce potentiel se réalise).
- Solidarité élevée entre producteurs qui vont injecter sur un même type de réseau. Si l'on considère par exemple que 80% du biométhane est injecté sur les réseaux de distribution et qu'à l'horizon 2023 les quantités injectées sont celles actuellement en file d'attente, 19 TWh, cela coûterait 0,38 €/MWh à ces producteurs.

En parallèle, choisir de faire supporter des prestations similaires dans un cas aux producteurs (raccordement à un réseau de distribution) et dans l'autre aux expéditeurs (raccordement à un réseau de transport) semble fragile d'un point de vue juridique. N'est-ce pas là une distorsion concurrentielle ?

Les évolutions prévues du système des garanties d'origine dans le projet loi Climat Énergie en cours d'examen au parlement seraient-elles compatible avec cette proposition ? Le ou les acheteurs obligés ne reporteraient-ils pas ces coûts liés à la logistique du gaz dans leurs charges de service public ?

Dans le cas où un quelconque timbre d'injection serait retenu, devrait-il être lié à l'énergie injectée ou à la puissance (C_{Max} déclarée pour obtenir le tarif d'achat) ? Les expéditeurs actifs sur les réseaux de transport de gaz achètent pour l'instant des produits exprimés en capacité (puissance). Proposer des produits en énergie reviendrait à changer la philosophie jusqu'à présent retenue pour faire supporter les charges d'utilisation des réseaux de transport aux expéditeurs.

Enfin et de manière plus anecdotique, l'assertion "Le dispositif de recouvrement des coûts en vigueur, qui conduit à ce que les producteurs ne paient que la partie non réfactée de leur raccordement n'incite pas les producteurs à faire des choix de localisation optimaux pour la collectivité" montre une faible connaissance des contraintes auxquelles sont soumis les porteurs de projets dans leur choix d'implantation. Un porteur de projet est, à priori, un être rationnel : il va chercher à minimiser ses coûts pour maximiser son revenu. Et donc à être le plus proche possible d'un réseau de gaz puisqu'il en finance 60% ! Sauf que le succès d'un projet dépend de :

- La biomasse méthanisable, encore plus encore que le soleil ou le vent, qui est localisée. La transporter par camion ou tracteur peut ne pas être optimal pour la collectivité lorsque les distances de transport routier s'allongent ;
- L'acceptabilité locale est un facteur essentiel qui peut inciter un producteur à vouloir allonger sa distance au réseau gaz ;

- La disponibilité du foncier dans des zones très réglementées par les PLU qui est un point bloquant majeur dans le développement des projets. Le choix d'une parcelle pour un producteur est un difficile équilibre entre un accès facile, une proximité des zones de prélèvement de la biomasse, un relatif éloignement des riverains et des zones d'intérêts écologiques... et la proximité du réseau gaz.

C'est d'ailleurs dans cette transversalité que repose l'intérêt de la méthanisation pour notre société. Pour permettre le développement de la méthanisation en France, le réseau de gaz doit absolument donner une vision simple et accessible des possibilités d'injection pour ne plus être un facteur de risque et d'incertitude pour les projets.

Question 11 : Les modalités de calcul et le niveau du timbre d'injection envisagé à ce stade vous semblent-t-ils pertinents ?

Commentaire :

| cf. Q10