

# CONTRIBUTION DU CLUB BIOGAZ

## À la consultation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) des acteurs du marché relative aux conditions d'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz et à l'introduction d'un timbre d'injection

Cette contribution est provisoire. Elle vise à répondre aux questions de la Commission et à souligner dans un 1<sup>er</sup> temps les manquements d'informations dans la consultation et à questionner la Commission sur les principes généraux du timbre-poste et leurs liens avec la volonté du Législateur lors du vote de la loi EGalim.

### 1 Manquements d'informations dans la consultation

À plusieurs reprises, la consultation de la CRE annonce dans son texte (page 11 et 13 notamment) le calcul du critère I/V élargi, en citant notamment une annexe numérotée.

Cette absence d'information ne permet pas d'apprécier les correspondances (différences) nécessaires à la comparaison du critère I/V prévu au décret du 28 juin 2019 avec celui proposé par la Commission.

### 2 Soutien au biométhane par la Commission de régulation de l'énergie

L'Interprofession souligne le soutien positif apporté au biométhane par la Commission et son Comité de prospective, au travers d'un objectif de production de biométhane à hauteur de 39 à 42 TWh/an en 2030. Ce seuil est supérieur aux ambitions publiées dans le 1<sup>er</sup> projet de décret relatif à la PPE, en début d'année (projet encore susceptible d'améliorations).

De ce soutien, l'Interprofession en retient que les dispositions proposées par la Commission doivent favoriser le développement de la filière tout en respectant ses droits et obligations.

Parmi les éléments de contexte, la volonté de la Commission de sortir de la règle du premier arrivé, premier payeur en allant vers la mutualisation des coûts prévue par le décret est un objectif auquel l'Interprofession souscrit.

En effet, cette règle, appliquée aussi en électricité, peut être dissuasive pour les porteurs de projets et une entrave au développement du biométhane injecté dans les réseaux. Cette entrave pour les 1<sup>ers</sup> projets est moins dissuasive depuis le développement « simultané » de projets dans la filière (1500 projets identifiés).

### 3 Validation des programmes d'investissements

Les dispositions de l'article D453-23 du Code de l'énergie introduisent la validation par la Commission du programme d'investissement pour chaque projet de méthanisation.

L'Interprofession s'inquiète de l'absence de consultation sur les modalités et délais sur lesquels la Commission doit s'engager au-delà des dispositions de l'article D 456-23 du code de l'énergie sur le déclenchement des investissements. La Commission doit s'engager, comme les services de l'État et l'ADEME pour les démarches ICPE, etc., sur des délais de validation des programmes d'investissement, afin de ne pas ralentir les projets. La fréquence de validation (question 4) des renforcements doit être accrue.

## 4 Rappel sur le vote de la Loi EGalim

L'Interprofession rappelle que les intentions du Législateur dans l'Article 16B de la Loi EGalim sont de favoriser (extrait des débats du 29 mai 2018) « *les raccordements des installations de production de biogaz aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel.* »... « *Pour faciliter le raccordement, il sera demandé aux gestionnaires de réseaux d'augmenter la capacité de ceux-ci dès qu'il y aura une demande de raccordement, et cela à leurs frais. De plus, les réseaux de distributions seront considérés comme des réseaux de transport : les réglementations seront identiques.* ».

### 4.1 Loi EGalim : considération des coûts d'exploitation par le Législateur

Même si les coûts d'exploitation de ces investissements ne sont pas cités de façon explicite dans la Loi, les débats montrent que le Législateur pose le principe que les raccordements doivent être pris en charge par les gestionnaires de réseaux à leurs frais (au pluriel).

Comme tout investissement induit des coûts d'exploitation (ne serait-ce que pour qu'il conserve sa valeur économique), et pour rester dans la logique du Législateur, il est évident que les OPEX devraient disposer d'un traitement comparable aux CAPEX.

L'interprofession souligne que les dispositions introduites par la CRE (timbre d'injection) relatives à l'exploitation des investissements de raccordement (cf. supra), devraient bénéficier d'une prise en charge par les gestionnaires de réseaux.

Pareillement, le timbre d'injection proposé par la Commission ne doit pas être discriminatoire pour les porteurs de projets suivant les dispositions de la nouvelle directive RED II.

### 4.1 Loi EGalim : considération des investissements par le Législateur

L'article L. 453-9 du code de l'énergie prévoit que « *lorsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements définies par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Ce décret précise la partie du coût des renforcements des réseaux à la charge du ou des gestionnaires des réseaux et celle restant à la charge du ou des producteurs ainsi que la répartition de cette dernière entre les différents producteurs concernés* ».

L'arrêté du 28 juin 2019 définit les modalités d'application et d'évaluation technico-économique des renforcements de réseaux rendus nécessaires par les projets de méthanisation.

- **Sur le calcul du critère I/V** suivant le décret du 28 juin 2019, le paramètre I comprend les renforcements, le maillage et les rebours nécessaires au raccordement des projets de méthanisation
- **Sur le calcul du critère I/V élargi**, la Commission propose de rajouter dans le paramètre I, « *l'ensemble des coûts d'investissement de réseau associé au schéma de raccordement étudié* ». Il s'agirait de rajouter au paramètre : les investissements de raccordement (poste d'injection + branchement) et les extensions de réseaux qui seront programmés sur une zone, au-delà des maillages, etc. prévus au critère du décret.

#### Questions :

- Par nature, les extensions de réseaux sont amenées à desservir de nouveaux consommateurs, comment sera gérée la répartition des coûts d'extension entre les producteurs et les consommateurs (nouvelles DP, etc.) ?

- En l'absence de communication de la méthode de calcul du critère I/V élargi, comment apprécier la méthode d'affectation des coûts de raccordement et d'extension de réseau aux projets de méthanisation et son impact sur la limitation du nombre de projet éligibles au critère du décret du 28 juin 2019 ?

Le décret prévoit que le zonage permette d'identifier « le réseau gazier le plus pertinent » pour le raccordement des installations, dans chaque zone du territoire : il s'agit d'une information utile aux porteurs de projets. La Commission propose de recourir à un critère I/V élargi, l'I/V du décret étant insuffisant pour identifier cette solution comme la plus pertinente.

Le format proposé par la Commission est excessivement complexe car il juxtapose deux échelles porteuses d'informations différentes (I/V du décret et I/V élargi), ce qui le rendra très difficile à interpréter par la filière.

Le format proposé par la Commission peut générer de multiples contentieux du fait d'une rupture d'égalité entre les projets qui bénéficient des premiers zonages et ceux qui, plus éloignés, plus tardifs, etc. ne bénéficient pas du foisonnement des investissements antérieurs.

## 4.2 Timbre injection et OPEX

La Commission propose d'introduire un timbre d'injection dans les tarifs de réseaux proportionnel à des coûts d'exploitation et en €/MWh avec l'argument que « *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. À ce titre, le principe d'introduire un timbre d'injection a été proposé par la CRE dans la consultation publique relative à la structure tarifaire des tarifs de gaz de mars 2019.* »

**L'Interprofession considère que les *choix optimaux de localisation pour la collectivité* des projets de méthanisation répondent à de multiples critères et principalement à l'acceptabilité locale des projets, à de la réglementation ICPE puis à des critères objectifs de situation par rapport aux producteurs de matières (approvisionnement en intrants), au territoire d'épandage des digestats (distances d'épandage) et dans un second ordre, aux réseaux électriques et gaziers.**

Certaines activités agricoles ou industrielles existantes n'ont aucunement le choix de leur site de méthanisation et du point d'injection (ou alors à quelques dizaines ou centaines de mètres près). C'est par exemple le cas des STEP et ISDND, qui préexistent indépendamment de toute considération de valorisation du biogaz qu'elles produisent.

Les données de distance de raccordement de la CRE montrent déjà un éloignement des projets par rapport aux réseaux, avant la mise en place du mécanisme de réfaction ce qui montre bien que les critères réglementaires et économiques sont déjà déterminants.

Le timbre d'injection projeté modifie les équilibres économiques des projets alors que son coût n'était pas prévu lors des études préalables au tarif d'achat du biométhane (tarif d'achat du 23 novembre 2011). Son niveau est déraisonnable si on le compare aux raccordements électriques des ENR ou aux coûts d'entrée sur le réseau national de gaz naturel.

## 5 Analyse et réponses aux questions

### 5.1 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) ?

Le critère I/V élargi proposé par la Commission n'est pas assez défini (voir remarque sur les annexes manquantes) et il est difficile d'être favorable ou défavorable en l'état.

Considérant l'élargissement du paramètre I à l'ensemble des investissements nécessaires, l'amendement 2351 à la Loi EGalim prévoit de « *mettre en place*

- *un droit au renforcement des réseaux (mise en place d'un rebours, changement de diamètre de canalisation existante, doublement d'une canalisation existante...), financé par les tarifs d'utilisation de ces réseaux, dans des limites fixées par décret ;*
- *la possibilité de réaliser d'autres types d'investissement, par exemple un maillage (canalisation reliant deux portions existantes des réseaux), à condition que cet investissement alternatif soit économiquement plus avantageux que le renforcement. »*

L'élargissement du critère I répond à la définition des autres investissements susceptible d'être compris dans le calcul puisque le maillage n'est cité qu'à titre d'exemple. Le format proposé par la CRE est excessivement complexe car il juxtapose deux échelles porteuses d'informations différentes (I/V du décret et I/V élargi), dans des dimensions différentes (€/nm<sup>3</sup>/h) et €/MWh) ce qui le rendra très difficile à interpréter par la filière.

**Question** : en l'absence de communication de la méthode de calcul du critère I/V élargi, comment apprécier la méthode d'affectation des coûts de raccordement (et d'extension de réseau) aux projets de méthanisation, leur impact sur la limitation du nombre de projet éligibles au critère du décret du 28 juin 2019 ?

**Avis défavorable par manque d'information<sup>1</sup>**

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

La restriction aux autorités concédantes des réseaux de gaz naturel et à leurs représentants est prévue par le décret du 28 juin 2019, à l'article D453-21 du code de l'énergie. La proposition de la Commission d'élargir la méthodologie à d'autres organismes, doit inclure l'Interprofession dans la présentation des zonages.

<sup>1</sup> Les documents de la consultation sont incomplets, le calcul de la valeur plafond u I/V élargi  $\leq 6,5$  €/MWh n'est pas partagé.

**Avis défavorable**

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

**Avis défavorable avec les remarques et questions suivantes :**

**5.3.1 Êtes-vous favorable au format de livrable proposée par la CRE ?**

Le format de livrable proposé par la Commission juxtapose au critère établi par le décret du 28 juin 2019 le critère proposé par la CRE. Le critère établi par le Décret du 28 juin 2019 est binaire et définit l'éligibilité du projet suivant si ses investissements sont inférieurs ou non à la limite de 4700 €/nm<sup>3</sup>/h).

L'ajout du critère I/V élargi  $\leq 6,5$  €/MWh est discriminant : la Commission considère que « *Les zones oranges correspondraient aux zones pour lesquelles les investissements de renforcement sont éligibles au dispositif de couverture tarifaire des renforcements, dont les coûts sont plus élevés que la moyenne et ne sont donc économiques ni pour la collectivité, ni pour le porteur de projet.* »

La discrimination proposée par la CRE repose sur le calcul d'une moyenne des longueurs de canalisation et de leur coût puis sur la comparaison de chaque zone à cette moyenne.

Il est difficile de se prononcer sur cette méthode mais on peut objecter que l'allongement de la distance aux réseaux de gaz naturel répond à la répartition territoriale des ressources et des emplois, à la ruralité des projets de méthanisation.

Nous retrouvons cette dichotomie entre ruralité et densité de réseaux dans les pays voisins et l'Interprofession ne souhaite pas que le critère impacte les projets ruraux, en France.

**Question** : combien de projets sont en zone orange parmi les 1500 projets identifiés dans les travaux de la Commission ?

**5.3.2 Estimez-vous que celui-ci apporte la visibilité nécessaire à la filière ?**

L'Interprofession propose un schéma simplifié où

- un critère de type I/V élargi (explicite) permet d'identifier par zone du réseau gazier le plus pertinent : distribution ou transport
- la distinction entre zones suivant que le I/V du décret du 28 juin 2019 dépasse ou non le seuil de 4700 €/nm<sup>3</sup>/h soit renseignée afin de renseigner les porteurs de projet sur les conditions d'éligibilité au dispositif de couverture tarifaire des renforcements, en leur donnant de la visibilité.
- les zones où les critères sont dépassés sont identifiées de façon neutre car les projets bénéficieront tout de même de la réfaction et les porteurs de projet peuvent prendre à leur charge une part supplémentaire d'investissements

### 5.3.3 Partagez-vous le code couleur retenu ?


L'Interprofession comprend que la différence entre les couleurs du zonage de raccordement verte clair et foncé dépend d'un seuil fixé à 3300 €/ (nm<sup>3</sup>/h) soit 70 % de la valeur plafond du critère I/V. Ce critère nous paraît prédictif d'une augmentation des investissements de renforcement, etc. et d'une capacité d'injection résiduelle.

Le format du tableau (figure 5) devrait mentionner le critère « I/V » et non un critère « I/V restreint ». Le zonage de raccordement prévoit d'inclure la capacité maximale d'accueil par le réseau sur la zone, le nombre de projets en cours, le potentiel méthanisable identifié et le gestionnaire de réseaux référent sur la zone.

Les zones peu propices parce que le potentiel méthanisable est couteux à raccorder devraient apparaître sous forme de **zones bleues** et non dans une couleur rouge car les porteurs de projets peuvent consentir à une part des investissements plus élevée que prévu.

**Question :** est-ce que le débit d'étiage peut être rajouté au zonage ? Cette information est susceptible d'initier des projets de méthanisation mixte injection/BioGNV, par exemple.

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

	<p>L'Interprofession s'inquiète des effets de la proposition de la Commission, visant à exclure les volumes déjà raccordés (et investissements associés) lors des mises à jour successives du zonage de raccordement. Dans notre compréhension du système, lors de chaque révision des zonages<sup>2</sup>, celle-ci exclut du calcul des critères (I/V et I/V élargi), les investissements pour les projets antérieurs aux futurs projets.</p> <p>Il s'agit de mettre en place une méthode d'évaluation marginaliste où les derniers projets supportent les investissements supplémentaires, dans leur intégralité. Cette démarche est contraire à la volonté du Législateur de mutualiser les investissements.</p> <p>La révision des zonages à un pas de temps ≤ à 2 ans à partir de 2024, en « flux continu », créera une instabilité dans le processus pour les projets qui seront entre les jalons « accord sur l'étude » détaillée et « dépôt de dossier ICPE » : un projet peut être dans une zone verte et passer dans une couleur différente du fait de son avancement plus lent que les autres projets qui seront raccordés entre temps, dans la zone.</p>
---	---

En outre, la Commission souhaite bien « ... *sortir de la règle du premier arrivé, premier payeur qui peut être dissuasive pour les porteurs de projets et entraver le développement du biométhane injecté dans les réseaux.* » mais la disposition de révision des zonages introduit une règle du dernier arrivé paie les renforcements.

La mesure introduit une forte instabilité dans le temps. Le développement d'un projet demande généralement 3 à 4 ans et la révision biennale des zonages interviendra en cours de tous les projets. Cela génère une instabilité qui affecte le zonage et la visibilité du porteur de projet sur ses coûts.

Le porteur de projet est exposé à une dégradation dans le temps de la couleur de sa zone.

<sup>2</sup> Au moins tous les 2 ans (Article D453-21 du code de l'énergie)

En effet, le calcul de l'I/V suivant les critères de l'arrêté du 28 juin 2019, introduit des probabilités de réalisation dans les volumes considérés dans le numérateur

- 90 % pour les projets dont le contrat de raccordement est signé
- 70 % pour un projet « ayant fait l'objet de l'autorisation, de l'enregistrement ou de l'environnement », **on peut supposer qu'il s'agit du jalon du dépôt de la demande comme dans le décret ?**
- 40 % pour un projet dont l'étude de raccordement a été réalisée

Si les projets dont le contrat de raccordement sont construits, ils sortiront du numérateur, ce qui modifiera le ratio aux dépens des projets suivants. Cette instabilité crée des conditions inacceptables dans la phase de développement d'un projet, à un moment où le porteur de projet doit engager des coûts importants.

**Exemple à partir du projet de rebours sur la zone de Soissons (données GRTgaz)** : les premiers projets ont été mis en service respectivement en juillet 2018 et mars 2019 avant la mise en place d'un rebours. Le tableau ci-dessous simule la mise à jour de l'I/V décret au fil des raccordements des projets.

	I/V	Volumes probabilisés €/ (Nm <sup>3</sup> /h)
Situation initiale	4 367 €/ (nm <sup>3</sup> /h)	1 266 €/ (Nm <sup>3</sup> /h)
Situation après le 1 <sup>er</sup> raccordement	4 725 €/ (nm <sup>3</sup> /h)	1 113 €/ (Nm <sup>3</sup> /h)
Situation après le 2 <sup>nd</sup> raccordement	5 378 €/ (nm <sup>3</sup> /h)	978 €/ (Nm <sup>3</sup> /h)

La révision des zonages doit être cohérente avec les délais de développement des projets et foisonner les projets à venir et ceux construits. Comme la périodicité de révision doit être de 2 ans au maximum, à partir de 2024, le bénéfice d'un zonage doit être acquis pour tous les projets qui ont dépassé **le jalon de l'accord du porteur de projet sur l'étude détaillée et ses conditions.**

**Avis défavorable**

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

#### Validation des investissements de renforcement

La question 5 concerne la validation des investissements de renforcement suivant les dispositions du décret du 28 juin 2019. Trois conditions sont posées par l'article D453-23 du code de l'énergie pour la validation des investissements.

L'Interprofession ne comprend pas quelle différence entre les GRT et GRD demande une approbation particulière des investissements de rebours dont les conditions (I/V) sont les mêmes.

Dans sa proposition, la Commission n'est pas explicite sur le délai de validation qu'elle demande. L'Interprofession demande qu'à l'instar des services de l'État et de l'ADEME, la Commission soit aussi tenue par un délai de validation des investissements liés aux projets de méthanisation. En outre, l'Interprofession est préoccupée par le montant des investissements de renforcement autorisé en distribution, chaque année : 0,4 % des recettes tarifaires ≃ 14 M€ (selon notre estimation).



L'Interprofession identifie un risque d'absence de rebours lors de la fin de construction des projets et demande que la fréquence de soumission des projets de rebours par les GRT soit réduite de 6 (proposition de la Commission) à 3 mois afin de compenser le délai de réponse de la Commission.

**Avis favorable**

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

### Déclenchement des investissements de renforcement (rebours et maillage)

La Commission introduit des critères de décision qui ne sont pas prévue dans le Décret du 28 juin 2019 mais qui sont explicites et sur lesquels l'Interprofession n'est pas en mesure de donner un avis particulier.

Cependant, il est prévu dans le décret du 28 juin 2019 que la Commission puisse s'opposer aux propositions de date de démarrage des investissements suivant un délai de 3 mois comme.

Ce délai rallonge de facto la construction des équipements de renforcement.

L'Interprofession remarque que le jalon « demande d'ICPE » de la consultation n'est pas exactement celui défini à l'article D453-26 du code de l'énergie. L'interprofession demande si c'est à dessein que les installations construites sous le régime de la déclaration ne sont pas considérées dans la démarche.

Enfin, l'Interprofession s'inquiète de devoir attendre, avant tout déclenchement d'investissement, que le rebours fonctionne pour au moins 3% des volumes injectés dans la zone. Ce jalon **encore supplémentaire** conduit à ce qu'un projet puisse rester plusieurs mois, voire plusieurs années, sans possibilité de valoriser l'ensemble de la production de biométhane, jusqu'à ce que de nouvelles capacités entrent en service sur la zone. Ces modalités de déclenchement, qui introduisent de la complexité, des **incertitudes et des risques de contentieux**, semblent injustifiées, puisqu'il est quasi certain que le rebours finira par être utilisé.

L'Interprofession fait remarquer à la Commission que le déclenchement sur le jalon « demande d'ICPE » est trop tardif compte tenu du délai de décision de la Commission + celui nécessaires aux travaux de rebours. Une fois la demande d'ICPE faite, les délais d'instruction pour un projet prévu en enregistrement et celui de la construction du projet (il est possible de construire en moins de 12 mois des installations classiques).

L'interprofession propose que le jalon de déclenchement de l'investissement corresponde à la mise en place du chantier du premier projet nécessitant le rebours sur la zone (le jalon proposé est l'obtention de l'autorisation ICPE du premier projet)

**Avis favorable**



## 5.7 Q7 : Êtes-vous favorable à la méthode de quote-part proposée par la CRE pour les raccordements<sup>3</sup> ?

L'interprofession comprend que la méthode des quotes-parts proposée par la CRE concerne les ouvrages d'extension mutualisés et de raccordement. Elle constitue une amélioration par rapport à la règle appliquée jusqu'ici du « le premier qui déclenche paie », puisqu'elle permet un partage des coûts entre producteurs.

**Question :** Dans la figure 6, un rebours (rouge) est représenté. Est-ce que ce rebours entre dans le coût des ouvrages d'extension ?

« Chaque producteur se voit annoncer, au moment de son étude détaillée, le montant maximal qu'il sera amené à payer au moment du raccordement. Soit  $a$  le coût des ouvrages mutualisés dont il profite, le producteur  $P1$ , dont la capacité d'injection est  $Q1$ , se verra annoncer un prix maximum à payer  $c1$  :

$c1 = Q1 / q * a * (1\text{-réfaction})$  »

Cette méthode introduit un signal économique plafonné par le montant  $c1$  en remplacement de la règle du « premier arrivé, premier payeur ».

Dans le texte de la Commission, il est indiqué que « Chaque producteur se voit annoncer, au moment de son étude détaillée, le montant maximal qu'il sera amené à payer au moment du raccordement ».

L'Interprofession ne comprend pas comment la Commission justifie la contrainte de longueur minimale de raccordement de 500 m imposée à chaque projet et demande le retrait de cette condition. Il existe déjà des conditions de distance réglementaires et la proposition de la Commission complexifie le système.

**Avis favorable sous réserve de la remarque ci-dessus**

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

« La CRE envisage d'introduire les prérequis suivants pour l'étude d'une extension mutualisée :

- la longueur minimale de canalisation « mutualisée » sur le projet de raccordement est égale à 2 km (aucun des tronçons ne peut avoir une longueur inférieure à 500 m) ;
- la proportion, en capacité maximale d'injection, que devront représenter les projets au stade de l'étude détaillée est fixée à 1/3 au moment du déclenchement de l'investissement et du paiement de la quote-part par ces projets.

Ce critère permet qu'au moment du déclenchement de l'investissement, au moins la moitié des coûts d'investissement à répartir entre les producteurs, soit 30% du coût de l'extension après application de la réfaction, soit couverte par le ou les premiers producteurs et de limiter ainsi le risque porté par le tarif. »

L'Interprofession remarque que la proposition de la Commission rajoute une condition supplémentaire au déclenchement des investissements. Cette condition porte sur la partie financée par les premiers producteurs qui doit être égale à 30 % des coûts d'investissement à répartir.

<sup>3</sup> Extension + branchements en rouge sur le schéma page 16 de la consultation.

En supposant que les projets bénéficient d'un taux de réfaction de 40 %<sup>4</sup>, il reste à leur charge 60 % du raccordement. L'Interprofession comprend que les **projets en étude détaillée** doivent représenter 1/3 de la capacité maximale d'injection et supporter les 30 % des investissements (50 % du reste à charge) de raccordement et les investissements non couverts par ce reste à charge.

Le seuil d'1/3 des capacités risque de bloquer les petits projets. Une solution pourrait être que les projets concernés puissent déclencher les ouvrages mutualisés s'ils acceptent de prendre à leur charge les 30 % des investissements (50 % du reste à charge) même s'ils ne représentent pas le 1/3 des capacités projetées. Cette proposition se rapproche des dispositions de l'Article D453-24 du décret du 29 juin 2019 pour les renforcements.

**Avis favorable avec proposition**

#### **5.9 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 ?**

**Avis favorable**

#### **5.10 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 ?**

La Commission propose d'introduire un timbre d'injection dans les tarifs de réseaux proportionnel à des coûts d'exploitation et en €/MWh avec l'argument que « *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. À ce titre, le principe d'introduire un timbre d'injection a été proposé par la CRE dans la consultation publique relative à la structure tarifaire des tarifs de gaz de mars 2019.* »

L'Interprofession considère que les choix de localisation, optimaux pour la collectivité, des projets de méthanisation répondent à de multiples critères et principalement à ceux de la réglementation ICPE puis à des critères objectifs de situation par rapport aux producteurs de matières (approvisionnement en intrants) et au territoire d'épandage des digestats (distances d'épandage).

Ces critères réglementaires et économiques sont pertinents et le timbre d'injection projeté est une contrainte supplémentaire de localisation qui doit rester secondaire, sur le plan économique notamment. L'argument de la Commission est une présomption d'intention d'implantation géographique sans fondement réglementaire, industriel ou agricole.

Les signaux de prix aux producteurs existent déjà (calcul de l'I/V pour les renforcements, coût du raccordement, prise en charge de la part non-réfactée des ouvrages mutualisés, etc.). Tout signal-prix additionnel, reviendra à décourager des producteurs éligibles aux dispositions prévues au décret, et compromettra mécaniquement l'atteinte de la cible de 22 TWh en 2028.

Par ailleurs un tel timbre d'injection est inacceptable dans un contexte tendu pour la filière :

- baisse progressive annoncée du tarif d'achat et
- introduction par le projet de Loi Énergie Climat d'une réforme du système des Garanties d'Origine (mise aux enchères par l'État) qui ne permettra plus à la filière biométhane de bénéficier d'une part de la valeur de la GO.

---

<sup>4</sup> Suivant les dispositions des arrêtés du 30 novembre 2017 et du 10 janvier 2019 (+esp. distribution et transport).

Enfin un tel terme revient à discriminer indûment la filière biométhane par rapport à la filière cogénération.

### 5.10.1 Discriminations de la filière biométhane

#### 5.10.1.1 Comparaison avec les S3REN, discriminations régionales

Les S3REN envoient un signal prix en répercutant aux producteurs une quote-part des CAPEX électriques. Ce signal prix varie entre 0 k€/MW (en Alsace), 70 k€/MW (en Midi-Pyrénées) et 83,60 k€/MW (en Hauts-de-France). Ainsi, une cogénération biogaz de 1 MW, supporterait au plus un signal-prix (quote-part) de 70 000 € en Midi-Pyrénées.

Un projet de même capacité de méthanisation mais en injection biométhane produit 23,2 GWh/an, soit sur 15 ans avec une actualisation à 4% une valeur actualisée nette du terme 3 du timbre d'injection de 361 100 €, **plus de 5 fois le signal économique en région Midi-Pyrénées** et une infinité de fois plus qu'en Alsace.

#### 5.10.1.2 Comparaison des composantes d'injection

En terme 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, centrale photovoltaïque, cogénération biogaz).

Toutes choses égales par ailleurs, le **facteur de comparaison est de 7** entre électricité et biométhane.

Timbre d'injection TURPE 5		Timbre d'injection biométhane (CRE)	
HTB 3	0,2 €/MWh	rebours ou une compression mutualisée (Coeff. 3)	1,4 €/MWh
HTB 2	0,2 €/MWh		
HTB 1	–		
transport ou distribution HTA	–	longueur de canalisation sur la zone > seuil (Coeff. 2)	0,3 €/MWh
Distribution BT	–	longueur de canalisation sur la zone > seuil (Coeff. 2)	–

#### 5.10.1.3 Impact sur les TRI Projets

La perte de TRI projet est de l'ordre de 0,4% entre un projet soumis à un terme 1 ou un terme 3. Comme les projets n'ont pas la possibilité de se localiser librement pour se raccorder en zone 1 plutôt qu'en zone 3 (rappelons que le transport des intrants sur de longues distances ne se justifie ni sur le plan économique ni sur le plan environnemental), cet écart significatif de TRI :

- limite le développement de la filière biométhane en **condamnant les rebours et compression mutualisés**
- fera passer les projets les plus éloignés en-deçà des seuils requis par les financeurs
- est contraire au soutien à la ruralité par le Législateur
- contribue donc à limiter fortement le développement de la filière au risque de rater les objectifs du projet de PPE.

Cette différence de traitement est discriminatoire et donc contraire aux articles L. 452-1 et L. 452-1-1 du code de l'énergie. Les projets concernés par cette réforme, des projets de production et d'injection de biométhane éloignés du réseau, sont dans la même situation de fait (éloignement du réseau et besoin de raccordement pour injection de biométhane) et devraient bénéficier du même traitement.

Cette différence de traitement ne permet pas une mise en œuvre effective du Droit à l'injection tel que défini à l'article 94 de la Loi EGalim.

#### **5.10.1.4 Droit de l'UE et non-discrimination des projets de raccordement et d'injection de biométhane dans le réseau gazier**

La directive RED II (directive 2018 / 2001) prévoit, dans son considérant 92, que « Les coûts de raccordement au réseau gazier des nouveaux producteurs de gaz utilisant des sources renouvelables devraient être fondés sur des **critères objectifs, transparents et non discriminatoires**, et les avantages apportés au réseau de gaz par les producteurs locaux de gaz à partir de sources renouvelables devraient être dûment pris en compte. »

L'article 20 de la directive RED II prévoit que « Les États membres peuvent également exiger des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de publier leurs tarifs de connexion afin de connecter le gaz à partir de sources renouvelables, **lesquels doivent se fonder sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires.** »

Les différences de tarification (coefficients 1,2 et 3 du timbre d'injection) sont discriminatoires non transparents et donc contraires à l'article 20 de la directive RED II.

#### **5.10.1.5 Le timbre d'injection est disproportionné**

La Commission rappelle que «... *la structure tarifaire du réseau principal de transport de gaz repose sur un principe de tarification entrée-sortie. Ainsi, tout acteur qui amène du gaz (par gazoduc aux points d'interface réseau ou par navire dans les terminaux méthaniers) sur le marché français acquitte un terme d'entrée, qui lui permet d'utiliser l'ensemble des infrastructures du réseau. Il peut alors échanger le gaz sur la place de marché, le consommer ou le vendre à des utilisateurs finals, ou encore le faire transiter vers une autre place de marché, auxquels cas il acquitte un terme de sortie. Seuls les sites d'injection de biométhane ne s'acquittent pas d'un tel droit d'entrée aujourd'hui. Or, le biométhane pouvant à terme représenter une part significative des entrées, cela pourrait poser à terme un problème de soutenabilité des tarifs* ».

Le timbre 3 à 1,4 €/MWh doit donc être rapproché des termes de capacité d'entrée sur le réseau principal (RP). En s'acquittant d'1,4 €/MWh comme droit d'entrée pendant 320 jours (production équivalente à une pleine capacité pendant 320 jours), le timbre d'injection équivaldrait à un terme capacitaire d'entrée sur le réseau de l'ordre de 450 €/an et par MWh/j.

En comparaison, le terme d'entrée aux points frontières appliqué sur le réseau de transport de GRTgaz est de 450 €/an et par MWh/j. **La filière biométhane qui permet une production de gaz renouvelable et locale subirait donc un terme disproportionné et 4 fois plus élevé que le gaz importé (103,32 €/an et par MWh/jour).**

#### **5.10.1.6 Le terme n'est pas intégré dans le tarif d'achat de biométhane**

La composante injection réduit les équilibres économiques des projets alors que son coût n'est pas prévu dans le prix d'achat du biométhane (tarif d'achat du 23 novembre 2011) : elle ne devrait être mise en place qu'à l'issue de la révision du tarif d'achat du biométhane.

En conclusion, l'Interprofession considère que ce mécanisme doit faire l'objet d'une concertation préalable, dans le cadre de la révision tarifaire d'achat du biométhane et que les projets qui ont dépassé le jalon D2 « remise de l'étude détaillée », à la mise en place du mécanisme soient concernés comme les producteurs qui injectent déjà.

L'Interprofession s'oppose à l'introduction du timbre d'injection proposé par la Commission qui est discriminatoire et disproportionné.

**Avis défavorable**

**Q11 : Les modalités de calcul et le niveau du timbre d'injection envisagé à ce stade vous semblent-t-il pertinents ?**

Voir question 10.

**Avis défavorable**

	Situation avant décret	Situation après décret
Ouvrages de raccordement propres	Pris en charge par les producteurs, pour la partie non réfactée Mécanisme de réfaction différencié en fonction du gestionnaire de réseaux exploitant le réseau (40 % pour GRD de plus de 100 000 clients et pour les GRT dans la limite d'un plafond)	Pas de changement
Ouvrages de raccordement mutualisés	Pris en charge par le premier producteur déclenchant l'investissement Mécanisme de réfaction similaire aux ouvrages propres	Les producteurs qui bénéficient de ces ouvrages en payent une quote-part (Art. D. 453-25), déterminée par la CRE Les ouvrages bénéficient, le cas échéant, du mécanisme de réfaction
Renforcements	Couverts intégralement, au cas par cas, par les tarifs (ATRT/ATRD)	Si le I/V décret est inférieur à 4700 €/Nm <sup>3</sup> /h : couverts intégralement par les tarifs (ATRT/ATRD) Si le I/V décret est supérieur à 4700 €/Nm <sup>3</sup> /h : couverts par les producteurs <sup>7</sup> pour la partie des coûts correspondant au dépassement du seuil. La part restante est le cas échéant couverte par les tarifs (ATRT/ATRD)

<https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000036128755&categorieLien=id>

<https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000037995119&dateTexte=20190909>

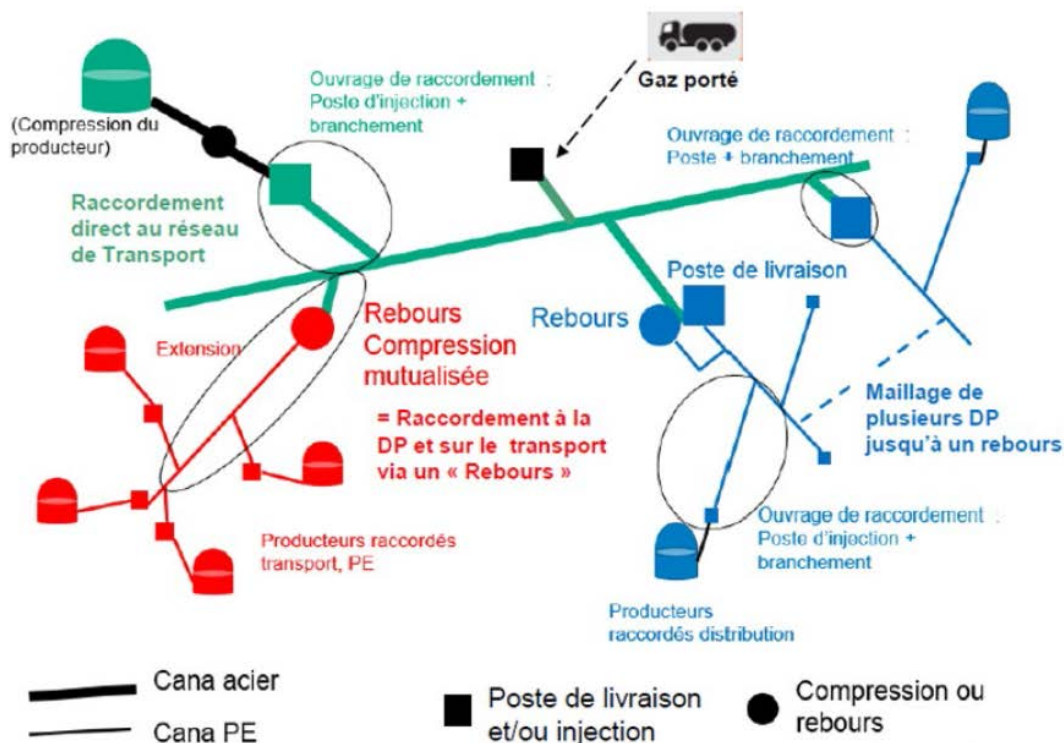


Figure 6 - Exemple de schémas de raccordement intégrant des ouvrages mutualisés en transport