



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

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

Parmi les différentes techniques de production de gaz renouvelables existantes, qui incluent également la pyrogazéification et la production d'hydrogène à partir d'électricité, la méthanisation est la seule filière mature à ce jour. La valorisation du biogaz produit par méthanisation peut passer par la cogénération de chaleur et d'électricité, l'utilisation directe pour un usage mobilité sous forme de gaz naturel véhicule (GNV), et l'injection sur le réseau de distribution ou de transport de gaz naturel.

Ainsi, le projet de décret relatif à la PPE soumis à consultation en janvier 2019 prévoit un objectif de 6 TWh de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel à l'horizon 2023 et fixe un objectif de 14 à 22 TWh d'ici 2028. Le comité de prospective de la CRE, dans son rapport dont les conclusions ont été rendues publiques le 9 juillet 2019¹, au terme d'une analyse poussée de ces technologies et du potentiel méthanisable, en concertation avec les acteurs du monde de l'énergie et du secteur agricole, formule un objectif, qu'il estime atteignable, à hauteur de 39 à 42 TWh en 2030.

Le projet de rapport du Comité de prospective met en exergue le fait que l'atteinte de ces objectifs est, d'une part, conditionnée à la disponibilité des ressources mobilisables *in fine* pour la production de biométhane et, d'autre part, susceptible de nécessiter des investissements importants dans l'adaptation des réseaux de transport et distribution de gaz naturel. Les caractéristiques actuelles des réseaux de gaz naturel, qui ne couvrent pas le territoire de manière homogène, et dont la capacité d'accueil varie fortement d'une région à l'autre, ne peuvent être ignorées dans le cadre du développement du biométhane injecté dans les réseaux. En effet :

- dans certaines parties du territoire, les investissements dans les réseaux pour permettre d'injecter le biométhane seraient trop coûteux et des solutions alternatives (comme la production d'électricité par cogénération ou le bioGNV non injecté) devront être préférées ;
- dans les parties du territoire où il sera pertinent d'injecter le biométhane dans les réseaux, les coûts pour la collectivité pour raccorder ces installations varieront d'une zone à l'autre, soit pour des raisons de distance au réseau soit du fait de faibles capacités d'accueil préexistantes.

La CRE considère que le bon développement de la méthanisation est un enjeu majeur pour la transition énergétique. Au vu des coûts induits pour l'adaptation des réseaux, le développement de la filière biométhane doit se faire dans le respect du principe d'efficacité économique afin d'atteindre un coût optimisé pour la collectivité. Cette optimisation nécessite, d'une part, de s'assurer que les investissements réalisés sont les investissements optimaux pour atteindre l'objectif fixé par la PPE et, d'autre part, de 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.

À la suite des recommandations du groupe de travail national chargé d'accélérer le développement de la méthanisation, présentées en mars 2018, la loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous, dite EGAlim, a instauré un principe nouveau de droit à l'injection pour les producteurs de biogaz (article 94 de la loi).

¹ Le rapport est disponible au lien suivant : <http://www.eclairerlavenir.fr/actualites/eclairer-lavenir-demain-100-de-gaz-vert/>.

Les modalités de mise en œuvre du droit à l'injection ont été précisées par le décret n°2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit, et par l'arrêté du 28 juin 2019 qui lui est associé.

Ces textes introduisent trois dispositifs qui visent notamment à répondre à cet enjeu de développement efficace de l'injection de biométhane dans les réseaux :

- un dispositif de zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel ;
- un dispositif d'évaluation et de validation d'un projet de renforcement, fondé sur un ratio technico-économique Investissements / Volumes (« I/V ») ;
- un dispositif de partage des coûts des ouvrages mutualisés, qui ne seraient pas constitutifs d'un renforcement, entre les producteurs d'une même zone.

Ce cadre législatif et réglementaire confie de nouvelles compétences à la CRE, visant à garantir la bonne mise en œuvre de ces dispositifs par les gestionnaires de réseaux concernés.

Dans ce cadre, et en parallèle de l'élaboration de ces textes, la CRE a travaillé avec la DGEC et les gestionnaires de réseaux à l'élaboration des dispositifs opérationnels qui permettront la mise en œuvre du droit à l'injection.

L'objectif de la présente consultation publique est de consulter les acteurs sur les modalités de mise en œuvre envisagées par la CRE. La CRE souhaite par ailleurs consulter les acteurs sur la mise en œuvre d'un timbre d'injection, permettant d'inciter les producteurs et expéditeurs de la filière biométhane à minimiser les coûts de réseaux engendrés par le développement de cette filière.

Paris, le 23 juillet 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 16 septembre 2019 :

- de préférence en saisissant leur contribution sur la nouvelle plate-forme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr/> ;
- ou par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp7@cre.fr.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	5
1.1 LE BIOMÉTHANE INJECTÉ DANS LES RÉSEAUX DE GAZ	5
1.1.1 Etat des lieux et perspectives de développement	5
1.1.2 Etapes de raccordement d'une installation au réseau	6
1.2 ADAPTATION DES RÉSEAUX POUR ACCOMPAGNER LE DÉVELOPPEMENT DU BIOMÉTHANE	7
1.2.1 Caractéristiques géographiques des réseaux de gaz	7
1.2.2 Capacité d'accueil des réseaux actuels et renforcements	8
1.3 DROIT À L'INJECTION.....	8
1.4 COMPÉTENCES DE LA CRE	9
1.5 OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	10
1.6 CALENDRIER DE TRAVAIL	10
2. LE ZONAGE DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOGAZ À UN RÉSEAU DE GAZ NATUREL.....	10
2.1 OBJECTIF DU ZONAGE DE RACCORDEMENT	10
2.2 MODALITÉS DE CONSTRUCTION DU ZONAGE DE RACCORDEMENT	10
2.3 LIVRABLE ET MODALITÉS D'ACTUALISATION DU ZONAGE DE RACCORDEMENT	12
2.3.1 Format du livrable.....	12
2.3.2 Actualisation du zonage de raccordement.....	13
3. VALIDATION ET DÉCLENCHEMENT DES INVESTISSEMENTS DE RENFORCEMENT.....	14
3.1 VALIDATION DES INVESTISSEMENTS DE RENFORCEMENT	14
3.2 DÉCLENCHEMENT DES INVESTISSEMENTS DE RENFORCEMENT.....	15
4. PRINCIPE DE MUTUALISATION DU COÛT DE CERTAINS OUVRAGES AU MOMENT DU RACCORDEMENT	15
4.1.1 Ouvrages mutualisés en distribution : extensions mutualisées.....	16
4.1.2 Ouvrages mutualisés en transport : extensions et compressions mutualisées.....	18
4.1.3 Synthèse des coûts d'investissements d'adaptation des réseaux portés par les porteurs de projet .	18
5. INTRODUCTION D'UN TIMBRE D'INJECTION DANS LES TARIFS DE RESEAUX.....	18
6. RÉCAPITULATIF DES QUESTIONS.....	21
ANNEXE : FONCTIONNEMENT ET MODALITÉS DE CALCUL DU CRITÈRE I/V DU DÉCRET ET DU CRITERE I/V ELARGI	22

1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Le biométhane injecté dans les réseaux de gaz

La CRE est convaincue de la nécessité, pour assurer l'avenir du gaz, de réussir le développement du biométhane. Pour rappel, le biogaz produit peut être valorisé sous différentes formes : par la production d'électricité par cogénération, en injection dans un réseau de gaz le cas échéant après portage ou comme carburant pour véhicules. L'ensemble de ces technologies est pertinent et il n'est pas souhaitable d'en privilégier une au détriment des autres. Ce sont les conditions économiques et les caractéristiques du réseau à l'échelle locale qui doivent permettre de retenir au cas par cas la solution la plus efficace du point de vue de la collectivité en termes de valorisation du biogaz produit.

Si l'injection dans les réseaux présente des avantages importants en termes d'efficacité énergétique, elle n'est toutefois pas envisageable sur l'ensemble du territoire, compte tenu des coûts de réseaux que cela génèrerait. Ceci est d'autant plus important dans un contexte de diminution de la consommation de gaz et donc de l'assiette de recouvrement des coûts supportés par l'ensemble des consommateurs de gaz. A la suite de la publication du décret n°2019-665, qui porte sur les conditions de mise œuvre du droit à l'injection, la présente consultation publique porte sur les règles applicables à l'injection de biogaz dans les réseaux.

1.1.1 Etat des lieux et perspectives de développement

Au 30 juin 2019, 91 sites injectent sur les réseaux publics de transport et de distribution de gaz. Ils se différencient par leur typologie d'intrants et les infrastructures auxquelles ils sont associés : 60 utilisent des intrants d'origine agricole, 4 des déchets ménagers, 7 sont associés à des installations de stockage de déchets non-dangereux (ISDND), 8 à des industriels et 12 à des stations d'épuration.

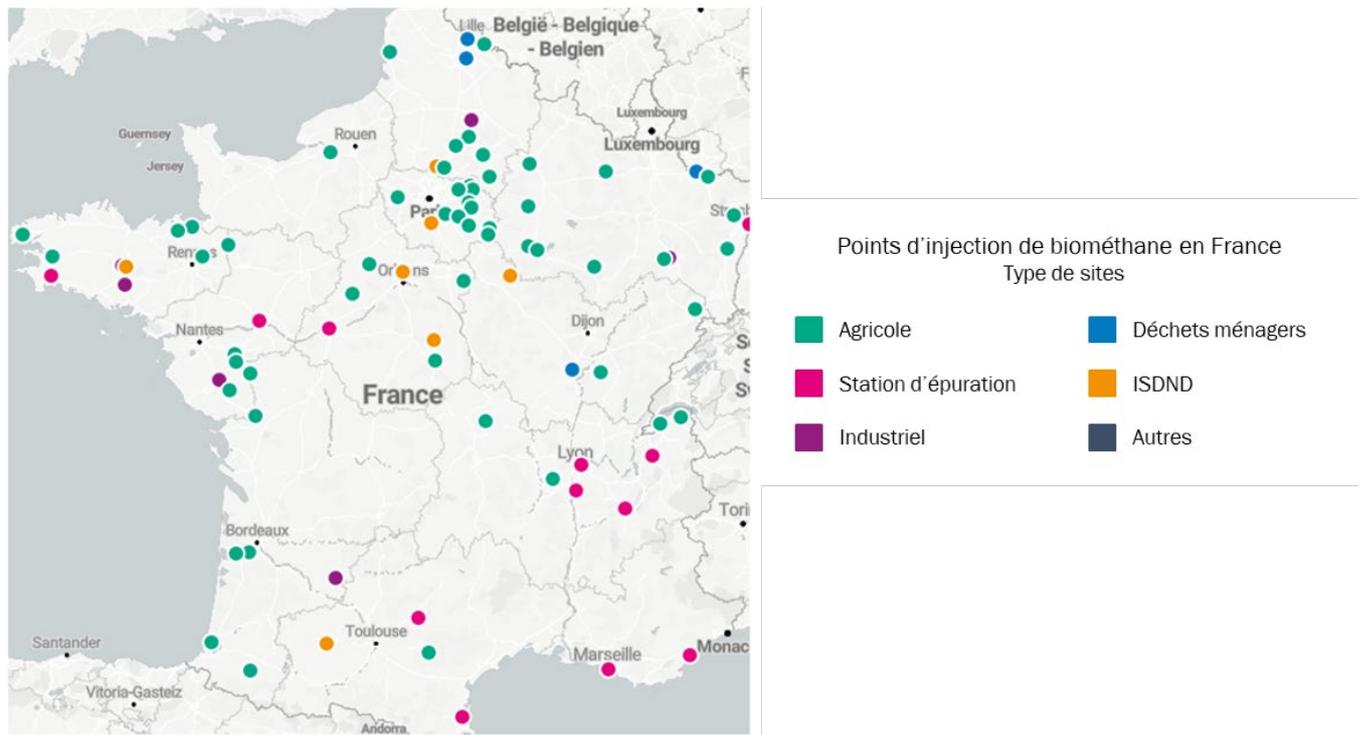


Figure 1 - Carte des installations d'injection de biométhane

Source : GRTgaz

Ces installations représentent actuellement une capacité d'injection sur le réseau de 1,4 TWh, pour un volume total injecté de 0,8 TWh en 2018 et de 0,5 TWh au 30 juin 2019.

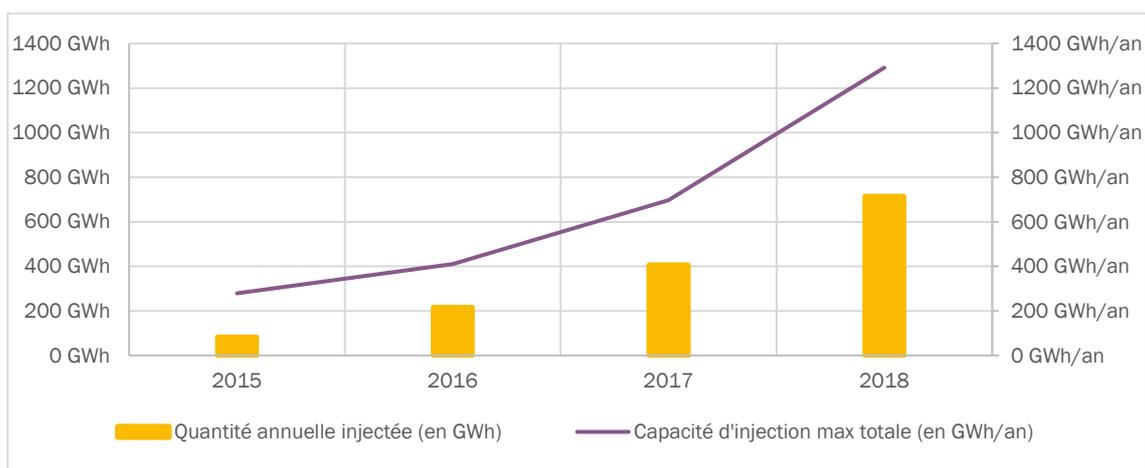


Figure 2 - Historique de production de biométhane et de capacités installées

Une augmentation des capacités installées et des volumes injectés est attendue pour les années à venir. A ce titre, le projet de programmation pluriannuel de l'énergie (PPE) mis en consultation en janvier 2019 prévoit de porter le volume de biogaz injecté dans les réseaux à 6 TWh à horizon 2023, pour un objectif de 14 à 22 TWh d'ici 2028.

Par ailleurs, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte² (LTECV) a fixé à 10 % la part de gaz consommé issu de filières renouvelables à l'horizon 2030. A cet horizon, le rapport du groupe de travail du Comité de prospective de la CRE consacré au verdissement du gaz³ propose un scénario de développement de l'injection de biométhane à hauteur de 39 à 42 TWh. Cette estimation se base en partie sur l'évaluation du potentiel méthanisable réalisée par l'Ademe à horizon 2030 et 2050,

	2030 (TWh)	2050 (TWh)
Déjections d'élevages	22	27
Cultures intermédiaires	6,5	51
Herbe et fourrages	0	13
Résidus de culture	23	31
Biodéchets (IAA et ménages)	5	8
Total	56	131

Figure 3 - Détail du potentiel méthanisable évalué par l'Ademe

1.1.2 Etapes de raccordement d'une installation au réseau

Pour être raccordées à un réseau de gaz, les installations de production de biogaz doivent s'inscrire au registre de gestion des capacités. Ce registre institue un système de réservation de capacités, spécifique à une zone d'injection, définie dans les procédures de gestion des réservations de capacité d'injection de biométhane comme une « zone constituée d'un réseau de transport régional et des zones de distribution aval qui y sont raccordées », dans laquelle les premiers projets arrivés réservent une capacité d'injection de biométhane sur la zone en question.

L'inscription au registre de gestion des capacités est effectuée lors de la réalisation d'une étude détaillée (pour un raccordement au réseau de distribution) ou une étude de faisabilité (pour un raccordement au réseau de transport). C'est lors de cette étude que les gestionnaires de réseaux informent les producteurs du profil de consommation de la zone où ils envisagent de se raccorder et donc de la capacité d'accueil de la maille sur laquelle ils souhaitent injecter. Les gestionnaires de réseaux s'engagent sur un devis pour raccorder le producteur. Le contrat de raccordement n'est signé que plusieurs mois après la remise de cette étude, entre 41 et 51 mois maximum. La mise en service effective de l'installation de production intervient quant à elle 18 mois environ après la signature du contrat de raccordement.

² Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

³ <http://www.eclairerlavenir.fr/actualites/eclairer-lavenir-demain-100-de-gaz-vert/>

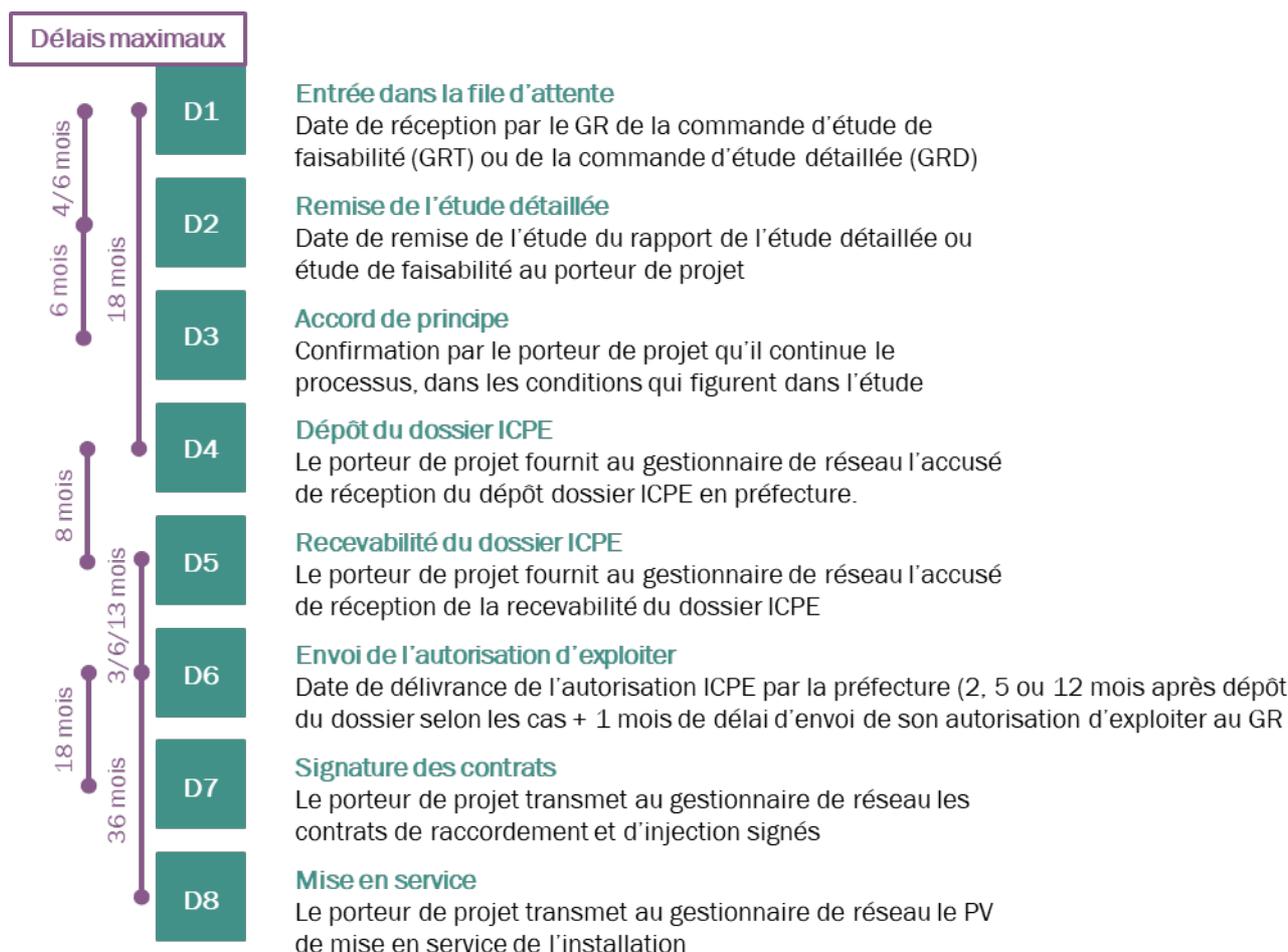


Figure 4 - Détail des étapes d'avancement d'un projet d'injection de biométhane (source : Procédure de gestion du Registre de capacités)

1.2 Adaptation des réseaux pour accompagner le développement du biométhane

L'atteinte des objectifs en matière de biométhane injecté nécessitera, au-delà d'un engagement budgétaire de la part de l'Etat (entre 7 et 9 Mds€ de dépenses publiques supplémentaires pour le développement de gaz renouvelable entre 2019 et 2028 selon le projet de PPE), des investissements importants dans les réseaux de transport et de distribution de gaz, de l'ordre de 1,5 Mds€ pour un objectif de 22 TWh de biogaz injecté en 2028⁴.

En effet, les caractéristiques actuelles des réseaux de gaz naturel, qui ne couvrent pas le territoire de manière homogène et dont la capacité d'accueil varie fortement d'une région à l'autre, nécessitent d'adapter les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, pour leur permettre d'accueillir de nombreux sites de production. Ainsi, le raccordement de nouvelles installations d'injection peut nécessiter, d'une part, des extensions du réseau (ces prolongements représentent deux tiers du volume prévisionnel d'investissements liés au développement du biométhane), et d'autre part des renforcements des réseaux existants, grâce à des maillages ou des rebours, pour supporter et transférer le surplus de volume injecté dans certaines zones, où les consommations ne sont pas suffisantes pour absorber tout le gaz injecté, vers d'autres zones de consommation.

1.2.1 Caractéristiques géographiques des réseaux de gaz

La valorisation du biogaz produit par l'injection sur le réseau de gaz naturel est conditionnée à la présence d'un réseau accessible à proximité de l'installation de production. Or le réseau de gaz naturel a pour spécificité de ne pas couvrir l'ensemble du territoire métropolitain. En effet, la consommation de gaz naturel acheminé par des réseaux de transport et de distribution, notamment dans la mesure où il s'agit d'une énergie substituable, s'est seulement développée dans les zones où cela était économiquement pertinent. Il s'agit essentiellement de zones où la densité de population et l'activité économique, et donc la potentielle consommation de gaz, sont suffisantes pour justifier les investissements liés à l'extension du réseau.

⁴ Ces investissements se décomposent, pour un tiers, en investissements de renforcements (435 M€ de rebours et 65 M€ de maillages estimés) et, pour les deux tiers restants, en investissements d'extensions (1060 M€ estimés), selon les estimations de GRDF, GRTgaz et Teréga.

Ainsi les réseaux de distribution de gaz naturel couvrent aujourd'hui près de 10 000 communes (de l'ordre de 40% du territoire) et se situent en priorité sur des zones urbaines alors que le potentiel méthanogène est plus important dans les zones rurales. Sur les 1500 potentiels projets de sites d'injection identifiés par GRDF, 28% sont situés en dehors d'une zone de desserte. Le raccordement de ces sites nécessitera donc des extensions de réseaux de plus en plus longues (On observe déjà une augmentation de la longueur moyenne des raccordements des sites de biométhane au réseau de distribution ; 3 500 mètres en 2018, contre 2 403 mètres en 2017 et 1 158 mètres en 2016). Dans certains cas, si le site de production se situe trop loin d'une zone de desserte, ces extensions de réseaux pourraient représenter un investissement trop lourd pour la collectivité.

Par ailleurs, certains des investissements de raccordement au réseau ont vocation à bénéficier à plusieurs producteurs. En l'absence de mécanisme pour mutualiser les coûts d'investissements associés à ces ouvrages, la règle du « premier arrivé, premier payeur » s'applique et peut freiner le développement du biométhane, dans des zones pourtant pertinentes économiquement.

1.2.2 Capacité d'accueil des réseaux actuels et renforcements

Les infrastructures de gaz ont été construites pour assurer le transport du gaz depuis des points d'entrée sur le réseau peu nombreux (zones de production nationales, aujourd'hui quasi-inexistantes, interconnexions avec les pays voisins, terminaux méthaniers) vers les zones de consommation et les stockages. A partir du réseau de transport, des mailles (ou poches) du réseau de distribution assurent la livraison de gaz jusqu'aux consommateurs à des pressions de plus en plus basses. Les infrastructures de gaz ne permettent pas, sauf investissement spécifique, de faire remonter le gaz à des niveaux de pression supérieure ce qui peut contraindre le développement d'une production décentralisée, dans la mesure où une installation ne peut injecter qu'à concurrence de la consommation de la poche dans laquelle elle injecte (étages de pression inférieure qui lui sont rattachés compris).

La capacité d'accueil d'une zone dépend donc du profil de consommation de cette dernière, ce profil variant sensiblement en fonction des consommateurs de la zone : des industries ou des hôpitaux peuvent par exemple consommer du gaz toute l'année alors que les particuliers voient leurs consommations estivales réduites aux besoins de cuisson ou d'eau chaude. Cette capacité d'accueil est donc très fluctuante à la maille saisonnière, mais également, à saison donnée, à la maille journalière (dans certaines zones par exemple la capacité d'accueil estivale peut varier fortement entre les jours de semaine et les jours de week-end). Dans le cas où les capacités d'accueil sur la zone seraient saturées, par exemple durant la période estivale, un producteur se verrait contraint de limiter la production de biogaz de son installation, de le stocker temporairement ou de le brûler en torchère.

Des ouvrages de réseaux, définis comme des renforcements, peuvent permettre de créer des exutoires à la production d'une installation qui saturerait à un moment de l'année la maille de distribution sur laquelle elle injecte :

- le maillage : deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement ;
- le rebours : l'installation d'un compresseur permet d'injecter le gaz sur un réseau de pression supérieure.

A date, les installations en service sont en mesure d'injecter l'ensemble de leur capacité maximale sans recourir à de tels investissements. Cela s'explique par des capacités installées encore relativement faibles, qui ne saturent pas les capacités d'accueil sur leur zone.

Cependant, les gestionnaires de réseaux considèrent que le réseau actuel ne peut raccorder qu'un tiers des projets du registre de capacité. Les capacités d'injection seront donc, à court terme sur certaines zones, limitantes et nécessiteront des investissements de renforcement, évalués à 500 M€ à horizon 2028 (pour un objectif de 22 TWh).

1.3 Droit à l'injection

A la suite des recommandations du groupe de travail national chargé d'accélérer le développement de la méthanisation, présentées en mars 2018, la loi n°2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous, dite EGALIM, a instauré un principe nouveau de droit à l'injection pour les producteurs de biogaz (article 94 de la loi).

Ce droit à l'injection a été codifié à l'article L. 453-9 du code de l'énergie qui dispose que « [I]orsqu'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. »

L'article L. 453-9 prévoit également que 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 ».

Le décret d'application prévu par la loi Egalim (décret n° 2019-665) a été publié le 28 juin 2019, après avis de la CRE. Les principales dispositions figurent dans son article 1 qui crée les articles D. 453-20 à D. 453-25 du Code de l'énergie.

L'article 1 introduit trois dispositifs, constitutifs de la mise en application du droit à l'injection :

- un dispositif de zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel ;
- un dispositif d'évaluation et de validation d'un projet de renforcement, fondé sur un ratio technico-économique Investissements / Volumes (« I/V ») ;
- un dispositif de partage des coûts des ouvrages mutualisés, qui ne seraient pas constitutifs d'un renforcement, entre les producteurs d'une même zone.

1.4 Compétences de la CRE

Dans le cadre de ses missions, la CRE doit s'assurer de la pertinence et de l'efficacité des investissements des gestionnaires de réseaux visant aux renforcements des infrastructures nécessaires pour permettre l'injection de biogaz. A ce titre, la CRE dispose aujourd'hui de plusieurs leviers :

Compétences tarifaires et relatives à l'accès au réseau

L'article L.134-2, 4° du code de l'énergie donne compétence à la CRE pour fixer les règles concernant les « conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel [...], y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux [...] et les évolutions tarifaires [...] ».

Les articles L. 452-1 et L. 452-1-1 disposent que les tarifs d'utilisation des réseaux « sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à **ceux d'un gestionnaire de réseau efficace** ».

L'article L.452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel.

En complément, l'article L.452-3 dispose que « La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires [...] avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. [...] ».

Compétence d'approbation des investissements des gestionnaires de réseaux de transport

En application des articles L.134-3 et L.431-6 du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de gaz :

- transmettent, pour examen, leur plan décennal de développement du réseau à la CRE qui vérifie si ce plan couvre les besoins en matière d'investissement ;
- soumettent, pour l'application de ce plan décennal, leurs programmes annuels d'investissements à l'approbation de la CRE, qui veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire.

Compétences en matière de raccordement

L'article L. 134-2, 3° du code de l'énergie donne compétence à la CRE pour préciser les règles concernant « les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel ».

Compétences nouvelles dans le cadre du droit à l'injection

Le décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 (codifié aux articles D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie), pris en application de l'article L. 453-9 du code de l'énergie, prévoit notamment que la CRE :

- a. valide le zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel élaboré par les GRT et les GRD de gaz naturel, après consultation des autorités organisatrices de la distribution de gaz naturel concernées (article D.453-21). Ce zonage de raccordement vise, d'une part, à donner de la visibilité aux acteurs de la filière sur les zones les plus pertinentes pour injecter du biométhane dans les réseaux et, d'autre part, à établir les schémas de raccordements optimaux ;
- b. valide les programmes d'investissement établis par les GRT et les GRD concernés pour permettre le raccordement d'un projet d'installation de production de biogaz lorsque la capacité des réseaux est insuffisante pour permettre ce raccordement (articles D. 453-23 et D. 453-24).
- c. dispose d'un délai de trois mois pour s'opposer au démarrage des travaux de renforcement, si elle estime que ceux-ci peuvent être retardés ou que l'évolution des besoins justifie l'étude d'un projet de renforcement alternatif (articles D. 453-23 et D. 453-24).

- d. peut autoriser le gestionnaire de réseaux à réaliser des investissements d'extensions et de compressions mutualisées (article D. 453-25). Les coûts sont alors partagés entre le producteur demandant l'investissement et le ou les producteurs venant se raccorder ex-post. Le tarif de réseau porte les coûts de manière transitoire et le ou les producteurs venant se raccorder ex-post remboursent au gestionnaire de réseau une quote-part des coûts de l'ouvrage correspondant à la capacité dont ils ont besoin. La CRE détermine les modalités de calcul de la quote-part.

1.5 Objet de la consultation publique

La CRE a travaillé avec les services de la DGEC et les opérateurs de réseaux à l'élaboration de dispositifs permettant la mise en œuvre du droit à l'injection, en parallèle de l'élaboration du décret n° 2019-665, pour préparer et anticiper sa mise en œuvre dans des délais resserrés.

A la suite de ces travaux, et de la publication du décret, la CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les premières orientations envisagées concernant la mise en œuvre du décret n° 2019-665 sur le droit à l'injection ainsi que sur les signaux économiques à envoyer aux producteurs au moment du raccordement et en exploitation, pour à la fois s'assurer que les coûts supportés par les producteurs ne freinent pas le développement de la filière mais également s'assurer que le développement du biométhane se fera à un coût maîtrisé pour la collectivité.

A ce titre, la CRE souhaite notamment recueillir l'avis du marché sur la pertinence d'introduire un timbre d'injection comportant trois niveaux, permettant d'envoyer un signal économique aux producteurs et expéditeurs sur la pertinence de leur zone d'injection de biométhane.

1.6 Calendrier de travail

A l'issue de la présente consultation publique, les orientations validées par la CRE feront l'objet d'une délibération à l'automne 2019 et d'un calendrier de mise en œuvre dédié. A ce stade, la CRE envisage :

- une première publication du zonage de raccordement en fin d'année 2019 ;
- une mise en œuvre éventuelle du timbre d'injection dans les tarifs spécifiques ATRD6 et ATRT7 ;
- une entrée en vigueur des mécanismes de répartition entre producteur, du coût des ouvrages mutualisés, dès la publication de la délibération de la CRE.

2. LE ZONAGE DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOGAZ À UN RÉSEAU DE GAZ NATUREL

L'article D. 453-21 du code de l'énergie, créé par le décret n° 2019-665 du 28 juin 2019, prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution élaborent un zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel, qu'ils soumettent à la validation de la CRE.

2.1 Objectif du zonage de raccordement

Le zonage de raccordement prévu par le décret a pour objectif de :

- définir, pour chaque zone du territoire métropolitain continental située à proximité d'un réseau de gaz naturel, le réseau le plus pertinent d'un point de vue technico-économique pour le raccordement d'une installation de production de biogaz, c'est-à-dire définir le réseau de transport ou le réseau de distribution auquel devront se raccorder les nouveaux sites sur une zone. Il permet à ce titre d'identifier les schémas de raccordement optimaux des installations de production de biogaz à l'échelle de la collectivité nationale ;
- donner de la visibilité aux porteurs de projet et à l'ensemble de la filière sur la pertinence de chacune de ces zones pour l'injection de biométhane. Il permet d'augmenter la transparence sur les conditions économiques d'injection sur ces zones.

Cet exercice de zonage permettra également de déterminer, par zone, les projets de renforcement nécessaires pour raccorder les installations de production de la zone, et par conséquent, d'estimer l'éligibilité de cette zone à la mutualisation de ses coûts de renforcement dans les tarifs ATRT et ATRD. En effet, la CRE estime que le zonage de raccordement doit donner de la visibilité à la filière sur les modalités de couverture des coûts d'investissements dans chaque zone, mais également sur les schémas de raccordement optimaux identifiés, bien que ces derniers ne soient, au stade du zonage de raccordement, qu'indicatifs.

2.2 Modalités de construction du zonage de raccordement

La construction du zonage de raccordement relève d'une réflexion commune à l'ensemble des gestionnaires de réseaux. La CRE considère donc qu'il est primordial que ces derniers travaillent avec un outil commun.

Pour établir ce zonage de raccordement, les gestionnaires de réseaux devront suivre les étapes suivantes :

- découper le territoire national en zones (500 zones environ) pertinentes pour l'établissement de schémas de raccordement optimaux pour l'injection de biométhane : ces zones seront ainsi définies en fonction de la configuration des réseaux de transport et de distribution à la maille locale et du potentiel méthanogène local ;
- sur chacune de ces zones :
 - o évaluer les capacités d'accueil, en fonction des données de consommation observées sur les trois dernières années ;
 - o identifier les projets connus sur la zone, et estimer le potentiel méthanogène sur cette zone ;
 - o établir différents schémas de raccordement possibles, évaluer le coût de chaque solution et déterminer le schéma de raccordement le plus pertinent pour la collectivité.

Pour déterminer le schéma de raccordement le plus pertinent, le décret prévoit que les gestionnaires de réseaux définissent le réseau gazier le plus pertinent d'un point de vue technico-économique pour le raccordement d'une nouvelle installation de production de biogaz qui s'implanterait sur la zone. Pour cela, ils s'appuient sur un critère technico-économique. La CRE propose que le critère technico-économique ici retenu soit une version élargie du critère I/V introduit par le décret visant à évaluer la pertinence économique des projets de renforcement, aujourd'hui codifié à l'article D. 453-22 du code de l'énergie (ci-après critère I/V décret). Le principe de calcul serait le même, à savoir un volume d'investissements divisé par un volume de projets probabilisé, mais le numérateur prendrait en compte l'ensemble des investissements, de renforcement et de raccordement, nécessaires à l'injection de biométhane sur une zone (ci-après critère I/V élargi).

En effet, la CRE considère que pour identifier les schémas de raccordement optimaux, des différentes installations de production de biométhane dans une zone donnée, il est nécessaire de tenir compte de l'ensemble des investissements nécessaires dans les réseaux pour raccorder le potentiel identifié localement, indépendamment de leur mode de financement par les producteurs ou la collectivité des utilisateurs. Pour s'assurer que l'ensemble des investissements, de raccordement et de renforcement, identifiés correspondent à l'optimum pour la collectivité, et pour déterminer notamment le réseau (transport ou distribution) sur lequel il est le plus pertinent de raccorder chaque installation de production de biométhane, la CRE estime donc que le critère technico-économique mentionné ci-dessus doit intégrer l'ensemble de ces investissements de réseaux.

C'est pourquoi, la CRE propose que les gestionnaires de réseaux se basent sur un **critère I/V élargi** (la méthodologie précise de calcul de ce critère est décrite en annexe). Ce critère serait similaire dans sa construction au ratio technico-économique (**critère I/V décret**) prévu par le décret et permettant de déterminer l'éligibilité des projets de renforcement à une mutualisation de leur coût dans les tarifs. Cependant, à la différence du critère I/V du décret, défini comme le quotient des coûts d'investissement de renforcement nécessaires au raccordement des projets d'installations sur la zone par la somme des capacités de production de biogaz de ces mêmes projets d'installations, pondérées par les probabilités de réalisation des projets qui leurs sont associées⁵, le critère I/V « élargi » inclurait au numérateur l'ensemble des coûts d'investissement de réseau associé au schéma de raccordement étudié. Le dénominateur resterait inchangé.

Sur chaque zone, les gestionnaires de réseaux calculeraient également ce critère I/V défini par le décret afin de déterminer les zones directement éligibles à la couverture par les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel des investissements de renforcement prévus dans leur schéma de raccordement.

Ainsi, conformément au décret, la prise en charge des coûts de renforcement serait décidée, sur chaque zone, en fonction des seuls investissements de renforcement de la zone mais les schémas de raccordement et les investissements associés seraient bien définis de manière à optimiser les coûts totaux (raccordement et renforcement) des réseaux pour la collectivité.

Le processus de construction du zonage se déclinera en deux temps. Il sera tout d'abord établi de manière automatisée, grâce à un outil de simulation de réseau commun à l'ensemble des gestionnaires de réseaux. Chaque schéma de raccordement ainsi obtenu sera ensuite fiabilisé localement par les gestionnaires de réseaux, qui affineront le schéma de raccordement obtenu sur le fondement de leur connaissance du terrain.

Enfin, s'agissant de la détermination des capacités de production de biogaz des projets d'installations, le décret prévoit une consultation des autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) par les gestionnaires de réseaux au moment de l'établissement du zonage de raccordement. Afin de correspondre aux deux étapes envisagées pour l'établissement du zonage de raccordement, la CRE propose que les opérateurs :

- présentent leur outil automatique d'établissement du zonage aux fédérations représentant les autorités locales (FNCCR, Amorce, France Urbaine), et ce avant la publication du premier zonage de raccordement ;

⁵ Ces probabilités, qui dépendent du stade d'avancement des projets identifiés sur la zone, sont fixées par arrêté.

- consultent, sur les potentiels méthanisables à prendre en compte pour calculer le I/V, les autorités concédantes, les chambres régionales et départementales d'agriculture, les syndicats d'énergie concernés ainsi que les représentants de la filière et collectivités locales compétentes, au moment de l'établissement par les équipes régionales des schémas de raccordement optimal fiabilisés.

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) ?

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

2.3 Livrable et modalités d'actualisation du zonage de raccordement

2.3.1 Format du livrable

La CRE envisage que le zonage de raccordement se présente sous la forme d'une carte de France, publiée sur le site des gestionnaires de réseaux, indiquant pour chaque zone du territoire métropolitain continental située à proximité d'un réseau de gaz naturel, en fonction de quatre couleurs, les conditions technico-économiques d'injection de la zone.

La couleur d'une zone serait déterminée en fonction de la valeur des critères I/V décret et élargi. A l'exception des zones rouges, chacune des zones est éligible à la mutualisation dans les tarifs de réseaux des coûts de renforcement nécessaires pour permettre l'injection du biométhane. Une zone serait considérée comme rouge dès lors que le critère I/V décret, dépasserait le seuil prévu par l'arrêté du 28 juin 2019 définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie, soit 4700 €/nm³/h.

Les **zones rouges** représenteraient ainsi les zones pour lesquelles les investissements de réseaux sont trop élevés pour être directement éligibles au dispositif de couverture tarifaire des renforcements. Sur ces zones, les projets seront raccordés jusqu'à atteindre la capacité maximale de la zone.

Les **zones oranges** correspondraient aux zones pour lesquelles les investissements de renforcement sont éligibles au dispositif de couverture tarifaire des renforcements, mais pour lesquelles le schéma de raccordement nécessite des longueurs de canalisations conséquentes, dont les coûts sont plus élevés que la moyenne et ne sont donc économiques ni pour la collectivité, ni pour le porteur de projet. Une zone serait considérée comme orange lorsque :

- son critère I/V décret est inférieur au seuil de 4700 €/nm³/h ;
- son critère I/V élargi est supérieur à 6,5 €/MWh, seuil qui permet d'identifier les zones qui nécessitent un volume global d'investissements, et notamment des investissements de raccordement, plus élevés que la moyenne.

Enfin, une **zone serait verte** lorsque les deux critères I/V, élargi et décret, sont inférieurs aux seuils susmentionnés. On distinguerait deux types de zones vertes :

- les zones **vert foncé**, pour lesquelles les investissements de renforcement comme de raccordement laissent présager de bonnes conditions d'injection pour les futures installations, ainsi qu'une éligibilité au dispositif de couverture tarifaire des renforcements ;
- les zones **vert clair**, pour lesquelles les investissements de renforcement comme de raccordement rendent la zone éligible au dispositif de couverture tarifaire des renforcements, mais dont le critère I/V décret reste proche de la limite, donc soumis à des variations, en cas de disparition de certains projets par exemple.

En résumé, les quatre couleurs envisagées seraient donc déterminées en fonction des critères suivants :

Couleur du zonage de raccordement	Ratio-technico économique
	I/V restreint > 4 700 €/nm ³ /h (soit 3,2€/MWh)
	I/V restreint ≤ 4 700 €/nm ³ /h (soit 3,2€/MWh) I/V élargi > 6,5 €/MWh
	3300 €/nm ³ /h < I/V restreint ≤ 4 700 €/nm ³ /h (soit 2,2 €/ MWh < I/V restreint < 3,2€/MWh) I/V élargi ≤ 6,5 €/MWh
	I/V restreint ≤ 3300 €/nm ³ /h (soit 2,2 €/MWh) I/V élargi ≤ 6,5 €/MWh

NB : l'annexe 7.2 précise les modalités de passage entre les seuils exprimés en €/nm³/h et ceux exprimés en €/MWh

Figure 5 - Détail de la répartition par couleur du zonage de raccordement

En plus de la couleur et du montant du critère I/V décret qui sont associés à chaque zone, le zonage de raccordement inclurait les informations suivantes :

- la capacité maximale d'accueil par le réseau sur la zone ;
- le nombre de projets en cours et le potentiel méthanisable identifié ;
- le gestionnaire de réseaux référent sur la zone.

Q3 : 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 ?

2.3.2 Actualisation du zonage de raccordement

La CRE envisage que le premier zonage de raccordement, à l'échelle du territoire métropolitain, soit publié d'ici décembre 2019. Ce premier zonage sera établi sur la base des estimations schématiques réalisées par les GRT et les GRD, qui seront ensuite retraitées, à la main, au fil de l'eau, afin de répartir dans le temps la charge de travail associée au zonage de raccordement.

Par ailleurs, afin de prendre en compte l'évolution des projets sur chaque zone, ainsi que le travail de fiabilisation effectué par les opérateurs, l'article D. 453-21 du décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 prévoit une actualisation du zonage de raccordement, a minima, tous les deux ans.

La CRE propose que cette actualisation se fasse :

- o annuellement sur la période tarifaire ATRT7-ATRD6 afin d'accompagner le développement croissant de la filière biométhane ;
- o tous les deux ans à partir de 2024 ;
- o par ailleurs, suivant les besoins d'une zone, une réactualisation pourra être effectuée au cas par cas entre deux actualisations systématiques.

Chaque actualisation devra tenir compte des projets ayant émergé et des investissements réalisés. 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.

Enfin, la CRE prévoit de valider explicitement la méthode d'ensemble et le premier zonage proposés par les gestionnaires de réseaux et implicitement les actualisations. Les gestionnaires de réseaux devront justifier auprès de la CRE tout changement de « couleur » d'une zone.

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

3. VALIDATION ET DÉCLENCHEMENT DES INVESTISSEMENTS DE RENFORCEMENT

Les articles D. 453-22, D. 453-23 et D. 453-24 du Code de l'énergie, introduits par le décret, précisent le processus d'évaluation et de validation des investissements de renforcement.

A ce titre, l'article D. 453-23 du code de l'énergie prévoit que lorsque la capacité d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel est insuffisante pour permettre le raccordement d'un projet d'installation de production de biogaz ayant *a minima* effectué sa demande ICPE, les gestionnaires des réseaux concernés par le projet de renforcement établissent le programme d'investissement correspondant à ce projet, qu'ils soumettent pour validation à la CRE.

A cette occasion, la CRE vérifie que les conditions suivantes sont respectées :

- le ratio technico-économique tel que défini par l'article D. 453-22 du code de l'énergie (I/V décret) est inférieur au seuil fixé par l'arrêté du 28 juin 2019, tout en appliquant la dérogation prévue par l'article D. 453-24⁶ ;
- le montant du programme d'investissements reste dans l'enveloppe annuelle globale de 2 % (transport) ou 0,4 % (distribution) des recettes tarifaires de l'opérateur concerné.

Par ailleurs le décret prévoit que « [l]es gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel concernés par le projet de renforcement transmettent à la Commission de régulation de l'énergie une proposition de date de démarrage pour la réalisation des investissements correspondants. La Commission de régulation de l'énergie peut s'opposer à cette proposition, dans un délai de trois mois suivant sa réception, si elle estime que la date de démarrage peut être retardée ou que l'évolution des besoins justifie l'étude d'un projet de renforcement alternatif. Aucune dépense ne peut être engagée par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel avant l'expiration de ce délai. »

3.1 Validation des investissements de renforcement

L'exercice de zonage réalisé par les gestionnaires de réseaux et validé par la CRE permettra, entre autres, d'identifier les zones éligibles à la couverture par les tarifs de distribution ou de transport de leur programme d'investissement de renforcement. L'articulation de cet exercice de zonage avec le dispositif de validation et de déclenchement des investissements de renforcement introduit par le décret n° 2019-665 est donc essentielle et permet de garantir que les projets de renforcement présentés par les gestionnaires de réseaux sont bien les projets les plus pertinents pour la collectivité à l'échelle de la zone.

Pour chaque zone, le programme de renforcement pourra inclure un ou plusieurs ouvrages de renforcement, qu'il s'agisse de rebours ou de maillages. La CRE considère que chacun des investissements constituant ce programme global ne pourra être validé individuellement que si le I/V du programme calculé conformément aux dispositions de l'article D. 453-22 du code de l'énergie est inférieur au plafond.

Cependant, dans les zones où le programme de renforcement nécessaire pour raccorder l'ensemble du potentiel serait trop coûteux au regard du potentiel, la CRE envisage de permettre aux gestionnaires de réseaux de présenter un programme de renforcement dit « réduit » permettant de raccorder un volume plus faible, si cela permet d'obtenir un I/V décret inférieur au plafond. Dans ce cas, le volume pris en compte dans le calcul du critère devra être cohérent et le processus classique de validation des investissements de renforcement s'appliquera à ce programme « réduit ».

Pour la validation des investissements respectant les principes énoncés ci-dessus, la CRE envisage un traitement différencié par type d'ouvrage de renforcement :

- la validation des investissements de rebours, qui seront portés par les GRT, sera intégrée dans l'exercice semestriel d'approbation des investissements des gestionnaires de réseaux de transport.
- concernant les maillages, qui seront réalisés par les GRD, la CRE propose de ne pas les valider individuellement, du fait de leur nombre important. Les maillages seront réputés validés par la CRE dès lors que :
 - o ils font partie du schéma de raccordement pris en compte pour le zonage de raccordement ;
 - o le I/V décret associé à leur zone respecte le seuil fixé par arrêté ;
 - o le plafond d'investissement annuel n'est pas dépassé.

⁶ Cette dérogation autorise un projet de renforcement à présenter d'un critère I/V supérieur au plafond si le producteur ou un tiers supporte une partie des coûts du renforcement (le montant des investissements diminué de cette participation faisant passer le critère I/V en dessous du plafond).

Les gestionnaires de réseaux de distribution devront soumettre semestriellement à la CRE leur volume prévisionnel de maillages pour l'année à venir. Cet exercice sera également l'occasion d'un retour d'expérience sur les investissements réalisés au cours de l'année précédente. Les opérateurs y détailleront les maillages effectués, ainsi que les zones et les I/V associés. La CRE pourra mener des audits plus poussés si nécessaire.

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

3.2 Déclenchement des investissements de renforcement

Les jalons inscrits dans le décret, évoqués ci-dessus, conduisent la CRE à valider les rebours dès que la somme des capacités associées à des projets ayant déposé leur demande d'ICPE (ou de maturité plus avancée) dépasse la capacité d'accueil de la zone, soit au minimum un an avant le besoin effectif de déclenchement de l'investissement. En contrepartie le décret prévoit que la CRE dispose d'un droit d'opposition sur la date de déclenchement.

La CRE prévoit qu'une date de déclenchement estimée est fixée à titre indicatif lors de l'exercice d'approbation des investissements sans que celle-ci soit engageante. Le déclenchement réel ne pourra en tout état de cause intervenir que si le rebours fonctionne en théorie pour, a minima, 3% des volumes injectés dans la zone en prenant en compte le délai de réalisation de l'infrastructure (9 à 12 mois hors étude).

Le CRE prévoit que les GRT lui soumettent semestriellement les dates effectives de déclenchement des rebours qui devront être lancés avant le prochain exercice d'approbation annuelle.

Concernant les maillages, dont la réalisation est plus rapide et demande moins d'anticipation, la CRE propose qu'ils soient déclenchés par le GRD dès que le projet dépassant la capacité d'accueil de la zone signe son contrat de raccordement.

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

4. PRINCIPE DE MUTUALISATION DU COÛT DE CERTAINS OUVRAGES AU MOMENT DU RACCORDEMENT

En l'état du cadre législatif et réglementaire, les producteurs de biogaz supportent une partie des coûts de réseaux qu'ils engendrent. Au moment du raccordement, les coûts d'investissement facturés aux producteurs intègrent les coûts du branchement et des extensions nécessaires au raccordement. Les producteurs bénéficient ou non d'une réfaction de 40 % en fonction du réseau auquel ils se raccordent.

En plus de la prise en charge par le tarif des coûts associés aux renforcements, de nouvelles modalités ont été introduites par le décret, afin de partager le coût de certains ouvrages mutualisés ayant vocation à être utilisés par plusieurs producteurs. On distingue deux types d'ouvrages dans cette situation :

- les extensions mutualisées, qui peuvent se situer sur les réseaux de distribution, ou de transport sous forme de réseaux de collecte en polyéthylène (PE) ;
- les compressions mutualisées qui se situent exclusivement sur les réseaux de transport

Jusqu'alors, c'était la règle du « premier arrivé, premier payeur » qui s'appliquait. Le premier producteur nécessitant l'ouvrage mutualisé supportait à lui seul entre 60 et 100 % du coût de l'ouvrage en fonction du niveau de réfaction. Ce mode de fonctionnement ne faisait supporter aucun risque au tarif, mais pouvait contribuer à dissuader l'installation du premier producteur, et par conséquent celle de tous les suivants.

L'article D. 453-25 du code de l'énergie susmentionné introduit la possibilité, pour les gestionnaires de réseaux, de supporter la quote-part des coûts de cet ouvrage correspondant à la capacité non utilisée. Un producteur, venant se raccorder ultérieurement, rembourse au gestionnaire de réseau la quote-part des coûts de l'ouvrage correspondant à la capacité dont il a besoin.

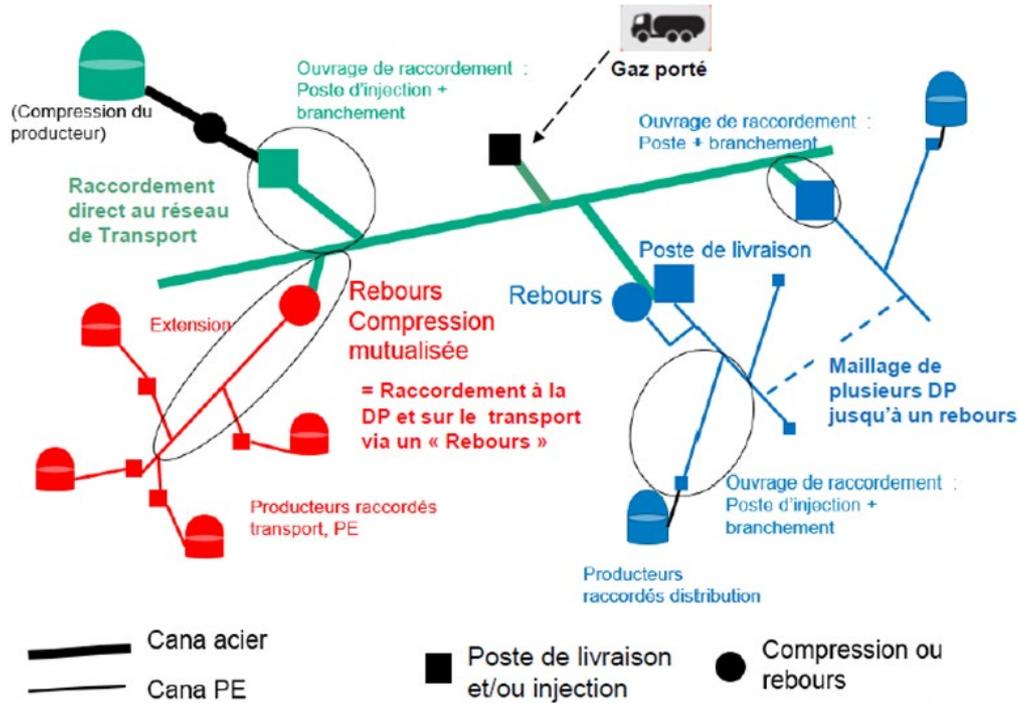


Figure 6 - Exemple de schémas de raccordement intégrant des ouvrages mutualisés en transport

Ce dispositif permet que le partage des coûts d'un ouvrage mutualisé découle d'une réflexion en amont de la signature du premier contrat de raccordement entre le gestionnaire de réseaux et le premier porteur de projet. Afin de procéder à ce partage, la CRE envisage d'introduire un système de quote-part. Il est important que le calcul de la quote-part réponde aux objectifs suivants :

- établir un coût acceptable pour les producteurs, afin de ne pas freiner le développement du biométhane sur certaines zones ;
- limiter le niveau du risque porté par le tarif en cas de défaillance de projets après réalisation de l'ouvrage mutualisé.

4.1.1 Ouvrages mutualisés en distribution : extensions mutualisées

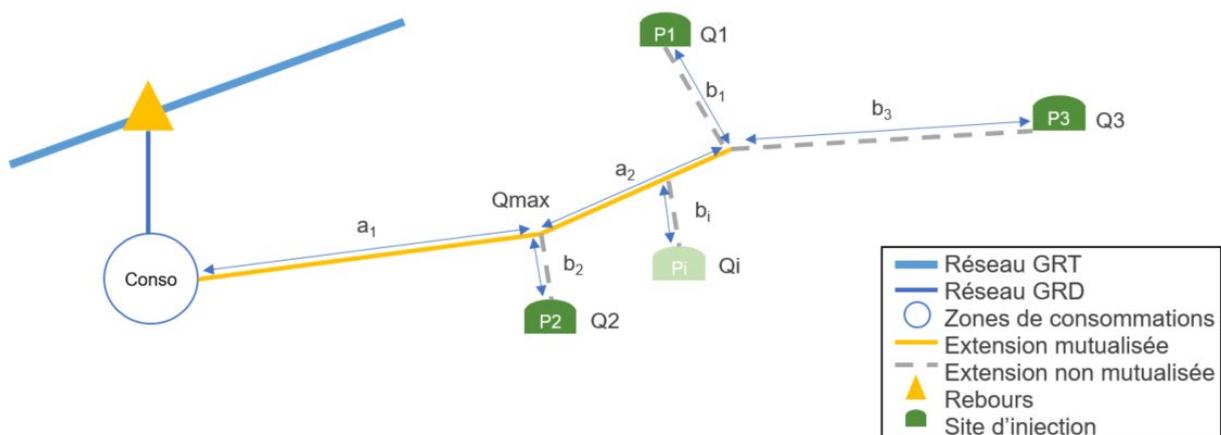


Figure 7 - Exemple de schéma de raccordement sur une zone nécessitant une extension mutualisée

Tant que les ouvrages de raccordement constitutifs de l'extension mutualisée ne sont pas construits, la CRE propose que la quote-part soit calculée de la manière suivante :

- les projets considérés dans le calcul sont tous les projets pouvant bénéficier de l'extension mutualisée et ayant fait l'objet, a minima, d'une étude de faisabilité ;
- à chaque fois qu'un nouveau projet entre en étude détaillée, c'est-à-dire lorsque le gestionnaire de réseau concerné est amené à formuler une proposition engageante, le calcul de la quote-part associée à l'extension mutualisée est réactualisé ;

Afin de minimiser le risque porté par le tarif, et donc des coûts échoués qui pourraient être occasionnés en cas de non-aboutissement d'un ou plusieurs des projets associés à l'extension mutualisée, la CRE envisage, pour le calcul de la quote-part, d'associer à chaque projet considéré une probabilité de réalisation suivant son degré d'avancement. A ce titre, la quote-part q serait définie comme la somme pour, chaque projet P_i concerné, du produit des volumes maximums d'injection, correspondant à la C_{max} (Q_i) par les probabilités d'aboutir (p_i).

$$q = \sum_{i \text{ projets}} Q_i * p_i$$

La CRE propose que la probabilité de l'état d'avancement prise en compte dans le calcul de la quote-part soit définie comme suit :

- $p_i = 0,5$ pour les projets au stade « étude de faisabilité » ;
- $p_i = 1$ pour les projets étant au moins au stade d'« étude détaillée ».

Ce ratio de un à deux est représentatif de l'écart de probabilité de réalisation entre un projet en étude détaillé et un projet en étude de faisabilité.

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 P_1 , dont la capacité d'injection est Q_1 , se verra annoncer un prix maximum à payer c_1 :

$$c_1 = Q_1 / q * a * (1\text{-réfaction})$$

Au moment de la réalisation de l'ouvrage, chaque projet payera le minimum entre la quote-part renseignée au moment de sa propre étude détaillée c_1 , et la dernière quote-part calculée avant la réalisation.

A partir de la réalisation de l'extension mutualisée, et dans les 5 années suivantes, les nouvelles installations entrant en étude détaillée se verront attribuer la dernière quote-part en vigueur sur leur zone.

Après 5 ans d'existence de l'extension mutualisée, l'ouvrage est réputé remboursé et entre dans le domaine du réseau existant. Il ne fait plus l'objet d'une mutualisation pour les nouveaux projets.

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

Par ailleurs, bien que le système de probabilité permette déjà de minimiser le risque porté par le tarif, 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.

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

4.1.2 Ouvrages mutualisés en transport : extensions et compressions mutualisées

La CRE envisage d'appliquer aux ouvrages mutualisés situés sur le réseau de transport la même méthodologie que pour les ouvrages en distribution. Il conviendra cependant d'adapter les jalons pour la probabilisation des volumes dans le calcul de la quote-part. Afin de s'adapter aux termes utilisés en transport, la CRE compte retenir :

- une probabilité de 0.5 pour les projets ayant effectué une étude d'opportunité ;
- une probabilité de 1 pour les projets au stade de l'étude de faisabilité.

Les prérequis pour l'étude d'un ouvrage mutualisé sont les mêmes qu'en distribution, à l'exception de la limite kilométrique qui n'a pas lieu d'être pour les compressions mutualisées.

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 ?

4.1.3 Synthèse des coûts d'investissements d'adaptation des réseaux portés par les porteurs de projet

	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 €/Nm³/h : couverts intégralement par les tarifs (ATRT/ATRD) Si le I/V décret est supérieur à 4700 €/Nm³/h : couverts par les producteurs ⁷ pour la partie des coûts correspondant au dépassement du seuil. La part restante est le cas échéant couverte par les tarifs (ATRT/ATRD)

5. INTRODUCTION D'UN TIMBRE D'INJECTION DANS LES TARIFS DE RESEAUX

Du fait de la nécessaire adaptation des réseaux de transport et distribution de gaz naturel, le développement de l'injection de biométhane fait porter des coûts importants à l'ensemble des utilisateurs des réseaux publics de transport et de distribution de gaz naturel, via les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution (respectivement ATRT et ATRD). Les coûts supportés par les tarifs, avec la mise en œuvre du droit à l'injection, seront les suivants :

- investissements de renforcement tels que définis par le décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 ;
- coûts d'exploitation associés aux ouvrages de renforcement ;
- part réfactée des coûts d'extension et de raccordement facturés aux producteurs ;
- coûts d'exploitation associés aux ouvrages d'extension et de raccordement ;

⁷ Ou des tiers en application de l'article D. 453-24 du code de l'énergie.

- le cas échéant, part réfactée des coûts des ouvrages mutualisés et risque associé porté par le tarif ;
- coûts d'exploitation associés aux ouvrages mutualisé ;
- ensemble des coûts généraux d'investissement et d'exploitation associés au développement du biométhane (pilottage des projets et adaptation des systèmes d'information).

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.

A 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.

Les acteurs ayant répondu se sont montrés mitigés face au principe de timbre d'injection :

- plus d'un tiers des répondants s'est prononcé en faveur de l'envoi d'un signal économique aux producteurs de biométhane via un timbre d'injection : cette catégorie regroupe notamment des consommateurs industriels, qui ne souhaitent pas voir les coûts de développement du biométhane faire augmenter le tarif, mais également des fournisseurs et des opérateurs de stockage ;
- un tiers des répondants est opposé à l'envoi d'un signal économique : on retrouve dans cette catégorie les représentants de la filière biométhane, ainsi que certains représentant des collectivités territoriales qui craignent que cette disposition freine le développement de la filière ;
- un petit tiers des répondants, principalement constitué d'opérateurs de réseaux, est favorable à l'envoi d'un signal économique aux producteurs mais considère que l'introduction d'un timbre d'injection serait redondante avec les signaux économiques déjà existants (I/V, coûts du raccordement, etc).

Par ailleurs, 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.

Compte-tenu de ces éléments, et considérant qu'il est préférable de clarifier les règles dès à présent, au moment où la filière démarre plutôt que de changer les règles ex post, la CRE a poursuivi ses réflexions pour dimensionner un timbre d'injection. La CRE s'est fixé comme objectif de mettre en place un dispositif stable dans le temps, afin d'apporter la visibilité nécessaire aux acteurs.

Le mécanisme envisagé par la CRE repose sur la définition de trois coefficients de timbre d'injection, afin de différencier le montant payé par les producteurs et les expéditeurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation. On distingue à ce titre trois types de zones :

- les zones qui nécessitent un rebours ou une compression mutualisée se verront affecter le coefficient 3 ;
- les zones qui ne nécessitent pas de rebours se verront affecter le coefficient 1 ou 2. La répartition entre les coefficients 1 et 2 se fera selon la longueur de canalisations sur la zone, rapportée au nombre de projets. Il n'y aura pas de coefficient 2 en transport, puisque les zones nécessitant de longues extensions mutualisées nécessiteront aussi une compression mutualisée et se verront attribuer le coefficient 3.

Afin de s'assurer de la stabilité du montant payé par chaque producteur, sur toute la durée de vie de l'installation de production de biométhane, la CRE envisage d'affecter un coefficient à chaque producteur à la signature de son contrat de raccordement, sans possibilité de changer ce coefficient par la suite. Ainsi, si les conditions technico-économiques d'injection sur une zone se dégradent, cela ne viendra pas modifier le coefficient des producteurs qui seraient déjà en injection, ni modifier l'équilibre économique de leur installation. Dans la même logique, les producteurs qui injectent actuellement se verront attribuer le coefficient 1.

Le timbre d'injection sera facturé de la manière suivante :

- aux expéditeurs pour les installations injectant sur le réseau de transport ;
- aux producteurs pour les installations injectant sur le réseau de distribution.

Q10 : Etes-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 ?

Pour établir le niveau des différents timbres d'injection, la CRE a étudié la contribution théorique à un timbre d'injection de l'ensemble des coûts associés au développement du biométhane non payés par les producteurs au moment du raccordement, à l'exception des coûts d'OPEX généraux, notamment liés au pilotage du projet biométhane et au fonctionnement du SI, qui ne sont pas directement liés au choix de localisation des producteurs.

Pour chaque catégorie (OPEX relatifs aux rebours, compressions mutualisées, maillages et autres canalisations et CAPEX de renforcement), la méthodologie suivante a été appliquée :

- estimation par les gestionnaires de réseaux des coûts nécessaires à l'atteinte des objectifs de la PPE à horizon 2028 ;
- affectation de ces coûts aux différentes zones, selon qu'elles comportent un rebours ou non, et en cohérence avec les investissements de canalisation qu'elles nécessitent ;
- division de ces montants par les volumes prévisionnels cumulés associés à chaque coefficient de timbre.

Compte-tenu des montants obtenus et prenant acte de la décision exprimée par le gouvernement, dans le cadre du décret, de ne pas faire porter les coûts d'investissements de renforcement aux producteurs, la CRE propose de retenir la grille suivante, basée uniquement sur les charges d'exploitation générées par les projets d'injection de biométhane. Par ailleurs, au vu du faible niveau du coefficient 1, la CRE propose de le fixer à 0.

	Grille proposée (€/MWh)	Total OPEX (€/MWh)	dont OPEX rebours (€/MWh)	dont OPEX tuyaux (€/MWh)
Coeff 3	1,4	1,4	1,3	0,1
Coeff 2	0,3	0,3	0,0	0,3
Coeff 1	0,0	0,1	0,0	0,1

Les recettes estimées associées à ce niveau de timbre sur la période tarifaire seraient bien inférieures aux coûts totaux supportés par le tarif en termes d'investissements et de charges d'exploitation pour assurer le raccordement des installations de biométhane sur la même période.

Timbre (M€)	2020	2021	2022	2023
3	1,46	2,35	3,74	5,59
2	0,07	0,11	0,18	0,27
1	-	-	-	-
Total tarif	1,53	2,47	3,92	5,86

Figure 8 - Estimation des recettes liées au timbre d'injection en € sur la période tarifaire

La CRE propose que les recettes perçues par les GRD au titre des producteurs s'étant vu affecter le coefficient 3 (estimées à 5,6 M€ en fin de période tarifaire) soient ensuite transférées aux GRT pour financer les OPEX des rebours.

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

6. RÉCAPITULATIF DES QUESTIONS

- 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) ?
- Q2 : Êtes-vous favorable à la méthodologie d'implication des acteurs locaux proposée par la CRE ?
- 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 ?
- Q4 : Êtes-vous favorable au calendrier de mise en place, aux modalités et à la fréquence d'actualisation du dispositif de zonage de raccordement ?
- Q5 : Êtes-vous favorable aux modalités de validation des investissements de renforcement envisagées par la CRE ?
- Q6 : Êtes-vous favorable aux modalités de déclenchement des investissements de renforcement proposées par la CRE ?
- Q7 : Êtes-vous favorable à la méthode de quote-part proposée par la CRE ?
- Q8 : Êtes-vous favorable aux seuils d'éligibilité proposés par la CRE et estimez-vous qu'il faille mettre en place d'autres critères ?
- 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 ?
- 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 ?
- Q11 : Les modalités de calcul et le niveau du timbre d'injection envisagé à ce stade vous semblent-ils pertinents ?
- Q12 : Les modalités de calcul et le niveau du timbre d'injection envisagé à ce stade vous semblent-ils pertinents ?

ANNEXE : FONCTIONNEMENT ET MODALITÉS DE CALCUL DU CRITÈRE I/V DU DÉCRET ET DU CRITÈRE I/V ELARGI

Critère I/V du décret

Le critère I/V du décret met en regard les investissements de renforcement nécessaires au développement du biométhane sur une maille, avec les volumes probabilisés qui pourront y être injectés.

Les probabilités appliquées aux volumes, en fonction de l'état d'avancement des projets, sont définies dans l'arrêté du 28 juin 2019 définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie. Elles sont fixées à :

- 90 % pour un projet pour lequel un contrat de raccordement a été signé avec le gestionnaire d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel ;
- 70 % pour un projet ayant fait l'objet de l'autorisation, de l'enregistrement ou de la déclaration mentionnés aux articles [L. 512-1](#), [L. 512-7](#) et [L. 512-8](#) du code de l'environnement ;
- 40 % pour un projet pour lequel une étude de raccordement à un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel a été réalisée par le gestionnaire de ce réseau.

Par ailleurs, l'arrêté susmentionné précise que, pour le calcul du I/V du décret, « *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 %.* »

Une fois les hypothèses suivantes fixées (volumes probabilisés, assiette de coûts, volume de biogaz injecté cible), les gestionnaires procèdent selon la méthodologie suivante :

- le calcul du I/V est réalisé pour chaque maille (près de 500 mailles) ;
- les mailles sont classées par I/V croissant ;
- les mailles les moins chères sont retenues jusqu'à atteinte du volume cible : le I/V de la dernière maille sélectionnée correspond au plafond de I/V permettant d'atteindre cet objectif (toute révision de l'objectif de biogaz injecté implique une révision de la valeur plafond). Le plafond est actuellement fixé à 4 700 €/nm³/h.

Sur les zones où le critère I/V du décret est inférieur à ce plafond, les gestionnaires de réseaux effectuent les renforcements nécessaires et les coûts sont pris en charge par les tarifs.

Critère I/V élargi pour le zonage de raccordement

Le critère I/V élargi proposé par la CRE pour établir le zonage de raccordement est établi selon la même méthodologie que le critère I/V du décret. Il prend cependant en compte l'ensemble des investissements de réseaux associés au développement du biométhane sur une maille dans l'assiette du I.

Pour le calcul du seuil associé à ce critère I/V élargi, les hypothèses de volumes probabilisés et de volumes de biogaz injectés cibles sont les mêmes que pour le calcul du seuil du I/V du décret.

Correspondance entre les deux unités dans lesquelles ces critères sont exprimés

Les valeurs de I/V, lorsqu'elles sont présentées en €/Nm³/h, présentent les investissements totaux. Dans ce cas les investissements au numérateur sont exprimés en coût global (en M€) sur l'ensemble de la période.

Lorsqu'elles sont présentées en €/MWh, ces valeurs relèvent d'une approche en annuités constantes. Dans ce cas les investissements au numérateur sont exprimés en coût annuel moyen (en M€).