

RAPPORT

Décembre 2024

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

Synthèse du rapport

La Commission de régulation de l'énergie publie le rapport de synthèse des résultats de son travail d'audit des données techniques et économiques des installations de production de biométhane injecté. Le travail de collecte a été lancé mi-2023 et visait un objectif double : caractériser les conséquences de la crise sur l'économie des projets et s'assurer du bon dimensionnement des niveaux de soutien dont bénéficieront les projets à l'avenir. Au regard des analyses menées et décrites dans le présent rapport, la CRE retient neuf enseignements principaux et formule des recommandations pour l'avenir.

La méthanisation correspond à la dégradation des matières organiques aboutissant à la production d'un biogaz composé principalement de méthane et de dioxyde de carbone, et d'un résidu organique communément appelé « digestat ». Lorsqu'il ne subit qu'un traitement léger, le biogaz peut être valorisé sous forme de chaleur ou d'électricité. Lorsqu'il est traité puis épuré, le biogaz, appelé alors biométhane peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel : on parle alors de biométhane injecté.

La PPE 2019-2028 a défini comme objectif intermédiaire pour 2023 une production de biométhane injecté de 6 TWh par an, qui a été dépassé dès 2022. A fin 2023, une capacité cumulée d'environ 12 TWh PCS¹/an était en service permettant de produire 9 TWh de biométhane injecté. De nouveaux objectifs de développement ont été fixés dans la version mise en consultation publique à l'automne 2024 de la Stratégie française pour l'énergie et le climat, qui a introduit un projet de PPE3 pour la période 2025-2035². Ainsi, pour 2030, l'objectif de production de biométhane injecté s'élève à 44 TWh.

La production de biométhane injecté est actuellement soutenue par le dispositif d'obligation d'achat, octroyant un tarif d'achat pour une durée de 15 ans. Le contrat est attribué soit :

- via un guichet ouvert, dont les conditions ont évolué avec la publication successive de plusieurs arrêtés tarifaires en 2011, 2020, 2021 et 2023 (cf. partie 2.2.3.1) ;
- via un appel d'offres, dont la première période s'est déroulée en février 2024.

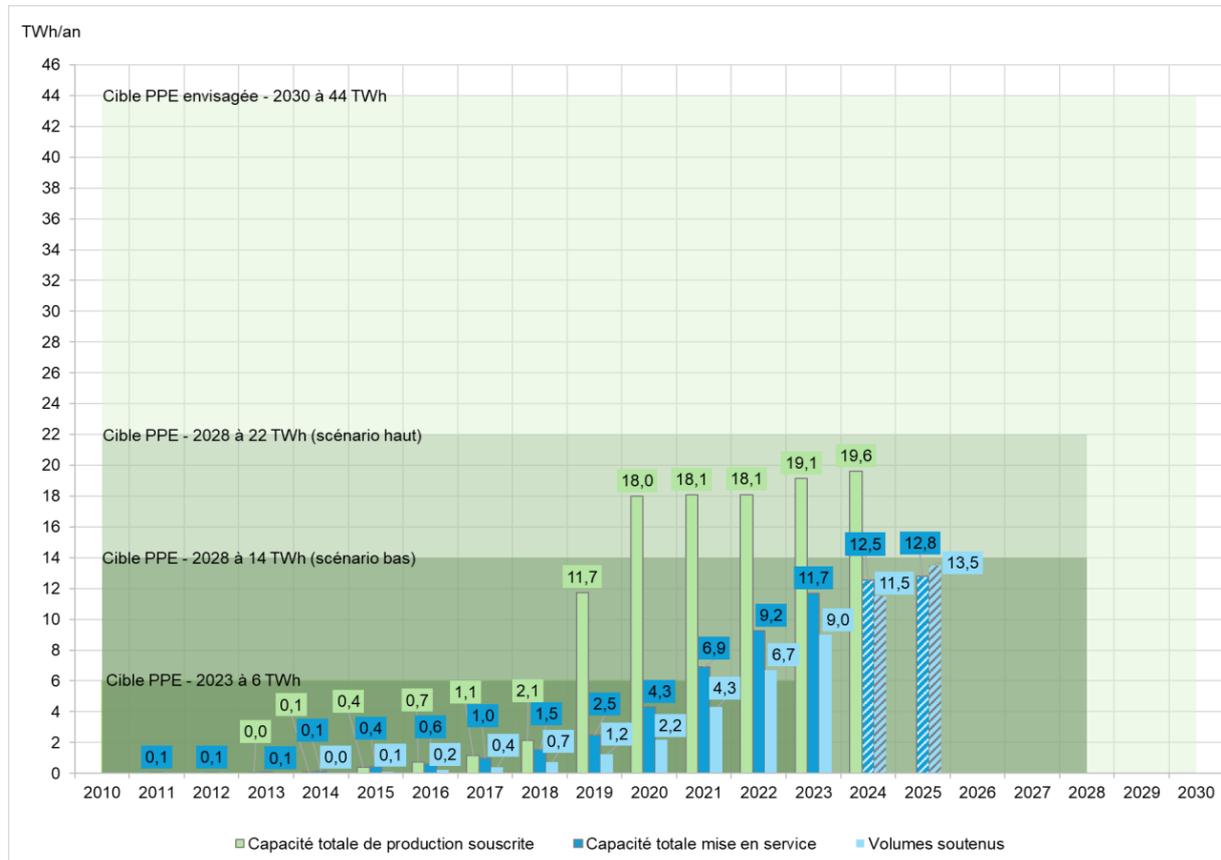
¹ Pouvoir Calorifique Supérieur. La capacité des installations de production de biométhane injecté s'exprime en effet soit i) en débit d'injection de gaz dans le réseau, la « Cmax » (Capacité maximale d'injection en Nm³/h), soit ii) en capacité de production annuelle de biogaz en volume, la « PAP » (Production Annuelle Prévisionnelle en GWh PCS / an). La métrique « PAP » a été introduite en 2021, avec un coefficient de conversion de la Cmax vers la PAP égal à 0,09 GWh PCS par an / Nm³/h.

² Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie (2025-2030, 2031-2035), Novembre 2024.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Figure 1 – (i) Cumul de la capacité de production des installations de biométhane injecté ayant signé un contrat d’achat, (ii) ayant mis en service leur installation (bleu), et (iii) comparaison aux volumes injectés effectivement soutenus, vu du 2^e deuxième trimestre 2024 (source : CRE)



Le coût du soutien public à la filière biométhane injecté par arrêté tarifaire devrait se porter à environ 1 milliard d’euros au titre de 2024³, ce qui représente un fort enjeu budgétaire pour l’Etat. D’autres dispositifs contribuent au développement de la filière du biométhane injecté hors du budget de l’Etat, notamment les garanties d’origine, les certificats de production de biogaz et les subventions à l’investissement.

Au vu de l’enjeu majeur que représente ainsi la filière du biométhane injecté, à la croisée des problématiques énergétiques, agricoles ou encore de gestion des déchets, la CRE a réalisé dès 2018 un premier exercice de collecte de données de coûts et recettes⁴ auprès de 60 installations (dont la moitié avait fourni des informations) et publié un rapport⁵ présentant ses analyses. Les installations étudiées dans ce cadre représentent un faible pourcentage du nombre d’installations bénéficiant aujourd’hui d’un contrat de soutien (85 % des contrats d’achat en vigueur à fin 2023 ont été signés entre 2019 et 2020).

Depuis, la filière a été marquée par la crise sanitaire en 2020, la crise énergétique en 2022-2023, et plus généralement une inflation importante de ses coûts depuis le second semestre 2021. Par ailleurs, les signatures de nouveaux contrats de soutien ont connu un fort ralentissement en 2021, à la suite de l’entrée en vigueur de l’arrêté tarifaire du 23 novembre 2020 (« BI 2020 »). Un nouvel arrêté tarifaire a

³ Délibération de la CRE du 11 juillet 2024 relative à l’évaluation des charges de service public de l’énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l’énergie pour 2024.

⁴ Le code de l’énergie habilite la CRE à collecter auprès des producteurs de biogaz bénéficiant d’un contrat de soutien public le détail des coûts et des recettes relatifs à leurs installations.

⁵ CRE, 2018 : [Bilan technique et économique des installations de production de biométhane](#).

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

été signé le 10 juin 2023 (« BI 2023 »), visant à réviser les conditions de soutien pour les nouvelles installations, mais également pour les installations dont le contrat a déjà pris effet.

Ces mesures ont été mises en œuvre dans une situation d'urgence, sans analyse approfondie de l'évolution de l'équilibre économique des installations au fil des années et tandis que les objectifs de développement de la filière pour 2023 fixés par programmation pluriannuelle de l'énergie ont été dépassés dès 2022.

Mi-2023, la CRE a ouvert dans ce contexte un nouvel exercice de collecte de données techniques et économiques des installations de production de biométhane injecté, dont le présent rapport présente les résultats. L'objectif est double :

- caractériser les conséquences de la crise sur l'économie des projets dont les tarifs d'achat sont d'ores et déjà garantis par les contrats de soutien de l'Etat ;
- s'assurer du bon dimensionnement des niveaux de soutien dont bénéficieront à l'avenir les projets (niveaux des tarifs, formules d'indexation...).

Le panel des installations interrogées par la CRE comprend l'ensemble des installations de production de biométhane injecté en service au 30 avril 2023 et certaines installations en projet ayant signé un contrat d'achat mais n'ayant pas encore été mises en service à cette même date, soit un total d'environ 700 installations, représentant une capacité cumulée de 14,2 TWh PCS / an. Par son ampleur, il s'agit d'une collecte et d'une analyse de données inédites sur la filière du biométhane injecté en France.

La CRE a reçu environ 550 déclarations, représentant une capacité cumulée de 11,1 TWh PCS / an. Cependant, peu ont été entièrement complétées, ce qui diminue, parfois de façon significative, la taille des échantillons considérés pour les différentes analyses du présent rapport. Des échanges ont été nécessaires jusqu'à mars 2024 avec les producteurs afin de disposer d'un volume suffisant de données exploitables.

Sachant que la quantité et la qualité des données recueillies par la CRE s'agissant des filières STEP et ISDND sont significativement plus faibles que pour les installations de méthanisation classique, et que le gisement de projets futurs de ces filières est plus limité, **le présent rapport se concentre sur l'analyse technique et économique des installations de méthanisation classique.**

Ces installations sont divisées en quatre catégories :

- les installations de type « **agricole autonome** », sont portées par un ou plusieurs exploitants agricoles ou par une structure détenue majoritairement par un ou plusieurs exploitants agricoles, et méthanisent, à plus de 90 %, des matières agricoles issues de la ou des exploitation(s) agricole(s) ;
- les installations de type « **agricole territorial** » sont portées par un ou plusieurs exploitants agricoles ou par une structure détenue majoritairement par un ou plusieurs exploitants agricoles, et méthanisent plus de 50 % de matières issues de la ou des exploitations agricoles tout en intégrant des déchets du territoire (industries, STEP, autre) ;
- les installations de type « **industriel territorial** » sont portées par un développeur de projet ou par un ou plusieurs industriels, et méthanisent des matières issues ou non d'exploitations agricoles et intègrent des déchets du territoire (industrie, STEP, autre) ;
- les installations de type « **déchets ménagers et biodéchets** » sont portées par une collectivité locale, un syndicat de traitement des déchets, un ou plusieurs industriels, et méthanisent les biodéchets collectés sélectivement ou la fraction organique des ordures ménagères triée en usine⁶.

La taille médiane des installations de l'échantillon est de 170 Nm³/h, correspondant à 15,3 GWh PCS / an (taille moyenne de 208 Nm³/h, correspondant à 18,7 GWh PCS / an), valeur qui ne semble pas avoir fondamentalement évolué les dernières années. Les régions Grand-Est et Hauts-de-France regroupent près de 40 % de la capacité totale de l'échantillon. A l'inverse, le Centre-Val-de-Loire, la Normandie, la Bourgogne-Franche-Comté, l'Occitanie ainsi que la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur rassemblent

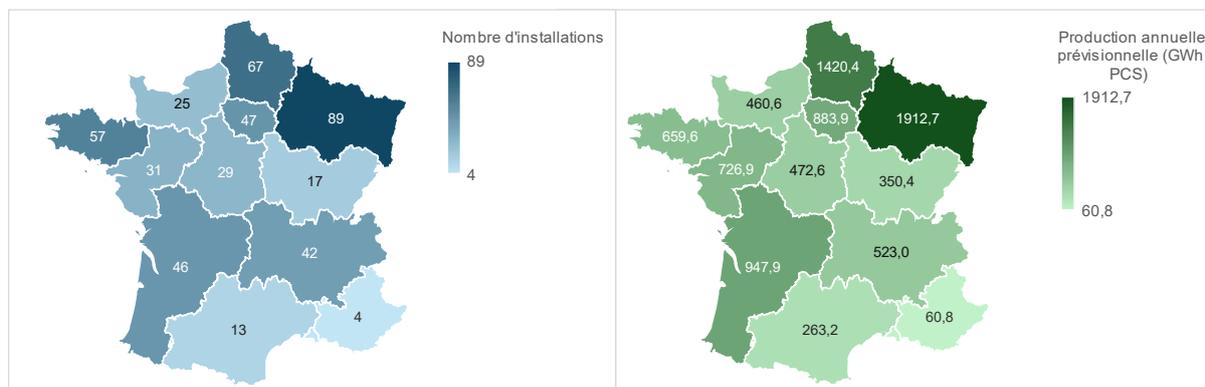
⁶ L'échantillon pour les installations de type déchets ménagers et biodéchets étant particulièrement restreint, elles ont fréquemment été écartées des analyses.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

moins de 20 % de la capacité totale de l'échantillon. En matière de densité de production par région d'implantation (MWh PCS / km²), l'Ile-de-France est de loin la région la plus densément occupée par des installations de méthanisation.

Figure 2 - Répartition du nombre d'installations et de la production annuelle prévisionnelle (PAP) par région des 467 installations en service au 30 avril 2023 de l'échantillon



En capitalisant sur l'expérience du présent exercice, la CRE prévoit de réexaminer sa stratégie en matière d'audits dans les prochains mois. Elle est, en effet, tenue de mettre en place une collecte annuelle de coûts et recettes auprès des producteurs bénéficiant d'un dispositif de soutien, comme cela est prévu par le code de l'énergie pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz de plus de 100 kW⁷ et pour toutes les installations injectant du biométhane dans les réseaux⁸. La stratégie de contrôle des installations soutenues devrait permettre une évaluation plus régulière des installations, en ciblant les filières selon les besoins identifiés, afin de tenir compte des ressources humaines et financières disponibles. Les données collectées pourraient être moins exhaustives que celles du présent audit, afin de limiter la charge administrative pour les producteurs et de faciliter leur traitement par la CRE, par exemple en procédant par échantillonnage pour les demandes de justificatifs et/ou en ciblant un nombre plus restreint de données lors de chaque collecte.

Au regard des analyses menées dans le cadre du présent audit, la CRE retient neuf enseignements relatifs aux principales caractéristiques technico-économiques des installations qui permettent, le cas échéant, de formuler des recommandations pour le dimensionnement à l'avenir des mécanismes de soutien. Les quatre premiers présentent principalement des constats sur les niveaux de coûts et de rentabilité, tandis que les cinq suivants formulent des recommandations sur le cadre tarifaire dans son ensemble, les formules d'indexation, les primes au tarif d'achat, les subventions à l'investissement et les revenus supplémentaires au tarif.

1 - Le coût complet actualisé (LCOE) des installations s'élève à environ 130 €/MWh en valeur médiane. Il est notamment dépendant de la typologie et de la taille des installations.

Le coût complet actualisé ou « LCOE » (*Levelized Cost of Energy*) des installations de l'échantillon s'élève à environ 130 €/MWh en valeur médiane, en considérant une mise en service en 2024 et en

⁷ Article R. 314-14 du code de l'énergie.

⁸ Article R. 446-15 du code de l'énergie.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

retenant une hypothèse de durée de vie des installations de 15 ans, de taux d'actualisation de 7 % et de taux d'inflation de 2 %. Les résultats des calculs de LCOE peuvent cependant varier de manière très significative en fonction des hypothèses retenues. Ils ne peuvent en aucun cas être comparés aux tarifs d'achats actuels, dans la mesure où, notamment, ces tarifs évoluent pendant les 15 années de contrat et que les installations peuvent percevoir d'autres revenus en dehors du contrat de soutien. Les installations de type industriel territorial présentent des niveaux de LCOE plus élevés (environ 175 €/MWh) que les installations agricoles (environ 130 €/MWh), en raison principalement d'OPEX plus élevés.

Une légère corrélation à la baisse entre le LCOE et la taille des installations semble également exister, potentiellement en raison des effets d'échelle observés sur les CAPEX (cf. point n°2). En particulier, le LCOE des plus grandes installations (qui ne répondent plus aux conditions d'éligibilité du guichet ouvert en vigueur) semble s'établir autour de 115 €/MWh, ce qui permet de faire ressortir un ordre de grandeur indicatif du futur coût des certificats de production de biogaz (CPB), qui correspond théoriquement au coût complet des installations auquel est retranché le prix de gros du gaz.

2 - Le niveau des coûts d'investissement (CAPEX) est relativement homogène entre les différents types d'installations. Malgré un rebond pendant la crise en 2023, les CAPEX semblent globalement orientés à la baisse, traduisant une certaine industrialisation et standardisation de la filière.

Les niveaux de CAPEX sont similaires pour tous les types d'installations (hors installations de type déchets ménagers et biodéchets), avec des effets d'échelle observables en fonction de la taille.

Normalisé par la taille de l'installation, le CAPEX moyen s'élève à environ 44 000 €₂₀₂₃/Nm³/h⁹ (cette valeur constitue une moyenne pour l'ensemble du panel et ne reflète pas les évolutions de coûts selon la date de mise en service des installations).

Malgré une certaine dispersion, les données montrent qu'il existe des effets d'échelle sur les CAPEX pour les installations de taille inférieure à 300 Nm³/h : l'augmentation de la capacité d'une installation de 10 Nm³/h induit une baisse des CAPEX normalisés par la taille de l'installation d'environ 700 à 1200 €/Nm³/h.

Les CAPEX ont augmenté pendant la période récente d'inflation des coûts, mais semblent globalement orientés à la baisse.

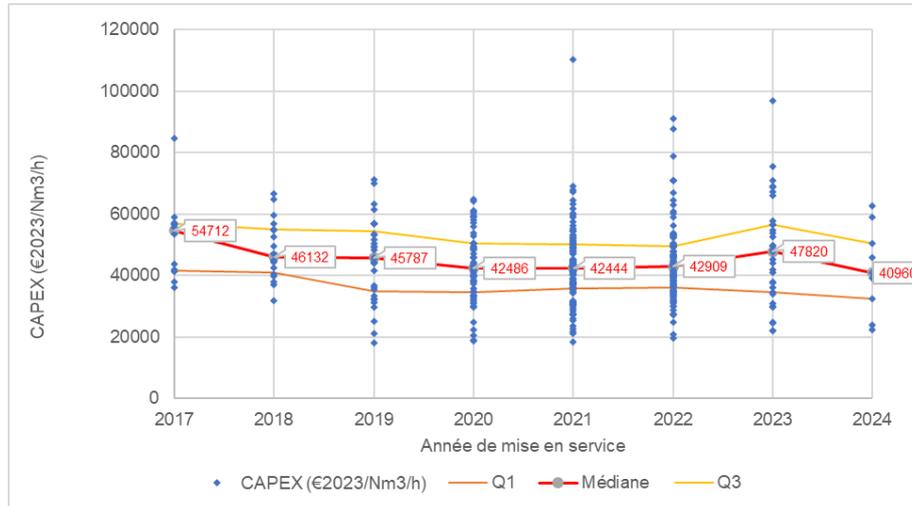
Les données montrent une tendance à la baisse des valeurs de CAPEX pour des mises en service entre 2017 et 2021 (- 6 % par an en moyenne), ainsi qu'un resserrement de la dispersion des valeurs, ce qui semble témoigner d'une certaine industrialisation et standardisation de la filière. Cette baisse est suivie d'une hausse en 2023 (+11 % en valeur médiane) liée au contexte inflationniste en période de crise puis d'une nouvelle baisse en 2024 (-14 % en valeur médiane, pour un échantillon réduit cependant).

⁹ Les installations de type déchets ménagers et biodéchets ont des CAPEX plus élevés, s'élevant à environ 63 000 €₂₀₂₃/Nm³/h en moyenne.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

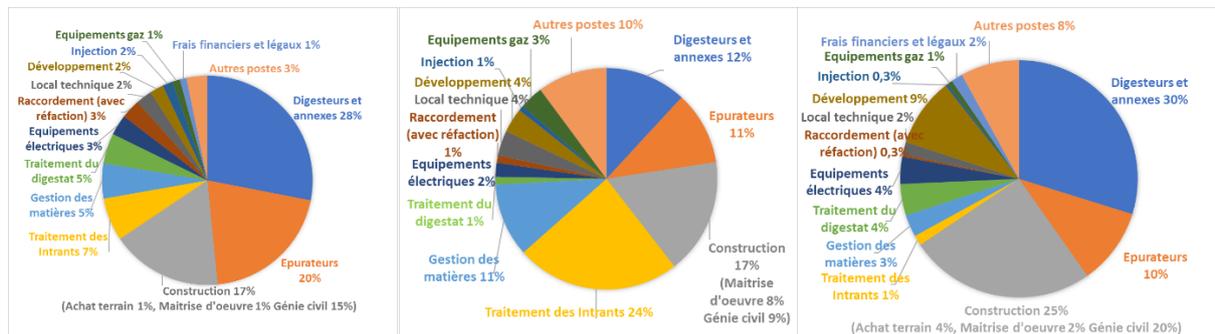
4 décembre 2024

Figure 3 - Evolution des CAPEX normalisés (€₂₀₂₃/Nm³/h) et de leur dispersion en fonction de l'année de mise en service des installations



La répartition des CAPEX est variable selon le type d'installation.

Figure 4 - Répartition des postes de CAPEX pour les projets de méthanisation classique (type agricole autonome et territorial à gauche, déchets ménagers et biodéchets au milieu et industriel territorial à droite, valeurs moyennes)



Les principaux postes de CAPEX des installations agricoles sont l'achat du digesteur (28 %) et de l'épurateur (20 %), ainsi que les coûts de construction (17 %). Pour les installations de type déchets ménagers et biodéchets, le principal poste de CAPEX est lié au traitement des intrants (24 %) : achat d'équipements spécifiques nécessaires pour l'hygiénisation et le déconditionnement des intrants utilisés). Enfin, s'agissant des installations de type industriel territorial, le poste de coûts lié à l'achat des digesteurs présente une part équivalente à celle des installations agricoles (30 %). Le poids des coûts de construction est cependant plus important (25 %), tandis que les coûts liés à l'achat de l'épurateur présentent un poids deux fois plus faible.

3 - Le niveau des coûts d'exploitation (OPEX) dépend assez sensiblement du type d'installation. La crise énergétique et inflationniste de 2023 a conduit à une hausse de ces coûts pour l'ensemble des installations.

Les OPEX sont plus importants pour les installations de type industriel territorial et aucun effet d'échelle n'a pu être observé.

Les OPEX annuels des installations de type industriel territorial sont plus élevés que ceux des installations agricoles (de l'ordre de + 40 %), notamment en raison de frais de maintenance et de personnel plus élevés. Les OPEX s'élèvent à environ 70 €₂₀₂₂/MWh pour les installations de type

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

agricole et à près de 100 €₂₀₂₂/MWh pour les installations de type industriel territorial (même *caveat* que pour les CAPEX moyens).

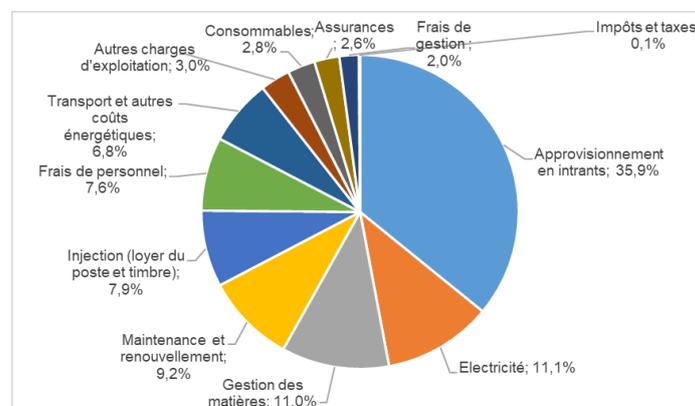
Contrairement aux CAPEX, il ne semble pas exister d'effet d'échelle pour les OPEX.

Les OPEX étaient globalement stables avant la crise et ont logiquement augmenté pendant.

S'agissant des mises en service entre 2020 et 2022, les OPEX des installations sont restés globalement stables. Pour une majorité d'installations, ils ont augmenté entre 2022 et 2023 (+ 6 % en valeur médiane), ce qui s'explique principalement par la hausse des prix de l'électricité¹⁰ ainsi que, dans une moindre mesure, des coûts de maintenance. Le coût d'acquisition des intrants ne semble, lui, pas avoir connu d'évolution significative pendant la période de crise énergétique et inflationniste récente.

La répartition des OPEX entre les différents postes est plus homogène entre les différentes typologies d'installations par rapport aux CAPEX, mais avec des disparités importantes s'agissant des postes correspondant à l'approvisionnement en intrants et aux frais de personnel.

Figure 5 - Répartition des postes d'OPEX pour les projets de méthanisation classique (toutes typologies confondues, valeurs médianes)



Les principaux postes d'OPEX sont l'approvisionnement en intrants (25-40 % selon la typologie), la consommation d'électricité, la gestion des matières et la maintenance (environ 10 % pour chacun de ces postes de coûts) ainsi que les frais de personnel (5-15 % selon la typologie). La répartition des OPEX entre les différents postes est relativement homogène entre les différentes typologies d'installations, les postes correspondant à l'approvisionnement en intrants et aux frais de personnel étant ceux variant le plus selon les typologies. Le coût de l'approvisionnement en intrants, par ailleurs relativement corrélé à leur pouvoir méthanogène, semble plus élevé pour les installations agricoles, au contraire des frais de personnel qui semblent moins élevés pour ces installations.

4 - Les niveaux de taux de rentabilité interne (TRI) Projet avant impôts calculés sont globalement élevés pour un grand nombre d'installations. Les valeurs médianes de TRI Projet avant impôts hors subventions à l'investissement cachent néanmoins des disparités importantes entre les installations, notamment en fonction de leur typologie, ce qui démontre la difficulté particulière à définir un cadre de soutien adapté pour l'ensemble de la filière du biométhane injecté. Toute analyse de rentabilité de la filière du biométhane injecté doit par ailleurs être complétée d'une analyse des externalités de la filière, à la croisée d'enjeux agricoles et de traitement des déchets notamment.

Les TRI Projet avant impôts calculés sont globalement élevés.

Les TRI Projet avant impôts ont été déterminés par la CRE (présentation de la méthodologie en Annexe 1 du rapport). La CRE a notamment tenu compte de la nouvelle formulation d'indexation tarifaire par le

¹⁰ A noter que l'audit a également été l'occasion de constater qu'une très grande majorité d'installations respecte le critère d'efficacité énergétique fixé par les arrêtés tarifaires (consommation d'électricité inférieure à 15 % de l'énergie produite).

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

coefficient L introduite en juin 2023, dont ont pu bénéficier environ 90 % des installations déjà en service par avenant à leur contrat d'achat¹¹ et ayant induit de fortes hausses des revenus, non anticipées à l'époque de la signature des contrats. La CRE a également procédé à une homogénéisation des OPEX liés à la maintenance et aux gros entretiens de renouvellement au vu de la diversité des déclarations (analyse de sensibilité présentée plus bas). Il convient de noter que :

- la CRE a calculé des TRI Projet sur 15 années d'exploitation, correspondant à la durée actuelle des contrats de soutien : les données collectées montrent en effet que la plupart des producteurs n'anticipent pas de durées d'exploitation supérieures à 15 ans. Ces installations pourront continuer à obtenir une rémunération complémentaire aux prix de gros du gaz à la fin de leurs contrats d'achat via le dispositif des CPB, dans le cas où il serait techniquement possible d'étendre leur durée de vie au-delà de 15 ans (ce qui pourrait impliquer des réinvestissements).
- certaines hypothèses pouvant avoir des impacts conséquents sur la rentabilité des installations, comme les éventuels frais de démantèlement, les accroissements de capacité ou encore la possibilité de prolonger la durée d'exploitation au-delà de 15 ans, n'ont pas pu être incluses dans le modèle de calcul, faute de données suffisantes.

Les valeurs de TRI Projet calculées par la CRE concernent 141 installations, toutes bénéficiaires de l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2011 (« BM 2011 »).

Sur la base d'un scénario de référence considérant (i) une hypothèse « moyenne » de coûts de maintenance et de gros entretiens de renouvellement (GER)¹², (ii) des CAPEX décaissés un an avant la mise en service¹³ et (iii) la révision tarifaire de 2023 :

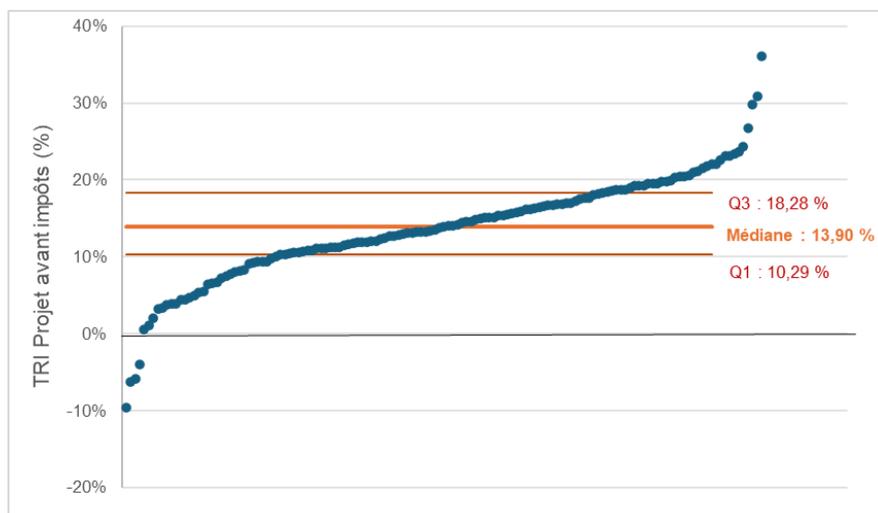
- **la médiane des TRI Projet avant impôts des installations de l'échantillon hors prise en compte des éventuelles subventions à l'investissement s'élève à 13,9 % ;**
- la moitié des installations présente un TRI Projet compris entre 10,3 % et 18,3 % ;
- un quart des installations présentent un TRI Projet inférieur à 10 %.

¹¹ D'après les données des déclarations CSPE 2024 des acheteurs de biométhane, en 2023, 593/644 installations ont signé un avenant à leur contrat d'achat leur permettant de bénéficier du coefficient d'indexation L introduit par l'arrêté du 13 juin 2023.

¹² Cela signifie que la part de ces coûts dans les OPEX est conforme à la valeur moyenne observée pour l'échantillon de l'audit.

¹³ Conformément aux déclarations des producteurs.

Figure 6 - Répartition des TRI Projet avant impôts sur 15 ans d'exploitation des installations mises en service avant 2022, hors prise en compte des éventuelles subventions à l'investissement (avec prise en compte de la révision tarifaire de 2023, un décaissement des CAPEX un an avant la mise en service et une hypothèse « moyenne » de coûts de maintenance et de GER)



En considérant un premier scénario alternatif basé (i) sur une hypothèse « haute » de coûts de maintenance et GER (cf. détail dans l'Annexe 1 du rapport), (ii) avec des CAPEX décaissés deux ans avant la mise en service et (iii) sans prise en compte de la révision tarifaire de 2023, le TRI Projet médian s'élève à 10,4 %. En ne considérant que les deux premières sensibilités, le TRI Projet médian s'élève à 11,6 %.

Par ailleurs, les résultats de TRI calculés sur la base des données prospectives renseignées directement par les déclarants hors subventions à l'investissement (et non avec les flux futurs de coûts, revenus et productions reconstitués par la CRE) sont plus bas de 3,8 pp (soit une valeur médiane de 10,1 %) que ceux issus de la modélisation de la CRE. Cependant, ces calculs, qui montrent déjà un niveau de rentabilité élevé, ne tiennent pas compte de la révision tarifaire de 2023 (les producteurs n'avaient pas pu l'anticiper dans leurs déclarations).

Au-delà des constats sur les niveaux de TRI, les analyses ont également mis en lumière des valeurs de TRI Projet très dispersées et dépendant fortement des caractéristiques de chaque unité (typologie, intrants, taille, région...), démontrant la difficulté particulière à définir un cadre de soutien uniformisé pour la filière :

- Les niveaux de TRI Projet avant impôts hors subventions à l'investissement sont plus importants pour les installations de type agricole autonome (en considérant le scénario de référence susmentionné, 15,4 % en valeur médiane vs. 11,2 % pour les installations agricoles territoriales et 4,5 % pour les installations industrielles territoriales, à noter cependant que l'échantillon est de taille plus réduite pour ces dernières). Au sein d'une même typologie, les niveaux de rentabilité apparaissent très dispersés.
- La taille des installations ne semble pas avoir d'effet notable sur les rentabilités observées. La dégressivité du tarif en fonction de la taille des installations semble ainsi efficace.
- La comparaison des TRI Projet avant impôts selon les régions d'implantation met en évidence des résultats très variés, sans facteur explicatif évident.
- Une amélioration de la rentabilité (en valeur médiane) des installations est constatée entre les premières mises en service (avant 2019) et les mises en service postérieures.

Cependant, l'exercice de déclaration présente nécessairement des limites. En particulier, s'agissant des installations agricoles, il est possible que certains paramètres, inhérents à l'activité agricole et pouvant influencer les TRI calculés à la hausse comme à la baisse, aient pu être complexes à renseigner, en particulier le coût de la main d'œuvre et le coût des intrants. Les analyses montrent néanmoins que les effets de ces paramètres spécifiques sur le TRI Projet sont relativement limités.

5 - Le niveau globalement élevé des TRI Projet calculés nécessite d'ajuster le cadre tarifaire de la filière biométhane injecté, avec un traitement différencié entre les installations existantes et les nouvelles installations. L'articulation entre tarifs d'achat et subventions à l'investissement doit également être repensée.

S'agissant des installations de production de biométhane disposant déjà d'un contrat, la CRE recommande, au vu de ces résultats, de revoir, pour l'avenir uniquement, la formule d'indexation par le coefficient L pour l'ensemble des contrats en cours.

L'analyse met en avant des niveaux de rentabilité élevés pour les installations bénéficiant de l'arrêté tarifaire BM 2011, qui représentent toujours environ 83 % des contrats d'achats signés au 30 septembre 2024, et pour la grande majorité desquels des avenants aux contrats d'achat ont été signés en application de l'arrêté BI 2023.

La formule actuelle d'indexation par le coefficient L, issue de la révision de 2023, a conduit à renforcer certains niveaux de rentabilité déjà importants et ne reflète pas efficacement l'évolution des OPEX des installations (cf. point n°6).

S'agissant des futures installations soutenues, la CRE recommande d'analyser dans les prochains mois les conditions d'une éventuelle révision tarifaire.

Bien que les données de l'audit montrent que des hausses de coûts ont pu être observées entre 2022 et 2023 (+ 11 % pour les CAPEX et + 6 % pour les OPEX), les niveaux de tarif actuels, qui sont globalement supérieurs à ceux dont bénéficient les installations pour lesquelles un TRI Projet a pu être calculé, conduisent la CRE à estimer que le dimensionnement du tarif pour les nouvelles installations en application de l'arrêté BI 2023 pourrait induire des rentabilités importantes.

Au-delà de la question du niveau de référence du tarif, la CRE recommande de revoir, pour les futures installations, les formules d'indexation par les coefficients K et L, conformément aux recommandations émises dans le point n°6.

Une majorité d'installations du panel bénéficie en plus du tarif d'achat d'aides financières qui s'ajoutent à des niveaux de rentabilité déjà élevés. La CRE recommande de repenser l'articulation entre tarifs d'achat et subventions à l'investissement, soit en ciblant mieux les installations qui bénéficient de ces dernières (notamment celles ayant une rentabilité plus faible ou en se basant sur des critères répondant à d'autres objectifs de politique publique que le soutien à la production d'énergie), soit en les supprimant.

La part moyenne des aides financières (très majoritairement des subventions à l'investissement), dont bénéficient environ 80 % des installations¹⁴, dans le financement des projets ayant déclaré avoir reçu une ou plusieurs aides est de 13 %, allant jusqu'à 40 % pour certains projets (montant global d'aides déclarées par l'échantillon est de 340 M€). Les principaux organismes délivrant ces aides sont l'ADEME (avec 34 % du montant des aides identifiées), l'UE (31 %) et les régions (22 %).

La part des aides dans le financement des projets :

- est sensiblement différente selon les régions (de moins de 10 % pour les régions Bretagne, Pays de la Loire, Centre-Val de Loire, Grand-Est et Hauts-De-France, à environ 20 % pour les régions Normandie et Occitanie) ;
- a diminué avec le temps (de 14,5 % pour les projets mis en service jusqu'en 2018 à 8,0 % pour les projets plus récents ;
- ne semble pas dépendre de la taille ou de la typologie des projets.

Par ailleurs, les subventions à l'investissement constituent un paramètre structurant de la rentabilité des installations. Les analyses révèlent que le maintien de subventions à l'investissement se cumulant avec le tarif de soutien n'est pas nécessairement justifié par une moindre rentabilité des installations : une part importante des installations obtient déjà, sans la prise en compte des subventions, un TRI supérieur à 10 % et l'ajout de subventions permet à ces projets d'obtenir un TRI Projet dépassant largement ce niveau (16,48 % en valeur médiane dans le scénario de référence / 13,50 % en valeur médiane en

¹⁴ Sur un échantillon de 450 installations ayant renseigné la structure de leur financement.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

considérant (i) une hypothèse « haute » de coûts de maintenance et de GER, (ii) un décaissement des CAPEX deux ans avant la mise en service et (iii) la révision tarifaire de 2023).

Pour rappel, l'arrêté BI 2023 prévoit que les installations peuvent bénéficier de subventions sous réserve que le TRI projet avant impôts demeure inférieur à 10 %. Par ailleurs, certaines subventions semblent également ne pas toujours être fléchées vers les installations les moins rentables.

De manière générale, la CRE estime que le cumul de différents dispositifs de soutien répondant au même objectif n'est pas pertinent. Il pourrait cependant être nécessaire d'analyser l'incidence de la suppression de subventions sur les conditions de financement accordées aux nouvelles installations.

Par ailleurs, la CRE rappelle qu'elle avait proposé, en 2023, d'introduire un système de régularisation annuelle ex post du tarif d'achat octroyé pour des installations avec une production en dépassement de leur capacité de production.

Ce système vise à appliquer, pour chaque installation, un tarif d'achat qui correspond au niveau de production réelle constatée pour l'ensemble de la production. Il permet :

- de s'affranchir de la nécessité de définir une hypothèse normative de production pour l'annualisation de la production ;
- de ne pas désinciter les producteurs à produire davantage lorsque leurs équipements le permettent, si la grille tarifaire est bien dimensionnée ;
- d'éviter certains arbitrages de producteurs visant à minimiser leur capacité en cas de prix de gros élevés (bénéfice à la fois d'un tarif d'achat plus élevé et de prix de gros élevés sur le reste de la production).

6 - L'ajustement du cadre tarifaire doit notamment passer par des révisions des formules d'indexation, afin de prendre en compte une part des OPEX, et notamment du coût de l'approvisionnement en l'électricité, plus faible dans le coût complet des installations que prévu dans les formules. La CRE préconise également l'utilisation d'un indice électricité plus ciblé que l'indice actuel et l'introduction d'un indice reflétant les conditions de financement des projets. Les temporalités d'indexation devraient également être revues, en cohérence avec le calendrier des projets.

Cette révision devrait s'appliquer aux futures installations bénéficiant d'un tarif d'achat (coefficients K et L), ainsi qu'à l'ensemble des installations déjà soutenues par un tarif d'achat, et ce à partir de la date de modification des formules d'indexation jusqu'à la fin de leur contrat (coefficient L).

La CRE recommande de diminuer la part variable du coefficient L, de 70 % à 60 %.

Les coûts variables semblent *a priori* surreprésentés dans la formule d'indexation par le coefficient L en vigueur par rapport au poids des coûts variables dans le coût complet des installations, et ce pour toutes les typologies d'installations. En effet, selon les données de l'audit, la part des OPEX dans les coûts complets pour les installations de méthanisation classique se situe autour de 60 %, sans distinction particulièrement marquée entre les différentes typologies d'installations.

L'existence de l'indice électricité, introduit en 2023 dans les formules d'indexation, ne paraît pas indispensable, compte tenu du poids limité des dépenses relatives à l'approvisionnement en électricité dans les OPEX, de sa relative stabilité hors période de crise et de l'existence de mécanismes de protection des consommateurs mis en place pendant la crise. La CRE propose, dans le cas où un tel indice serait maintenu, une formule alternative pour la prise en compte des coûts liés à l'approvisionnement en électricité.

Une majorité d'installations bénéficie d'un contrat de fourniture d'électricité à tarif fixe et d'un approvisionnement en volumes ARENH, ainsi que d'une exonération partielle du droit d'accise sur l'électricité. Par ailleurs, un nombre important d'installations (plus d'un quart) a également pu bénéficier de mesures de soutien de l'Etat pendant la crise des prix de l'énergie (bouclier tarifaire et amortisseur).

Bien qu'elle ait connu une forte augmentation en 2023, la part des OPEX liée à la consommation d'électricité est d'environ 10 % hors crise et semble relativement stable. Sachant que la part des OPEX s'élève à environ 60 % du coût complet, la part de l'approvisionnement en électricité dans le coût complet s'élève à environ 6 %, contre 10 % prévus dans les formules actuelles d'indexation du tarif d'achat.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Si un tel indice ciblé sur les coûts de la fourniture en électricité devait être conservé, il conviendrait ainsi de réduire sa part dans les coefficients d'indexation K et L à 5 % (10 % aujourd'hui) et d'intégrer une référence correspondant à une estimation plus pertinente du coût de fourniture de l'électricité. L'absence de représentativité de l'indice actuel, pourrait notamment conduire à faire porter un risque supplémentaire sur l'économie de la filière à l'avenir. Un indice alternatif pourrait par exemple suivre le coût d'approvisionnement en électricité, sous la forme d'une moyenne des prix des produits calendaires *base load*, ainsi que du prix des garanties de capacité, des tarifs d'acheminement (TURPE) et du droit d'accise sur l'électricité.

Dans la mesure où l'emprunt représente une part prépondérante du financement des projets et où ses conditions évoluent au cours du temps, la CRE recommande d'introduire dans la formule d'indexation par le coefficient K un indice permettant de suivre l'évolution du taux complet de la dette, comme pour les filières renouvelables électriques terrestres.

Le taux moyen d'endettement des installations de méthanisation est de 80 %, pour un apport en fonds propres de 9 % en moyenne. Le reste du financement est en général complété par des aides financières (principalement des subventions à l'investissement), pour 11 % en moyenne pour l'ensemble des installations, bénéficiant d'aides financières supplémentaires ou non. Les installations agricoles semblent globalement bénéficier de conditions d'emprunt plus avantageuses.

Les conditions d'emprunt des projets se sont améliorées pour les mises en service jusqu'en 2021-2022, en lien avec la baisse des taux d'intérêt constatée sur la même période. En parallèle, une hausse de la part des emprunts bancaires dans le financement global des projets et une hausse limitée de la durée des emprunts ont été observées. Ces conditions se sont en revanche dégradées pour les installations mises en service après 2022, à l'instar des autres secteurs.

La CRE recommande l'utilisation de l'indice Iboxx Corporate utilisé dans les formules d'indexation applicables aux installations éoliennes à terre et photovoltaïques depuis la révision des conditions tarifaires intervenue pendant la crise récente.

Par ailleurs, il pourrait être envisagé d'introduire un indice spécifique de type « génie civil » ou « BTP » dans la formule d'indexation K, afin de refléter au mieux l'évolution des coûts des installations de méthanisation, le poste construction représentant une part importante des CAPEX.

Enfin, s'agissant de la temporalité de l'application des indexations K et L, la CRE rappelle qu'elle a recommandé, en 2023, de la modifier i) pour l'indexation K, afin qu'elle s'applique jusqu'à une date permettant de refléter le bouclage financier du projet, ainsi que ii) pour l'indexation L, avec comme repère d'origine la date de prise d'effet du contrat d'achat.

Ces évolutions seraient cohérentes avec les dispositions applicables aux contrats de soutien à la production électrique renouvelable.

7 - Les primes au tarif d'achat prévues dans l'arrêté tarifaire actuel (BI 2023) présentent des limites. Leurs conditions d'octroi dans doivent être repensées.

Les arrêtés tarifaires définissent un tarif d'achat de base, auquel s'ajoutent des primes dépendant de certaines caractéristiques propres à l'installation. L'analyse de corrélation de la rentabilité des installations bénéficiant d'un tarif d'achat en application de l'arrêté BM 2011 avec les paramètres dimensionnant les primes du tarif d'achat actuel (arrêté BI 2023) permet d'évaluer l'effet de ces facteurs sur la rentabilité. En effet, les primes octroyées en sus du tarif d'achat actuel (prime à l'utilisation d'effluents d'élevage, prime en cas d'absence de réfaction des coûts de raccordement, prime à l'autoconsommation de biogaz) n'étaient pas prévues par l'arrêté BM 2011.

L'existence d'une prime attribuée selon la proportion d'effluents d'élevage dans les intrants des installations ne semble pas justifiée par une moindre rentabilité associée à l'utilisation d'effluents d'élevage. Elle peut en revanche répondre à d'autres objectifs de politique publique.

La proportion d'effluents d'élevage utilisée apparaît en effet largement décorrélée du niveau de rentabilité des installations.

La prime visant à prendre en compte l'absence de réfaction présente les mêmes limites que la réfaction elle-même s'agissant du signal économique au raccordement le plus optimal.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

La réfaction sur les coûts de raccordement permet une diminution significative des coûts de raccordement, qui représentent en moyenne 7 % des CAPEX totaux sans réfaction et 4 % avec réfaction. Le taux de réfaction semble par ailleurs légèrement corrélé positivement au TRI Projet.

La CRE a exprimé à plusieurs reprises un avis défavorable à l'égard du principe de la réfaction des coûts de raccordement, notamment car la réfaction conduit i) à amoindrir le signal économique au raccordement et donc à développer et attribuer un soutien public à des projets moins efficaces pour la collectivité et ii) à augmenter les tarifs d'utilisation des réseaux et *in fine* à augmenter la facture des consommateurs.

La CRE considère qu'accorder une prime aux projets ne bénéficiant pas de la réfaction des coûts de raccordement a le même effet qu'un taux de réfaction en ce qui concerne l'amoindrissement du signal économique au raccordement. La CRE est ainsi défavorable à ces deux dispositifs.

La prime relative à l'autoconsommation de biogaz pourrait corriger la rentabilité légèrement plus faible des installations pratiquant l'autoconsommation, mais sa formule devrait être revue.

L'autoconsommation de biogaz semble légèrement corrélée négativement au TRI Projet.

Les installations autoconsomment environ 3 % du biogaz produit. S'agissant de la prime introduite en 2023 pour favoriser l'autoconsommation de biogaz, la CRE souhaite rappeler certaines des remarques émises dans sa délibération du 15 mai 2023¹⁵ :

- la formule actuelle de la prime ne tient pas compte de l'économie effective pouvant être réalisée par les producteurs en raison d'une substitution d'une partie du biogaz produit aux volumes de gaz fossile soutirés du réseau ;
- la prime n'est pas de nature à inciter à minimiser la consommation de ces équipements : le producteur perçoit une rémunération totale du biogaz produit, indépendamment du niveau d'effort consenti pour minimiser la consommation énergétique de ces équipements.

Sans l'existence d'une telle prime et hors périodes de prix du gaz élevés, les installations n'ont pas d'incitation financière à autoconsommer le biogaz produit, ce qui explique également que cette pratique reste aujourd'hui limitée, même si d'autres facteurs explicatifs peuvent entrer en compte.

Si la prime à l'autoconsommation devait être maintenue, la CRE estime qu'il serait *a minima* nécessaire de la calibrer par rapport à l'écart entre le tarif d'achat et une référence de prix du gaz.

8 - La diversité des revenus engendrés par l'activité de méthanisation souligne à nouveau la difficulté du dimensionnement du soutien à la filière. Même si la majorité des revenus provient de la vente du biométhane, les autres sources de revenus ne sont pas négligeables. La CRE recommande de prendre en compte ces revenus additionnels dans le dimensionnement du soutien tarifaire.

En valeur absolue, les revenus annuels totaux des installations de type agricole et de type industriel territorial sont globalement homogènes, s'élevant autour de 120 €/MWh en 2022. Ils sont décroissants en fonction de la taille des installations, résultant de la dégressivité du tarif en fonction de la taille.

La grande majorité de ces revenus provient de la vente du biométhane (environ 90 %). D'autres revenus doivent cependant être considérés (garanties d'origine (cf. point n°9), redevances de traitement des déchets et valorisation du digestat en particulier) :

- S'agissant des redevances de traitement des déchets, les installations intégrant une plus grande partie de déchets du territoire ont logiquement une part de redevance de traitement de déchets extérieurs plus importante dans la répartition de leurs revenus. Les montants de redevances les plus élevés sont observés pour les sous-produits animaux, les boues et les biodéchets. Les niveaux de redevances pour traitements des déchets extérieurs sont largement plus élevés pour les installations industrielles territoriales, permettant de compenser des niveaux plus faibles de revenus tirés de la vente de biométhane.

¹⁵ Délibération de la CRE du 15 mai 2023 portant avis sur deux projets d'arrêtés et deux projets de décrets relatifs au soutien à la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz.

- Une très grande majorité des installations produit du digestat faisant l'objet d'un plan d'épandage (part des revenus totaux relativement homogène selon les typologies), et une part importante tire des revenus grâce à la vente de la phase liquide du digestat. Les installations de type agricole et de type industriel territorial valorisaient leur digestat à un niveau d'environ 6 €/t au stade de l'exercice de déclaration.

Entre 2020 et 2022, les revenus des installations ont globalement augmenté (+ 1,9 % par an en moyenne), notamment en raison de la hausse des tarifs d'achat.

Enfin, si la valorisation du dioxyde de carbone (CO₂) n'est à ce stade que marginale, la majorité des producteurs envisage une valorisation à l'avenir. Ainsi son développement devra être suivi, afin d'adapter si nécessaire le niveau de soutien tarifaire.

9 - S'agissant des contrats d'achat signés avant le 9 novembre 2020, la récupération des garanties d'origine (GO) par l'acheteur de biométhane auprès du producteur ne doit pas faire l'objet d'une transaction financière, ce qui est cependant observé en pratique. La CRE fera évoluer sa méthodologie de calcul des CSPE, notamment pour désinciter une telle pratique.

Quand une valorisation effective est renseignée, les installations ont indiqué céder leurs GO au fournisseur de gaz acheteur de biométhane à des niveaux de tarification dispersés, autour de 1 (valeur médiane) et 2 (valeur moyenne) €/MWh.

In fine, cela correspond à un complément de revenu non anticipé dans le dimensionnement des tarifs de soutien des producteurs qui n'est pas conforme au cadre réglementaire.

La CRE prévoit de faire évoluer dans les prochains mois la méthodologie de calcul du montant de la valorisation des GO récupéré par l'Etat dans le cadre des CSPE. Cette évolution pourrait consister en la définition par la CRE, sur la base d'une méthode normative, d'une valeur minimale pour le coût évité « garantie d'origine », à l'instar des méthodes applicables au calcul des coûts évités « énergie » et « garanties de capacité » pour les opérateurs en électricité. Cette nouvelle méthodologie devrait, en pratique, désinciter les acheteurs de biométhane à acheter des GO auprès des producteurs et limiter les pratiques non conformes à la réglementation, qui compliquent par ailleurs le bon dimensionnement des tarifs de soutien.

Les analyses détaillant les enseignements présentés ci-dessus sont présentées dans le corps du rapport. La première partie expose les éléments de contexte à la réalisation de l'audit objet du présent rapport, la deuxième présente la filière biométhane injecté et la troisième détaille la méthodologie de collecte et d'analyse des données. Les quatrième et cinquième parties présentent les résultats des analyses réalisées par la CRE, concernant dans un premier temps les caractéristiques techniques des installations de biométhane injecté, et dans un second temps leurs caractéristiques économiques dont sont tirées les principales conclusions et recommandations exposées dans la synthèse du rapport.

La CRE tient à remercier l'ensemble des producteurs sollicités dans le cadre de la collecte de données de coûts et recettes d'une ampleur sans précédent, ainsi que l'ensemble des représentants de la filière pour leur collaboration et leur aide tout au long du processus.

Table des matières

Synthèse du rapport	2
1. Contexte	20
2. La filière du biométhane injecté.....	21
2.1. Présentation générale de la filière du biométhane injecté.....	21
2.1.1. Définitions du code de l'énergie.....	21
2.1.2. Les filières de production de gaz renouvelables.....	21
2.1.3. Les modes de valorisation du biogaz	22
2.1.4. La technique de la méthanisation destinée à l'injection du biométhane produit dans les réseaux de gaz naturel.....	23
2.2. Le développement de la filière du biométhane injecté.....	24
2.2.1. L'injection dans les réseaux de gaz naturel.....	24
2.2.2. Les objectifs de politique énergétique.....	24
2.2.3. Les mécanismes de soutien public à la production de biométhane injecté via un contrat d'achat.....	25
2.2.4. Les autres dispositifs contribuant au développement de la filière du biométhane injecté	28
2.2.5. Le coût du soutien public au biométhane injecté via un contrat d'achat	30
3. Eléments méthodologiques	32
3.1. Organisation de la collecte de données	32
3.2. Présentation du panel audité et classification des installations	34
3.2.1. Détail par sous-typologie s'agissant des installations de méthanisation classique	34
3.2.2. Par taille	35
3.2.3. Par localisation géographique.....	36
3.2.4. Par date de mise en service.....	38
3.3. Sélection des échantillons pour les analyses	39
3.4. Autres considérations méthodologiques	40
3.5. Focalisation dans la suite du rapport sur les installations de méthanisation classique	40
4. Caractéristiques techniques des installations	41
4.1. Taille des installations.....	41
4.2. Taux de charge et saisonnalité.....	41
4.3. Caractéristiques des digesteurs et du biométhane produit.....	44
4.4. Epuration.....	46
4.5. Valorisation du CO ₂	46

4.6.	Intrants	47
4.6.1.	Mix d'intrants	47
4.6.2.	Volume d'intrants.....	49
4.7.	Digestat	50
4.8.	Consommation d'électricité.....	52
4.8.1.	Corrélation entre taille des installations et consommation électrique	52
4.8.2.	Efficacité énergétique des installations	53
5.	Analyse économique	55
5.1.	Répartition du coût complet entre coûts d'investissement et coûts d'exploitation	55
5.2.	Coûts d'investissement (CAPEX).....	57
5.2.1.	Répartition des CAPEX par postes.....	57
5.2.2.	Niveau des CAPEX	60
5.2.3.	Evolution des CAPEX en fonction de l'année de mise en service	63
5.2.4.	Focus sur les coûts de raccordement.....	65
5.3.	Charges d'exploitation (OPEX).....	66
5.3.1.	Répartition des OPEX par postes.....	66
5.3.2.	Niveau des OPEX.....	69
5.3.3.	Evolution des OPEX	73
5.3.4.	Focus sur certains postes de coûts	75
5.4.	Coût complet de production du biométhane injecté	83
5.4.1.	Calcul du coût complet pour un échantillon d'installations selon certaines hypothèses de taux d'inflation et d'actualisation	83
5.4.2.	Coût complet en fonction de la taille des installations	85
5.4.3.	Coût complet en fonction de l'année de mise en service des installations.....	86
5.4.4.	Coût complet en fonction de la typologie des installations	86
5.5.	Revenus d'exploitation	87
5.5.1.	Répartition des revenus d'exploitation par poste	87
5.5.2.	Niveau des revenus d'exploitation	89
5.5.3.	Evolution des revenus d'exploitation.....	90
5.5.4.	Focus sur certains postes de revenus d'exploitation	91
5.6.	Financement des projets et aides financières	95
5.6.1.	Structure du financement des projets.....	96
5.6.2.	Structure des sociétés et apporteurs de capitaux	96
5.6.3.	Financement bancaire	97
5.6.4.	Aides financières (subventions à l'investissement en grande majorité)	99
5.6.5.	Investissement participatif et financement collectif.....	102
5.6.6.	Amortissements.....	102

5.7.	Rentabilité des installations	102
5.7.1.	Méthode d'évaluation de la rentabilité des installations.....	102
5.7.2.	TRI Projet avant impôts hors éventuelles subventions à l'investissement.....	104
5.7.3.	TRI Projet avant impôts avec subventions	113
5.7.4.	TRI Projet avant impôts « selon la vision des déclarants »	117
5.7.5.	TRI Actionnaires après impôts	118
5.8.	Analyses de sensibilité du calcul de rentabilité selon la méthode de calcul établie par la CRE	120
5.8.1.	Sensibilité relative aux coûts liés à la maintenance et aux GER.....	121
5.8.2.	Sensibilité relative à l'hypothèse d'inflation future	122
5.8.3.	Sensibilité relative à l'hypothèse de production future	122
5.8.4.	Sensibilité relative à l'hypothèse de tarif d'achat à partir de 2023 à la suite de l'entrée en vigueur de l'arrêté du 10 juin 2023	122
5.8.5.	Sensibilité à l'année de décaissement des CAPEX.....	123
5.8.6.	Sensibilité aux hypothèses non retenues dans le modèle	123
Annexe 1	124

Liste des abréviations

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

ARENH : accès régulé à l'énergie nucléaire historique.

ATRD : accès des tiers au réseau de distribution du gaz.

ATRT : accès des tiers aux réseaux de transport du gaz.

BFR : besoin en fonds de roulement.

BPA : « *biomethane purchase agreement* » (contrat de vente directe de biométhane injecté).

CAPEX : coûts d'investissement.

CFE : cotisation foncière des entreprises.

CH₄ : méthane.

CIVE : culture intermédiaire à vocation énergétique.

C_{max} : capacité maximale d'injection.

CO₂ : dioxyde de carbone.

CPB : certificat de production de biogaz.

CRE : Commission de régulation de l'énergie.

CSPE : charges de service public de l'énergie.

CVAE : cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises.

C3S : contribution sociale de solidarité des sociétés.

DGEC : direction générale de l'énergie et du climat.

Eco-PTZ : éco-prêt à taux zéro.

ELD : entreprises locales de distribution.

EPCI : établissement public de coopération intercommunale.

FEDER : fonds européen de développement régional.

GER : grande opération de renouvellement.

GO : garantie d'origine.

ICPE : installation classée pour la protection de l'environnement.

IFER : imposition forfaitaire pour les entreprises de réseau.

ISDND : installations de stockage de déchets non dangereux.

LCOE : « *levelized cost of energy* » (*coût complet de l'énergie*).

OPEX : charges d'exploitation et de maintenance.

PAP : production annuelle prévisionnelle.

PCS : pouvoir calorifique supérieur.

PEG : point d'équilibrage gaz.

PP : point de pourcentage.

PPA : « *power purchase agreement* » (contrat de vente directe d'électricité).

PPE : programmation pluriannuelle de l'énergie.

STEP : station d'épuration des eaux usées.

TRI : taux de rentabilité interne.

UE : Union européenne.

1. Contexte

L'article R. 446-15 du code de l'énergie dispose que l'ensemble des producteurs de biogaz bénéficiant d'un contrat de soutien public transmettent chaque année à la CRE le détail des coûts et des recettes relatifs à leurs installations. La CRE a la charge de définir les modalités de l'exercice de déclaration : périmètre, échantillon d'installations, délais et modèles de déclaration, distingués le cas échéant selon la typologie des installations ou des producteurs. Le ministre en charge de l'énergie approuve les conditions et le format de déclaration proposés par la CRE.

Ces dispositions concernent l'ensemble des producteurs bénéficiaires :

- d'un contrat d'obligation d'achat signé dans le cadre d'un guichet ouvert ou à la suite d'une procédure d'appel d'offres ;
- d'un contrat de complément de rémunération signé à la suite d'un appel à projets, d'un appel d'offres ou bien d'un contrat d'expérimentation¹⁶.

En cas de manquement à cette obligation, le code de l'énergie prévoit également des sanctions pouvant aller jusqu'à la résiliation du contrat de soutien.

L'article D. 446-12-1 du code de l'énergie prévoit un réexamen périodique et, le cas échéant, une révision des conditions de rémunération prévues par les différents mécanismes de guichet ouvert en vigueur pour les filières de production de gaz renouvelable bénéficiant d'un régime de soutien public. Le même article prévoit que ces révisions tiennent compte des résultats des audits réalisés par la CRE. Des dispositions similaires sont prévues pour les filières de production d'électricité d'origine renouvelable.

En 2018, la CRE avait réalisé un premier exercice de collecte de données de coûts et recettes des installations de production de biométhane injecté et publié un rapport¹⁷ présentant ses analyses. Les installations étudiées dans ce cadre représentent un faible pourcentage du nombre d'installations bénéficiant aujourd'hui d'un contrat de soutien (85 % des contrats d'achat en vigueur ont été signés entre 2019 et 2020¹⁸). Par ailleurs, la filière a été marquée par la crise sanitaire en 2020, par la crise énergétique en 2022-2023, et plus généralement par une inflation importante de ses coûts depuis le second semestre 2021. Les signatures de nouveaux contrats de soutien ont ainsi connu un fort ralentissement en 2021 à la suite de l'entrée en vigueur d'un nouvel arrêté tarifaire¹⁹ prévoyant une diminution du niveau de soutien alors que les objectifs de développement de la filière étaient dépassés.

C'est dans ce contexte qu'a été mené mi-2023, un nouvel exercice de collecte de données techniques et économiques auprès des producteurs de biométhane injecté, dont le présent rapport présente les résultats.

Cela permettra notamment aux pouvoirs publics :

- de caractériser les conséquences de la crise sur l'économie des projets dont les tarifs d'achat sont d'ores et déjà garantis par les contrats de soutien de l'Etat ;
- de s'assurer du bon dimensionnement des niveaux de soutien dont bénéficieront à l'avenir les projets (niveaux des tarifs, formules d'indexation...).

Sur la base de ces évaluations, la CRE formule des recommandations concernant l'évolution des mécanismes de soutien. Ces recommandations sont détaillées tout au long du rapport ainsi que dans la synthèse présentée au début du rapport.

¹⁶ Aucune installation de biométhane injecté ne bénéficie actuellement d'un contrat de complément de rémunération.

¹⁷ [CRE, 2018 : Bilan technique et économique des installations de production de biométhane.](#)

¹⁸ ¹⁸ D'après les données des déclarations de CSPE effectuées en 2024 par les acheteurs de biométhane, en 2023, 549/644 installations disposant d'un contrat d'achat ont signé ce contrat en 2019 et 2020.

¹⁹ Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

2. La filière du biométhane injecté

2.1. Présentation générale de la filière du biométhane injecté

2.1.1. Définitions du code de l'énergie

La **biomasse** est une source d'énergie renouvelable au sens de l'article L. 211-2 du code de l'énergie. Elle y est définie comme « *la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, notamment les déchets industriels ainsi que les déchets ménagers et assimilés lorsqu'ils sont d'origine biologique* ».

L'article L. 445-1 du code de l'énergie dispose que produire du gaz à partir de biomasse permet de qualifier ce gaz comme du **gaz renouvelable**. Ce gaz renouvelable produit à partir de biomasse peut exister sous deux formes différentes, définies dans l'article R. 446-1 du code de l'énergie :

- Le **biogaz** désigne « *les combustibles ou carburants gazeux produits à partir de la biomasse* ». Ce biogaz est composé majoritairement de méthane (50-70 %) et de dioxyde de carbone (20-50 %) et peut comporter des traces d'azote, d'ammoniac et de sulfure d'hydrogène²⁰.
- Le **biométhane** est « *le biogaz dont les caractéristiques permettent son injection dans un réseau de gaz naturel* ». Le biogaz doit être épuré avant son injection dans les réseaux de gaz naturel pour présenter des caractéristiques physico-chimiques semblables à celles du gaz naturel.

2.1.2. Les filières de production de gaz renouvelables²¹

2.1.2.1. La filière méthanisation

La **méthanisation** correspond à la dégradation des matières organiques en conditions d'anaérobiose, aboutissant à la production d'un biogaz composé principalement de méthane et de dioxyde de carbone, et d'un résidu organique communément appelé « digestat »²². Cette réaction chimique peut avoir lieu dans un digesteur ou au sein d'une installation de stockage de déchets non dangereux (ISDND). Une fois épuré, le biométhane a des propriétés thermodynamiques équivalentes au gaz naturel. La matière organique provient de l'agriculture (déjections d'élevage, résidus de culture, cultures intermédiaires...), de l'industrie (sous-produits et effluents de l'agroalimentaire), des boues de stations d'épuration urbaines, et des déchets alimentaires et ménagers.

Les installations de méthanisation sont distinguées selon le type d'intrants permettant de produire le biogaz. Les arrêtés tarifaires à partir de 2014 (cf. *infra* partie 2.2.3.1) opèrent une distinction selon trois catégories :

- Les installations de méthanisation en digesteur de produits ou déchets non dangereux, hors matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles, appelées « installations de méthanisation classique » dans le présent rapport ;
- Les installations de méthanisation en digesteur de produits ou déchets non dangereux, y compris des matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles, appelées « STEP » dans le présent rapport ;

²⁰ IFPEN, *Biogaz et biométhane : Transformer nos déchets en énergie*,

<https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/energies-renouvelables/biogaz-et-biomethane-transformer-nos-dechets-en-energie> (consulté le 15/04/2024).

²¹ ADEME, GRDF, GRTgaz (2018). *Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ?*

https://act4gaz.grdf.fr/system/files/document_download/file/2021-05/68_etude-resume.pdf.

²² ADEME (2023), *Avis technique Méthanisation*,

<https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/6503-avis-technique-methanisation.html>.

- Les installations de stockage de déchets non dangereux à partir de déchets ménagers et assimilés, appelées « ISDND » dans le présent rapport.

Une autre classification des installations de méthanisation est également communément utilisée, permettant d'opérer des distinctions plus fines notamment au sein de la filière de « méthanisation classique ». Il en résulte *in fine* six catégories distinctes d'installations :

- les installations de type « **agricole autonome** », aussi communément désignées par l'expression de « méthanisation à la ferme », sont portées par un ou plusieurs exploitants agricoles ou par une structure détenue majoritairement par un ou plusieurs exploitants agricoles, et méthanisent, à plus de 90 %, des matières agricoles issues de la ou des exploitation(s) agricole(s) ;
- les installations de type « **agricole territorial** » sont portées par un ou plusieurs exploitants agricoles ou par une structure détenue majoritairement par un ou plusieurs exploitants agricoles, et méthanisent plus de 50 % de matières issues de la ou des exploitations agricoles tout en intégrant des déchets du territoire (industries, STEP, autre) ;
- les installations de type « **industriel territorial** » sont portées par un développeur de projet ou par un ou plusieurs industriels, et méthanisent des matières issues ou non d'exploitations agricoles et intègrent des déchets du territoire (industrie, STEP, autre) ;
- les installations de type « **déchets ménagers et biodéchets** » sont portées par une collectivité locale, un syndicat de traitement des déchets, un ou plusieurs industriels, et méthanisent les biodéchets collectés sélectivement ou la fraction organique des ordures ménagères triée en usine ;
- les stations d'épuration (**STEP**) sont portées par une collectivité locale ou un industriel, et méthanisent des boues et graisses de station d'épuration urbaines ;
- les installations de stockage de déchets non dangereux (**ISDND**) sont des décharges sur lesquelles du biogaz est naturellement produit par les déchets stockés et capté pour être transformé en biométhane.

Ce rapport d'audit se concentre uniquement sur la filière méthanisation. La partie 2.1.2.2 présente très succinctement les autres filières de production de gaz renouvelables.

2.1.2.2. Les autres filières de production de gaz renouvelable

La **gazéification** est une méthode thermo-chimique permettant de produire à partir de matière organique un gaz de synthèse appelé syngas, composé principalement de méthane, d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de dioxyde de carbone. Le procédé peut être complété par une méthanation ou une séparation pour obtenir un gaz dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel.

- La pyrogazéification concerne principalement les matières ligno-cellulosiques sèches (bois et produits dérivés, pailles, et différents sous-produits ligneux de l'agriculture). Elle peut également concerner des déchets, comme les Combustibles Solides de Récupération.
- La gazéification hydrothermale concerne des déchets très variés qui, contrairement à la pyrogazéification, peuvent être humides ou liquides (déchets municipaux, industriels et agricoles).

Le **power-to-gas** est un procédé de conversion d'électricité renouvelable en gaz de synthèse. La première étape est constituée par une électrolyse produisant de l'hydrogène. La seconde peut être ajoutée pour convertir l'hydrogène en méthane par l'intermédiaire d'une réaction de méthanation nécessitant une source de dioxyde de carbone.

2.1.3. Les modes de valorisation du biogaz

Lorsqu'il ne subit qu'un traitement léger, le biogaz peut être valorisé sous forme i) de chaleur par combustion directe dans une chaudière, ii) d'électricité grâce à un moteur ou une turbine, iii) de chaleur et d'électricité par le biais d'un procédé appelé cogénération.

Lorsqu'il est traité puis épuré, le biogaz, appelé biométhane peut être injecté dans les réseaux de distribution ou de transport de gaz naturel. On parle donc de « biométhane injecté ». La valorisation se fait en dehors du site de production pour des usages identiques à ceux du gaz naturel (chauffage, production d'eau chaude sanitaire, d'électricité, cuisson, processus industriel, etc.). Le biométhane peut également ne pas être injecté dans les réseaux de gaz naturel et être utilisé comme biocarburant.

Ce rapport d'audit se concentre uniquement sur les installations de production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

2.1.4. La technique de la méthanisation destinée à l'injection du biométhane produit dans les réseaux de gaz naturel²³

Les intrants sont collectés et transportés jusqu'au site de méthanisation. Ils y sont triés, stockés, et éventuellement traités avant d'être introduits dans le digesteur. Dans le cas des STEP, l'installation de méthanisation est attenante à une station d'épuration urbaine et les résidus organiques obtenus lors du traitement des eaux usées sont directement introduits dans le digesteur. Dans le cas des ISDND, les déchets non dangereux sont introduits dans un casier de déchets, dans lesquels le biogaz est naturellement produit.

Au sein du digesteur, les intrants sont brassés et chauffés. Il existe :

- deux technologies de digestion, en fonction de la typologie des intrants : dans la technologie par voie liquide, également dite « infiniment mélangée », la teneur en matière sèche est inférieure à 12 %, tandis que dans celle par voie solide, la teneur en matière sèche est supérieure à 13 % ;
- deux types de procédés de dégradation des bactéries ; le procédé mésophile lorsque la méthanisation se déroule à une température entre 35 et 40 degrés et le procédé thermophile, à une température supérieure 55 degrés, permettant ainsi de réduire le temps de séjour dans le digesteur.

Après un temps de séjour variable en fonction du type d'intrants et du procédé choisi, les premières quantités de biogaz sont produites. Pour les ISDND, le biogaz produit naturellement dans les centres d'enfouissement par la décomposition de la fraction organique des déchets non dangereux est capté par le biais de puits verticaux ou de drains horizontaux ou mixtes.

Le biogaz est ensuite épuré pour obtenir du biométhane. Quel que soit le procédé, chaque technologie d'épuration²⁴ permet de retirer du biogaz le sulfure d'hydrogène, l'eau et le dioxyde de carbone. Il est possible de récupérer le gaz qui n'est pas injecté et d'ajouter une phase de purification pour obtenir un gaz très riche en CO₂ (CO₂ biogénique concentré à plus de 90-95 %), qui peut ensuite être valorisé. Les principaux usages envisagés aujourd'hui pour le CO₂ issu de la méthanisation sont l'enrichissement de serres ou de culture d'algues, l'industrie agro-alimentaire et l'usage en chimie²⁵.

Pour pouvoir être injecté dans les réseaux de gaz naturel, le biométhane doit être odorisé afin de lui conférer l'odeur caractéristique du gaz naturel permettant de détecter d'éventuelles fuites de gaz. La qualité du biométhane est également contrôlée avant son injection, pour vérifier la conformité de ses caractéristiques physico-chimiques aux prescriptions techniques en vigueur. Un dispositif de comptage permet de connaître la quantité de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Le digestat est le résidu qui sort du digesteur à l'issue du processus de méthanisation. Ce résidu organique est composé de deux phases, solide et liquide, qui peuvent être séparées à l'aide d'équipements spécifiques. Il est généralement stocké sur l'installation de méthanisation avant d'être utilisé comme fertilisant (digestat sous forme liquide), pour apporter les nutriments nécessaires à la

²³ GRDF, *Processus de méthanisation : les différentes étapes*, <https://projet-methanisation.grdf.fr/la-methanisation/la-methanisation-quest-ce-que-cest/le-processus-de-methanisation> (consulté le 16/04/2024).

²⁴ Les technologies d'épuration existantes peuvent être regroupées en quatre catégories : l'adsorption, l'absorption, la séparation membranaire, l'épuration cryogénique.

²⁵ ATEE, 2020, *Guide technique - Valorisation du CO₂ de méthanisation*.

croissance des cultures agricoles, ou comme amendement, pour préserver la fertilité organique des sols (digestat sous forme solide).

2.2. Le développement de la filière du biométhane injecté

2.2.1. L'injection dans les réseaux de gaz naturel

L'article 94 de la loi n°2018-938 du 30 octobre 2018, dite « loi EGalim », a instauré dans le code de l'énergie le principe de droit à l'injection pour les producteurs de biogaz. Ce principe a depuis été étendu à l'ensemble des gaz renouvelables. Il a notamment permis l'introduction de trois dispositifs devant permettre de garantir un développement efficace de l'injection de gaz renouvelable dans les réseaux de gaz naturel :

- 1) **un dispositif de zonage de raccordement** qui définit, 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 nouvelle installation de production. Ces zonages doivent être validés par la CRE, après concertation des acteurs locaux.

Au 17 juillet 2024, 357 zonages de raccordement pour des projets de biométhane injecté ont été validés et/ou révisés par la CRE, ce qui représente plus des deux tiers du territoire français.

- 2) **un dispositif d'évaluation et de financement** par les gestionnaires de réseaux **des coûts associés aux ouvrages de renforcement des réseaux**, dans la limite d'un ratio technico-économique Investissements / Volumes (« I/V »).

- 3) **un dispositif de partage des coûts entre les producteurs d'une même zone pour les ouvrages mutualisés qui ne sont pas des renforcements.**

Au 17 juillet 2024, plus de 450 ouvrages de renforcement du réseau de distribution, représentant environ 250 M€ d'investissements et une quarantaine de rebours (dont 15 sont déjà en service) ont été validés par la CRE.

Par ailleurs, un **dispositif de réfaction des coûts de raccordement d'une installation** (branchement, poste d'injection, quote-part producteur des ouvrages de raccordement) est également prévu pour les installations de production de biométhane injecté. Ainsi, depuis 2022, jusqu'à 60 % de ces coûts est pris en charge dans la limite de 600 000 euros pour une installation raccordée à un réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients (GRDF, Régaz-Bordeaux et R-GDS). Avant 2022, cette limite était fixée à 40 % du coût du raccordement pour l'ensemble des installations.

Les coûts de raccordement non pris en charges par les producteurs eux-mêmes (quote-part des ouvrages de raccordement, réfaction) sont pris en charge via les tarifs d'utilisation des réseaux (ATRT²⁶, ATRD²⁷).

2.2.2. Les objectifs de politique énergétique

La PPE 2019-2028 a défini comme objectif intermédiaire pour 2023 une production de biométhane injecté de 6 TWh par an (14 TWh par an pour la production de biogaz totale), et comme objectif pour 2028 une production de biométhane comprise entre 14 TWh et 22 TWh par an (24 à 32 TWh par an pour la production de biogaz totale). Avec une hypothèse de consommation de gaz de 420 TWh par an (source : PPE) en 2028, le biométhane injecté représenterait une part de 3 à 5 % de la consommation de gaz en 2028, tandis que le biogaz, injecté ou utilisé directement, représenterait une part de 6 à 8 % de la consommation de gaz en 2028. L'objectif 2023 a été dépassé dès l'année 2022, lors de laquelle environ 7 TWh de biométhane ont été injectés dans le réseau.

²⁶ L'ATRT (Accès des Tiers aux Réseaux de Transport) est le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. Il est fixé par la CRE. Depuis le 1^{er} avril 2024, le tarif en vigueur est l'ATRT8.

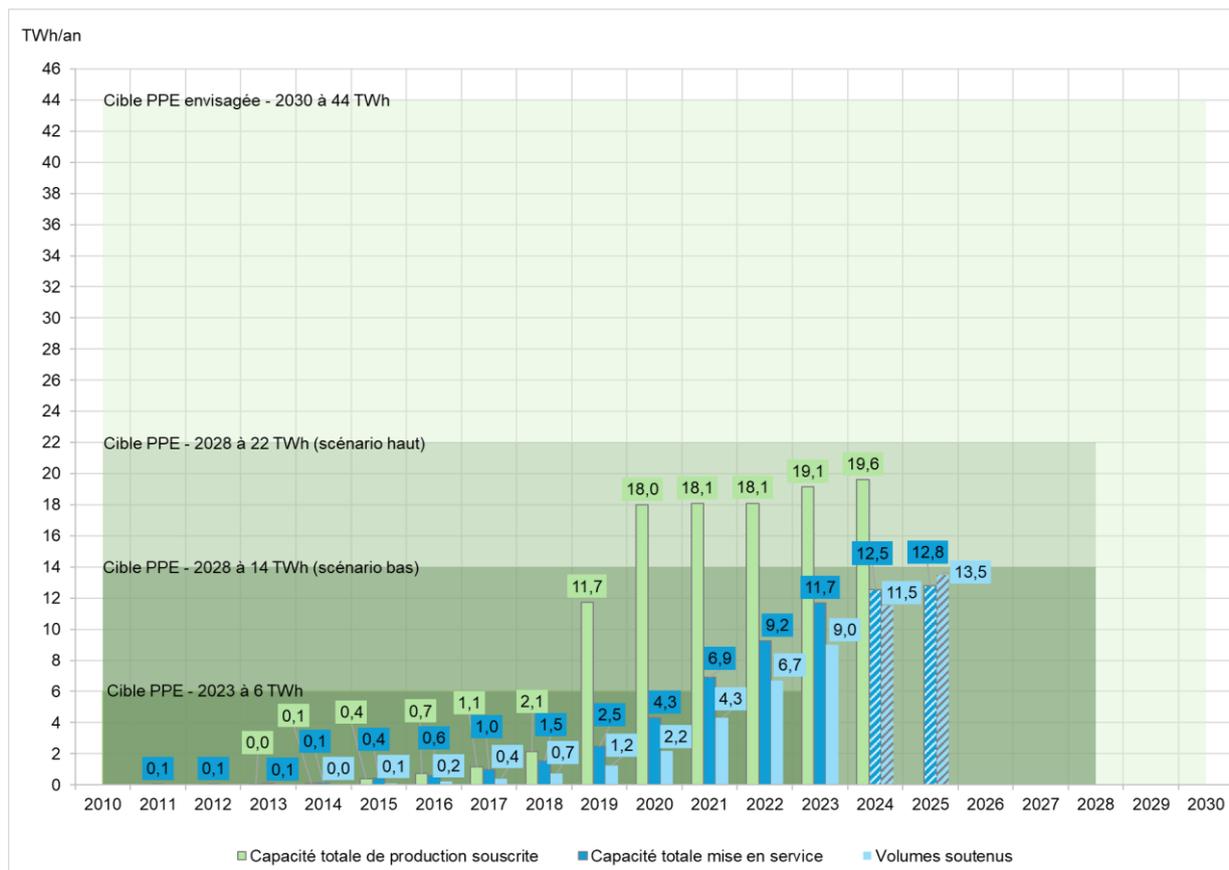
²⁷ L'ATRD (Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution) est le tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel. Il est fixé par la CRE. Depuis le 1^{er} juillet 2024, le tarif en vigueur est l'ATRD7.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

De nouveaux objectifs de développement ont été fixés dans la version mise en consultation publique à l'automne 2024 de la Stratégie française pour l'énergie et le climat, qui a introduit un projet de PPE3 pour la période 2025-2035²⁸. Pour 2030, l'objectif de production de biométhane s'élève à 50 TWh, dont 44 TWh de biométhane injecté, correspondant à 15 % du gaz circulant dans les réseaux de gaz naturel.

Figure 1 - Cumul de la capacité de production des installations de biométhane injecté ayant signé un contrat d'achat et ayant mis en service leur installation, et volume injecté dans le réseau par an soutenu via le guichet ouvert au deuxième trimestre 2024 (source : CRE)



Pour atteindre ces objectifs, des outils de soutien public ont été mis en place. Ils sont présentés dans la partie suivante.

2.2.3. Les mécanismes de soutien public à la production de biométhane injecté via un contrat d'achat

La production de biométhane injecté est actuellement soutenue par le dispositif d'obligation d'achat. Le contrat d'achat est attribué soit via un guichet ouvert, soit via un appel d'offres. Le code de l'énergie prévoit aussi la possibilité pour les projets utilisant des technologies innovantes et sélectionnés à l'issue d'un appel à projets de bénéficier d'un contrat d'expérimentation, mais aucun appel à projets n'a été lancé à ce jour²⁹. Le code de l'énergie prévoit également un mécanisme de complément de

²⁸ Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie (2025-2030, 2031-2035), Novembre 2024.

²⁹ Articles L. 446-4 et suivants et L. 446-24 et suivants du code de l'énergie.

rémunération pour la production majoritairement destinée à des usages liés à la mobilité³⁰, mais ce dernier n'a jamais été mis en œuvre.

2.2.3.1. Les guichets ouverts

La production de biométhane injecté est soutenue par l'octroi d'un tarif d'achat pour une durée de 15 ans depuis 2011.

L'arrêté du 23 novembre 2011 (appelé « BM 2011 »)³¹ définit le cadre du premier tarif d'achat pour les installations de méthanisation classique et les ISDND, sans limitation sur la taille des installations éligibles, ni exigence sur le niveau requis d'avancement des sites dans leur démarches d'autorisations administratives. Cet arrêté prévoit l'attribution de primes (en €/MWh) en fonction de l'utilisation de certains types d'intrants ainsi qu'une dégressivité tarifaire qui s'applique au tarif de base en fonction de la taille des installations. Depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté du 24 juin 2014³², les STEP peuvent également être soutenues par un tarif d'achat spécifique à cette typologie, les boues et graisses résultant du traitement des eaux usées ayant été ajoutées à la liste des intrants autorisés dans les installations de méthanisation bénéficiant d'un tarif d'achat.

En 2016, la CRE avait émis un avis défavorable sur un projet d'arrêté visant à modifier l'arrêté BM 2011 et a recommandé de réaliser une analyse technique et économique sur la filière avant de modifier les conditions tarifaires, considérant l'incertitude ayant prévalu à l'établissement des tarifs d'achat pour le biométhane injecté et l'absence de données fiables à disposition de l'administration³³. L'annonce d'une réforme du dispositif de soutien en 2017, finalement actée en 2020, a été à l'origine d'une bulle tarifaire, caractérisée par un grand nombre de contrats signés en anticipation de la révision tarifaire : 85 % des contrats d'achat en vigueur à fin 2023 ont été signés entre 2019 et 2020.

L'arrêté du 23 novembre 2020 (dit « BI 2020 »)³⁴ a conduit, au moment de sa parution, à une baisse des tarifs d'achat entre 1 % et 15 %³⁵ en fonction de la taille de l'installation et de ses intrants. Il a également introduit une dégressivité tarifaire trimestrielle afin de refléter la dynamique de développement de la filière ainsi que le rythme d'atteinte des objectifs de politique énergétique et revu la grille de dégressivité tarifaire en fonction de la taille des installations. L'éligibilité au tarif d'achat a par ailleurs été restreinte aux installations de taille inférieure à 25 GWh PCS par an, et aux installations témoignant d'un avancement suffisant dans l'obtention des autorisations ICPE et du permis de construire.

L'arrêté du 13 décembre 2021 (dit « BI 2021 »)³⁶ reprend l'ensemble des dispositions de l'arrêté BI 2020 mais convertit dans une autre unité de mesure le critère de taille des installations, notamment utilisé pour la construction du mécanisme de dégressivité tarifaire. La taille des installations est désormais exprimée en PAP (Production Annuelle Prévisionnelle en GWh PCS / an) plutôt qu'en Cmax (Capacité maximale d'injection en Nm³/h). Alors que la Cmax correspondait à une capacité d'injection sur le réseau, la PAP correspond à la production totale sur l'année telle qu'anticipée par le producteur. Un coefficient de conversion de la Cmax vers la PAP a donc été introduit par l'arrêté, égal à 0,09 GWh PCS par an / Nm³/h³⁷, et défini à l'aide d'hypothèses sur la qualité du gaz injecté et sur le nombre d'heures de fonctionnement moyen des installations sur une année.

³⁰ Articles L. 446-7 et suivants du code de l'énergie.

³¹ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

³² Arrêté du 24 juin 2014 modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant la nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel.

³³ Délibération de la CRE du 12 octobre 2016 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

³⁴ Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

³⁵ Délibération de la CRE n°2020-223 du 10 septembre 2020 portant avis sur les projets de décret et d'arrêté modifiant les dispositifs de soutien à la filière biométhane. Il convient de noter que les niveaux de tarifs de base et de primes spécifiés dans l'arrêté tarifaire qui avaient été soumis pour avis à la CRE sont les mêmes que ceux qui sont entrés en vigueur avec l'arrêté du 23 novembre 2020.

³⁶ Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

³⁷ Ce coefficient de conversion correspond à une hypothèse de 8200 heures de fonctionnement dans l'année et d'un PCS du gaz de 10,975.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

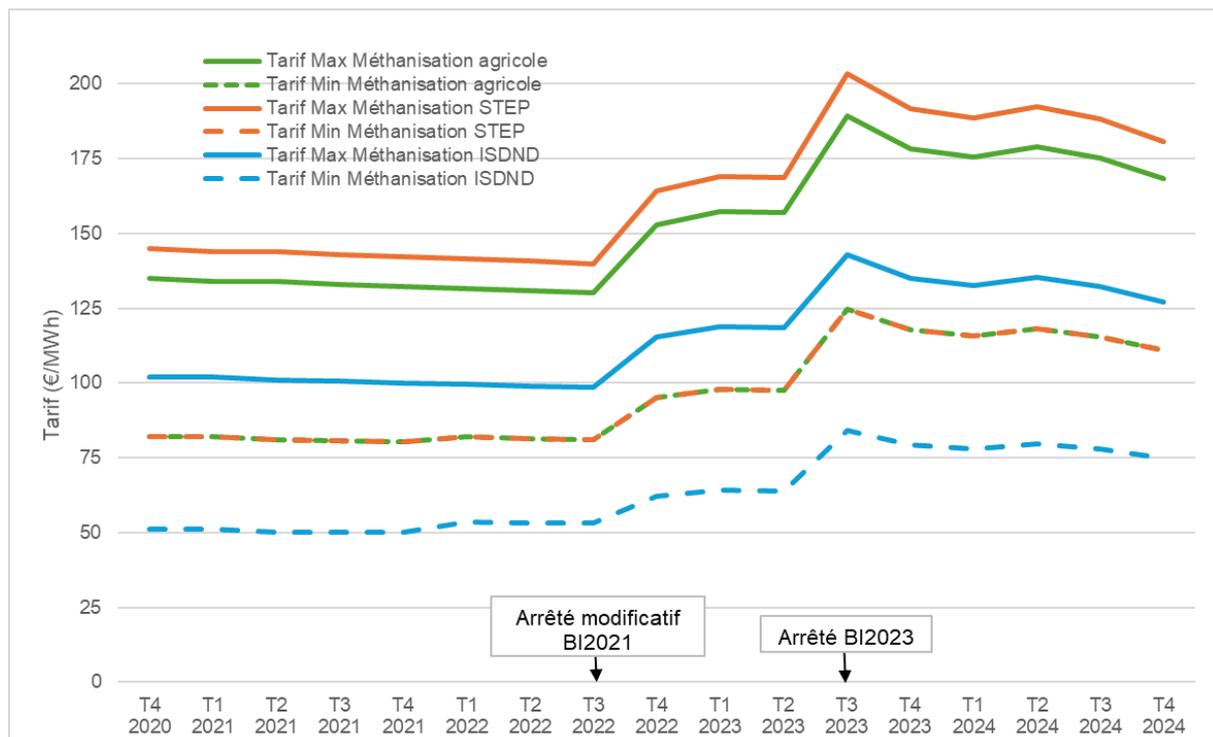
Afin de prendre en compte l'impact de la crise énergétique et des niveaux élevés d'inflation en 2022 et en 2023, les règles d'indexation des tarifs ont fait l'objet d'évolutions. Ainsi, l'arrêté du 20 septembre 2022³⁸ a modifié l'arrêté BI 2021 en introduisant une indexation tarifaire applicable au tarif initial (fixé à la signature du contrat d'achat). **L'arrêté tarifaire du 10 juin 2023 (dit « BI 2023 »)**³⁹ a notamment introduit :

- un indice, dans les différents coefficients d'indexation tarifaires (K et L), visant à refléter les évolutions des prix de l'électricité ;
- une évolution la pondération des différents indices dans les formules définissant ces coefficients ;
- une prime à l'autoconsommation ;
- une limite de TRI projet avant impôts à 10 % pour les installations bénéficiant du tarif et d'une aide à l'investissement.

L'arrêté BI 2023 introduit également la possibilité pour les installations bénéficiant d'un contrat d'achat en application des précédents arrêtés tarifaires (BM 2011, BI 2020 et BI 2021) de modifier par avenant leur contrat afin de bénéficier du nouveau coefficient d'indexation L et d'autres nouvelles dispositions.

Les arrêtés tarifaires BI 2021 et BI 2023 ont conduit à une augmentation des tarifs d'achat, représentée dans la figure ci-dessous.

Figure 2 - Evolution des tarifs minimaux et maximaux applicables aux installations de production de biométhane injecté (source : [Open data de la CRE](#))



A la fin du 3^e trimestre 2024, sur l'ensemble des capacités de production souscrites cumulées, 91,0 % des capacités contractualisées étaient signés en application de l'arrêté BM 2011, 0,4 % en application de l'arrêté BI 2020, 0,1 % en application de l'arrêté BI 2021 et 8,5 % en application de l'arrêté BI 2023.

³⁸ Arrêté du 20 septembre 2022 portant modification de l'arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

³⁹ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Par ailleurs, en 2023, 92 % des installations sous contrat d'achat ont signé un avenant leur permettant de bénéficier de la nouvelle formule du coefficient d'indexation L introduite par l'arrêté BI 2023⁴⁰.

Le biométhane injecté en dépassement de la production annuelle prévisionnelle ne peut être valorisé au tarif d'achat défini dans les arrêtés tarifaires. Il est donc revendu par le cocontractant sans bénéficier d'un soutien dédié. L'article D. 446-12 du code de l'énergie dispose que le tarif d'achat du biométhane injecté en dépassement correspond au prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage concernée (PEG), et l'arrêté BI 2023 précise qu'il correspond à la cotation journalière du prix pour livraison pour le jour ouvré suivant. Les prix moyens observés sur le marché de gros sont actuellement bien inférieurs aux tarifs de soutien (entre janvier et septembre 2024 le prix mensuel moyen observé sur les marchés de gros a varié entre 25 et 38 €/MWh alors que le tarif de rachat des installations de méthanisation était en moyenne de 126,8 €/MWh en 2024⁴¹).

2.2.3.2. L'appel d'offres

Le premier appel d'offres portant sur les installations de production de biométhane injecté a été lancé en avril 2022. Un volume de 1,5 TWh de biométhane injecté est appelé, réparti sur trois périodes. L'appel d'offres concerne les installations de taille supérieure à 25 GWh PCS par an. Il prévoit pour les lauréats un tarif d'achat sur une durée de 15 ans, correspondant au tarif proposé dans le dossier de candidature.

Compte tenu du risque élevé que la première période, initialement prévue entre le 2 et le 16 décembre 2022, soit très peu souscrite, le ministre chargé de l'énergie a décidé de la suspendre. Elle s'est finalement tenue en février 2024. La CRE a rendu sa délibération relative à l'instruction de cette 1^{ère} période le 23 mai 2024⁴².

2.2.4. Les autres dispositifs contribuant au développement de la filière du biométhane injecté

2.2.4.1. Les garanties d'origine de biogaz (GO)

Une GO de biogaz est un document électronique servant à certifier qu'une part ou une quantité déterminée de gaz a été produite à partir de sources renouvelables au cours d'un mois donné. Un MWh de biométhane injecté dans le réseau équivaut à l'émission d'une GO.

S'agissant des contrats signés en application de l'arrêté BM 2011, le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel peut bénéficier d'une attestation de garantie d'origine à la demande de l'acheteur de biométhane⁴³, et ce dernier peut ensuite la valoriser par exemple sur un marché ou dans une offre verte, ou bien pour certifier comme verte sa propre consommation de gaz. Une part de cette valorisation vient en déduction des charges de service public de l'énergie supportées par le fournisseur de gaz. Cette part a été fixée à 75 %, sauf lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant auquel cas l'acheteur peut conserver la totalité de la valorisation financière des garanties d'origine⁴⁴.

S'agissant des contrats conclus après le 9 novembre 2020, les producteurs sont tenus d'inscrire les GO sur le registre national des GO de biogaz au bénéfice de l'État⁴⁵. Les GO émises après production et injection du biogaz depuis ces installations abondent le compte de l'État, qui en assure la valorisation

⁴⁰ D'après les données des déclarations CSPE 2024 des acheteurs de biométhane, en 2023, 593/644 installations ont signé un avenant à leur contrat d'achat leur permettant de bénéficier du coefficient d'indexation L introduit par l'arrêté du 13 juin 2023.

⁴¹ Données issues des déclarations de charges de service public de l'énergie des acheteurs de biométhane en 2024.

⁴² Délibération de la CRE n°2024-85 du 23 mai 2024 portant décision relative à l'instruction des dossiers de candidature à la première période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production de biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel.

⁴³ Article 1 du décret n° 2011-1596 du 21 novembre 2011 relatif aux garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

⁴⁴ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine (GO) venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

⁴⁵ Article L. 446-22 du code de l'énergie.

via un mécanisme d'enchère. La première enchère s'est tenue le 4 décembre 2024⁴⁶. Ces enchères se tiendront selon un rythme trimestriel.

2.2.4.2. Les Certificats de Production de Biogaz (CPB)

Le dispositif extrabudgétaire des CPB a été introduit en 2021 par la loi Climat et Résilience⁴⁷. Ce dispositif concerne les installations de biométhane injecté de toutes tailles et de toutes typologies ne bénéficiant pas ou plus d'un tarif d'achat. Un premier décret d'application en avril 2022⁴⁸ a précisé les modalités d'application du dispositif. Un second décret et un arrêté d'application ont été publiés en juillet 2024, sur lesquels la CRE avait rendu un avis en décembre 2023⁴⁹. Ce second décret⁵⁰ précise l'assiette des consommations de gaz naturel assujetties au dispositif CPB, le niveau de l'obligation de restitution des CPB, la période d'application du dispositif et les conditions de déclaration de restitution des CPB. L'arrêté⁵¹ précise la valeur des coefficients de modulation (le nombre de CPB délivrés par unité de production injectée pouvant être modulé à la baisse en tenant compte des coûts de production sous-jacents des installations), ainsi que la valeur de la pénalité applicable aux fournisseurs par CPB manquant. La première période d'obligation de restitution de CPB applicable aux fournisseurs obligés s'étend du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2028.

Comme pour les GO, un MWh de biométhane injecté équivaut à l'émission d'un CPB. Les CPB sont achetés au producteur de biométhane injecté par le fournisseur. Ils ont donc également vocation à certifier l'injection de biogaz dans le réseau. Cependant, contrairement aux GO dont l'acquisition par les fournisseurs de gaz naturel est volontaire, les CPB relèvent d'une obligation réglementaire. Dans le dispositif CPB, les fournisseurs de gaz naturel ont ainsi l'obligation de se procurer une certaine quantité de CPB et de les restituer à l'Etat. Par ailleurs, CPB et GO sont deux dispositifs exclusifs : un producteur qui décide d'émettre un CPB pour 1 MWh ne pourra pas bénéficier d'une GO pour cette même quantité.

En théorie, le CPB devrait être vendu par le producteur au fournisseur à un prix permettant de compenser la différence entre le coût complet de production et le prix de marché du gaz naturel.

2.2.4.3. Les subventions à l'investissement

Les producteurs de biométhane peuvent également bénéficier de subventions à l'investissement en plus du tarif d'achat. Les organismes proposant des subventions sont présents à l'échelle européenne, nationale et régionale. Parmi ces organismes, on compte notamment le Fonds Européen de Développement Régional (FEDER), l'ADEME, les Conseils régionaux ou encore les Agences de l'Eau.

La filière du biométhane injecté est l'une des seules à permettre le cumul entre une subvention à l'investissement et un tarif d'achat⁵². Cela tient notamment au fait que le développement de la filière poursuit des finalités aussi diverses que l'aménagement du territoire, le soutien à l'agriculture, la réduction des rejets de gaz à effets de serre dus à l'agriculture ou encore le traitement des déchets. Les subventions peuvent être assimilés à des fonds propres par les autres financeurs de l'installation, les banques en particulier, ce qui permet de faciliter l'obtention de prêts, mais aussi servir à couvrir le besoin en fonds de roulement notamment sur les premières années d'exploitation (cf. *infra* partie 5.6.45.6.4).

S'agissant des contrats conclus en application des arrêtés BI 2020 et BI 2021, le tarif d'achat est diminué d'une prime négative (- 5 €/MWh) pour les installations ayant bénéficié d'une subvention de l'ADEME spécifiquement. L'arrêté BI 2023 remplace cette prime par une limitation à 10 % du TRI projet avant impôts des installations bénéficiant du tarif d'achat et de tout type de subvention. La vérification du respect de ce seuil de 10 % incombe à l'organisme attribuant cette subvention.

⁴⁶ <https://www.eex.com/en/markets/energy-certificates/encheres-de-garanties-dorigine-de-biogaz>

⁴⁷ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets.

⁴⁸ Décret 2022-640 du 25 avril 2022 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz.

⁴⁹ Délibération de la CRE n°2023-370 du 21 décembre 2023 portant avis sur un projet de décret et un projet d'arrêté d'application du dispositif d'obligation de restitution de certificats de production de biogaz.

⁵⁰ Décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz.

⁵¹ Arrêté du 6 juillet 2024 relatif au dispositif des certificats de production de biogaz.

⁵² Un tel cumul n'est notamment pas autorisé pour la plupart des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques.

2.2.4.4. Les autres dispositifs

D'autres dispositifs contribuent au développement de la filière sur le plan économique :

- la prise en charge partielle des coûts de raccordement et de renforcement du réseau (cf. partie 5.2.4) ;
- des exonérations de taxes notamment pour les installations de méthanisation agricole, par exemple l'exonération de taxe foncière⁵³ et de cotisation foncière⁵⁴ ou de taxe d'aménagement⁵⁵. Par ailleurs, les installations en injection ou qui produisent de l'électricité à partir de biogaz ne sont pas soumises à l'IFER (imposition forfaitaire pour les entreprises de réseau).

Enfin, des projets se développent hors soutien public grâce aux *Biomethane Purchase Agreements* (BPA), où un contrat d'achat est conclu entre un producteur de biométhane et un acheteur (consommateur de gaz ou fournisseur). Le producteur de biométhane s'engage à vendre le biométhane à un prix négocié entre les parties pendant une période donnée. A la connaissance de la CRE, à la date de publication du présent rapport, moins de cinq BPA ont été rendus publics⁵⁶.

2.2.5. Le coût du soutien public au biométhane injecté via un contrat d'achat

Chaque année, la CRE évalue le montant des charges imputables aux missions de service public de l'énergie (CSPE). Celles-ci comprennent notamment les charges supportées par les fournisseurs de gaz naturel ayant le rôle d'acheteur obligé dans le cadre des contrats d'achat ; le coût du soutien à la filière du biométhane injecté bénéficiant d'un tarif d'achat est donc évalué tous les ans par la CRE.

Les charges compensées correspondent, pour une année donnée, d'une part, au surcoût d'achat, c'est-à-dire la différence entre le prix d'acquisition du biométhane payé en exécution des contrats d'achat et le prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel et, d'autre part, aux frais de gestion directement induits pour ces fournisseurs de gaz naturel par la mise en œuvre de ce dispositif (article R. 121-27 du code de l'énergie). Une partie de la valorisation des GO est déduite, le cas échéant, du montant total de charges (installations soutenues via l'arrêté BM 2011).

La figure ci-dessous représente le montant annuel de ces charges pour l'Etat depuis 2014, mis en perspective avec les volumes soutenus par tarif d'achat. S'agissant des années 2024 et 2025, les données présentées sont des données prévisionnelles calculées par la CRE en juillet 2024. La baisse exceptionnelle des charges en 2022 s'explique par la crise énergétique, lors de laquelle l'augmentation des prix de gros du gaz naturel a conduit à réduire l'écart entre le prix d'acquisition du biométhane en exécution des contrats d'achat et le prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel.

⁵³ Possibilité d'exonération de taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB) pour les bâtiments dits ruraux.

⁵⁴ Possibilité d'exonération de cotisation foncière des entreprises (CFE) et cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) pour les installations de méthanisation générant des bénéfices agricoles.

⁵⁵ Possibilité d'exonération de la taxe d'aménagement (due pour toutes les opérations nécessitant une autorisation d'urbanisme) pour les installations de méthanisation agricole.

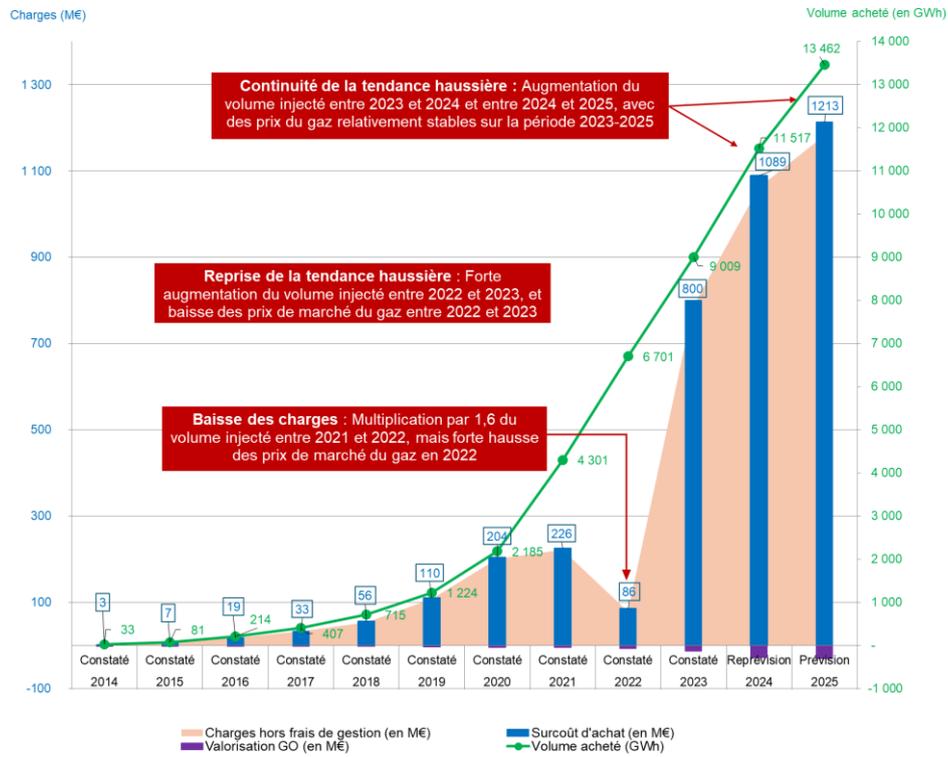
⁵⁶ La CRE se réfère en particulier aux BPA suivants :

- entre Arkema et ENGIE, signé en janvier 2023, pour la fourniture de 300 GWh par an de biométhane sur 10 ans ;
- entre TotalEnergies et Saint-Gobain, signé en juin 2023, pour un total de 100 GWh de biométhane fourni sur 3 ans ;
- entre Waga Energy, Engie et Veolia, signé en mai 2024, sur 13 ans pour 120 GWh de biométhane fournis par an.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Figure 3 - Coût du soutien au biométhane injecté pour l'Etat via les tarifs d'achat entre 2014 et 2025 (source : CRE, calcul réalisé en juillet 2024)



3. Éléments méthodologiques

3.1. Organisation de la collecte de données

La collecte de données a été réalisée via la plateforme de déclaration DECRYPTE⁵⁷. Cette plateforme a été mise en ligne en 2020 dans le but d'accueillir, dans un premier temps, les déclarations de coûts et recettes des installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables bénéficiant d'un contrat de soutien. Elle a fait l'objet, dans un second temps, d'une adaptation dans le but d'accueillir les données de coûts et recettes des installations de production de biométhane injecté.

Le panel des installations interrogées par la CRE comprend l'ensemble des installations de production de biométhane injecté en service au 30 avril 2023 et certaines installations de production en projet ayant signé un contrat d'achat mais n'ayant pas encore mis en service leur installation à cette même date. Ce panel est constitué d'environ 700 installations, représentant une capacité de 14,2 TWh PCS / an, et a été sélectionné par la CRE parmi les plus de 1000 installations bénéficiant d'un contrat de soutien public via un arrêté tarifaire, englobant des installations en service et certaines installations en projet au 30 avril 2023, afin de disposer d'un échantillon représentatif des installations soutenues.

Les informations de contact ont été transmises au premier trimestre 2023 par les différents co-contractants des contrats d'achat, désignés par la suite par l'expression « acheteurs de biométhane », ainsi que par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel. La CRE a dû procéder à de nombreux échanges avant de pouvoir disposer d'une base de données consolidée avec les informations nécessaires à la bonne tenue de l'exercice de collecte. La CRE tient à souligner de nouveau l'importance de la bonne transmission de ces données qui doivent lui être fournies sur le fondement des articles L. 134-18 et R. 446-15-1 du code de l'énergie, afin de disposer des informations nécessaires à la prise de contact avec les producteurs.

Les données attendues dans le cadre de cette collecte ont été spécifiées dans des modèles de déclaration au format tableur disponibles sur la plateforme DECRYPTE⁵⁸. Ces modèles ont été approuvés par courrier de la ministre chargée de l'énergie du 23 février 2023. La CRE a également mis en ligne une notice d'aide au remplissage de ces modèles visant à assister les producteurs de biométhane injecté dans l'exercice de déclaration de leurs données de coûts et recettes afin de remplir leur obligation réglementaire.

Durant le déroulé de l'exercice de collecte, les producteurs avaient la possibilité de contacter les services de la CRE, via la boîte de dialogue dédiée de la plateforme DECRYPTE, un courriel spécifique ainsi que par téléphone.

Le graphique ci-dessous résume le calendrier de réalisation de l'audit durant la phase de préparation d'une part (partie haute du schéma) et pendant et après la collecte d'autre part (partie basse du schéma).

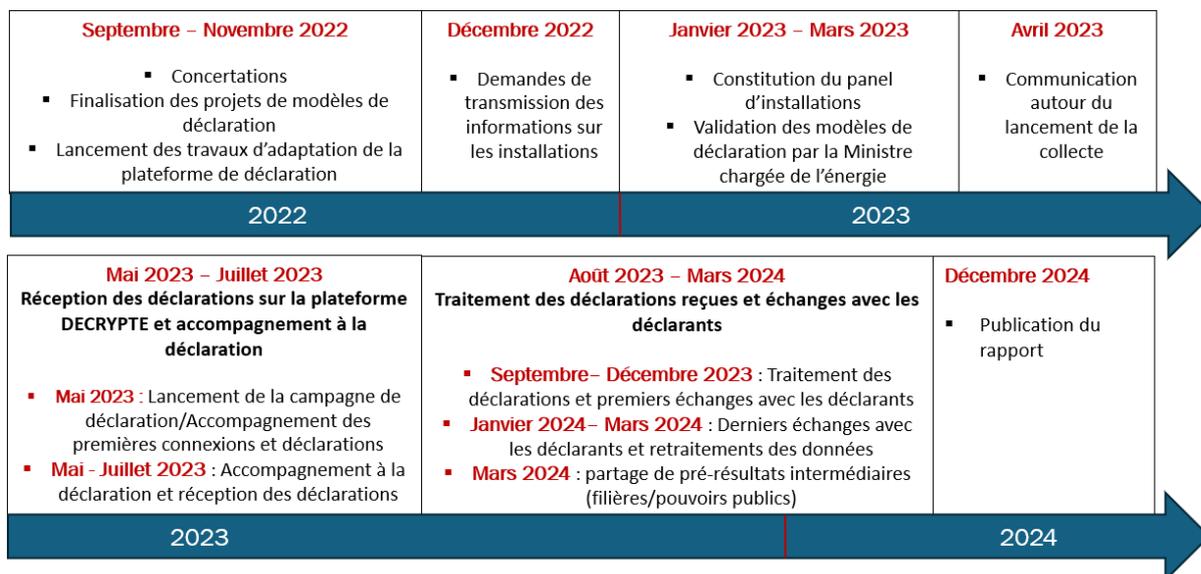
⁵⁷ <https://www.decrypte.cre.fr>

⁵⁸ Lorsqu'un producteur était dans l'impossibilité de déclarer des données réellement constatés, la déclaration d'éléments prévisionnels était attendue dans la mesure du possible.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Figure 4 - Calendrier de réalisation de l'audit



Les déclarations regroupant les différentes données collectées ont été reçues entre mai et juillet 2023. La CRE a reçu environ 550 déclarations de la part des producteurs sollicités, représentant une capacité de 11,1 TWh PCS / an. Cependant, malgré un nombre important de déclaration reçues, peu ont été entièrement complétées, ce qui diminue, parfois de façon significative, la taille des échantillons considérés pour les différentes analyses du présent rapport. Par ailleurs, la CRE avait demandé d'accompagner les données de coûts et recettes déclarées de pièces justificatives ; ces dernières n'ont pas été transmises systématiquement.

A l'issue de la période de collecte de données, les services de la CRE ont encore mené un grand nombre d'échanges avec les déclarants afin de compléter les informations manquantes (via la plateforme ou par courriel) dans le but d'améliorer la qualité et la complétude des déclarations reçues. Les services de la CRE se sont notamment appuyés sur la vérification des pièces justificatives qui accompagnaient les déclarations. Les demandes des services d'informations complémentaires ont porté principalement sur des informations essentielles à la caractérisation de la rentabilité des installations (coûts d'investissement, charges d'exploitation, quantité de biogaz produite, revenus, etc.).

Le tableau ci-dessous résume l'ensemble des échanges ayant eu lieu entre les services de la CRE et les producteurs déclarants pendant et après la campagne de collecte de données :

Adresse mail CRE	Plateforme DECRYPTE	Ligne téléphonique CRE
> 1000 mails reçus	> 300 notifications reçues	> 200 appels reçus

Les difficultés rencontrées s'agissant des informations collectées peuvent en partie s'expliquer par le calendrier de déclaration, correspondant à une période d'activité importante pour les exploitants agricoles. A l'inverse, la CRE retient que la période choisie est une période de plus faible activité pour les installations de type déchets ménagers et biodéchets, les ISDND, les STEP ou encore les installations de type industriel territorial⁵⁹.

Par ailleurs, la validation nécessaire, par le ministre chargé de l'énergie, des conditions et formats de déclaration des audits (article R. 314-14 du code de l'énergie) complexifie d'autant plus le lancement des exercices d'audits. La CRE estime que cette validation devrait être supprimée, d'autant plus que les modèles de déclaration font l'objet d'une concertation préalable avec les déclarants.

La CRE a organisé une réunion de concertation avec les acteurs de la filière à l'occasion du lancement de la collecte de données à l'été 2023. Au 1^{er} trimestre 2024, des résultats provisoires ont été présentés

⁵⁹ Les définitions utilisées pour caractériser les typologies d'installation sont présentées dans la partie 2.1.2.1 du présent rapport.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

dans une note d'analyses préliminaires. Enfin, des résultats provisoires mis à jour et plus complets ont été présentés à différents représentants de la filière du biométhane injecté le 1^{er} octobre 2024, afin de recueillir leurs observations et d'affiner certaines analyses. Poursuivant le même objectif, des présentations de ces premiers résultats ont également été réalisées auprès du ministère de la Transition écologique, de l'Énergie, du Climat et de la Prévention, de l'ADEME, de la Cour des Comptes et du ministère de l'Agriculture et de la Souveraineté Alimentaire.

3.2. Présentation du panel audité et classification des installations

Au total, 694 installations ont ainsi été sollicitées, pour un taux de réponse de 79 % (549 déclarations reçues) et une qualité de réponses variable. Le détail du nombre d'installations sollicitées et des réponses reçues est présenté dans le tableau ci-après.

Tableau 1 - Panel des installations interrogées dans le cadre de l'audit de la CRE

Déclarations reçues / Installations auditées	Filières de production			Mode de valorisation		TOTAL	Part de déclarations reçues
	Méthanisation classique	STEP	ISDND	Injection	Double valorisation ⁶⁰		
Sites en service (au 30/04/2023)	428/494	33/39	14/16	473/547	2/2	475/549	87 %
Sites non encore entrés en service (au 30/04/2023)	60/109	9/21	5/15	74/145		74/145	51 %
TOTAL	488/603	42/60	19/31	547/692	2/2	549/694	79 %
Part de déclarations reçues	81 %	70 %	61 %	79 %	100 %		

Parmi les 549 installations dont les données ont été reçues, 475 étaient en service au 30 avril 2023, 74 constituaient des installations en projet.

3.2.1. Détail par sous-typologie s'agissant des installations de méthanisation classique

Parmi les 488 déclarations reçues pour les installations de méthanisation classique, la CRE a recensé 323 installations de type agricole autonome, 128 installations de type agricole territorial, 5 installations de type déchets ménagers et biodéchets et 28 installations de type industriel territorial (cf. paragraphe 2.1.2.1 pour la définition de ces sous-typologies)⁶¹.

La CRE s'est basée sur le plan d'approvisionnement en intrants pour confirmer la sous-typologie renseignée par les déclarants (pas de vérification de la structure actionnariale).

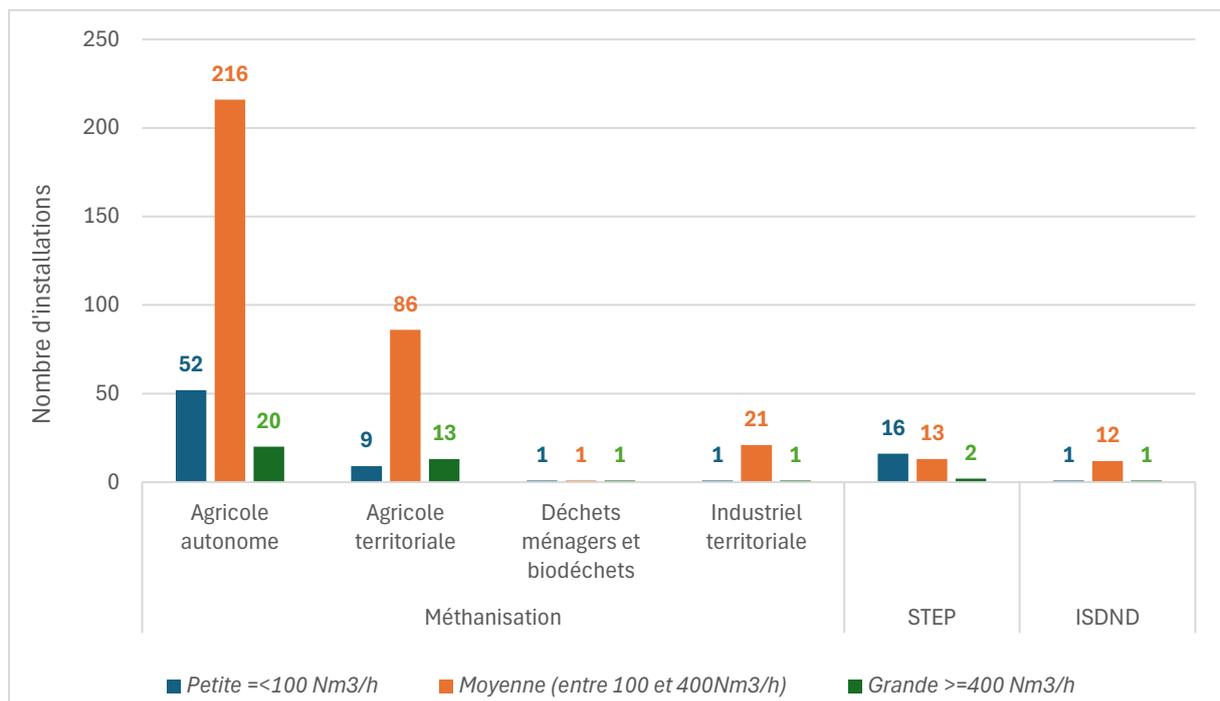
⁶⁰ Les installations en double valorisation produisent du biogaz, à partir duquel ils produisent de l'électricité et du biométhane injecté.

⁶¹ Ce recensement exclut les 2 installations en double valorisation ainsi que 2 installations pour lesquelles la sous-typologie n'a pas pu être déterminée.

3.2.2. Par taille

La moyenne et la médiane de la capacité maximale d'injection pour les 467 installations en service⁶² au 30 avril 2023 ayant complété cette donnée sont respectivement de 208 Nm³/h et de 170 Nm³/h. Cette dispersion s'explique notamment par la présence de très grandes installations dans le panel. 7 installations présentent ainsi une capacité maximale d'injection supérieure à 800 Nm³/h, dont 4 installations de méthanisation de type agricole territoriale, 1 station de gestion de déchets ménagers et biodéchets, 1 STEP et 1 ISDND.

Figure 5 - Répartition des installations en service au 30 avril 2023 par typologie et par capacité maximale d'injection



Echantillon : 467 installations en service au 30 avril 2023 et dont la capacité maximale d'injection actuelle a été renseignée.

La majorité (75 %) des installations de l'échantillon sont de taille moyenne, avec une capacité maximale d'injection entre 100 et 400 Nm³/h, ce qui correspond à une production annuelle prévisionnelle comprise environ entre 9 et 36 GWh PCS⁶³. La production annuelle moyenne de cet échantillon est de 18,7 GWh PCS et la médiane de 15,3 GWh PCS. De plus, la production annuelle totale de cet échantillon est de 8 758,5 GWh, **ce qui représente environ 80 % de la capacité totale installée en France**⁶⁴ en considérant l'ensemble des installations raccordées au 30 septembre 2023.

Les STEP de l'échantillon présentent une capacité maximale d'injection plus faible, avec une moyenne de 165 Nm³/h, correspondant à une production annuelle de 14,9 GWh PCS. Il convient de préciser qu'une installation de cette typologie a une capacité maximale d'injection de 945 Nm³/h, ce qui est

⁶² Cet échantillon concerne les installations pour lesquelles la donnée de Cmax est disponible, il est composé de 422 installations de méthanisation classiques, 31 STEP et 14 ISDND.

⁶³ L'arrêté du 20 septembre 2022 portant modification de l'arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel définit un coefficient de conversion de la Cmax (mesurée en Nm³/h) en PAP (GWh PCS par an). Ce coefficient est égal à 0,09 GWh PCS par an / Nm³/h et a été appliqué pour réaliser cette conversion.

⁶⁴ Selon le tableau de bord du ministère de la transition écologique pour le biométhane injecté dans les réseaux au troisième trimestre 2023, au 30 septembre 2023, 615 installations ont injecté du biométhane, après production et épuration de biogaz, dans les réseaux de gaz naturel et leur capacité s'élève à 10 959 GWh/an.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

remarquablement important par rapport aux autres installations de cette typologie, toutes situées entre 16 et 478 Nm³/h.

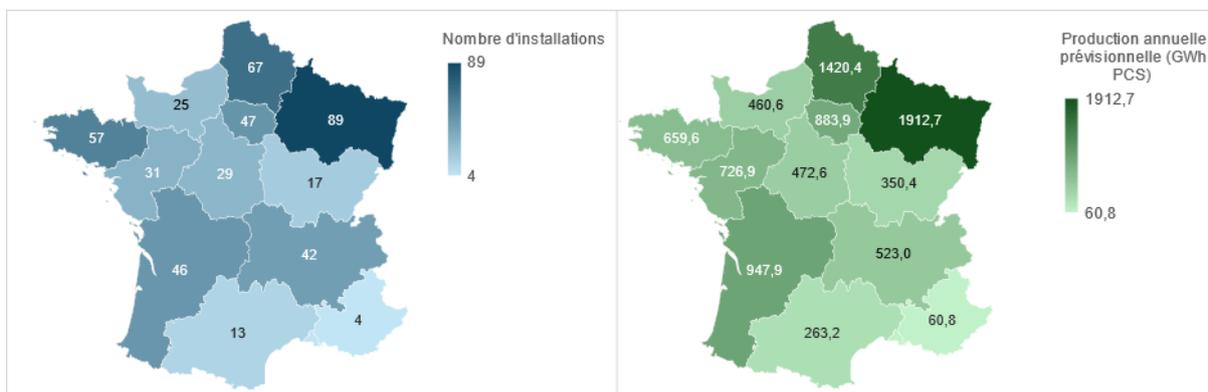
Les ISDND présentent une capacité maximale d'injection moyenne de 249 Nm³/h, et une médiane à 172 Nm³/h. Cette différence s'explique par la présence d'une installation de très grande taille, d'une capacité de 1 375 Nm³/h, alors que l'ensemble des autres installations a une capacité maximale d'injection comprise entre 85 et 250 Nm³/h.

Tableau 2 - Statistiques descriptives des capacités maximales d'injection pour les installations en service au 30 avril 2023

Capacité maximale d'injection (Nm ³ /h)	Méthanisation classique				ISDND	STEP	TOTAL
	Agricole autonome	Agricole territorial	Déchets ménagers et biodéchets	Industriel territorial			
Nombre d'installations	288	108	3	23	14	31	467
Minimum	45	10	46	80	85	16	10
Maximum	750	1400	1200	500	1375	945	1 400
Moyenne	185	264	499	237	249	165	208
Médiane	150	200	252	220	173	100	170

3.2.3. Par localisation géographique

Figure 6 - Répartition du nombre d'installations et de la production annuelle prévisionnelle (PAP) par région des installations en service au 30 avril 2023



Echantillon : 467 installations en service au 30 avril 2023 et dont la capacité maximale d'injection actuelle a été renseignée.

La figure ci-dessus présente l'hétérogénéité des puissances installées entre les régions françaises des installations en service au 30 avril 2023 et dont la donnée de capacité maximale d'injection est connue. La puissance installée dans la région Grand Est est significativement plus élevée que les autres régions de France avec 1,913 TWh PCS, soit 22 % de la capacité totale de l'échantillon.

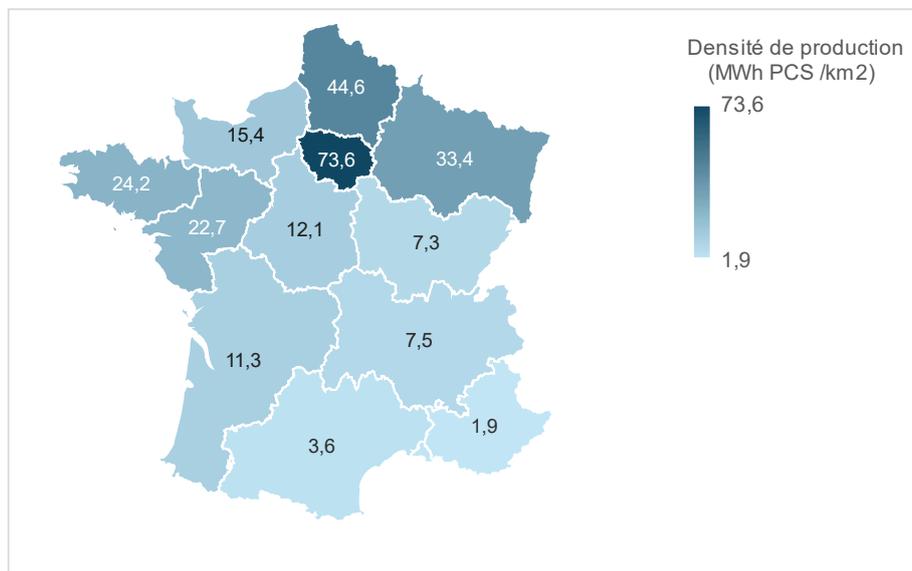
4 régions rassemblent 59 % de la capacité totale : Île-de-France (16 %), la Nouvelle-Aquitaine (11 %) ainsi que l'Île-de-France (10 %). A l'inverse, le Centre-Val-de-Loire, la Normandie, la Bourgogne-Franche-Comté, l'Occitanie ainsi que la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur rassemblent seulement 18 % de la capacité totale de l'échantillon. Ces résultats sont cohérents avec ceux présentés dans l'étude de potentiel de production de méthane issu de l'agriculture

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

en 2050 réalisée par Solagro, qui identifie les régions Nouvelle Aquitaine, Hauts-de-France, Bretagne et Grand Est comme étant celles disposant du plus grand potentiel⁶⁵.

Figure 7 – Densité de production (MWh PCS / km²) par région d’implantation des installations en service au 30 avril 2023



Echantillon : 467 installations en service au 30 avril 2023 et dont la capacité maximale d’injection actuelle a été renseignée.

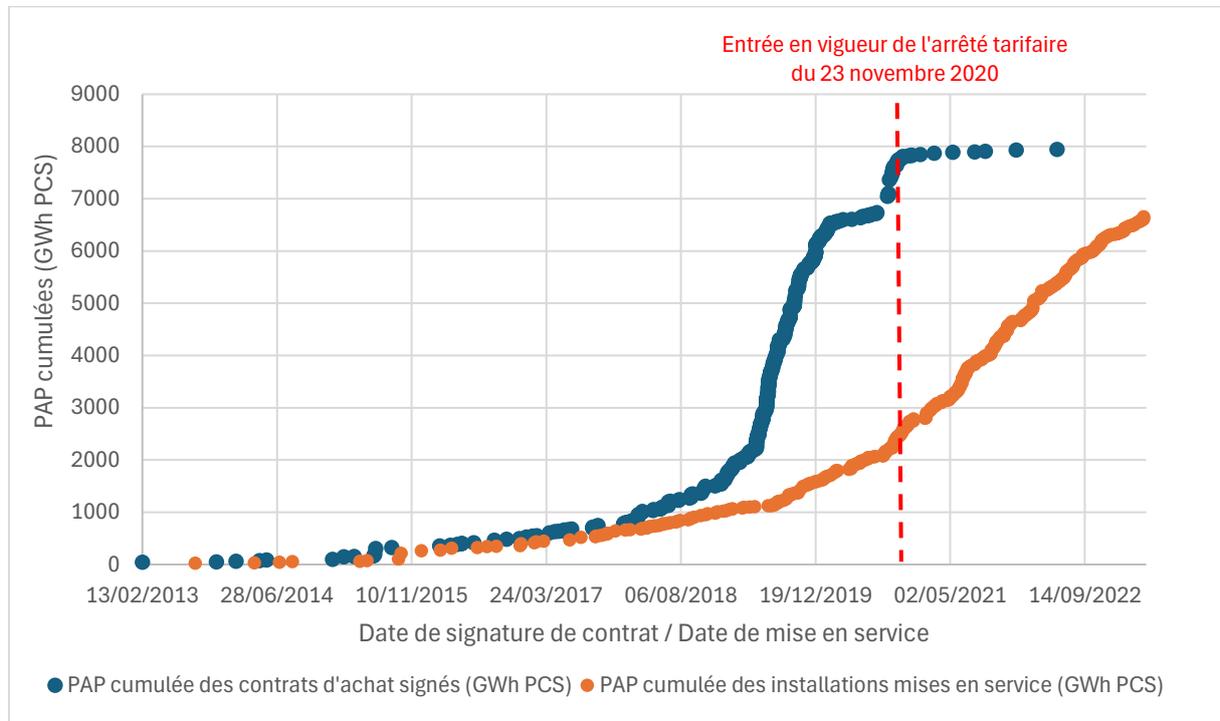
La figure ci-dessus représente la densité de production par région des installations en service au 30 avril 2023. Elle est de 16,2 MWh PCS / km² sur l’ensemble du territoire métropolitain mais la répartition est très hétérogène entre les régions : en Ile-de-France, la densité de production est de 73,6 MWh PCS / km² alors que la majorité des régions compte entre 2 et 25 MWh PCS / km², avec deux exceptions notables : la région Grand Est et les Hauts-de-France, qui présentent également des densités de production élevées (respectivement 33,4 et 44,6 MWh PCS / km²).

La taille moyenne des installations par région varie entre 11,6 GWh PCS en Bretagne et 23,4 GWh PCS dans la région Pays de la Loire. A l’échelle de la France métropolitaine, la taille moyenne des installations est de 18,6 GWh PCS, soit une capacité maximale d’injection de 206 Nm³/h.

⁶⁵ ADEME, 2018, *Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?*, données issues d’une étude réalisée par Solagro, page 220.

3.2.4. Par date de mise en service

Figure 8 - Productions annuelles prévisionnelles cumulées des contrats d'achat selon les dates de signature de contrats et de mise en service (jusqu'au 30 avril 2023)



Echantillon : 426 installations dont les données de date de signature de contrat d'achat, de mise en service ainsi que de capacité maximale d'injection ont été complétées. Cet échantillon est composé de 386 unités de méthanisation, 27 STEP et 13 ISDND.

La figure ci-dessus présente le rythme de signature de contrats d'achat des installations de l'échantillon présenté, en distinguant les contrats signés avant l'arrêté BI 2020.

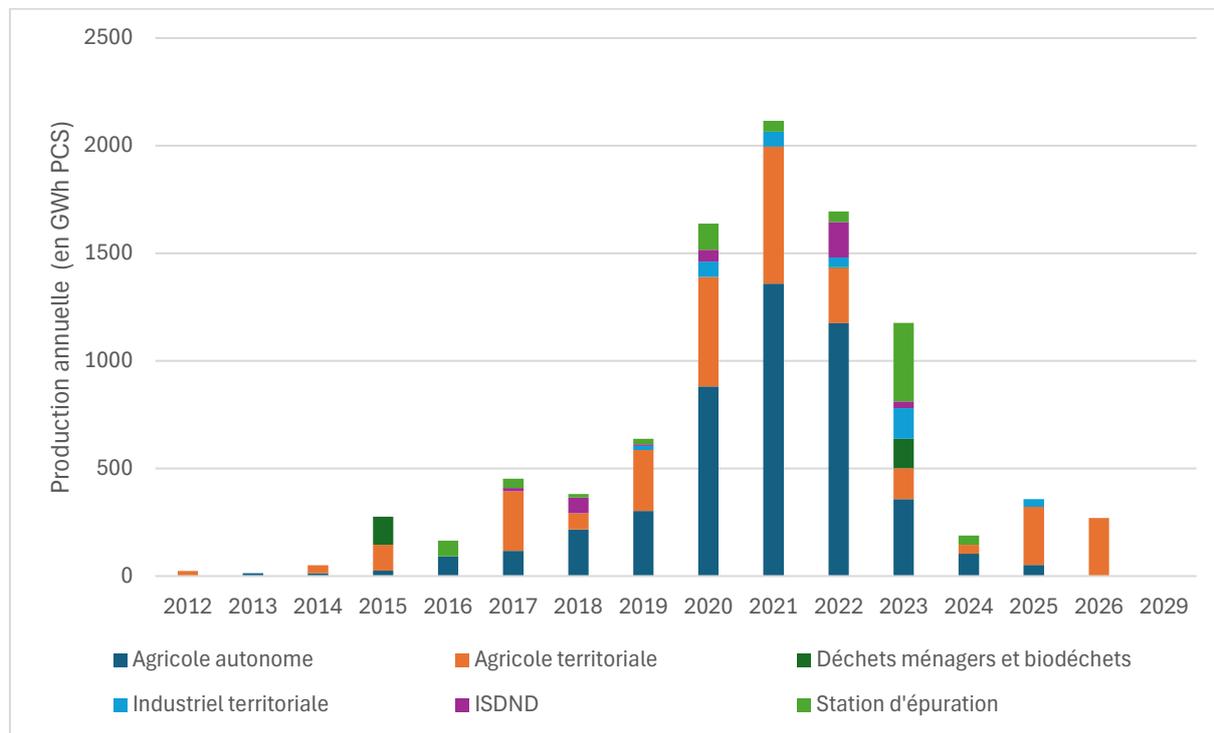
382 installations sur les 426 de l'échantillon ont signé un contrat d'achat entre le 1^{er} janvier 2018 et le 31 décembre 2020, ce qui illustre le développement important de la filière sur cette période où les conditions tarifaires étaient plus favorables qu'après l'entrée en vigueur de l'arrêté BI 2020, (cf. paragraphe 2.2.3.1). Les signatures de contrats ont ensuite connu un ralentissement à la suite de l'entrée en vigueur de l'arrêté BI 2020 : seulement 10 installations de cet échantillon ont ainsi signé un contrat en application de l'arrêté BI 2020 (8 installations) et de l'arrêté BI 2021 (2 installations).

La différence entre les deux courbes ci-dessus représente le délai entre la signature du contrat d'achat et la mise en service. Ce délai peut varier significativement en fonction du niveau d'avancement des projets lors de la signature du contrat d'achat. Cela a notamment été le cas en amont de la parution de l'arrêté BI 2020, quand le nombre de signatures a augmenté significativement sans être suivie d'une augmentation aussi rapide des mises en service. Pour les installations mises en service avant le 30 avril 2023, le délai moyen (médian) entre la date de signature du contrat d'obligation d'achat et la mise en service est de 1 an et 8 mois (1 an et 9 mois).

Enfin, il convient de rappeler que les données présentées ici n'incluent pas toutes les installations installées en France métropolitaine. A titre illustratif, 2 349 GWh PCS / an ont été mis en service lors de l'année 2023⁶⁶, alors que les données collectées via cet audit permettent de recenser 1 180 GWh PCS / an mis en service ou prévue en 2023.

⁶⁶ Selon le tableau de bord du ministère de la transition écologique pour le biométhane injecté dans les réseaux au quatrième trimestre 2023 (<https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/618>).

Figure 9 - Production annuelle prévisionnelle par typologie d'installation selon les dates de mise en service



Echantillon : 521 installations dont 465 de méthanisation classique, 40 STEP et 16 ISDND dont l'année de mise en service a été renseignée.

La figure ci-dessus illustre la production annuelle prévisionnelle cumulée par année de mise en service, en distinguant les mises en service par typologie d'installation.

La plupart des installations de l'échantillon ont été mises en service entre 2020 et 2022. Sur cette période, la production annuelle prévisionnelle moyenne installée par an est de 1,8 TWh (113 installations mises en service par an en moyenne sur cette période). Il s'agit principalement d'installations de type agricole autonome (63 % de la production annuelle prévisionnelle installée entre 2020 et 2022).

3.3. Sélection des échantillons pour les analyses

Compte tenu de l'hétérogénéité de la qualité des données renseignées par les producteurs, les analyses présentées dans ce document sont basées sur des échantillons d'installations déterminés au cas par cas. La définition de ces échantillons s'est faite selon deux critères :

- 1) **La complétude des données pour chacune des installations.** Malgré le nombre important de déclarations reçues, la plupart des analyses n'ont pas pu être menées pour l'ensemble des installations en raison du caractère incomplet des déclarations. A titre d'exemple, pour analyser la rentabilité d'une installation, il est nécessaire que l'ensemble des coûts et recettes (investissements, charges, revenus) ait été complété.
- 2) **La cohérence des données pour chacune des installations.** La CRE a vérifié la cohérence des données renseignées à l'aides des pièces justificatives fournies et au moyen de différents indicateurs. Par exemple, les volumes de biométhane produits et injectés ont été comparés avec la production annuelle prévisionnelle des installations. Les données qui semblaient incohérentes ont donc été écartées des échantillons pour certaines analyses.

Ainsi, l'échantillon d'installations étudiées est variable au fil du rapport. Cela a permis d'avoir, pour chaque analyse, l'échantillon le plus large possible. Cela peut cependant induire un biais d'analyse pour certains résultats en fonction de l'échantillon retenu. A titre d'exemple, les coûts d'investissement ont

été renseignés par un nombre plus important d'installations et par des installations plus récentes (voire en projet) que les charges d'exploitation.

3.4. Autres considérations méthodologiques

Afin de décrire statistiquement les échantillons étudiés, il a parfois été choisi de présenter la valeur moyenne, d'autres fois la valeur médiane. Les deux statistiques ont été calculées systématiquement par les services de la CRE. Pour les échantillons les plus dispersés, la médiane est généralement préférée à la moyenne.

Dans l'ensemble des analyses, le coefficient de conversion normatif défini dans l'arrêté tarifaire du 20 septembre 2022⁶⁷ de 0,09 GWh/an/Nm³/h a été appliqué pour la conversion de la capacité maximale de production (C_{\max} en Nm³/h) en production annuelle prévisionnelle (PAP en GWh PCS / an). Les données de production annuelle prévisionnelle présentées dans l'audit sont systématiquement calculées à partir de la C_{\max} déclarée et du coefficient de conversion susmentionné.

3.5. Focalisation dans la suite du rapport sur les installations de méthanisation classique

La quantité et la qualité des données recueillies par la CRE s'agissant des STEP et des ISDND sont significativement plus faibles que pour les installations de méthanisation classique. Par ailleurs, le gisement de projets futurs portant sur des installations de type STEP ou ISDND est plus limité.

Le présent rapport se concentre ainsi sur l'analyse technique et économique des installations de méthanisation classique.

⁶⁷ Arrêté du 20 septembre 2022 portant modification de l'arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

4. Caractéristiques techniques des installations

4.1. Taille des installations

Le tableau ci-dessous montre l'évolution de la taille moyenne des projets en fonction de l'année de mise en service :

Tableau 3 - Evolution de la taille moyenne des installations au cours du temps

Année de MES	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cmax à la mise en service (valeur moyenne)	154	215	146	202	177	169	165	166
Nombre d'installations	7	11	21	35	78	130	111	21

La taille moyenne des projets n'a ainsi pas connu de hausse au cours du temps.

4.2. Taux de charge et saisonnalité

Avant la parution de l'arrêté du 10 juin 2023⁶⁸, le contrôle de la Cmax était effectué mensuellement et offrait donc aux producteurs peu de liberté dans la répartition de leur production sur l'année. L'arrêté du 10 juin 2023 prévoit que le contrôle de la Cmax est réalisé annuellement, ce qui permet désormais aux producteurs de biométhane de répartir leur volume de production sur une année et donc en théorie d'adapter leur production en fonction de la disponibilité de leurs intrants. Le bénéfice de cette disposition a été ouvert aux contrats préexistants (signature d'un avenant nécessaire).

Dans sa délibération du 15 mai 2023⁶⁹, la CRE avait exprimé un avis favorable sur l'annualisation des contrôles de la Cmax, mais défavorable sur l'application éventuelle d'un coefficient de conversion normatif à l'ensemble des contrats régis par une Cmax (et non une PAP) ; elle préconisait que l'appréciation du respect de la Cmax sur une année civile s'effectue en calculant la production annuelle correspondante réelle des installations de production. En effet, les taux de charge réels des installations étant dispersés (cf. Figure 10), l'application d'un coefficient de conversion normatif peut conduire à un impact hétérogène sur les installations, car la PAP ainsi calculée dimensionne le tarif d'achat⁷⁰.

Les données présentées dans le cadre de cet audit ont été collectées sur une période antérieure à la parution de l'arrêté BI 2023, alors que la saisonnalité n'était pas encore encouragée par les contrats d'achat. Le tableau ci-dessous illustre la saisonnalité hiver/été qui semble très peu marquée voire inexistante pour toutes les typologies d'installations. Le taux de charge moyen est calculé comme le rapport entre la production réalisée et la production annuelle maximale de l'installation sur une période donnée.

⁶⁸ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

⁶⁹ Délibération 2023-128 de la CRE du 15 mai 2023 portant avis sur deux projets d'arrêtés et deux projets de décrets relatifs au soutien à la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz.

⁷⁰ A titre d'exemple, deux installations similaires ayant déclaré une capacité maximale d'injection de 300 Nm³/h et dont les taux de charge sont respectivement de 85 % et 97 % auront, à la suite de l'application d'un coefficient de conversion normatif, la même PAP et donc un tarif calculé sur la base de cette PAP alors que leurs productions effectives ne sont pas les mêmes. Le tarif d'achat étant dégressif en fonction de la PAP de l'installation, l'installation dont le taux de charge réel est plus élevé aurait bénéficié d'un tarif plus faible que si le taux de charge réel avait effectivement été pris en compte.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Tableau 4 - Taux de charge annuels et saisonniers moyens

Typologie d'installation	Taux de charge annuel	Taux de charge (période d'hiver)	Taux de charge (période d'été)
Agricole territoriale	88 %	89 %	88 %
Agricole autonome	91 %	93 %	89 %
Industriel territoriale	76 %	78 %	73 %
Déchets ménagers et biodéchets	58 %	58 %	58 %

Echantillon : 338 installations, dont 85 de type agricole territorial, 231 de type agricole autonome, 20 de type industriel territorial et 2 de type déchets ménagers et biodéchets, dont la mise en service est intervenue avant le 1^{er} janvier 2023 pour ne pas faire apparaître les phases de montée en charge, et dont les données relatives aux taux de charges annuels et saisonniers ont été complétées entièrement. Les installations pour lesquelles les valeurs sont égales à 0 % ont été exclues et les valeurs de taux de charge déclarées supérieures à 100 % ont été remplacées par un taux de charge de 100 %.

Aucune saisonnalité n'a été constatée s'agissant de la production des installations soutenues au stade de l'audit. Ces installations ont désormais la possibilité d'annualiser le contrôle de la production injectée (contrôle mensuel auparavant), ce qui pourrait encourager une saisonnalité plus marquée à l'avenir.

Le nombre d'heures de fonctionnement est le résultat du produit entre le taux de charge annuel effectif et le nombre d'heures dans une année (8 760). Pour rappel, un coefficient de conversion de la Cmax vers la PAP a été introduit dans l'arrêté du 13 décembre 2021⁷¹ pour calculer le cumul de contrat signés depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté BI 2020, base de détermination des coefficients de dégressivité tarifaire définis trimestriellement. Ce coefficient est défini à l'aide d'hypothèses sur la qualité du gaz injecté et sur le nombre d'heures de fonctionnement moyen des installations sur une année (valeur de 8 200 heures actuellement retenue). Cette valeur est également utilisée de manière normative dans le cadre de l'annualisation des contrôles de la Cmax (selon une note d'interprétation de la DGEC partagée à l'ensemble des cocontractants début 2024).

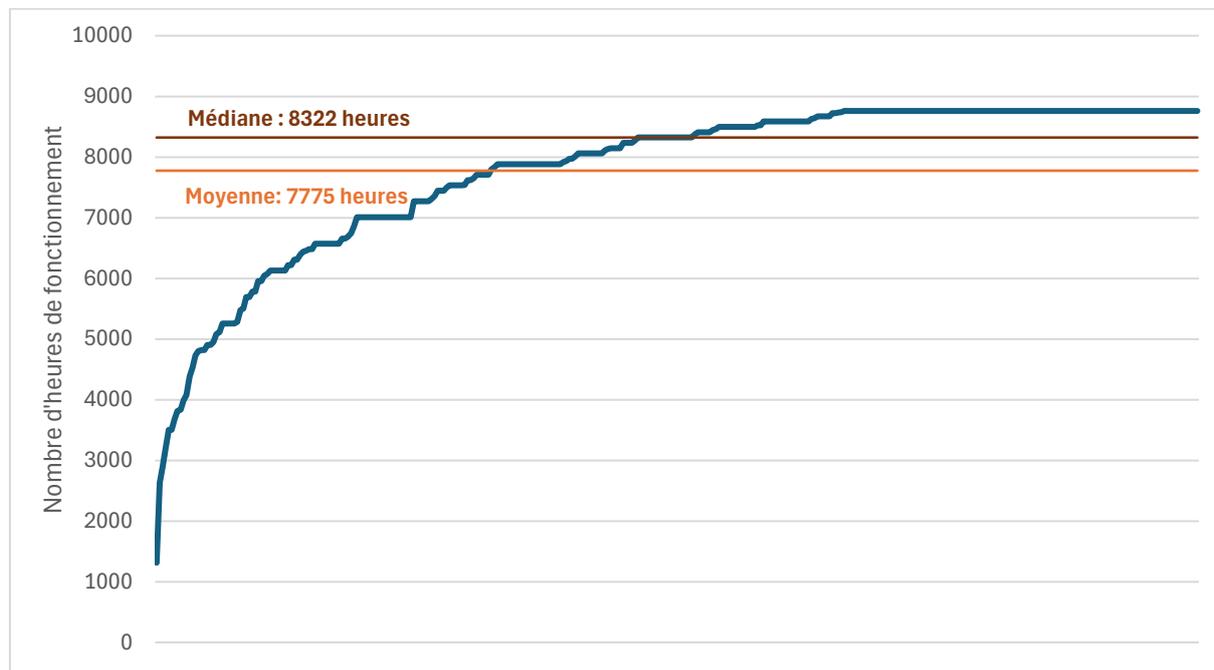
Le graphique ci-dessous représente le nombre d'heures de fonctionnement pour chacune des installations de l'échantillon considéré. Une valeur moyenne de 7 775 heures et une valeur médiane de 8 322 heures sont constatées. Même en excluant la première année de fonctionnement, les écarts à la médiane sont bien plus importants pour la première moitié de l'échantillon (à gauche dans le graphique) que pour la seconde. Cela peut s'expliquer par le risque de défaut sur l'approvisionnement en intrants ou bien par les différentes pannes qui peuvent subvenir sur des équipements et empêchent l'injection à certains moments de l'année. Il apparaît donc, à ce stade, plus réaliste de considérer une hypothèse de nombre d'heures de fonctionnement inférieure à cette valeur médiane de 8 322 heures.

⁷¹ Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Figure 10 - Répartition du nombre d'heures de fonctionnement dans l'année des installations mises en service avant le 1^{er} janvier 2023



Echantillon : 349 installations dont le taux de charge a été renseigné et dont la mise en service a eu lieu avant le 1^{er} janvier 2023 pour ne pas faire apparaître les phases de montée en charge. Les installations pour lesquelles les valeurs sont égales à 0 % sont exclues et les valeurs de taux de charge déclarées supérieures à 100 % sont remplacées par un taux de charge de 100 %.

Pour procéder à l'annualisation du contrôle de la production injectée, un coefficient normatif est utilisé dans les arrêtés tarifaires depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021 (« BI 2021 »), afin de convertir un débit d'injection sur le réseau (Cmax) en une capacité de production annuelle en volume telle qu'anticipée par le producteur (PAP). Il est égal à 0,09 GWh PCS par an / Nm³/h et est notamment défini sur la base d'une hypothèse de 8 200 heures de fonctionnement par an. Les taux de charge effectifs calculés montrent que cette valeur n'est pas sous-évaluée (pour rappel, la CRE avait recommandé en 2023 de considérer le taux de charge effectif de chaque installation).

La CRE rappelle qu'elle avait proposé, en 2023⁷², d'introduire un système de régularisation annuelle *ex post* du tarif d'achat octroyé pour des installations avec une production en dépassement de leur capacité de production. Ce système vise à appliquer, pour chaque installation, un tarif d'achat qui correspond au niveau de production réelle constatée pour l'ensemble de la production. Il permet :

- de s'affranchir de la nécessité de définir une hypothèse normative de production pour l'annualisation de la production ;
- de ne pas désinciter les producteurs à produire davantage lorsque leurs équipements le permettent, si la grille tarifaire est bien dimensionnée ;
- d'éviter certains arbitrages de producteurs visant à minimiser leur capacité en cas de prix de gros élevés (bénéfice à la fois d'un tarif d'achat plus élevé et de prix de gros élevés sur le reste de la production).

Fin 2023, 16 installations bénéficiant des conditions tarifaires des anciens arrêtés ont signé des avenants pour bénéficier de l'annualisation de leur production. Certaines précisions concernant l'annualisation ont été apportées par la note d'interprétation⁷³ de la DGEC susmentionnée, ce qui

⁷² [Délibération de la CRE du 15 mai 2023 portant avis sur deux projets d'arrêtés et deux projets de décrets relatifs au soutien à la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz.](#)

⁷³ Cette note d'interprétation est notamment venue apporter les précisions suivantes :

pourrait amener à la signature de nouveaux avenants à l'avenir (la CRE n'a pas une vision précise à ce stade du nombre d'avenants signés en 2024).

4.3. Caractéristiques des digesteurs et du biométhane produit

Comme présenté dans la partie 2.1.4 du présent rapport, il existe plusieurs processus de méthanisation et méthodes d'introduction des matières organiques dans le digesteur, dépendant de la continuité de remplissage et de la typologie d'intrants.

Les données collectées montrent que, pour les installations de méthanisation classique (échantillons dépendant du nombre effectif de réponses à chaque question posée : entre 443 et 474 installations) :

- une très grande majorité des installations (99 %) utilise un process dit « continu » ou « liquide infiniment mélangé ». Dans ces cas, l'alimentation et la vidange du digesteur se font en permanence avec une quantité entrante de matière équivalente à celle sortante. Quelques installations (1 %) ont précisé utiliser un process de méthanisation par voie solide ;
- les conditions mésophiles (température de digestion entre 35 et 45 degrés) sont utilisées par une grande partie des installations (90 %) alors que 10 % des installations déclarent produire du biogaz en conditions thermophile (température de digestion supérieure à 50 degrés). L'utilisation d'une température de digestion plus élevée peut permettre une digestion plus rapide, mais peut conduire à une consommation électrique plus importante et ainsi engendrer des coûts supplémentaires.

Le tableau ci-dessous présente les données relatives aux caractéristiques techniques des digesteurs et du biogaz produit en sorti du digesteur, donc en amont de la phase d'épuration. Le nombre de digesteurs peut varier en fonction des installations : 28 % ont déclaré disposer d'un digesteur, 57 % de deux digesteurs et 15 % de trois digesteurs ou plus⁷⁴.

-
- le calcul du dépassement intervient à partir du moment de l'année où la production annuelle prévisionnelle est dépassée et ne peut être proratisée librement sur l'année ;
 - l'annualisation de la Cmax peut être rétroactive et peut prendre effet à une date antérieure à la date de signature de l'avenant (sans être antérieure au 13 juin 2023) ;
 - lorsque l'annualisation de la Cmax a lieu en cours d'année, le contrôle de la Cmax est réalisé mensuellement jusqu'à la prise d'effet de l'annualisation ; il est ensuite réalisé au prorata des mois/jours restants.

⁷⁴ Pour un échantillon de 444 installations de méthanisation classique ayant déclaré le nombre de digesteurs sur le site de production.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Tableau 5 - Caractéristiques techniques des unités de production de biogaz et du biogaz produit pour les installations de méthanisation classique

Caractéristiques techniques	Unités	1 ^{er} quartile	Médiane	3 ^e quartile	Moyenne
Volume moyen des digesteurs	m ³	2 280,0	2 800,0	3 900,0	3374,7
Taux moyen de remplissage des digesteurs	%	88,0 %	91,0 %	95,0 %	90,8 %
Part du biogaz autoconsommé	%	1,0 %	3,5 %	5,2 %	5,2 %
Durée d'exploitation de l'installation	Années	15,0	15,0	30,0	22,1
Concentration en méthane dans le biogaz en sortie du digesteur	%	53,0 %	54,0 %	55,0 %	55,2 %
Concentration en CO ₂ dans le biogaz en sortie du digesteur	%	41,0 %	45,0 %	46,2 %	42,2 %
Concentration en H ₂ S dans le biogaz en sortie du digesteur	ppm	35,0	80,0	138,8	193,9
PCS du gaz	kWh/m ³	10,8	10,8	10,9	10,7

Echantillon : 478 installations de méthanisation classique ayant renseigné les caractéristiques techniques relatives au digesteur et au biogaz produit.

Le taux d'autoconsommation du biogaz produit déclaré médian est de 3,5 % (pour une majorité des installations l'énergie autoconsommée sert au chauffage du digesteur). L'arrêté du 10 juin 2023 introduit une prime en matière d'efficacité énergétique permettant d'inciter les producteurs de biométhane d'autoconsommer pour les besoins énergétiques des activités de pasteurisation, hygiénisation, ou de traitement des intrants⁷⁵. Pour bénéficier de cette prime, les installations doivent être équipées d'un dispositif de comptage du biogaz autoconsommé dont le déploiement se fait à la charge du producteur. Un seul avenant a été signé en 2023 pour remplacer les exigences en termes d'efficacité énergétique et environnementale, et donc pour bénéficier de cette prime. Ainsi, malgré l'introduction d'une prime, l'autoconsommation du biogaz produit semble demeurer une pratique limitée.

Les installations autoconsomment 3,5 % du biogaz produit en valeur médiane (majoritairement pour le chauffage du digesteur). Ces installations ont une incitation financière à autoconsommer le biogaz produit pendant les périodes de prix de marché élevés.

Le tableau présente également des valeurs de PCS du gaz très resserrées. Pour rappel, le coefficient normatif utilisé pour le passage de la Cmax à la PAP (0,09 GWh PCS par an/Nm³ /h) se base sur une hypothèse de PCS moyen de 10,976 kWh PCS/Nm³/h, ce qui semble correspondre aux valeurs entre les 3^e et 4^e quartiles, soit les valeurs les plus élevées indiquées par les déclarants. Ce coefficient est utilisé pour convertir la Cmax des installations dont le contrat a été signé depuis la publication de l'arrêté du 23 novembre 2020, pour calculer le cumul de contrat signés qui sert à définir les coefficients de dégressivité chaque trimestre.

S'agissant de la durée d'exploitation, la plupart des producteurs prévoient des durées proches des 15 ans (plus de 50 % des projets), ce qui correspond à la durée des contrats de soutien. Cela peut probablement s'expliquer par le manque de retour d'expérience sur cette filière de production. Par ailleurs, les discussions menées par la CRE avec les constructeurs et les exploitants montrent que la

⁷⁵ Cette prime est versée aux producteurs autoconsommant une partie du gaz produit pour satisfaire les besoins en énergie de l'activité de pasteurisation, d'hygiénisation et/ou de prétraitement des intrants. Elle est calculée selon la formule suivante :

$$TA = 0,85 \times \frac{T \times VA}{PAP}$$

Formule dans laquelle :

- TA est le montant de la prime à l'autoconsommation, exprimé en € ;
- T correspond aux sommes versées par le cocontractant au producteur au titre du contrat d'achat, exprimées en € ;
- VA correspond à la quantité de biogaz autoconsommé et mesurée par un dispositif de comptage ;
- PAP correspond à la production annuelle prévisionnelle déclarée de l'installation.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

plupart des équipements (hors cuve en béton pour le digesteur et certains travaux de génie civil) et le plan de maintenance des installations sont dimensionnés pour une durée de 15 ans. Au-delà de cette durée, des réinvestissements pourraient être nécessaires dans la plupart des cas pour prolonger la durée de vie des installations.

La plupart des producteurs n'anticipent pas de durées d'exploitation supérieures à 15 ans pour leurs installations ce qui correspond à la durée actuelle des contrats de soutien.

4.4. Epuration

La partie 2.1.4 du rapport présente les différentes méthodes permettant l'épuration du biogaz dans le digesteur. Les données collectées pour les installations de méthanisation classique montrent que :

- l'épuration membranaire est la technologie utilisée par la majorité des installations (88 %), suivie de l'absorption physique par variation de pression (PSA) (8 %) et l'absorption physique par lavage à l'eau (3 %) ou par lavage aux amines (1 %) ⁷⁶ ;
- le rendement de l'épuration membranaire est de 99,0 % (valeur médiane), de 98,4 % (valeur médiane) pour l'absorption physique par variation de pression et de 98,5 % pour l'absorption physique. Les pertes en méthane sont donc très faibles lors de la phase d'épuration du biogaz.

4.5. Valorisation du CO₂

Comme présenté dans la partie 2.1.4, le CO₂, en tant que coproduit du biométhane, peut être valorisé. Les différents modes de valorisation peuvent conduire à des coûts et recettes supplémentaires et donc jouer un rôle dans le dimensionnement des installations. La valorisation du CO₂ nécessite notamment d'investir dans des équipements supplémentaires (hausse des CAPEX).

Tableau 6 - Valorisation du CO₂ en fonction de la typologie des installations

Valorisation du CO ₂	Effective	Envisagée	Non envisagée	Total général
Agricole autonome	2 %	57 %	41 %	100 %
Agricole territorial	0 %	63 %	37 %	100 %
Déchets ménagers et biodéchets	0 %	40 %	60 %	100 %
Industriel territorial	4 %	63 %	33 %	100 %
Total général	2 %	59 %	40 %	100 %

Echantillon : 470 installations ayant indiqué si le CO₂ était valorisé, dont 314 installations de typologie agricole autonome, 124 de typologie agricole territoriale, 5 de typologie déchets ménagers et biodéchets, 27 de typologie industrielle territoriale.

Tableau 7 - Valorisation du CO₂ en fonction de la taille des installations

Valorisation du CO ₂	Effective	Envisagée	Non envisagée	Total général
Grande >=400 Nm ³ /h	2 %	77 %	21 %	100 %
Moyenne (entre 100 et 400 Nm ³ /h)	1 %	61 %	38 %	100 %
Petite <=100 Nm ³ /h	1 %	38 %	60 %	100 %
Total général	2 %	59 %	40 %	100 %

Echantillon : 466 installations ayant indiqué une C_{max} et si leur CO₂ était valorisé dont 48 Grandes, 345 Moyennes et 73 Petites.

⁷⁶ Pour un échantillon de 473 installations ayant renseigné la technologie d'épuration du biogaz.

Les tableaux ci-dessus indiquent que la majorité des installations (59 %) envisage de valoriser le CO₂ coproduit dans le processus de méthanisation. Néanmoins, cette valorisation n'est déjà effective que pour très peu d'installations (2 %).

Les principaux modes de valorisation envisagés par les installations sont la liquéfaction (27 % des installations), l'industrie agro-alimentaire (16 %) et le chauffage des serres en maraîchage (14 %).

D'après le Tableau 6, il n'y a pas de différences particulières observables selon la typologie des installations. Cependant, selon le Tableau 7, il apparaît que plus les installations sont grandes, plus elles sont à même de valoriser du CO₂ (les installations les plus grandes sont a priori capables de produire plus de CO₂, il est donc plus intéressant financièrement pour celles-ci d'investir dans des infrastructures pour le valoriser).

Si la valorisation du CO₂ n'est à ce stade que marginale, la majorité des producteurs envisage une valorisation à l'avenir. Ainsi son développement devra être suivi à l'avenir, afin d'adapter si nécessaire le niveau de soutien tarifaire.

4.6. Intrants

4.6.1. Mix d'intrants

Les intrants constituent les matières qui pénètrent le digesteur et permettent la méthanisation. La CRE les a classés selon les catégories suivantes :

- effluents d'élevage : lisier, fumier, fientes et matières stercoraires ;
- cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) : elles désignent les cultures implantées et récoltées entre deux cultures principales dans une rotation culturale pour être utilisées en tant qu'intrant dans une unité de méthanisation agricole. Les CIVE peuvent être distinguées en fonction de la saison pendant laquelle elles sont récoltées (hiver ou été) ;
- cultures principales⁷⁷ ;
- matières végétales brutes : herbe, déchets verts, poussières de céréales, issues de silos, pelures de pomme de terre, pulpes de betteraves, maïs, pailles, etc. (**cette catégorie peut regrouper des intrants issus de cultures principales ou de CIVE qui n'ont pas été identifiés comme telles dans les déclarations**) ;
- boues : eaux brunes, boues urbaines, eaux de lavage, etc. ;
- déchets industriels : lactosérum, graisse, jus de presse, déchets issus de l'agro-industrie, etc. ;
- biodéchets⁷⁸ : fruits, légumes, pelouse, ordures ménagères, etc. ;
- sous-produits d'animaux : déchets de viande, abattage, etc.

La CRE tient à souligner qu'elle n'a pas été en mesure d'identifier, pour toutes les installations, la nature exacte de l'ensemble des intrants utilisés. En particulier, dans certains cas, seul le type de céréale ou de végétal (maïs, sorgho, etc.) était renseigné et l'information concernant la forme de l'intrants (issus, résidus, culture principale, culture secondaire, etc.) était absente, Ainsi ces intrants ont systématiquement été comptabilisés dans la catégorie « Matières végétales brutes », ce qui conduit à sous-estimer le poids des catégories « CIVE » et « cultures principales ».

Chaque typologie d'intrants est caractérisée par un potentiel méthanogène, illustrant la densité énergétique des matières. Les données collectées dans le cadre de cet audit montrent que les matières

⁷⁷ L'article D. 543-291 du code de l'environnement définit les cultures principales. La CRE a considéré dans ses analyses que les intrants déclarés en tant que « cultures dédiées » appartenaient à la catégorie « cultures principales ».

⁷⁸ L'article L. 541-1-1 du code de l'environnement définit les biodéchets.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

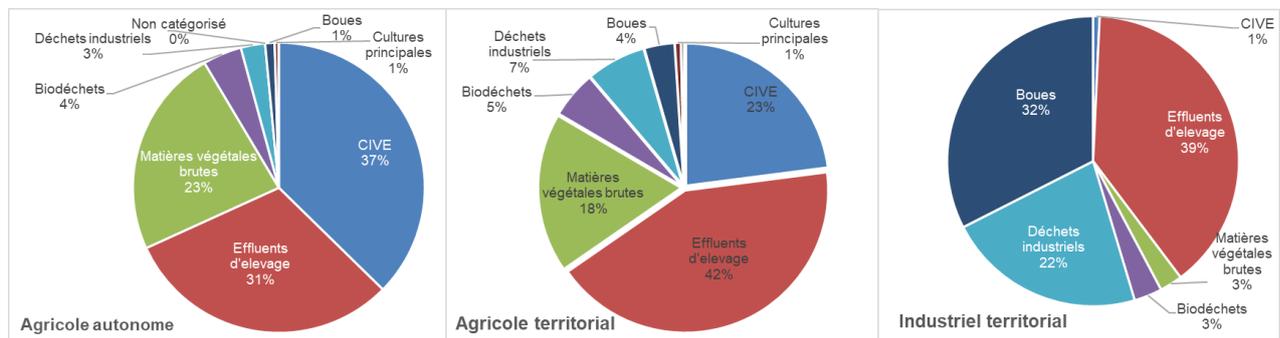
végétales brutes ont un potentiel méthanogène moyen significativement plus élevé (172 m³CH₄/t) que les autres typologies d'intrants, en particulier les effluents d'élevage (62 m³CH₄/t)⁷⁹.

L'utilisation de différents types d'intrants répond à des logiques aussi diverses que l'obligation réglementaire de traiter certaines matières, la disponibilité des matières, la volonté d'augmenter la production de méthane de l'installation, la stabilisation biologique ou chimique du mix ou encore l'intérêt économique des recettes pour le traitement de déchets. Par exemple pour certains sols, la mise en place de CIVE entre deux cultures principales est obligatoire afin d'éviter de laisser le sol nu pendant l'interculture : les données collectées montrent qu'environ un tiers des installations de méthanisation agricole⁸⁰ sont soumises à cette obligation. La composition du mix d'intrants est ainsi très dépendante de l'installation. Certaines matières présenteraient une valeur économique très faible voire nulle en l'absence de valorisation via la méthanisation (issus de céréales, rebuts des industries agroalimentaires, déchets verts, etc.).

La figure ci-dessous illustre la répartition de la typologie d'intrants utilisés dans les installations de méthanisation classique selon le volume. Elle montre la part importante des CIVE et des effluents d'élevage pour les installations agricoles. Les installations de type industriel territorial utilisent majoritairement des effluents d'élevage (39 %), des boues (32 %) et des déchets industriels (22 %).

Les cultures principales représentent une faible part dans les typologies d'intrants d'utilisés (comme précisé plus haut, les déclarants ont pu préciser recourir à certains types de cultures ou résidus de culture, sans préciser la nature de CIVE ou de culture principale)⁸¹. Plus précisément, 29 installations ont précisé utiliser des cultures principales, dont la part en volume dans le mix d'intrants utilisé vaut 8,6 % en moyenne. Le potentiel méthanogène de ces cultures est en moyenne de 89 m³CH₄/t.

Figure 11 - Répartition totale des types d'intrants selon le volume en tonnes de matières brutes ; agricole autonome (à gauche), agricole territoriale (au milieu) et industriel territorial (à droite)



Echantillon : 292 installations ayant renseigné leur plan d'approvisionnement en intrants, de typologie agricole autonome, 110 installations de typologie agricole territoriale, et 24 installations de typologie industrielle territoriale.

S'agissant des installations de type déchets ménagers et biodéchets, le mix d'intrants (qui n'a pas été présenté ci-dessus) est composé exclusivement de biodéchets.

La majorité des intrants nécessite une collecte depuis le site de leur production, engendrant ainsi une charge de transport pour l'exploitant. **Les données collectées montrent que 61 % des intrants font l'objet d'une collecte et d'un transport par l'exploitant**, avec des disparités en fonction de la typologie d'intrants. Les intrants de type agricole (matières végétales brutes et CIVE) ont le taux de collecte le plus élevé avec respectivement 66 % et 71 % de taux de collecte.

⁷⁹ Il convient de noter que le potentiel méthanogène est donné en mètre cube de méthane par tonne de matières brutes. Cependant, certains déclarants ont pu parfois indiquer des valeurs en mètre cube de méthane par tonne de matières sèches ce qui peut fausser les analyses présentées.

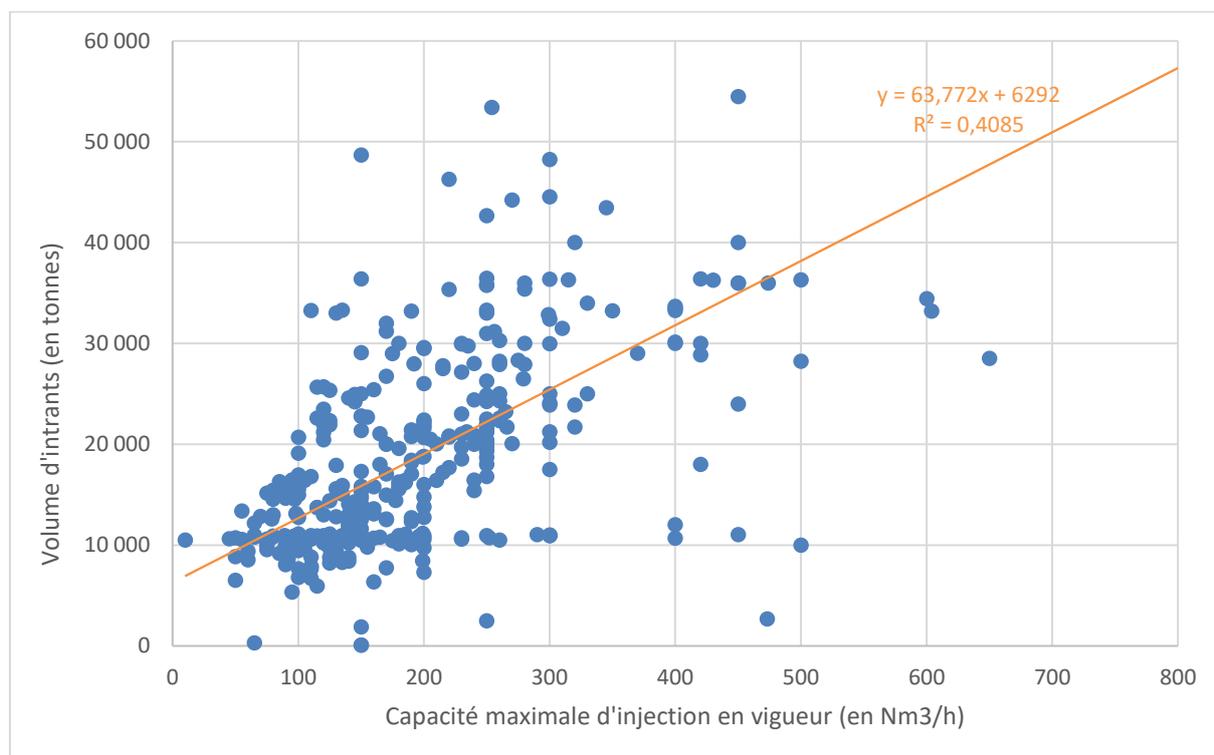
⁸⁰ Pour un échantillon de 435 installations de méthanisation agricole ayant complété la donnée relative à l'obligation relative aux CIVE.

⁸¹ Pour rappel, le décret 2022-1120 du 4 août 2022 relatif aux cultures utilisées pour la production de biogaz et biocarburants précise la limite d'utilisation des cultures principales, à hauteur de 15 % du tonnage brut d'intrants.

Une hygiénisation peut s'imposer pour les intrants étant issus d'animaux ou de sous-produits d'animaux, notamment les effluents d'élevage, pour respecter les conditions sanitaires minimales encadrées par les arrêtés du 8 décembre 2011⁸² et du 9 avril 2018⁸³. **Une faible part (13 %⁸⁴) des installations ont précisé utiliser des intrants nécessitant une obligation d'hygiénisation pour leur utilisation dans le digesteur (cette obligation peut induire des coûts supplémentaires liés aux infrastructures associées).** Au regard du mix d'intrants des installations de type industriel territorial et déchets ménagers et biodéchets, l'obligation d'hygiénisation est plus importante, avec respectivement 46 % et 60 % installations de l'échantillon ayant déclaré une obligation d'hygiénisation.

4.6.2. Volume d'intrants

Figure 12 - Volume annuel d'intrants en fonction de la capacité maximale d'injection d'une capacité inférieure à 800 Nm³/h



Echantillon : 368 installations ayant renseigné leur volume annuel d'intrants, leur capacité maximale d'injection en vigueur et dont cette capacité est inférieure à 800 Nm³/h.

La figure ci-dessus présente le volume annuel d'intrants en fonction de la capacité maximale d'injection en vigueur. On observe logiquement une corrélation positive entre la taille de l'installation et le volume d'intrants, mais il demeure une certaine dispersion qui s'explique par les disparités de potentiel méthanogène des différents types d'intrants. A titre d'exemple, une installation de 300 Nm³/h utilise en moyenne 25 000 tonnes d'intrants par an. Au total, ce sont 6 967 472 tonnes d'intrants qui sont utilisées par an par les 368 installations de cet échantillon.

⁸² L'arrêté du 8 décembre 2011 établit des règles sanitaires applicables aux sous-produits animaux et produits dérivés en application du règlement (CE) n°1069/2009 et du règlement (UE) n°142/2011.

⁸³ L'arrêté du 9 avril 2018 fixe les dispositions techniques nationales relatives à l'utilisation de sous-produits animaux et de produits qui en sont dérivés, dans une unité de production de biogaz, une usine de compostage ou en compostage de proximité, et à l'utilisation du lisier. Ce texte prévoit les conditions de dérogation à la pasteurisation/hygiénisation.

⁸⁴ Pour un échantillon de 438 installations ayant indiqué ou non être soumis à une obligation d'hygiénisation de tout ou partie de leurs intrants, dont 407 installations de type agricole, 26 installations de type industriel territorial et 5 installations de type déchets ménagers et biodéchets.

Une unité de stockage peut aussi être nécessaire pour stocker les intrants et adapter leur introduction dans le méthaniseur par rapport au rythme de production ou d'achat d'intrants. Le **temps moyen de séjour déclaré dans l'unité de stockage est de 90 jours pour les installations de méthanisation agricole⁸⁵**, ce qui peut illustrer le décalage d'une saison entre la production ou l'achat des intrants et leur introduction dans le méthaniseur. A noter que la taille médiane des capacités de stockage est de 15 000 m³ pour les installations de méthanisation agricole (19 588 m³ en valeur moyenne).

Les producteurs peuvent contractualiser leur approvisionnement en intrants avec un tiers. Les données de l'audit montrent qu'une **majorité des installations de méthanisation classique (74,2 %⁸⁶) ont conclu un contrat d'approvisionnement avec un tiers pour a minima une partie de leurs intrants**. Les CIVE sont la typologie d'intrants la plus contractualisée (38 % du total des intrants contractualisés⁸⁷).

Enfin, les projets de méthanisation agricole mettent en collaboration plusieurs exploitants agricoles et il est possible pour ces différents exploitants d'entrer au capital de la société exploitante de l'unité de méthanisation. **Les données collectées montrent que 53 % des installations de méthanisation classique⁸⁸ ont au moins un fournisseur d'intrants qui participe au capital de la société détentrice de l'unité de méthanisation.**

L'utilisation de différents types d'intrants répond à des logiques aussi diverses que l'obligation réglementaire de traiter certaines matières, la disponibilité des matières, la volonté d'augmenter la production de méthane de l'installation, la stabilisation biologique ou chimique du mix ou encore l'intérêt économique des recettes pour le traitement de déchets. La composition du mix d'intrants est ainsi très dépendante de l'installation :

- pour les installations de type agricole, les principaux intrants utilisés sont les CIVE, les effluents d'élevage et les « matières végétales brutes » ;
- pour les installations de type industriel, ce sont les effluents d'élevage, les déchets industriels ainsi que les boues ;
- pour les installations de type déchets ménagers et biodéchets, le mix d'intrants est composé exclusivement de biodéchets.

La plupart des intrants font l'objet d'une collecte et d'un transport par l'exploitant agricole mais une majorité d'installations ont également conclu un contrat d'approvisionnement avec un tiers pour a minima une partie de leurs intrants (majoritairement pour les CIVE). Par ailleurs, environ la moitié des installations ont au moins un fournisseur d'intrants qui participe au capital de la société détentrice de l'unité de méthanisation.

4.7. Digestat

Le digestat produit par méthanisation doit être épandu ou traité. La démonstration de la capacité du producteur à trouver un débouché au digestat qu'il produit est contrôlée par l'administration. L'épandage sur des terres agricoles est le débouché le plus courant et le plus efficace, d'autant plus que le digestat fertilise le sol et peut se substituer à des engrais chimiques. La valorisation du digestat peut ainsi constituer une dépense évitée pour l'exploitation agricole et être traitée comme l'équivalent d'un revenu complémentaire pour l'installation de méthanisation.

L'épandage du digestat peut toutefois nécessiter l'achat d'équipements dédiés. Ces coûts d'exploitation supplémentaires sont plus importants pour les exploitations agricoles qui n'épandaient pas de matière en phase liquide, comme les effluents d'élevage, en l'absence de méthanisation. Dans les zones en excédent d'azote ou de phosphore, un traitement du digestat (séchage, séparation de phases, compostage, filtration, traitement biologique) parfois coûteux peut être nécessaire pour résorber la

⁸⁵ Pour un échantillon de 419 installations de méthanisation agricole ayant renseigné le temps de séjour des intrants.

⁸⁶ Pour un échantillon de 457 installations ayant indiqué avoir conclu un contrat d'approvisionnement avec un tiers pour une partie de leurs intrants.

⁸⁷ Pour un échantillon de 307 installations ayant complété la typologie d'intrants contractualisés.

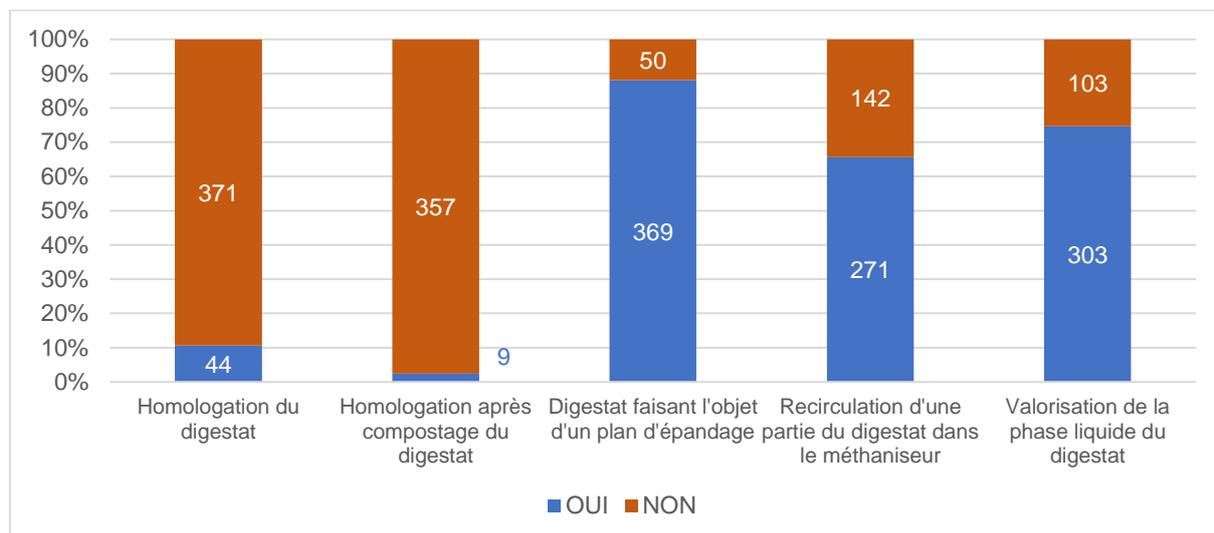
⁸⁸ Pour un échantillon de 447 installations de méthanisation classique ayant renseigné la donnée de participation des producteurs d'intrants dans le capital de la société exploitante de l'unité de méthanisation.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

concentration de ces éléments fertilisants. L'équilibre technico-économique entre la capacité de stockage et le coût associé à cette capacité est un élément déterminant pour permettre à l'exploitant d'utiliser le digestat au moment le plus opportun pour les cultures à un coût raisonnable. Les données collectées montrent que la durée moyenne du stockage du digestat est de 6 mois⁸⁹.

Figure 13 - Caractéristiques du digestat pour les installations de méthanisation agricole



Echantillon : 420 installations de méthanisation agricole ayant répondu à diverses questions ayant trait au digestat. Les échantillons considérés varient, certains déclarant n'ayant pas précisé leur réponse pour toutes les questions posées.

La figure ci-dessus présente les caractéristiques générales du digestat des installations de méthanisation agricole : une très grande majorité des installations (88 %) produit du digestat faisant l'objet d'un plan d'épandage et une part importante (75 %) tire des revenus grâce à la vente de la phase liquide du digestat. Les installations de type industriel territoriale présentent des caractéristiques similaires, avec une part plus importante d'installations (22/26) ayant précisé que le digestat produit était réutilisé dans le digesteur (digestat recirculé).

Tableau 8 - Description du digestat produit par les unités de méthanisation

	Rapport des volumes annuels entre le digestat produit et les intrants utilisés	Teneur en matières sèches (en %)	Teneur en azote (en %)
Nombre d'installations dans l'échantillon	407	363	69 ⁹⁰
Valeur moyenne	66,1 %	8,3 %	0,4 %
Valeur médiane	67,3 %	7,2 %	0,4 %

Le tableau ci-dessus illustre qu'environ deux tiers du volume de matières introduites dans le digesteur est récupéré comme digestat. De plus, la teneur en matières sèches du digestat se situe entre 5 et 10 % pour une très grande majorité des installations et la teneur en azote varie entre 0,3 % et 0,8 %.

⁸⁹ Pour un échantillon de 399 installations de méthanisation classique ayant complété la donnée de durée de séjour du digestat.

⁹⁰ La CRE prend note que le modèle de déclaration ne prévoyait pas d'unité pour la donnée associée au volume en azote dans le digestat, ce qui explique le faible taux de réponse. Les 69 installations de l'échantillon ont tout de même précisé l'unité correspondante, permettant ainsi le calcul de la teneur en azote.

Une très grande majorité des installations produisent du digestat faisant l'objet d'un plan d'épandage, et une part importante tire des revenus grâce à la vente de la phase liquide du digestat.

4.8. Consommation d'électricité

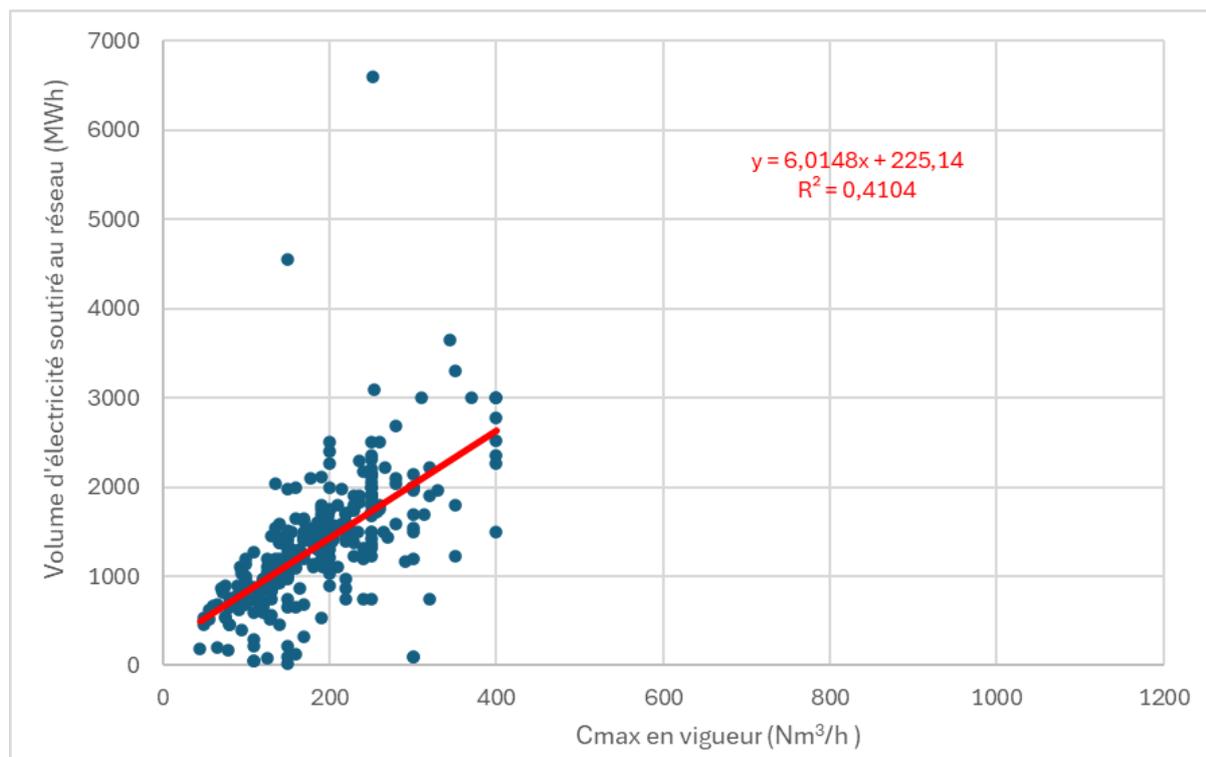
4.8.1. Corrélation entre taille des installations et consommation électrique

L'électricité consommée par les installations permet d'alimenter en priorité i) le système d'épuration, ii) le système de brassage des intrants dans le digesteur, iii) le système d'incorporation des intrants et iv) le dispositif d'hygiénisation des intrants pour les installations en ayant besoin.

La figure ci-dessous présente la répartition du volume annuel d'électricité soutiré au réseau (hors autoconsommation d'électricité donc) en fonction de la Cmax en vigueur pour les installations ayant complété ces données (chaque point représentant une installation).

Une certaine linéarité peut logiquement être observée entre le volume d'électricité soutiré et la Cmax, notamment pour les petites installations donc la capacité ne dépasse pas 400 Nm³/h (régression linéaire en rouge sur le graphique). A titre d'exemple, le volume annuel moyen d'électricité soutiré de 15 installations dont la Cmax est 200 Nm³/h est d'environ 1,6 GWh.

Figure 14 - Volume annuel d'électricité soutiré au réseau en fonction de la Cmax en vigueur

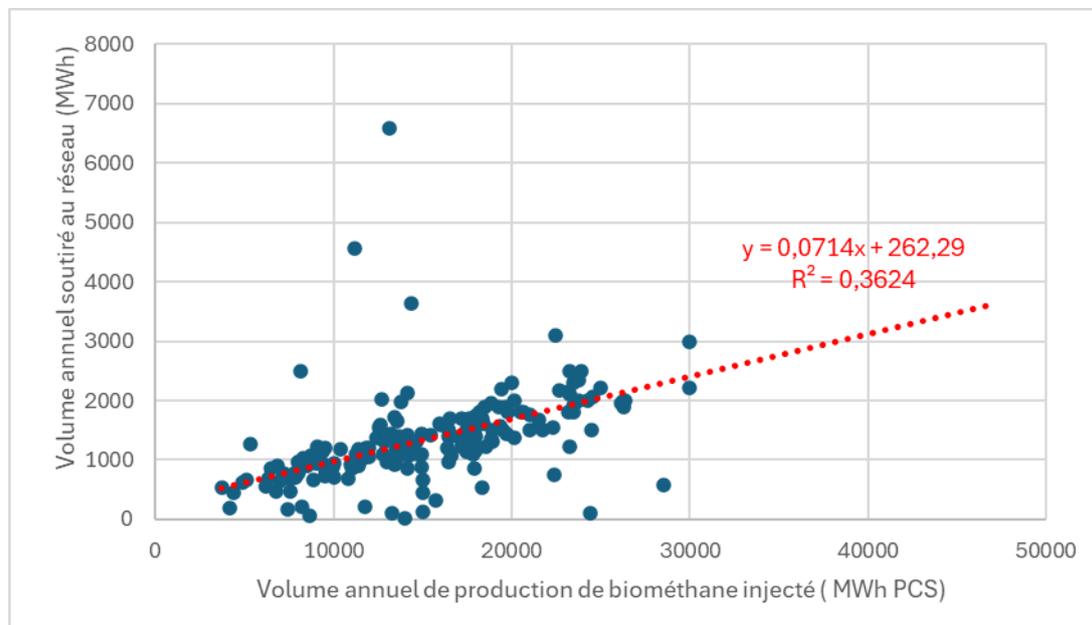


Echantillon : 323 installations dont la mise en service est intervenue entre 2012 et 2023 et pour lesquelles le volume annuel d'électricité soutiré au réseau est compris entre 2 et 8 000 MWh.

Pour des raisons de confidentialité, les installations avec une Cmax supérieure strictement à 400 Nm³/h (19 installations) n'apparaissent pas sur cette figure.

4.8.2. Efficacité énergétique des installations

Figure 15 - Volume annuel d'électricité soutiré au réseau en fonction de la production annuelle de biométhane



Echantillon : 193 installations de méthanisation classique dont la mise en service est entre 2012 et 2023, le volume annuel d'électricité soutiré au réseau est entre 20 et 7 000 MWh et pour lesquelles des données de production sont disponibles.

Pour des raisons de confidentialité, les installations avec un volume de production supérieur strictement à 30000 MWh PCS (12 installations) n'apparaissent pas sur cette figure.

Pour inciter les exploitants à maximiser leur efficacité énergétique, l'arrêté BI 2023 a introduit un rapport maximal d'électricité consommée par MWh de biométhane injecté, fixé à 15 % (i.e. 0,15 MWh d'électricité consommée pour produire 1 MWh de biométhane). Si la consommation d'électricité excède 15 % de l'énergie produite, l'arrêté prévoit une dégressivité du tarif d'achat qui dépend de l'efficacité énergétique de l'installation. Les exploitants doivent transmettre chaque année au cocontractant un bilan de la consommation d'électricité soutirée du réseau en vue de l'ajustement du tarif d'achat. Ce rapport maximal d'électricité était déjà prévu dans les arrêtés précédents (BM 2011 et BI 2020), mais aucune sanction n'était prévue en cas de dépassement. Sachant que les données ont été collectées dans le cadre de cet audit au printemps 2023, aucune installation de l'échantillon ne bénéficie d'un tarif d'achat en application de l'arrêté BI 2023 et n'est donc soumise à ce malus⁹¹.

En pratique, parmi les 193 installations de l'échantillon considéré, 186 (96 %) installations ont une consommation d'électricité inférieure à 15 % de l'énergie produite. La moyenne (respectivement médiane) du ratio entre consommation d'électricité et énergie produite est de 9,2 % (8,7 % en médiane).

Les installations ont la possibilité d'utiliser une source de production locale pour s'approvisionner en électricité et un quart des installations de méthanisation agricole⁹² déclarent, ou prévoient, d'autoconsommer au moins une part de l'électricité grâce à une source locale de production.

⁹¹ L'arrêté BI 2023 prévoit que les producteurs titulaires d'un contrat d'achat établi conformément aux précédents arrêtés tarifaires peuvent conclure un avenant à leur contrat d'achat avec leur cocontractant afin de remplacer les conditions d'efficacité énergétique devant être respectées par l'installation de production de biométhane par les nouvelles dispositions de l'arrêté BI 2023. Un seul avenant a été signé en ce sens en 2023.

⁹² Pour un échantillon de 469 installations de méthanisation agricole ayant indiqué si une partie de leur approvisionnement en électricité correspondait à une opération d'autoconsommation d'une source de production locale.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

La consommation d'électricité des installations de méthanisation est logiquement relativement proportionnelle aux volumes de production de biométhane.

Une très grande majorité respecte le critère d'efficacité énergétique fixé par les différents arrêtés tarifaires (consommation d'électricité inférieure à 15 % de l'énergie produite).

5. Analyse économique

5.1. Répartition du coût complet entre coûts d'investissement et coûts d'exploitation

Afin de permettre une meilleure comparabilité des installations entre elles, une approche normative a été adoptée pour estimer leurs coûts complets : il est ainsi considéré que toutes les installations sont mises en service en 2024, ce qui correspond à leur première année d'exploitation.

Les coûts d'investissement (ci-après CAPEX⁹³) sont supposés être engagés en 2023 et sont normalisés en fonction de la puissance installée. Les CAPEX sont calculés à partir des données renseignées par les déclarants, auxquelles l'inflation réelle a été appliquée entre l'année précédant la mise en service effective de l'installation (les CAPEX sont supposés investis en une seule fois une année avant la mise en service effective⁹⁴) et 2023.

Les charges d'exploitation (ci-après OPEX⁹⁵) sont calculées comme la somme de 15 annuités de charges actualisées sur la période 2024-2038, cette durée correspondant à celle couverte par les contrats de soutien (cf. partie 4.3 s'agissant de la durée de vie prévisionnelle des installations). Ces 15 annuités de charges sont reconstituées à partir d'une valeur de référence de coûts en €₂₀₂₃⁹⁶, correspondant à la moyenne des OPEX constatés jusqu'à 2022 (en excluant les coûts de maintenance et de GER, cf. ci-dessous), normalisés par rapport à la capacité maximale d'injection de l'installation. Le calcul de la valeur de référence n'inclut pas la période de montée en charge des installations, dont la durée est supposée inférieure à un an. Ainsi, les données d'OPEX utilisées pour calculer la valeur de référence excluent la première année d'exploitation effective. Cependant, pour les installations mises en service en 2022 et qui n'ont par conséquent déclaré de données que pour un seul exercice, la valeur de référence retenue est la valeur d'OPEX de l'année 2022. Pour ces installations, la prise en compte de la période de montée en charge diminue la part des OPEX dans les coûts complets : ces installations n'ont donc pas été incluses dans les analyses qui suivent, hormis dans le tableau ci-dessous.

Pour recomposer les 15 annuités d'exploitation, une hypothèse d'inflation de 2 % par an, une hypothèse de taux d'actualisation de 7 % et une hypothèse « moyenne »⁹⁷ de maintenance et grandes opérations de renouvellement (ci-après « GER ») normative consistant à normaliser la charge totale de maintenance et de GER en proportion de la capacité d'injection sur la durée totale d'exploitation ont été appliqués. Les modalités de construction de cette hypothèse, également utilisée dans les calculs de rentabilité des installations, sont détaillées dans l'Annexe 1 du présent rapport.

Les tableaux ci-dessous présentent ainsi la part moyenne des OPEX dans les coûts complets en fonction de l'année de mise en service et de la typologie des installations.

⁹³ La partie 5.2.1.1 précise les sous-postes pris en compte dans les CAPEX.

⁹⁴ Dans les données collectées, la plus grande partie de l'investissement est en effet généralement réalisée un an avant la mise en exploitation des installations.

⁹⁵ La partie 5.3.1 précise les sous-postes pris en compte dans les OPEX.

⁹⁶ Chaque valeur d'OPEX normalisée prise en compte dans le calcul de la valeur de référence des OPEX s'est vu appliquer l'inflation constatée entre l'année effective d'exploitation et 2023.

⁹⁷ Dans cette hypothèse « moyenne », la part des coûts de maintenance et de GER dans les OPEX est d'environ 9 % en moyenne (cf. Annexe 1).

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Tableau 9 - Part moyenne des OPEX dans les coûts complets en fonction de l'année de mise en service

Année de mise en service	Nombre d'installations considérées	Part moyenne des OPEX dans les coûts complets
2012 à 2014	4	58,1 %
2015	2	58,6 %
2016	2	60,5 %
2017	10	55,2 %
2018	13	56,7 %
2019	17	60,7 %
2020	51	58,7 %
2021	73	60,5 %
Moyenne hors mises en service en 2022	172	59,3 %
2022	42	50,2 % ⁹⁸
Moyenne avec les mises en service en 2022	214	57,5 %

Echantillon : 214 installations mises en service jusqu'en 2022 et ayant renseigné les données d'OPEX, de CAPEX et de Cmax.

Une certaine dispersion est observée dans les résultats obtenus dans le tableau ci-dessus, qui s'explique en partie par la disparité des niveaux de CAPEX et d'OPEX normalisés par la taille des installations (cf. analyse en parties 5.2.2.1 et 5.3.2.1). Dans tous les cas, aucun lien clair n'est observable entre la part des OPEX dans les coûts complet et l'année de mise en service.

Tableau 10 - Part moyenne des OPEX en fonction de la typologie d'installation

Typologies d'installation	Nombre d'installations considérées	Part moyenne des OPEX dans les coûts complets
Agricole autonome	104	60,1 %
Agricole territorial	57	57,9 %
Déchets ménagers et biodéchets	1	62,5 %
Industriel territorial	10	58,2 %

Echantillon : 172 installations mises en service jusqu'en 2021 inclus et ayant complété les données d'OPEX, de CAPEX et de Cmax.

La part des OPEX pour les installations de méthanisation classique se situe autour de 60 %, sans distinction particulièrement marquée entre les différentes typologies d'installations.

L'analyse de sensibilité sur les hypothèses utilisées pour ces calculs montre que :

- le taux d'**actualisation** influence le résultat du calcul avec une **variation relative d'environ - 1,6 points de pourcentage (pp)** sur le résultat, toutes choses égales par ailleurs. Pour des taux d'actualisation variant entre 2 et 10 %, les résultats sont compris entre 67,3 % et 54,8 % pour les installations mises en service jusqu'en 2021 inclus ;
- le taux d'**inflation** influence le résultat du calcul avec une **variation relative d'environ + 1,6 pp** sur le résultat, toutes choses égales par ailleurs. Pour des taux d'inflation variant entre 1 et

⁹⁸ La reconstitution des 15 annuités d'exploitation prend pour référence uniquement la valeur des OPEX en 2022, qui tient compte de la montée en charge des installations, d'où une part plus faible des OPEX. Les valeurs sont très dispersées pour cet échantillon. Ces installations ont été exclues des autres analyses.

5 %, les résultats sont compris entre 57,7 % et 64,1 % pour les installations mises en service jusqu'en 2021 inclus ;

- la part moyenne des OPEX, en considérant une hypothèse correspondant à l'hypothèse « haute »⁹⁹ en matière de maintenance et de GER, est de 60,2 % pour les installations mises en service jusqu'en 2021 inclus, soit **-0,9 pp** sur le résultat.

Les coûts variables semblent ainsi a priori surreprésentés dans la formule d'indexation par le coefficient L en vigueur (70 % de part variable dans les différents arrêtés tarifaires). La CRE recommande de faire baisser la part variable du coefficient L à 60 %, sans distinction par typologie d'installation.

5.2. Coûts d'investissement (CAPEX)

Les CAPEX analysés regroupent l'ensemble des dépenses d'investissement engagées, tenant ainsi compte des dépenses engagées avant la mise en service des installations et des éventuels réinvestissements survenus avant l'audit (changements d'équipements, accroissements de capacité...).

Cependant, pour une part importante des installations considérées (32,5 %), une augmentation de la capacité maximale d'injection est envisagée au cours de la durée de vie de l'installation et environ deux tiers des installations envisageant d'augmenter leur capacité maximale d'injection prévoient un réinvestissement en cours d'exploitation (ajout de membranes dans l'épurateur, d'un post-digesteur, de cuves de stockage ou remplacement de l'incorporateur). *In fine*, 21 % des installations considérées anticipent un réinvestissement pour augmentation de capacité, dont le montant estimé n'est pas pris en compte dans les analyses de la présente partie ainsi que dans la suite des analyses du rapport.

Les CAPEX sont présentés en €₂₀₂₃, de manière à prendre en compte l'inflation depuis l'engagement des dépenses d'investissement. D'après les données déclarées, la plupart des dépenses d'investissement sont réalisées un an avant la mise en service¹⁰⁰. On considère donc que l'ensemble des CAPEX sont engagés un an avant la mise en service effective des installations.

409 installations ont indiqué une valeur de CAPEX dans le cadre de l'audit. Le CAPEX moyen de ces installations est de 8,16 M€₂₀₂₃, (6,54 M€₂₀₂₃ en valeur médiane), pour une C_{max} moyenne à la mise en service de 203 Nm³/h (150 Nm³/h en valeur médiane).

5.2.1. Répartition des CAPEX par postes

Les graphiques des sous-parties suivantes présentent la répartition moyenne entre les différents postes de CAPEX par typologie d'installation. L'échantillon étudié comporte 341 installations (317 installations de type agricole autonome ou territoriale¹⁰¹, 3 de type déchets ménagers et biodéchets et 21 de type industriel territorial).

Certains producteurs ont signé un contrat dit « clé en main » pour la livraison groupée de plusieurs équipements de l'unité de méthanisation, impliquant donc l'impossibilité de distinguer les différents postes de coûts¹⁰². Ces installations ont été écartées des analyses présentées. Les installations qui présentaient une valeur nulle pour le poste digesteur et/ou le poste épurateur ont également été écartées des analyses de cette sous-partie.

⁹⁹ Dans cette hypothèse « haute », la part des coûts de maintenance et de GER dans les OPEX est de 17-19 % en moyenne en fonction du type d'installation (voir Annexe 1)

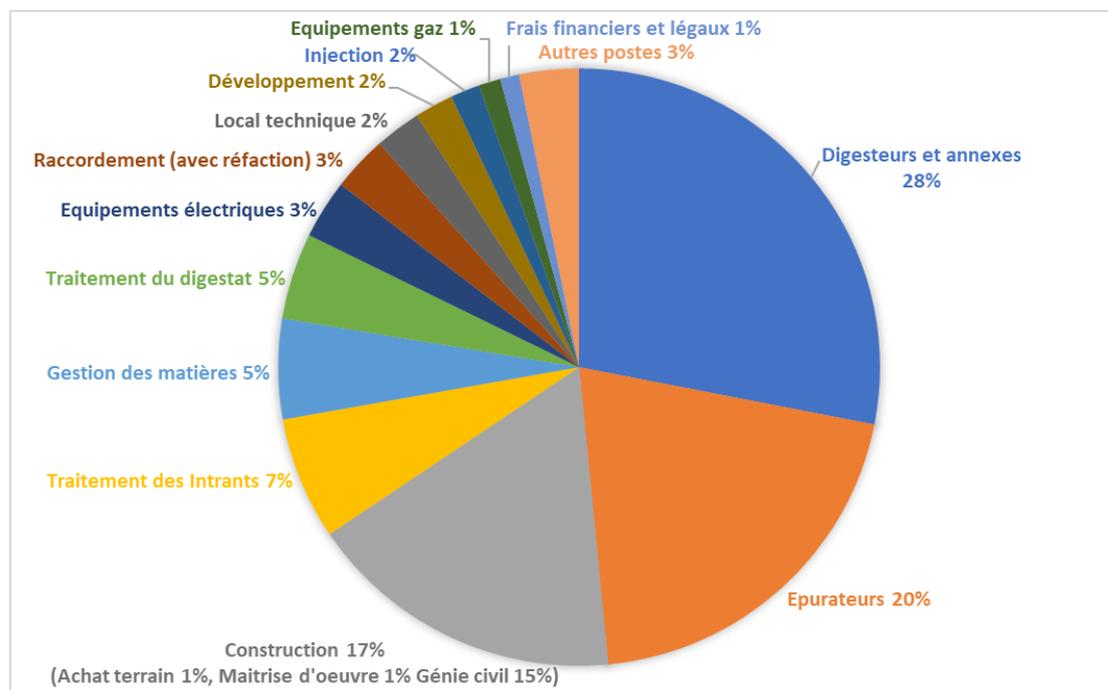
¹⁰⁰ Par ailleurs, la durée moyenne de construction des projets est de 16 mois (valeur médiane à 14 mois). Il ne semble pas y avoir de corrélation entre la taille des installations et la durée de construction.

¹⁰¹ La répartition des postes de CAPEX étant relativement similaire pour les installations de typologie agricole autonome et territoriale, ces dernières ont été regroupées au sein d'une seule et même catégorie.

¹⁰² Environ 33 % des installations ont indiqué avoir bénéficié d'une livraison clé en main (parmi les installations ayant renseigné les différents postes de CAPEX : 114/341). Cela signifie que lorsque l'installation est livrée au producteur, elle est prête à fonctionner (pas de travaux restants).

5.2.1.1. Installations de méthanisation agricole autonomes et territoriales

Figure 16 - Répartition moyenne des postes de CAPEX pour les installations de méthanisation agricole autonomes et territoriales



Echantillon : 317 installations de type agricole territoriale ou autonome ayant complété les différents postes de CAPEX et notamment à minima les postes « Digesteurs et annexes » et « Epurateurs ».

Méthode de calcul des parts : pour calculer la part moyenne de chaque poste représentée dans ce graphique, il a été calculé i) pour chaque installation la part de chaque poste de CAPEX dans l'ensemble des coûts d'investissement ii) la moyenne de toutes les parts calculées en i) pour toutes les installations.

S'agissant des installations de méthanisation agricole autonomes et territoriales, les deux postes de CAPEX principaux, représentant environ la moitié des CAPEX totaux, sont ceux relatifs à l'achat des digesteurs (et annexes, 28 %) ainsi qu'à l'achat de l'unité d'épuration (20 %).

Le poste « Construction » est le 3^e poste le plus important (17 %). Il regroupe les dépenses suivantes : l'achat du terrain (1 %), la maîtrise d'œuvre (1 %) et le génie civil (15 %)¹⁰³.

Les autres postes représentant au moins 5 % du total des CAPEX sont les suivants :

- Le poste « Traitement des intrants » (7 %) regroupe les dépenses suivantes : celles relatives au stockage des intrants (6 %) et au pré-traitement des intrants (1 %)¹⁰⁴.
- Le poste « Traitement du digestat » (5 %) regroupe les dépenses suivantes : celles relatives au stockage du digestat (4 %) et celles relatives au traitement du digestat (1 %)¹⁰⁵.
- Le poste « Gestion des matières » regroupe des dépenses diverses (télescopique, chargeur, trémies, broyeur...) et représente 5 % des CAPEX¹⁰⁶.

¹⁰³ Le poste « Achat du terrain » a été renseigné dans 286/317 déclarations, le poste « Maîtrise d'œuvre » a été renseigné dans 175/317 déclarations et le poste « Génie civil » a été renseigné dans 311/317 déclarations.

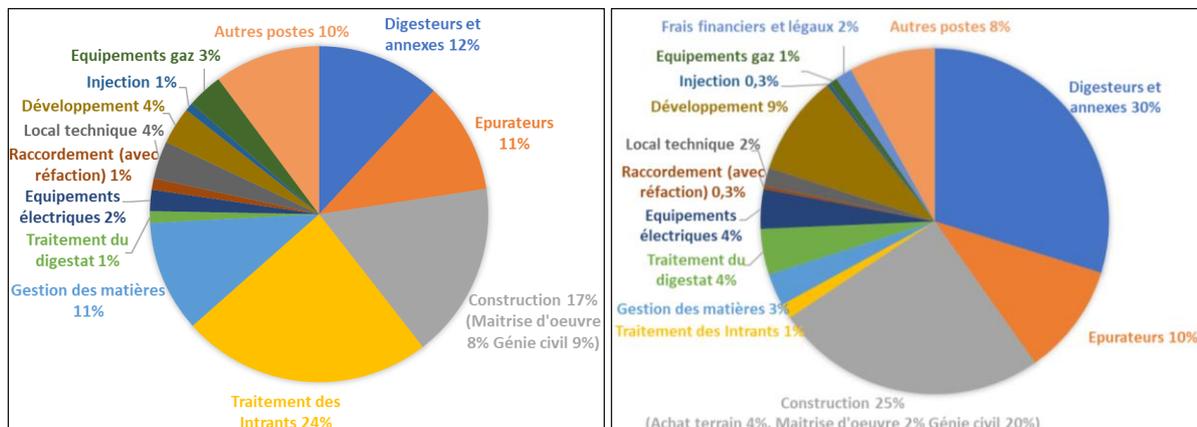
¹⁰⁴ Le poste « Stockage des intrants » a été renseigné dans 255/317 déclarations et le poste « Pré-traitement des intrants (hygiénisation...) » a été renseigné dans 43/317 déclarations.

¹⁰⁵ Le poste « Stockage du digestat » a été renseigné dans 223/317 déclarations et le poste « Traitement du digestat (séparateur de phase...) » a été renseigné dans 104/317 déclarations.

¹⁰⁶ Le poste « Gestion des matières » a été renseigné dans 266/317 déclarations.

5.2.1.2. Autres typologies d'installations

Figure 17 - Répartition moyenne des postes d'investissement pour les installations de type déchets ménagers et biodéchets (à gauche) et industrielles territoriales (à droite)



Echantillon : 3 installations de type déchets ménagers et biodéchets et 21 installations de type industriel territorial et ayant complété les différents postes de CAPEX et notamment les postes « Digesteurs et annexes » et « Epurateurs ».

Méthode de calcul des parts : pour calculer la part moyenne de chaque poste représentée dans ce graphique, il a été calculé i) pour chaque installation la part de chaque poste de CAPEX dans l'ensemble des coûts d'investissement ii) la moyenne de toutes les parts calculées en i) pour toutes les installations.

Pour les **installations de type déchets ménagers et biodéchets**, les données des trois installations composant l'échantillon sont dispersées. En effet, le poste génie civil par exemple occupe une part allant de 2 % pour une installation à 23 % pour une autre. Néanmoins, les parts de CAPEX liées au traitement des intrants (24 %) et ainsi qu'à la gestion des matières (11 %) sont bien plus importantes que pour les installations agricoles (respectivement 7 % et 5 %). Cela s'explique par l'obligation d'hygiénisation qui s'applique aux intrants utilisés pour ce type d'installation, ainsi que par la nécessité de déconditionner certains intrants, ce qui entraîne des dépenses pour des équipements supplémentaires (déconditionneur, broyeur, pompe cuve d'hygiénisation...). Par ailleurs, la part de dépenses liées au traitement du digestat (1 %) est bien moindre pour ces installations.

Les **installations de type industriel territorial** présentent une part de CAPEX liée à l'achat des digesteurs similaire à celle des installations agricoles (30 %), mais une part liée à l'achat de l'unité d'épuration (10 %) beaucoup moins importante que les installations de type agricole (28 % et 20 % respectivement). De plus, les frais de construction (25 %) et de développement (9 %) semblent également plus importants. Cela peut s'expliquer par la taille généralement plus importante des installations de type industriel territorial (pouvant induire un effet d'échelle sur le coût de l'unité d'épuration, dont les coûts représentent donc une part moins importante des CAPEX) et le fait que ces installations soient généralement situées en périphérie des agglomérations, avec un accès au foncier plus difficile et des coûts de génie civil plus importants. Les procédés de méthanisation utilisés peuvent également être plus complexes étant donné le traitement de certains effluents issus d'industries.

Les principaux postes de CAPEX pour les installations agricoles sont l'achat du digesteur (28 %) et de l'épurateur (20 %), ainsi que les coûts de construction (17 %).

Pour les installations de type déchets ménagers et biodéchets, le principal poste de CAPEX est lié au traitement des intrants (24 %). Cela peut s'expliquer par l'achat d'équipements spécifiques nécessaires pour l'hygiénisation (obligation réglementaire) et le déconditionnement des intrants utilisés.

Enfin, s'agissant des installations de type industriel territorial, le poste de coûts lié à l'achat des digesteurs présente une part équivalente à celle des installations agricoles (30 %). Le poids des coûts de construction est cependant plus important (25 %), tandis que les coûts liés à l'achat de l'épurateur présentent un poids deux fois plus faible.

La CRE constate que le poste « Construction » représente une part importante des CAPEX pour toutes les typologies d'installations. Par ailleurs, les équipements principaux (épurateur et digesteur) incluent également une part de génie civil. La CRE estime donc qu'il pourrait être envisagé d'introduire un indice

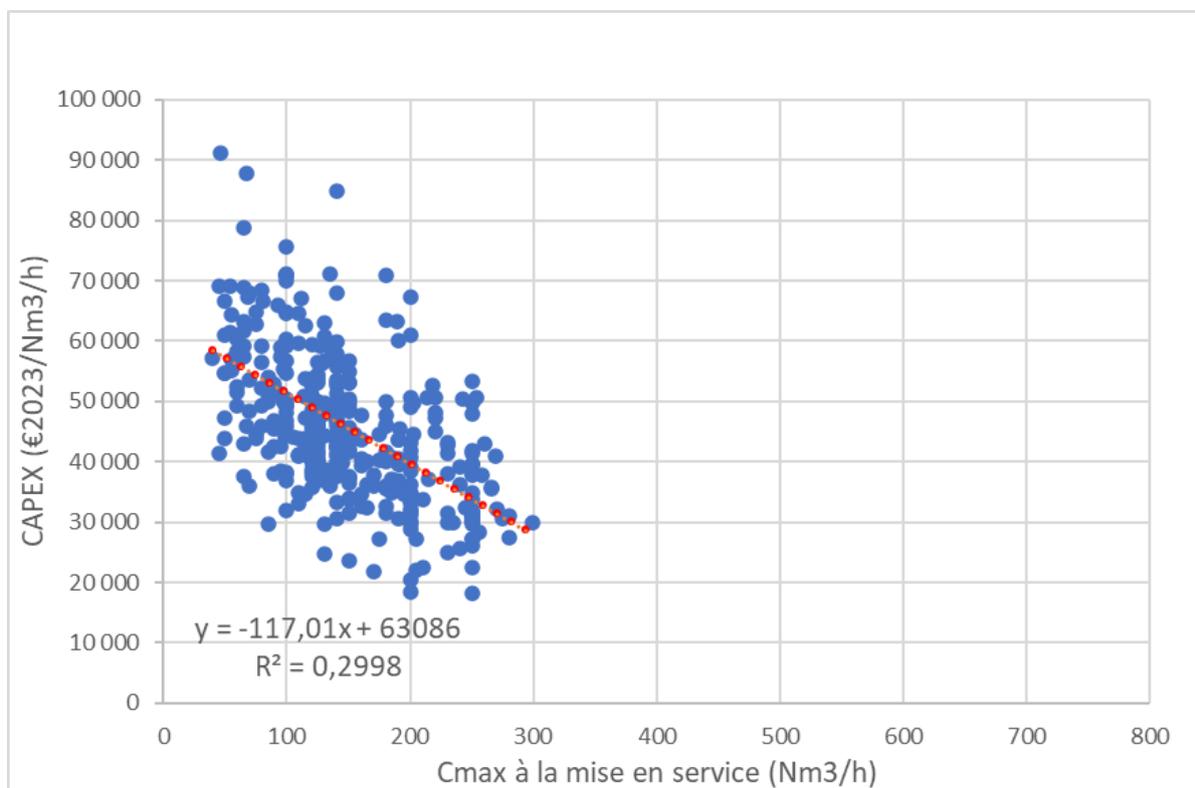
spécifique de type « génie civil » ou « BTP » dans la formule d'indexation K des tarifs d'achat, afin que cette formule puisse refléter au mieux l'évolution des coûts des installations de méthanisation.

5.2.2. Niveau des CAPEX

5.2.2.1. En fonction de la taille des installations

Le graphique ci-dessous présente les CAPEX normalisés par la Cmax des installations en fonction de leur Cmax 1) à la mise en service (€₂₀₂₃/Nm³/h) et 2) en vigueur au stade de l'exercice de déclaration.

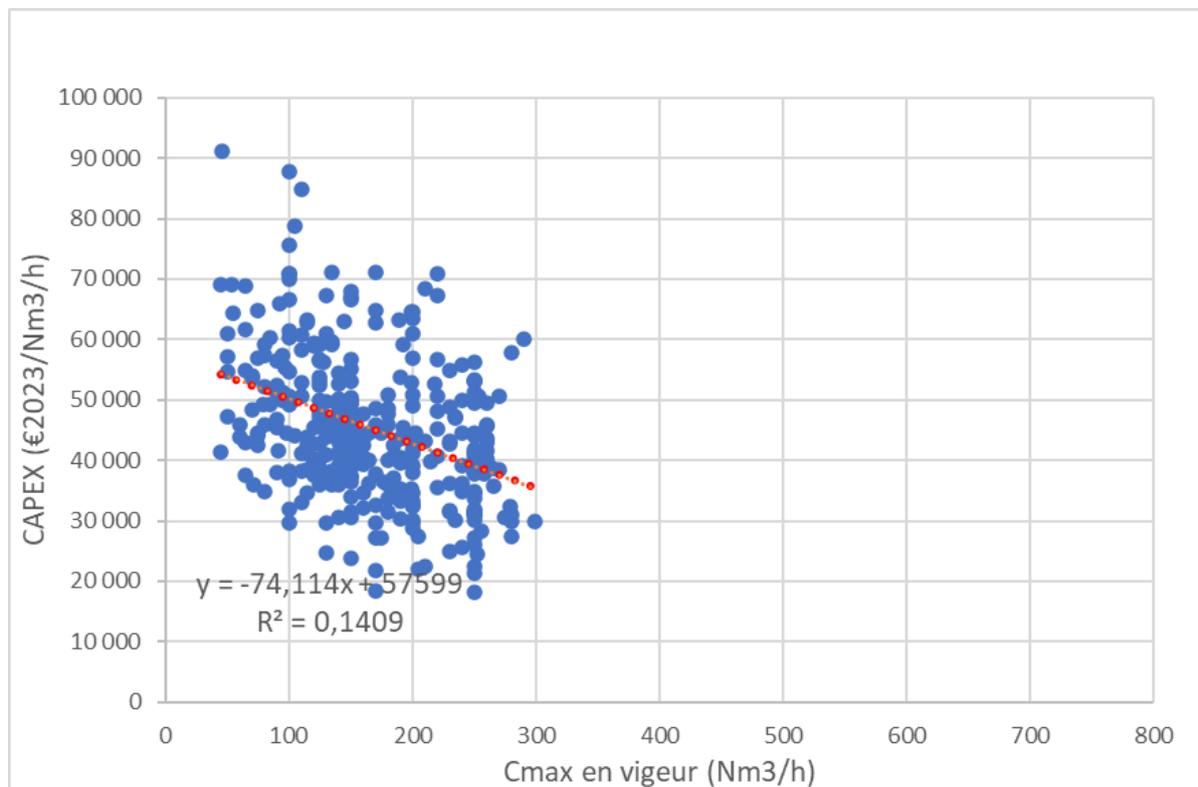
Figure 18 - CAPEX en €₂₀₂₃/Nm³/h (normalisés par rapport à la Cmax à la mise en service) en fonction de la Cmax à la mise en service



Echantillon : 404 installations ayant renseigné une valeur de CAPEX et une valeur de Cmax à la mise en service comprise entre 0 et 800 Nm³/h.

Pour des raisons de confidentialité, les installations avec une Cmax supérieure ou égale à 300 Nm³/h (49 installations) n'apparaissent pas sur ce graphe.

Figure 19 - CAPEX en €/Nm³/h (normalisés par rapport à la Cmax à la mise en service) en fonction de la Cmax en vigueur lors de l'exercice de déclaration



Echantillon : 400 installations ayant renseigné une valeur de CAPEX et une valeur de Cmax en vigueur comprise entre 0 et 800 Nm³/h.

Pour des raisons de confidentialité, les installations avec une Cmax supérieure ou égale à 300 Nm³/h (77 installations) n'apparaissent pas sur cette figure

D'après le graphique ci-dessus, des effets d'échelle peuvent être constatés s'agissant des CAPEX normalisés en €/Nm³/h, avec une relative linéarité des coûts observable pour des installations avec des Cmax comprises entre 0 et 300 Nm³/h (correspondant globalement au périmètre de l'arrêté tarifaire actuel). L'augmentation de la capacité d'une installation de 10 Nm³/h induit une baisse des CAPEX d'environ 700 à 1200 €/Nm³/h. Ces effets d'échelle semblent moins importants pour des tailles d'installations supérieures (l'échantillon correspondant est cependant relativement réduit)¹⁰⁷. Néanmoins, les données demeurent globalement dispersées¹⁰⁸.

Cette dispersion se confirme s'agissant des CAPEX en fonction de la Cmax en vigueur au stade de l'exercice de déclaration (second graphique), qui prend donc en compte les augmentations de capacité réalisées depuis la mise service.

Malgré une certaine dispersion, les données montrent qu'il existe des effets d'échelle sur les CAPEX pour les installations de taille inférieure à 300 Nm³/h.

Etant donné l'influence de la taille des installations sur les CAPEX, les sections suivantes présentent systématiquement des résultats fondés sur des données de CAPEX normalisées, en les divisant par la Cmax des installations à la mise en service.

¹⁰⁷ L'échantillon choisi ne fait pas apparaître les projets de Cmax supérieure à 800 Nm³/h, la plupart de ces installations étant en cours de construction et ayant donc déclaré des CAPEX prévisionnels. Ces installations présentent néanmoins des CAPEX prévisionnels relativement similaires aux installations de taille inférieure.

¹⁰⁸ Par exemple, pour les installations d'une Cmax égale à 200 Nm³/h, la valeur minimale de CAPEX indiquée est de 18 045 €/Nm³/h tandis que la valeur maximale indiquée est de 64 100 €/Nm³/h, soit 3,5 fois plus.

5.2.2.2. En fonction de la typologie des installations

Tableau 11 - Répartition par typologies d'installations des CAPEX moyens en €₂₀₂₃ normalisés par la Cmax à la mise en service

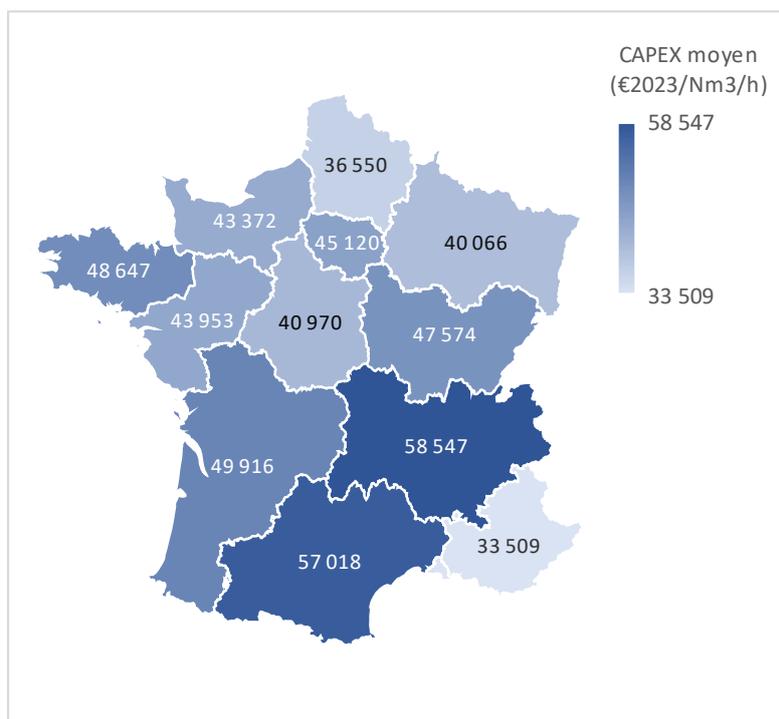
Typologie d'installation	CAPEX moyen normalisé (€ ₂₀₂₃ /Nm ³ /h)	Nombre d'installations de l'échantillon
Toutes les typologies	44 249	409
Agricole autonome	44 456	270
Agricole territorial	42 794	112
Déchets ménagers et biodéchets	63 309	4
Industriel territorial	45 593	23

Echantillon : 409 installations ayant renseigné une valeur de CAPEX et une valeur de Cmax à la mise en service.

Les CAPEX moyens normalisés par rapport à la Cmax sont similaires entre les différentes typologies d'installations, hormis s'agissant des installations de type déchets ménagers ou biodéchets, qui semblent présenter des CAPEX normalisés bien plus importants (le nombre d'installations étudiées est cependant très faible).

5.2.2.3. En fonction de la région d'implantation

Figure 20 - CAPEX moyens normalisés par la Cmax à la mise en service (€₂₀₂₃/ Nm³/h) par région



Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Tableau 12 - Nombre de projets et Cmax moyenne à la mise en service par région

Région	Nombre d'installations	Cmax Moyenne (Nm ³ /h)
Grand-Est	88	201
Hauts-de-France	64	208
Bretagne	50	109
Île-de-France	40	162
Nouvelle Aquitaine	40	180
Pays de la Loire	29	414
Centre-Val-de-Loire	25	184
Auvergne-Rhône-Alpes	24	121
Normandie	21	183
Bourgogne-Franche-Comté	15	410
Occitanie	10	241
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	3	370

Echantillon : 409 installations de type agricole territorial, agricole autonome, industriel territorial, et déchets ménagers et biodéchets ayant renseignées une valeur de CAPEX et de Cmax à la mise en service.

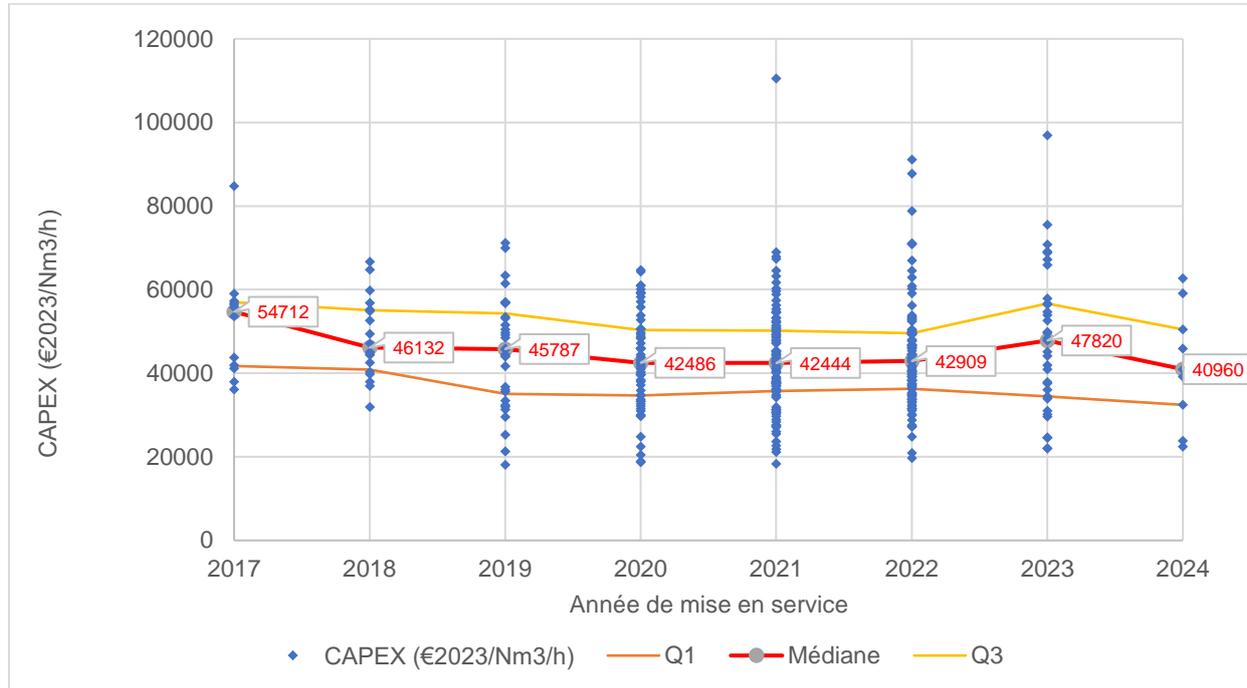
Les installations des régions Hauts-De-France, Grand-Est et Provence-Alpes-Côte-d'Azur (échantillon cependant très réduit pour cette région) présentent des CAPEX moyens normalisés par la Cmax moins élevés que dans les autres régions. Les régions Haut-De-France et Grand-Est sont celles qui totalisent le plus grand nombre de projets ainsi qu'un nombre de projets de taille moyenne plus important que la plupart des autres régions. Les projets implantés dans ces régions sont en théorie plus susceptibles de bénéficier de la standardisation des coûts et d'effets d'échelle sur les CAPEX (cf. partie 5.2.2.1). Par ailleurs, les disparités régionales pourraient aussi s'expliquer par les types d'intrants utilisés dans les différentes régions (les intrants les moins méthanogènes peuvent nécessiter des infrastructures plus grandes pour des capacités d'injection similaires à celles utilisant des intrants plus méthanogènes, conduisant à une hausse des CAPEX), ainsi que par des problématiques d'accès au réseau de gaz naturel.

Les CAPEX moyens normalisés par rapport à la Cmax diffèrent en fonction de la région d'implantation, s'avérant en particulier moins élevés dans les Hauts-De-France et dans le Grand-Est, régions comportant le plus grand nombre de projets.

5.2.3. Evolution des CAPEX en fonction de l'année de mise en service

Le graphique ci-dessous présente les CAPEX normalisés en €/2023/Nm³/h d'un échantillon d'installations en fonction de leur année de mise en service. Les données des installations 1) mises en service jusqu'en 2016 inclus (échantillon réduit de 18 installations), 2) mises en service prévisionnellement à partir de 2025 (4 installations) ou 3) n'ayant pas précisé de date de mise en service prévisionnelle (9 installations) ne sont pas présentées.

Figure 21 - Evolution des CAPEX normalisés (€₂₀₂₃/Nm³/h) et de leur dispersion en fonction de l'année de mise en service des installations¹⁰⁹



Echantillon : 378 installations ayant renseignées une valeur de CAPEX et une date de mise en service comprise entre 2017 et 2024 (inclus), dont 12 installations mises en service en 2017, 18 en 2018, 32 en 2019, 62 en 2020, 106 en 2021, 106 en 2022, 33 en 2023, 9 en 2024. Les données correspondant aux installations mises en service en 2024 et à une partie des installations mises en services en 2023 sont des données prévisionnelles déclarées par des installations en projet dans le cadre de l'audit.

La figure ci-dessus met en avant une certaine tendance baissière de la médiane des CAPEX (courbe rouge) entre 2017 et 2022. Cela peut s'expliquer par l'industrialisation de la filière et la standardisation des unités de méthanisation, ainsi que par les améliorations technologiques dues au nombre important de mises en service durant cette période. Un resserrement de la dispersion des CAPEX sur les années 2020 à 2022 est également observable, ce qui peut s'expliquer par le nombre plus important de valeurs mais également par un effet de standardisation. Par ailleurs, comme le montre le Tableau 3 présenté en partie 4.1, la taille moyenne des projets n'a pas connu de hausse au cours du temps : ainsi la baisse tendancielle évoquée jusqu'en 2022 des niveaux de CAPEX normalisés ne semble pas liée à des effets d'échelle.

S'agissant des installations mises en service en 2023, une hausse considérable des CAPEX peut être observée (+11,4 % en valeur médiane entre 2022 et 2023), a priori causée par la conjoncture économique (la dispersion des CAPEX est par ailleurs plus importante).

Les données prévisionnelles concernant les installations dont la mise en service est prévue en 2024 semblent montrer une baisse des CAPEX (- 14,3 % en valeur médiane entre 2023 et 2024), qui pourrait laisser présager un retour progressif aux niveaux de coûts observés avant la crise. Toutefois, les données considérées peuvent être en partie prévisionnelles et ne portent que sur un nombre réduit d'installation (9 installations).

¹⁰⁹ Ce graphique présente un résumé des données en trois chiffres : premier quartile (Q1), médiane et troisième quartile (Q3). Chaque point bleu représente une installation.

Les données montrent une tendance à la baisse des valeurs de CAPEX pour des mises en services entre 2017 et 2021 (-6 % par an en moyenne), ainsi qu'un resserrement de la dispersion des valeurs, ce qui semble témoigner d'une certaine industrialisation et standardisation de la filière. Cette baisse est suivie d'une hausse pour les mises en service en 2023 (+11 % en valeur médiane) liée au contexte inflationniste en période de crise, puis d'une nouvelle baisse pour les mises en service prévisionnelles en 2024 (-14 % en valeur médiane, échantillon réduit cependant).

5.2.4. Focus sur les coûts de raccordement

Lorsqu'un zonage de raccordement (cf. partie 2.2.1 du rapport) a été validé par la CRE, les opérateurs de réseaux sont en mesure de préciser aux porteurs de projets qui en font la demande l'ensemble de leurs conditions de raccordement et d'injection (au travers de l'étude détaillée en distribution et de l'étude de faisabilité en transport).

Sous réserve du respect du plafond du ratio I/V, le zonage, une fois validé, rend les ouvrages de renforcement éligibles à une mutualisation dans les tarifs des opérateurs concernés. Sur la base des données collectées, 76 installations ont déclaré que des travaux de renforcement du réseau ont été nécessaires pour raccorder l'installation de production, tandis que 297 ont déclaré que non (le reste des installations n'a pas précisé cette information).

Certaines installations sont également éligibles à la réfaction des coûts de raccordement, c'est-à-dire qu'une partie de leurs coûts de raccordement est prise en charge via les tarifs d'utilisation des réseaux (cf. partie 2.2.1). Sur la base des données collectées, 309 installations ont déclaré être éligibles à la réfaction, 93 ont déclaré ne pas l'être (le reste des installations n'a pas précisé cette information). Le taux moyen de réfaction est de 42 % pour les installations éligibles, c'est-à-dire que 42 % de leurs coûts de raccordement sont pris en charge via les tarifs d'utilisation des réseaux.

En tenant compte des informations renseignées sur l'éligibilité à la réfaction et sur les taux de réfaction effectifs, ainsi que des informations renseignées sur les coûts de raccordement (échantillon précisé sous le tableau suivant) :

- le coût moyen du raccordement, en tenant compte de la réfaction, est de 1 757 €₂₀₂₃/Nm³/h (à la charge du producteur), ce qui représente en moyenne 3,8 % des CAPEX totaux ;
- le coût moyen du raccordement, sans tenir compte de la réfaction serait de 3 597 €₂₀₂₃/Nm³/h, ce qui représenterait en moyenne 7,2 % des CAPEX totaux.

Tableau 13 - Coût moyen du raccordement avec et sans réfaction en €₂₀₂₃ et en €₂₀₂₃/Nm³/h en fonction du réseau auquel l'installation est raccordée

Type de raccordement	Coût moyen du raccordement avec réfaction (€ ₂₀₂₃)	Coût moyen du raccordement sans réfaction ((€ ₂₀₂₃))	Coût moyen du raccordement avec réfaction ((€ ₂₀₂₃ /Nm ³ /h))	Coût moyen du raccordement sans réfaction ((€ ₂₀₂₃ /Nm ³ /h))	Cmax moyenne à la mise en service (Nm ³ /h)
Transport	381 131	681 710	1 401	2 248	294
Distribution	208 359	429 446	1 664	3 447	162
Non précisé	251 643	565 251	2 277	4 958	131
Total	241 785	493 567	1 757	3 597	174

Echantillon : 256 installations ayant complété les données concernant les coûts de raccordement et ayant renseigné une valeur de Cmax à la mise en service.

Le tableau ci-dessus montre que le coût moyen du raccordement rapporté à la taille des installations est en moyenne plus élevé pour les installations raccordées au réseau de distribution. Etant donné qu'en moyenne les installations raccordées au réseau de transport sont de taille plus importante que celles raccordées au réseau de distribution, cela montre que les installations bénéficient probablement d'effets d'échelle concernant les coûts de raccordement.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Par ailleurs, les taux de réfaction moyens pour les installations éligibles sont similaires selon le réseau concerné (44 % en moyenne pour les installations raccordées au réseau de distribution contre 47 % pour celles raccordées au réseau de transport).

Tableau 14 - Evolution des montants globaux des coûts de raccordement (ouvrages propres et ouvrages communs avec la part payée par les producteurs et les montants réfactés)¹¹⁰

M€ courants	2021	2022	2023 ¹¹¹
Raccordement biométhane	74,0	72,5	68,0
Participations producteurs	42,6	33,0	28,2
Montant réfacté	31,4	39,0 ¹¹²	39,4
Part du montant réfacté	42 %	54 %	58 %

Le tableau ci-dessus montre que les coûts de raccordement (M€) ont légèrement diminué entre 2021 et 2023, tandis que le montant réfacté a augmenté sur la même période, d'où une hausse de la part de réfaction des coûts de raccordement entre 2021 et en 2023. Celle-ci s'explique par l'augmentation de la part maximale de réfaction possible pour les projets raccordés au réseau de transport ainsi qu'à certains réseaux de distribution (cf. partie 2.2.1).

La réfaction sur les coûts de raccordement permet une diminution significative des coûts de raccordement (- 40-60 %), qui représentent en moyenne 7 % des CAPEX totaux sans réfaction et 4 % avec réfaction.

5.3. Charges d'exploitation (OPEX)

273 installations de méthanisation classique ont indiqué une valeur d'OPEX. Les OPEX moyens annuels de ces installations sont de 1,02 M€₂₀₂₃, pour une Cmax moyenne à la mise en service de 179 Nm³/h.

5.3.1. Répartition des OPEX par postes

Le modèle de déclaration élaboré par la CRE ventile les OPEX en 17 postes, dont certains ont été regroupés à des fins de lisibilité de la structure de coûts (cf. graphique ci-dessous¹¹³). A des fins de précisions, il convient de noter que :

- le poste « Gestion des matières » rassemble les coûts liés à la gestion des intrants ainsi que du digestat. Les données de l'échantillon montrent que les coûts sont équilibrés entre la gestion des matières pour les instants et pour le digestat¹¹⁴ ;

¹¹⁰ Les données proviennent des différents gestionnaires de réseaux de gaz naturels (GRT Gaz et Teréga pour le réseau de transport, et GRDF pour les réseaux de distribution), à l'exception des ELD qui gèrent le raccordement au réseau de distribution de gaz naturel sur leur territoire.

¹¹¹ Trajectoire prévisionnelle transmise à mi-2023.

¹¹² L'écart de 0,5 M€ entre le montant réfacté présenté ici (39,0) et la différence entre le coût du raccordement biométhane et la participation des producteurs (72,5 – 33,0 = 39,5) provient des données transmises par les gestionnaires de réseau.

¹¹³ Le poste de coûts liés à la cession interne de cultures et de sous-produits ne concernant qu'une faible proportion des installations (14 installations sur 294 en 2023), il n'a pas été représenté dans la figure suivante afin de ne pas biaiser la répartition des coûts de la majorité des installations.

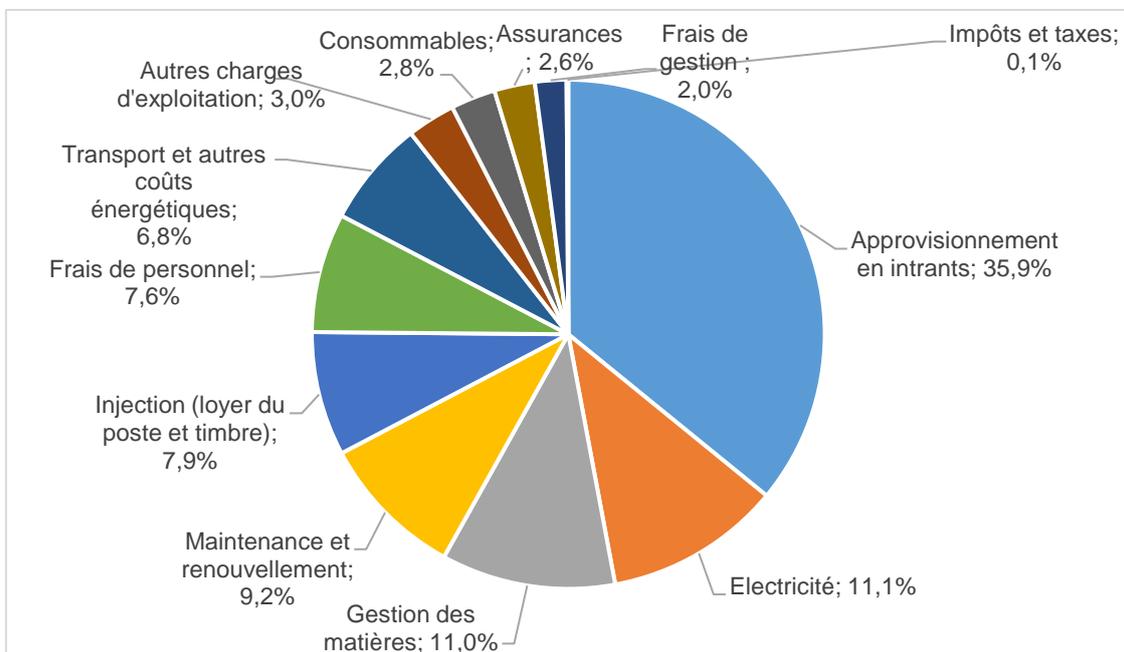
¹¹⁴ Pour les installations agricoles, des équipements spécifiques comme un broyeur, un système de prémix, ou un déconditionneur, peuvent être nécessaires pour adapter l'état des intrants à l'insertion dans le méthaniseur. Ces équipements d'incorporation, qui dépendent des typologies d'intrants utilisées, peuvent engendrer des coûts supplémentaires par leur achat initial et leur entretien, qui dans certains cas comme celui des pièces d'agitation des systèmes de broyage ou de prémix, doit être très fréquent. Les entreprises spécialisées dans la gestion des équipements de production avec lesquelles la CRE a pu échanger dans le cadre de cet audit ont en effet évoqué des besoins d'entretien très fréquents, allant jusqu'à plusieurs fois par an, pour les installations utilisant une grande part d'intrants agricoles et pouvant nécessiter des changements récurrents de pièces (par exemple l'agitateur).

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

- le poste « Transports et autres coûts énergétiques » rassemble les coûts liés au transport externe des intrants ainsi que les autres coûts énergétiques liés à la production de biométhane. Le transport externe des intrants représente plus de 75 % de ce poste de coûts agrégé ;
- le poste « Injection » rassemble les coûts liés au paiement du loyer du poste d'injection ainsi qu'au paiement du timbre d'injection. La part liée au loyer du poste d'injection est en moyenne deux fois plus élevée que celle du timbre d'injection dans ce poste de coûts agrégé ;
- le poste « Consommables » fait référence aux consommables utilisés dans le processus d'épuration (charbon actif par exemple) ainsi que ceux utilisés pour l'odorisation du gaz ;
- le poste « Taxes » rassemble l'ensemble des taxes dont la CFE¹¹⁵, la CVAE¹¹⁶, la C3S¹¹⁷, la taxe foncière et d'éventuelles autres taxes dont la nature n'a pas été précisée par les producteurs.

Figure 22 - Répartition des postes d'OPEX pour les projets de méthanisation classique (valeurs médianes)¹¹⁸



Echantillon : 289 installations de méthanisation classique ayant au moins complété un poste de la décomposition de leurs OPEX pour une année entre 2010 et 2023 inclus, dont 192 installations de typologie agricole autonome, 76 de typologie agricole territoriale, 1 de typologie déchets ménagers et biodéchets, 20 de typologie industrielle territoriale.

Méthode de calcul des parts : pour calculer la part médiane de chaque poste représentée dans ce graphique, il a été calculé i) pour chaque installation, pour chaque année, la part de chaque poste d'OPEX dans l'ensemble des charges d'exploitation, ii) la médiane de toutes les parts calculées en i) pour toutes les installations sur toutes les années. Les pourcentages sont ensuite ramenés en base 100.

¹¹⁵ CFE : la cotisation foncière des entreprises est un impôt local annuel dû par tout professionnel (entrepreneur individuel ou société) exerçant une activité professionnelle non salariée. Elle est assise sur la seule valeur locative des biens passibles de la taxe foncière et constitue l'une des deux composantes de la contribution économique territoriale (CET).

¹¹⁶ CVAE : la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises est un impôt local annuel dû par les entreprises dont le chiffre d'affaires excède le seuil mentionné au I de l'article 1586 ter du code général des impôts. Elle est assise sur la valeur ajoutée produite par l'entreprise et constitue l'une des deux composantes de la contribution économique territoriale (CET).

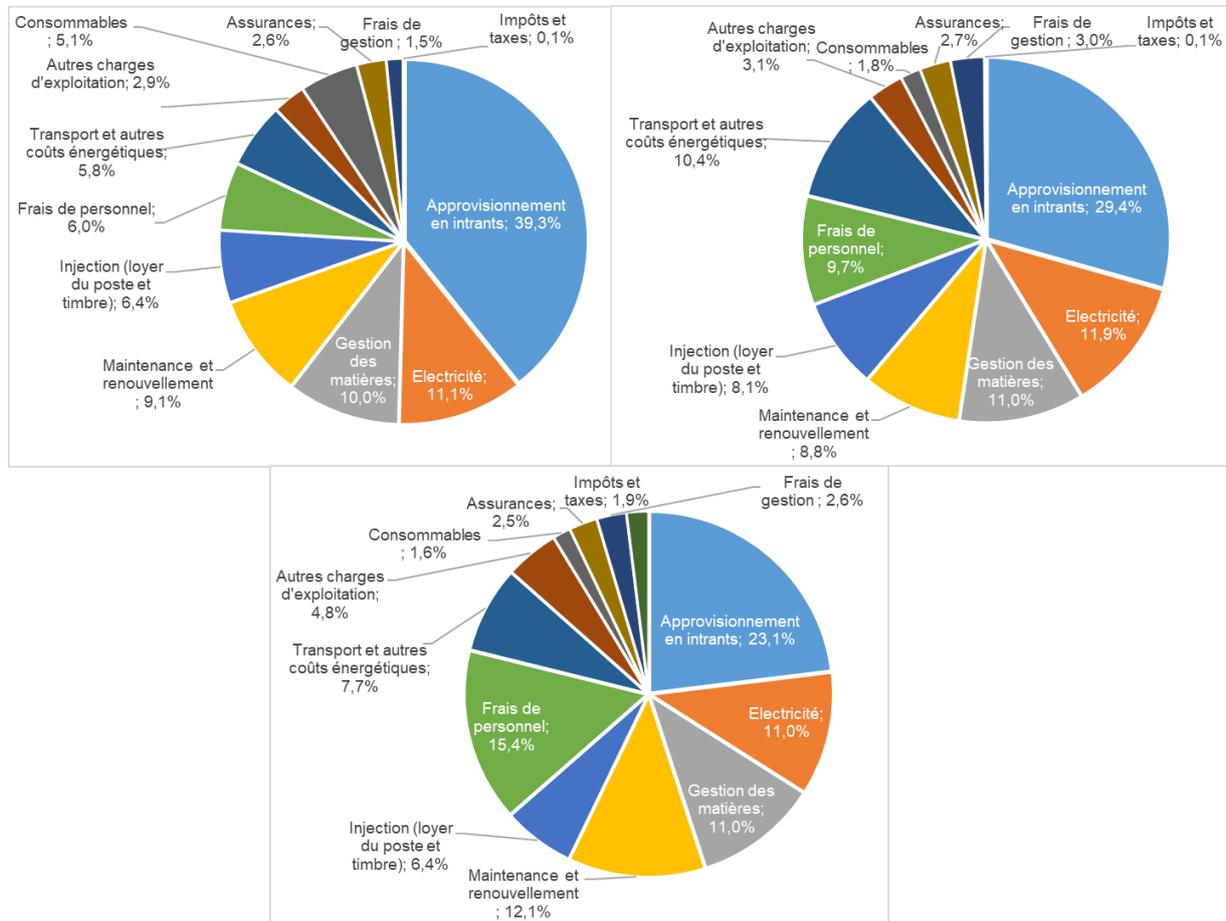
¹¹⁷ C3S : la contribution sociale de solidarité des sociétés est due par toute entreprise qui réalise un chiffre d'affaires hors taxes supérieur à 19 millions d'euros. Elle est assise sur le chiffre d'affaires de l'entreprise. Perçue par un organisme de Sécurité sociale, elle est destinée à financer certains régimes de protection sociale des non-salariés.

¹¹⁸ Le graphique se base sur des valeurs médianes et non des valeurs moyennes afin de mieux rendre compte de la répartition par poste : en effet les valeurs moyennes prenaient en compte des valeurs parfois extrêmes remplies pour certains postes.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Figure 23 - Répartition des postes d'OPEX pour les projets de méthanisation agricole autonome en haut à gauche, agricole territoriale en haut à droite et industrielle territoriale en bas (en valeur médiane) ¹¹⁹



Echantillon : 288 installations ayant au moins complété un poste de la décomposition de leurs OPEX pour une année entre 2010 et 2023 inclus, dont 192 de type agricole autonome, 76 de type agricole territorial et 20 de type industriel territorial.

Méthode de calcul des parts : pour calculer la part médiane de chaque poste représentée dans ce graphique, il a été calculé i) pour chaque installation, pour chaque année, la part de chaque poste d'OPEX dans l'ensemble des charges d'exploitation, ii) la médiane de toutes les parts calculées en i) pour toutes les installations sur toutes les années. Les pourcentages sont ensuite ramenés en base 100.

La répartition présentée ci-dessus tient compte des valeurs communiquées par les déclarants sur les années d'exploitation écoulées ou en cours au moment de l'audit, c'est à dire jusqu'en 2023 inclus, et non des coûts futurs prévisionnels communiqués par une partie des producteurs du panel.

Les principaux postes de coûts qui ont été renseignés¹²⁰ sont :

- le poste de coûts liés à l'**approvisionnement en intrants** représente la part la plus importante des OPEX (36 %). Pour les installations de type industriel territorial, qui utilisent des types d'intrants différents des installations agricoles, la part de ce poste est bien plus faible (23 % des OPEX) ;

¹¹⁹ Ces graphiques présentent le poids de chaque poste comme étant la médiane de la part de chaque poste pour toutes les années d'exploitation et toutes les installations de l'échantillon, à l'instar du précédent graphique qui concerne toutes les typologies confondues.

¹²⁰ Sur les 288 installations ayant au moins complété un poste de la décomposition de leurs OPEX pour une année entre 2010 et 2023 inclus, entre 191 et 254 installations ont renseigné chacun des postes d'OPEX. Les proportions indiquées correspondent au nombre d'installations ayant complété au moins une fois ce poste de charge sur données constatées (jusqu'en 2023) divisé par le nombre total d'installations ayant complété au moins un poste de coûts sur cette période.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

- le poste de coûts liés à la **consommation d'électricité** représente 11 % des OPEX en valeur médiane ;
- le poste de coûts liés à la **gestion des matières** représente 11 % des OPEX en valeur médiane ;
- le poste de coûts liés à la **maintenance et aux opérations de renouvellement (GER)** représente 9 % des OPEX en valeur médiane. Ce poste est composé de deux sous-postes liés respectivement aux charges de maintenance et aux GER, qui concernent des opérations de changement d'équipements ;
- le poste de coûts lié à l'**injection** du biométhane sur le réseau représente 8 % des OPEX en valeur médiane ;
- le poste de coûts lié aux **frais de personnel** représente 8 % des OPEX (médiane). Cette part est relativement variable selon la typologie d'installation, se portant à 6 % pour les installations de type agricole autonome, 10 % pour les installations de type agricole territorial et 15 % pour les installations de type industriel territorial. Le fait que les parts soient plus faibles pour les installations agricoles pourrait s'expliquer par une distinction complexe entre l'activité agricole et l'activité de méthanisation pour ces installations, pouvant éventuellement conduire à sous-estimer le coût de la main d'œuvre ;
- le poste de coûts lié aux transports et autres coûts énergétiques représente 7 % des OPEX en valeur médiane.

La répartition des OPEX entre les différents postes est plus homogène entre les différentes typologies d'installations par rapport aux CAPEX, mais avec des disparités importantes s'agissant des postes correspondant à l'approvisionnement en intrants et aux frais de personnel. Le coût de l'approvisionnement en intrants, par ailleurs relativement corrélé à leur pouvoir méthanogène, semble plus élevé pour les installations agricoles, au contraire des frais de personnel qui semblent moins élevés pour ces installations.

Les principaux postes d'OPEX sont globalement l'approvisionnement en intrants (25-40 % selon la typologie), la consommation d'électricité, la gestion des matières et la maintenance (environ 10 % pour chacun de ces postes de coûts) ainsi les frais de personnel (5-15 % selon la typologie).

5.3.2. Niveau des OPEX

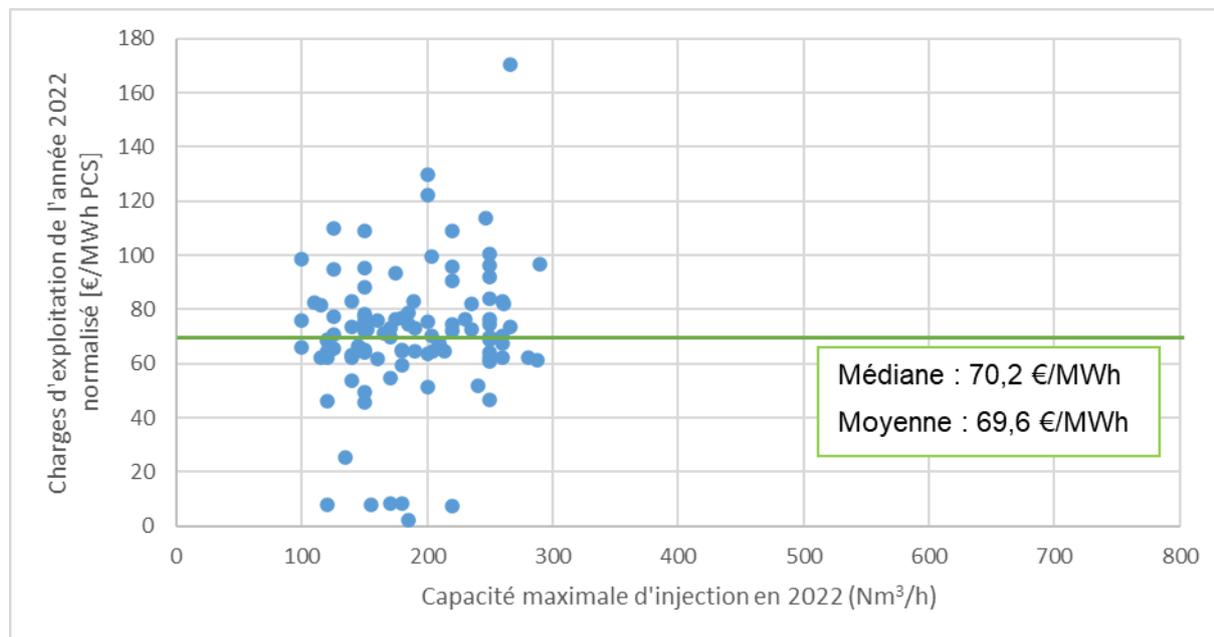
5.3.2.1. En fonction de la taille des installations

La présente sous-partie vise à présenter la répartition des OPEX (normalisés par la production, les OPEX étant globalement proportionnels aux volumes de production de biométhane, cf. en Annexe 1) en fonction de la capacité maximale d'injection des installations.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Figure 24 - OPEX normalisés par l'énergie produite des installations de méthanisation classique lors de l'année 2022, en fonction de la capacité maximale d'injection



Echantillon : 138 installations de méthanisation classique mises en service entre 2013 et 2021 dont les données de production, de capacité maximale d'injection et d'OPEX ont été renseignées pour l'année 2022.

Pour des raisons de confidentialité, les installations avec une C_{max} inférieure à 100 Nm³/h (16 installations) ainsi que supérieure ou égale à 300 Nm³/h (20 installations) n'apparaissent pas sur cette figure.

Les valeurs moyenne et médiane des OPEX normalisés par la production en 2022 sont respectivement de 69,6 €/MWh PCS et 70,2 €/MWh PCS pour l'échantillon étudié. Environ 70 % des valeurs d'OPEX sont comprises dans un intervalle de +/- 20 €/MWh autour de la valeur moyenne (entre 50 et 90 €/MWh PCS).

Les données d'OPEX collectées ne font pas apparaître de manière claire d'effets d'échelle.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

5.3.2.2. En fonction de la typologie des installations

Tableau 15 - Valeurs médianes des postes d'OPEX normalisés par la production pour l'année 2022 (€₂₀₂₂/MWh) selon la typologie d'installation

	Agricole autonome	Agricole territorial	Industriel territorial	Déchets ménagers et biodéchets
Approvisionnement en intrants	30,74	25,13	20,90	-
Electricité	8,27	8,29	9,03	-
Gestion des matières	7,65	8,29	10,92	-
Maintenance et renouvellement	6,76	6,28	18,71	-
Injection (loyer du poste et timbre)	4,44	5,48	6,39	-
Frais de personnel	4,11	5,95	17,35	-
Transport et autres coûts énergétiques	3,95	5,16	7,90	-
Autres charges d'exploitation	1,28	2,55	8,28	-
Consommables	1,68	2,05	1,70	-
Assurances	1,87	1,81	2,34	-
Frais de gestion	0,86	1,38	1,35	-
Impôts et taxes	0,04	0,08	2,14	-
Médiane du total des OPEX¹²¹	71,06	70,13	99,71	96,96

Echantillon : 228 installations ayant renseigné au moins un poste d'OPEX, dont 157 de typologie agricole autonome, 53 de typologie agricole territoriale, 17 de typologie industrielle territoriale et 1 de typologie déchets ménagers et biodéchets. Le sous-détail par poste des résultats pour l'installation de typologie déchets ménagers et biodéchets n'est pas présenté.

Le tableau ci-dessus présente la valeur médiane de chaque poste d'OPEX et des OPEX totaux en 2022 en €₂₀₂₂/MWh en fonction de la typologie d'installation. Les OPEX des installations de type industriel territorial sont largement plus élevés (autour de 100 €₂₀₂₂/MWh) que ceux des installations agricoles (autour de 70,0 €₂₀₂₂/MWh), notamment en raison de niveaux de frais de maintenance et de frais de personnel plus élevés¹²².

Les OPEX annuels des installations de type industriel territorial sont plus élevés que ceux des installations agricoles (de l'ordre de + 40 %), notamment en raison de frais de maintenance et de personnel plus élevés.

¹²¹ La somme des médianes des postes d'OPEX ci-dessus est égale à 71,66 €/MWh pour les installations agricoles autonomes, 72,44 €/MWh pour les installations agricoles territoriales et 107,1 €/MWh pour les installations industrielles territoriales. La médiane du total des OPEX présentée ici en diffère, étant calculée sur la base du total des OPEX à la maille de chaque installation.

¹²² Pour les exploitations agricoles, la distinction des frais de personnels entre l'activité agricole et l'activité de méthanisation peut s'avérer complexe. Il est donc possible que certains frais de personnel soient sous-estimés.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

5.3.2.3. En fonction de la région d'implantation

Cette sous-partie présente les données médianes d'OPEX de l'année 2022 par région d'implantation, en précisant le nombre d'installations de l'échantillon pour chaque région.

Figure 25 - OPEX médians normalisés par rapport à l'énergie produite en 2022 selon la région d'implantation (données en violet : régions avec moins de 10 installations dans l'échantillon)

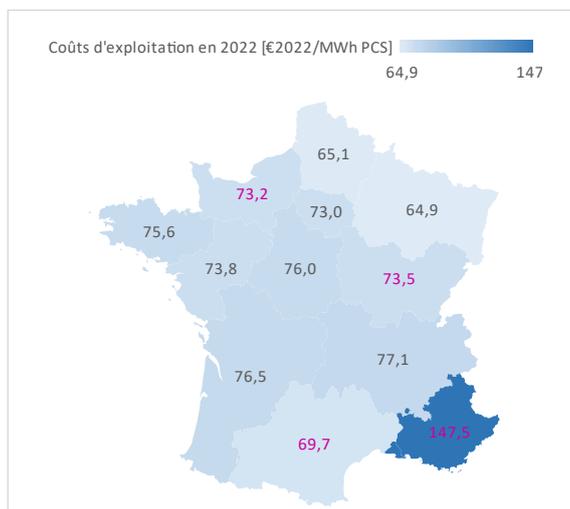


Tableau 16 - Nombre de projets et OPEX médians en 2022 par région

Régions	Nombre d'installations	OPEX médians en 2022 (€ ₂₀₂₂ /MWh)
Auvergne-Rhône-Alpes	13	77,1
Bourgogne-Franche-Comté	4	73,5
Bretagne	20	75,6
Centre-Val-de-Loire	10	76,0
Grand-Est	32	64,9
Hauts-de-France	30	65,1
Île-de-France	16	73,0
Normandie	4	73,2
Nouvelle Aquitaine	14	76,5
Occitanie	5	69,7
Pays de la Loire	10	73,8
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	1	147,5

Echantillon : 159 installations mises en service avant 2022, ayant renseigné leur région d'implantation et ayant complété les données d'OPEX pour l'année 2022.

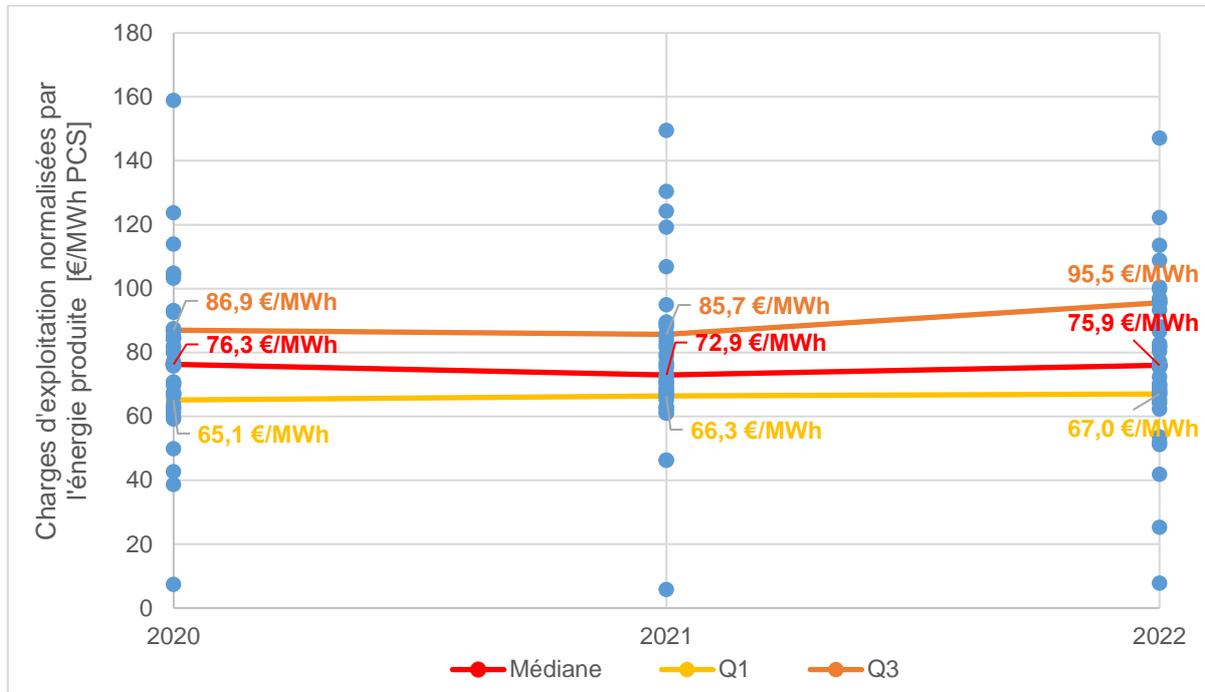
Le nombre d'installations étant très différent par région, les données de la figure ci-dessus ne permettent pas de rendre compte de façon précise des disparités entre les régions, en particulier s'agissant des régions Provence-Alpes-Côte-d'Azur (1 installation), Normandie (4 installations) et Bourgogne-Franche-Comté (4 installations).

Les OPEX sont relativement homogènes en fonction des régions d'implantation (avec une seule installation incluse dans l'échantillon, le résultat pour la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur n'est pas représentatif).

5.3.3. Evolution des OPEX

L'évolution des OPEX est représentée ci-après entre 2020 et 2022, pour un échantillon d'installations dont la somme des OPEX a pu être calculée sur cette période.

Figure 26 - Evolution de la médiane des OPEX annuels normalisés par rapport à l'énergie produite et de leur dispersion entre 2020 et 2022



Echantillon : 39 installations mises en service entre 2013 et 2019 (inclus) ayant complété leurs données d'OPEX entre 2020 et 2022 hors installations présentant des « valeurs extrêmes » (OPEX supérieurs à 200 €/MWh).

La figure ci-dessus illustre les évolutions de coûts d'un panel d'installations de méthanisation classique mises en service entre 2013 et 2019, l'exclusion du panel des installations mises en service en 2020 permettant de ne pas prendre en compte la phase de montée en charge de ces installations¹²³.

Entre 2020 et 2022 les OPEX des installations sont restés globalement stables.

Environ 40 % de ces installations déclarent ainsi avoir connu des baisses de coûts sur la période 2020-2022 et environ 60 % une hausse de coûts. Une installation déclare ne pas avoir connu d'évolution d'OPEX sur cette période.

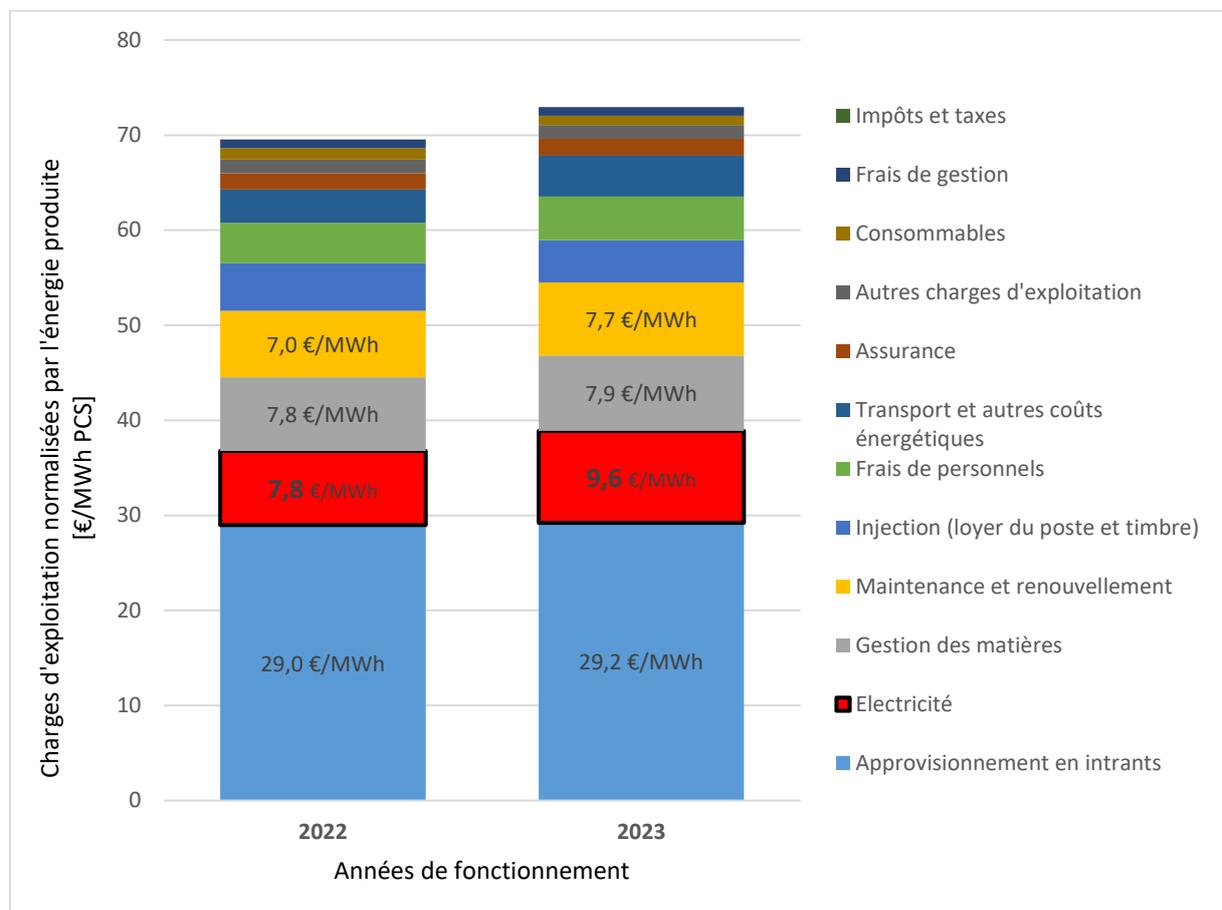
La figure ci-dessous présente l'évolution des OPEX spécifiquement entre 2022 et 2023, avec la décomposition par poste de charges, afin d'illustrer les évolutions récentes de coûts, notamment ceux liés à l'approvisionnement en électricité (en rouge sur la figure ci-dessous) pendant la crise énergétique.

¹²³ Ces phases se caractérisent notamment par des augmentations graduelles du volume de biométhane produit, durent généralement 3 mois environ et induisent des OPEX souvent plus élevés.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Figure 27 - OPEX décomposés par poste (valeurs médianes par poste) entre 2022 et 2023 pour les installations mises en service avant 2022



Echantillon : 103 installations mises en service avant 2022 et dont la somme des OPEX a pu être calculée en 2022 et 2023.

Les OPEX d'une grande majorité des installations de l'échantillon considéré (70 %) ont augmenté entre 2022 et 2023. La valeur médiane de l'évolution des OPEX entre 2022 et 2023 est de 6,4 % sur cette période, ce qui s'explique notamment par une forte augmentation du poste lié à la consommation électrique, qui a augmenté pour environ 80 % installations et dont la hausse est de 8,5 % en valeur médiane (70,0 % en valeur moyenne¹²⁴). La part de la consommation électrique dans les OPEX est ainsi passée de 10,9 % en 2022 à 15,0 % en 2023¹²⁵. *In fine*, les coûts liés à l'approvisionnement en l'électricité et, dans une moindre mesure, de maintenance (la médiane des variations relatives de coûts de maintenance entre 2022 et 2023 pour chaque installation est de + 2,6 %) semblent être les principaux facteurs d'explication de la hausse de OPEX entre 2022 et 2023.

Pour une majorité d'installations, les OPEX ont augmenté entre 2022 et 2023 (+ 6 % en valeur médiane), ce qui s'explique principalement par la hausse des coûts liés à l'approvisionnement en électricité ainsi que, dans une moindre mesure, des coûts de maintenance. La part de la consommation électrique dans les OPEX est passée de 11 % à 15 % en valeur médiane entre 2022 et 2023.

¹²⁴ La moyenne est fortement influencée par 13 installations pour lesquelles le poste d'OPEX relatif à la consommation d'électricité a augmenté de plus de 200 % entre 2022 et 2023.

¹²⁵ La part médiane de la consommation électrique dans les OPEX en 2022 et 2023 pour le panel d'installations considéré pour l'élaboration de la Figure 25.

5.3.4. Focus sur certains postes de coûts

5.3.4.1. Approvisionnement en intrants

L'approvisionnement en intrants est le poste d'OPEX le plus important des installations étudiées (36 % d'après la Figure 22). Il ne semble pas avoir connu d'évolution significative entre 2020 et 2023 : la valeur médiane ramenée au MWh PCS de biométhane produit se situe entre 27,9 €/MWh (2021) et 29,1 €/MWh¹²⁶ (2023) (la valeur moyenne se situe entre 28,7 €/MWh en 2021 et 29,4 €/MWh en 2023).

Le modèle de déclaration a permis de collecter i) le montant total payé chaque année pour l'approvisionnement en intrants et ii) les détails de l'approvisionnement annuel moyen par type d'intrant de chaque installation, incluant les données de coûts et des redevances associées.

Le coût d'acquisition des intrants est composé des sous-postes suivants :

- le coût d'achat des intrants entre l'exploitant de l'unité de méthanisation et le fournisseur en intrants ;
- le coût de transport externe des intrants (coûts liés à l'énergie et au service associés à la livraison des intrants à l'unité de méthanisation) : pour la majorité des intrants, le transport et la collecte sont à la charge de la société exploitante dans le cas où les intrants font l'objet d'une collecte depuis leur site de production.

420 installations auditées ont précisé le coût d'acquisition annuel moyen d'au moins un type d'intrants. Néanmoins, le détail de la répartition entre coût d'achat et coût de transport n'a pas été systématiquement complété pour chaque type d'intrants, notamment car le détail du coût de transport n'est pas toujours connu avec précision par le producteur¹²⁷.

Par ailleurs, il convient de noter que le coût d'acquisition des intrants a pu ne pas être renseigné (ou ne reflète pas la totalité du coût des intrants) dans les cas où l'acquisition en intrants ne fait pas l'objet d'une contrepartie financière (ou pas en totalité) :

- Cela peut être le cas lorsque l'acquisition des intrants relève d'une cession interne à une société, par exemple lorsqu'un agriculteur exploitant de l'installation de méthanisation récupère des intrants provenant de sa propre exploitation agricole. Dès lors, il est possible que ces coûts ne soient pas comptablement attribués à l'activité de méthanisation et n'apparaissent pas dans les déclarations reçues. Cela peut conduire à sous-estimer le coût de l'approvisionnement en intrants pour ces installations, notamment pour certains intrants agricoles (effluents d'élevage et matières végétales brutes).
- Cela peut également être le cas lorsque l'approvisionnement en intrants est réalisé contre un don de digestat, ce qui peut, dans ce cas, conduire à une perte des revenus potentiels liés à la vente du digestat.

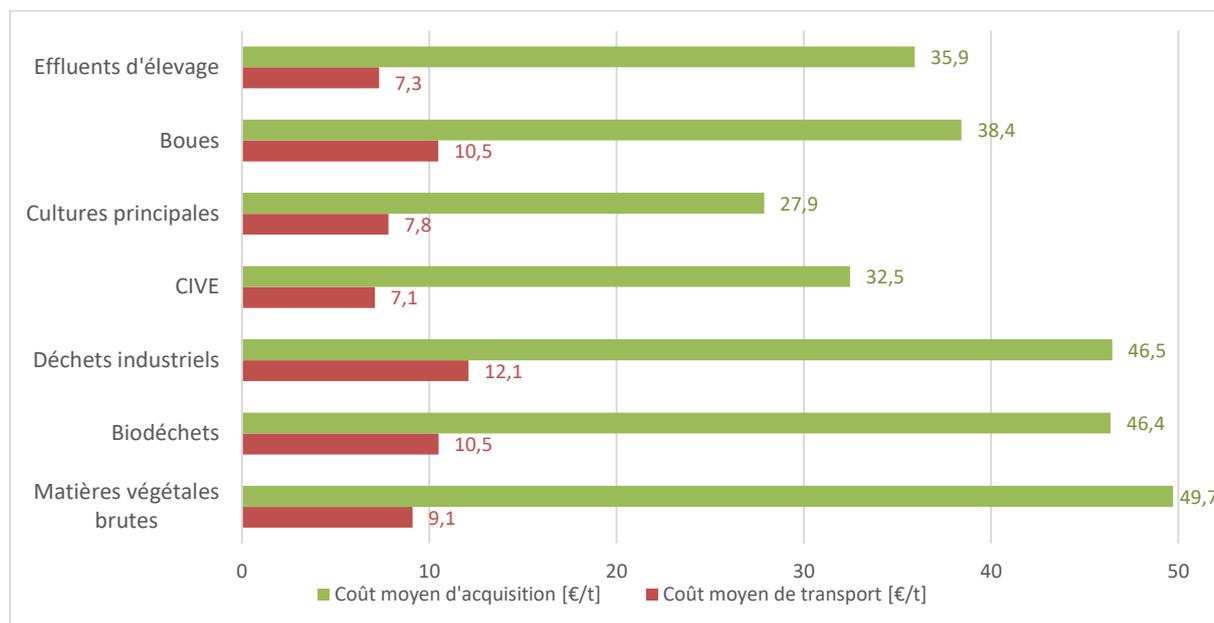
La figure suivante présente les moyennes des coûts d'acquisition par type d'intrants, complétés par une grande majorité des installations auditées, ainsi que la moyenne des coûts de transport, qui a été précisée dans 44 % des cas¹²⁸.

¹²⁶ Moyennes du poste de coût d'approvisionnement en intrants en 2020 et en 2023 pour un échantillon de 28 installations de méthanisation classique mises en service entre 2016 et 2019 inclus et ayant des données de coûts d'approvisionnement en intrants complètes sur la période 2020-2023.

¹²⁷ Un nombre important de commentaires mentionnant la difficulté de séparer le coût de transport du coût d'achat permet d'expliquer le faible remplissage des coûts de transport par rapport aux coûts d'achats.

¹²⁸ 44 % des intrants dont le coût d'acquisition a été mentionné ont précisé un coût de transport non nul.

Figure 28 - Coûts moyens d'acquisition (somme du coût d'achat et du coût de transport) et de transport par typologie d'intrants utilisés (en € par tonne de matière brute)



Echantillon : 420 installations ayant indiqué un coût pour au moins un intrant. Il convient de noter que les installations ont renseigné une unique valeur au moment de la déclaration (printemps 2023) et non une série de valeurs annuelles dans la partie de la déclaration relative aux intrants, distincte de la partie relative au plan d'affaires : les valeurs absolues sont donc à considérer avec précaution.

Pour rappel, comme indiqué en partie 4.6, la catégorie matières végétales brutes regroupe également des intrants potentiellement issus de cultures principales ou de CIVE, mais qui n'ont pas été identifiés comme tel par les déclarants.

La figure ci-dessus montre que le coût d'acquisition par tonne d'intrants est plus important pour les matières végétales brutes, les biodéchets et les déchets industriels, alors qu'il est bien plus faible pour les effluents d'élevage, moins méthanogènes. Il n'existe pas de différence significative entre la répartition des coûts d'achat par catégorie d'intrants (sous-poste des coûts d'acquisition) et la répartition des coûts d'acquisition présentée ci-dessus.

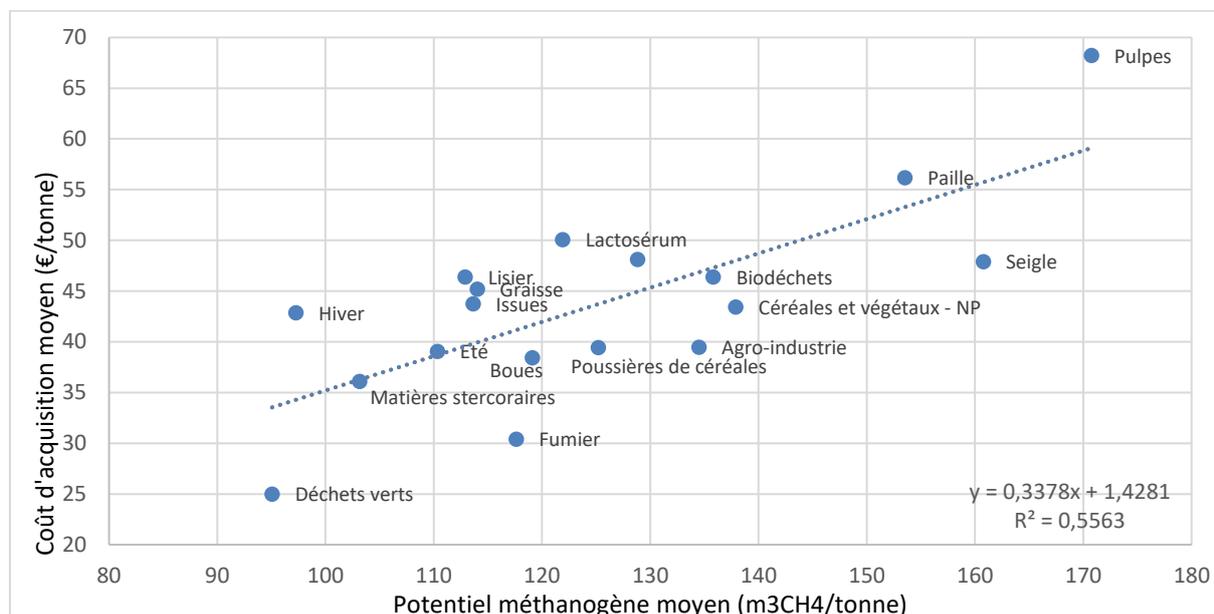
Pour les intrants dont les coûts de transports et les coûts d'achat ont été mentionnés distinctement, la part des coûts de transport représente environ un quart du coût d'acquisition. Les boues présentent une part plus élevée de coûts de transport (35 %), ce qui pourrait s'expliquer par des contraintes supplémentaires liées au transport de matières liquides.

Les caractéristiques économiques des intrants s'expliquent majoritairement par leur potentiel méthanogène, à l'image d'une certaine proportionnalité entre le coût d'acquisition moyen et le potentiel méthanogène moyen par sous-type d'intrant illustrée par la figure ci-dessus.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Figure 29 - Répartition des coûts d'acquisition moyen (€/tonne de matière brute) par sous-typologie d'intrants en fonction du potentiel méthanogène¹²⁹



Echantillon : 420 installations ayant complété un coût d'acquisition pour au moins un intrant. NP signifie non précisé. Les catégories d'intrants contenant moins de 10 mentions n'ont pas été représentées sur ce graphique.

L'échelle de la figure ci-dessus a été ajustée pour faciliter la lecture du graphique, qui n'inclut donc qu'une partie des intrants utilisés. Les intrants les plus méthanogènes sont principalement les matières végétales brutes, avec des coûts d'acquisition globalement plus élevés.

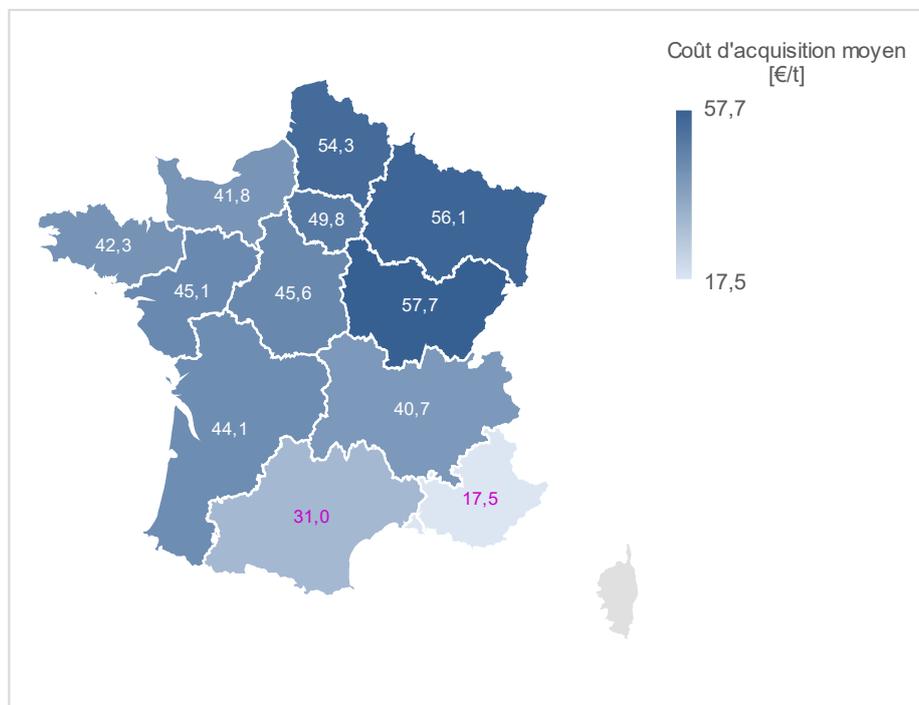
Les effluents d'élevage présentent des coûts d'acquisition peu dispersés et relativement faibles, pour un potentiel méthanogène moyen plus faible que les matières végétales brutes.

¹²⁹ Le potentiel méthanogène est donné en m³ de méthane par tonne de matières brutes. Cependant certains déclarants ont pu parfois indiquer des valeurs en m³ de méthane par tonne de matières sèches, ce qui peut en partie fausser les analyses.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Figure 30 - Coût d'acquisition moyen des matières végétales brutes (€/to de matière brute) par région (les données en violet correspondent aux régions avec moins de 10 installations dans l'échantillon)



Echantillon : 300 installations dont les coûts d'acquisition des intrants de type matières végétales brutes sont renseignés, dont 20 en Auvergne-Rhône-Alpes, 10 en Bourgogne-Franche-Comté, 17 en Bretagne, 22 en Centre-Val-de-Loire, 66 dans le Grand-Est, 69 en Hauts-de-France, 37 en Île-de-France, 15 en Normandie, 24 en Nouvelle Aquitaine, 7 en Occitanie, 11 en Pays de la Loire, et 2 en Provence-Alpes-Côte d'Azur. La catégorie d'intrants « matières végétales brutes » inclut les intrants suivants : herbe, déchets verts, poussières de céréales, issues de silos, pelures de pomme de terre, pulpes de betteraves, maïs, pailles, etc. (cette catégorie peut regrouper des intrants issus de cultures principales ou de CIVE qui n'ont pas été identifiés comme tels dans les déclarations).

Le poste de coûts lié à l'acquisition des intrants varie significativement selon la région d'implantation. Ces disparités sont illustrées sur la figure ci-dessus, qui présente les moyennes des coûts d'acquisition des matières végétales brutes pour chaque région, avec des différences notables notamment entre les quatre régions du Nord-Est de la France (Île-de-France, Hauts-de-France, Grand Est et Bourgogne-Franche-Comté), où les coûts d'acquisition apparaissent supérieurs.

Ces différences peuvent s'expliquer par des niveaux de tensions variables sur l'approvisionnement entre les régions, conséquence notamment de la densité d'installations de méthanisation faisant augmenter la demande pour ces cultures. En effet, les régions Hauts-de-France et Grand-Est sont les régions dont les productions annuelles prévisionnelles cumulées sont les plus importantes selon les données de l'audit¹³⁰. Le gisement de chaque région peut également être à l'origine de tensions sur l'approvisionnement en intrants.

Les coûts d'acquisition des intrants ne semblent pas avoir connu d'évolution significative pendant la période de crise énergétique et inflationniste récente.

Ce coût semble être corrélé positivement au pouvoir méthanogène des intrants. Par ailleurs, il varie de façon notable selon la région d'implantation : il est ainsi plus élevé dans les quatre régions du Nord-Est de la France, ce qui peut potentiellement s'expliquer par des tensions sur l'approvisionnement dans ces régions où la densité de méthaniseurs est plus élevée.

¹³⁰ Les données présentées dans cet audit ne couvrent pas l'ensemble de la capacité installée en France métropolitaine.

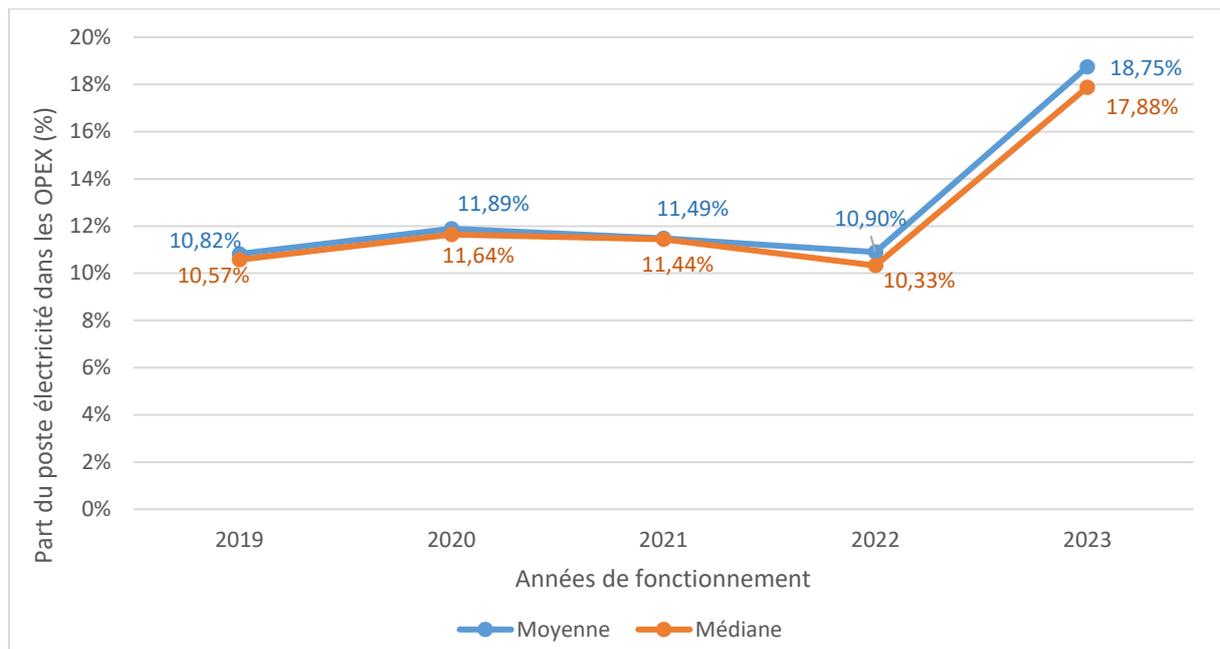
5.3.4.2. Consommation électrique

Cette sous-partie présente l'évolution des coûts liée à la consommation d'électricité par les installations sur la période 2020-2023, en particulier selon les types de contrats souscrits par les exploitants.

Evolution de la part du poste électricité dans les OPEX totaux

La figure suivante présente l'évolution de la part du poste de coûts lié à la consommation électrique dans les OPEX entre 2020 et 2023, pour un échantillon d'installations mises en service avant 2019.

Figure 31 - Parts moyennes et médianes des coûts liés à la consommation électrique dans les OPEX entre 2019 et 2023



Echantillon : 29 installations mises en service entre 2013 et 2019 et ayant précisé le coût lié à la consommation d'électricité entre 2019 et 2023.

Entre 2019 et 2022, la part des OPEX liés à la consommation d'électricité est relativement stable (entre 10,3 % et 11,6 % des OPEX en valeur médiane). Cependant, cette part a significativement augmenté en 2023, en passant de 10,3 % en médiane (moyenne à 10,9 %) en 2022 à 17,9 % en 2023 (moyenne à 18,7 %).

Une différence s'observe entre les typologies d'installations de l'échantillon, cependant très réduite :

- les 23 installations agricoles (agricole autonome ou territorial) présentent une part du poste électricité variant entre 11,4 % en 2019 et 17,5 % en 2023 en valeurs médianes ;
- les 5 installations de type industriel territorial présentent une part du poste électricité ayant augmenté plus significativement, avec une part de ce poste de coût variant entre 9,9 % en 2019 et 20,9 % en 2023 en valeurs médianes ;
- la seule installation de type déchets agricoles et biodéchets ayant complété le poste électricité a précisé une part liée à ce poste relativement stable, s'élevant à 2,9 % en 2019 et 2,7 % en 2023.

Contrats de fourniture d'électricité

Les données liées aux typologies de contrats de fourniture d'électricité dont les installations bénéficiaient au moment du dépôt de leur déclaration de coûts et recettes (printemps 2023) ont été renseignées par 427 déclarants. Ces contrats se distinguent selon trois catégories :

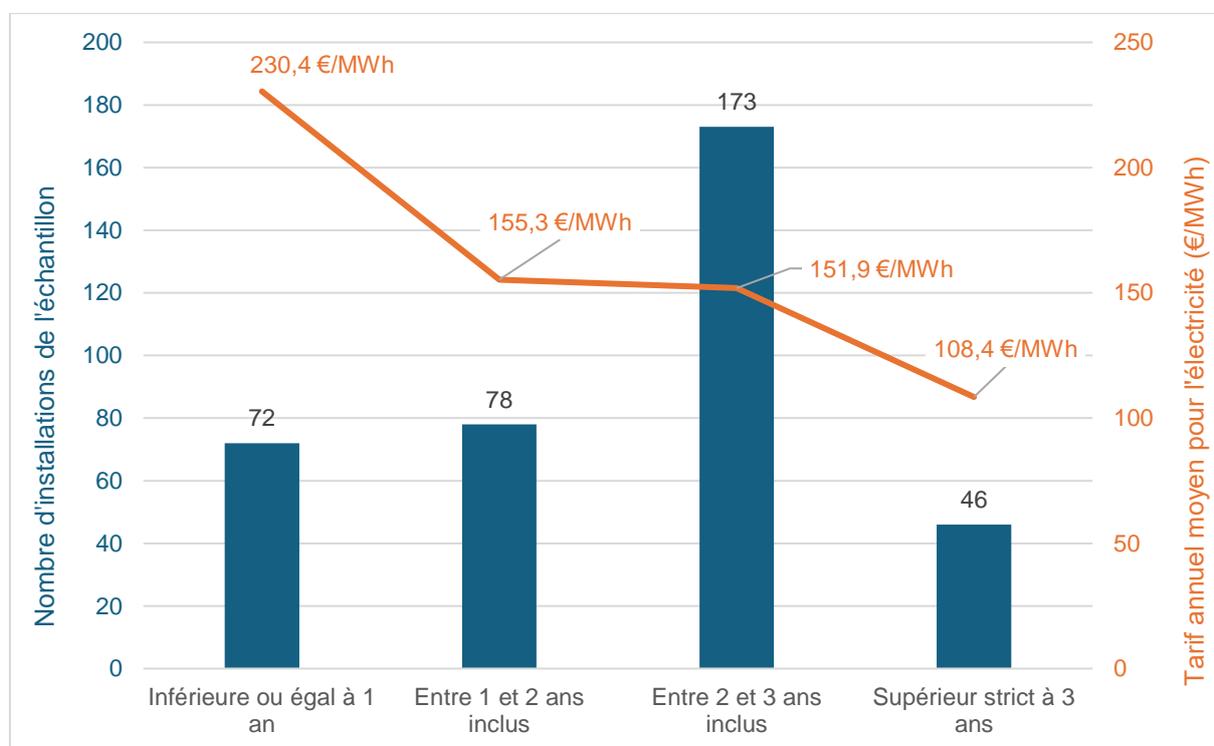
Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

- les contrats à **tarif fixe**, dont 61 % installations déclarent bénéficier. Le tarif moyen d'achat de l'électricité renseigné pour les contrats en cours est de **149,82 €/MWh**¹³¹ (tarif médian de 120 €/MWh) ;
- les contrats à **tarif variable**, dont 11 % installations déclarent bénéficier. Le tarif moyen d'achat de l'électricité renseigné pour les contrats en cours est de **202,04 €/MWh** (tarif médian de 200 €/MWh)¹³² ;
- les **contrats mixtes**, dont le prix de fourniture est constitué d'une part d'approvisionnement à prix variable et d'une part d'approvisionnement à prix fixe. Ce type de contrat concerne 28 % des installations. Le tarif moyen d'achat de l'électricité en cours renseigné pour les contrats en cours est de **170,88 €/MWh**¹³³ (tarif médian de 180 €/MWh).

Une très grande majorité des contrats (72 %)¹³⁴ a précisé bénéficier d'un approvisionnement en volumes ARENH.

Figure 32 - Durée des contrats de fourniture d'électricité en cours et tarif annuel moyen associé



Echantillon : 369 installations ayant renseigné la durée de leur contrat de fourniture d'électricité en cours et le tarif annuel moyen payé sur la durée du contrat en cours pour l'électricité consommée.

¹³¹ Calcul effectué à partir des données de 224 installations dont le contrat de fourniture est à tarif fixe, ayant complété les données de tarifs moyens d'achat d'électricité. Les valeurs renseignées par les déclarants sont des « tarifs complets » (et incluent donc notamment le TURPE et les droits d'accise). Elles sont globalement très dispersées (valeurs comprises entre 10,2 €/MWh et 967,0 €/MWh, médiane à 120 €/MWh) La CRE a considéré que les tarifs inférieurs à 10 €/MWh faisaient l'objet d'une potentielle erreur de saisie.

¹³² Calcul effectué à partir des données de 41 installations dont le contrat d'achat d'électricité est à tarif variable, ayant complété les données de tarifs moyens d'achat d'électricité.

¹³³ Calcul effectué à partir des données de 104 installations dont le contrat d'achat d'électricité est mixte, ayant complété les données de tarifs moyens d'achat d'électricité.

¹³⁴ Calcul effectué à partir des données de 426 installations ayant indiqué si leur contrat de fourniture d'électricité incluait de l'ARENH ou non.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

La figure ci-dessus présente les valeurs de tarifs d'électricité en fonction des durées des contrats de fourniture. Le tarif annuel moyen payé pour l'électricité décroît ainsi avec la durée du contrat de fourniture pour l'échantillon étudié.

S'agissant de la durée des contrats de fourniture, elle varie entre 6 mois et 7 ans, avec une durée moyenne de 2 ans et 6 mois pour l'ensemble des 426 contrats dont la durée a été précisée. La durée moyenne de contrat ne semble pas corrélée au type de contrat (tarif fixe, variable ou mixte).

Dispositifs d'aides et d'exonération

Environ 70 %¹³⁵ des installations disposent d'un contrat de fourniture faisant l'objet d'une exonération partielle du droit d'accise sur l'électricité (anciennement appelée TICFE ou CSPE)¹³⁶.

Un nombre important d'installations (27,1 %)¹³⁷, déclare avoir bénéficié de mesures de soutien de l'Etat pendant la crise des prix de l'énergie (2021-2023), dont la forme et le montant n'ont pas été précisés. La CRE a participé à la définition et à la mise en œuvre des dispositifs de protection des consommateurs, comme le bouclier tarifaire et les amortisseurs, et a donc pu analyser certaines données relatives aux aides fournies aux installations de production de biométhane¹³⁸. La CRE a ainsi pu identifier 5 installations ayant bénéficié d'un bouclier tarifaire (plafonnement des prix de l'électricité) dont le taux de couverture du dispositif, se calculant comme le rapport entre la compensation financière sur le montant total payé pour la consommation électrique, est de 70,2 % sur la période du 1^{er} février 2023 au 30 janvier 2024. De plus, la CRE a pu identifier 144 installations ayant bénéficié d'une protection de type amortisseur¹³⁹, dont le taux moyen de couverture est de 12,6 % du montant total annuel payé pour la consommation électrique en 2023. En conclusion, les données déclarées dans le cadre du présent audit semblent relativement cohérentes avec les données dont la CRE dispose par ailleurs et montrent qu'environ un quart des installations auditées a pu bénéficier des mesures de protection mises en place par le gouvernement pendant la crise récente.

Bien qu'elle ait connu une forte augmentation en 2023, la part des OPEX liée à la consommation d'électricité est d'environ 10 % hors période de crise et semble relativement stable.

Une majorité d'installations bénéficie d'un contrat de fourniture d'électricité à tarif fixe et a précisé bénéficier d'un approvisionnement en volumes ARENH ainsi que d'une exonération partielle du droit d'accise sur l'électricité. Par ailleurs, un nombre important d'installations (plus d'un quart) a également pu bénéficier de mesures de soutien de l'Etat pendant la crise des prix de l'énergie (bouclier tarifaire et amortisseur).

Compte tenu du poids limité des dépenses relatives à l'approvisionnement en électricité dans les OPEX, de sa relative stabilité hors période de crise et de l'existence de mécanismes de protection des consommateurs mis en place pendant la crise, la CRE estime que l'existence de l'indice électricité dans la formule d'indexation ne paraît pas indispensable.

¹³⁵ Calcul effectué à partir des données de 419 installations ayant indiqué bénéficier ou non d'une exonération du droit d'accise sur l'électricité.

¹³⁶ L'électricité consommée dans l'enceinte des établissements de production de produits énergétiques, pour les besoins de la production des produits énergétiques eux-mêmes ou pour ceux de la production de tout ou partie de l'énergie nécessaire à leur fabrication, n'est pas soumise au paiement des droits d'accise (article 266 quinquies C du Code des douanes). Les producteurs de biométhane injectés sont donc exonérés de droits d'accise dans les conditions suivantes :

- exonération totale, si la production de biométhane injecté est la seule activité de la société ;
- exonération partielle, si la production de biométhane injecté se fait au sein d'une société avec d'autres activités (société agricole par exemple) ; la taxe restera due pour l'électricité n'ayant pas été affectée à l'activité de méthanisation.

¹³⁷ Calcul effectué à partir des données de 428 installations ayant indiqué bénéficier ou non de mesures de soutien de l'Etat face à la hausse des prix de l'électricité.

¹³⁸ Les données présentées ne sont pas définitives et font l'objet de certaines hypothèses permettant d'obtenir un taux de couverture pour les dispositifs de boucliers et d'amortisseurs. La CRE indique ces valeurs à titre indicatif uniquement.

¹³⁹ Le dispositif d'amortisseurs d'électricité est un mécanisme de protection des consommateurs mis en place en 2023 à destination des entreprises TPE/PME, associations et collectivités. Ce dispositif vise spécifiquement les consommateurs non résidentiels présentant un contrat professionnel dont le prix est particulièrement élevé et qui ne sont pas éligibles au bouclier tarifaire. La mécanique du dispositif d'amortisseurs oblige les fournisseurs à réduire les prix de fourniture de chaque contrat d'un montant qui lui est propre. Les pertes associées, calculées pour chaque contrat, sont ensuite compensées par l'Etat.

S'agissant de l'intégration d'un indice reflétant l'évolution du coût de la fourniture en électricité pour les installations de méthanisation dans les formules des coefficients d'indexation, la CRE rappelle qu'elle a recommandé, dans sa délibération du 15 mai 2023¹⁴⁰ et dans sa délibération du 14 mars 2024¹⁴¹ qu'elle n'était pas favorable à l'introduction de l'indice INSEE 010534835 (« Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français – A21 D, CPF 35 – Électricité, gaz, vapeur et air conditionné » dit indice « électricité ») actuellement en vigueur pour la filière du biométhane injecté. En effet, la capacité de cet indice à refléter l'évolution des coûts de l'électricité est particulièrement incertaine :

- le descriptif large de cet indice ne semble pas approprié pour refléter l'évolution du coût de l'électricité, car il inclut également le prix du gaz, de la vapeur et de l'air conditionné ;

- au regard de la diversité des installations et des choix contractuels en matière de fourniture d'électricité, il apparaît difficile de refléter via un indice INSEE l'évolution des coûts d'approvisionnement électrique¹⁴².

Si un tel indice ciblé devait être conservé, la CRE recommande :

- de le modifier pour intégrer une référence correspondant à une estimation du coût de fourniture de l'électricité : cet indice pourrait par exemple suivre le coût d'approvisionnement en électricité, sous la forme d'une moyenne des prix des produits calendaires *base/oad*, ainsi que du prix des garanties de capacité, des tarifs d'acheminement (TURPE) et du droit d'accise sur l'électricité ;

- de réduire sa part dans les coefficients d'indexation K et L à 5 %, en cohérence avec les analyses présentées ci-dessus.

Ce nouvel indice devrait également être utilisé pour fixer les tarifs d'achat de la filière de la cogénération à partir de biogaz, si un indice de suivi de coûts de l'électricité devait y être intégré à l'avenir.

5.3.4.3. Contrats de maintenance et d'assistance à exploitation

La gestion de la maintenance est un paramètre déterminant dans la construction du plan d'affaires, car les coûts liés à ce poste occupent une part significative dans les OPEX (environ 10 %, cf. Annexe 1).

Les coûts liés à la maintenance dépendent des modalités du contrat de maintenance signé par l'exploitant. Les déclarants ont fourni des réponses à diverses questions sur la nature de leurs contrats de maintenance (les échantillons comprennent entre 430 et 440 installations selon les questions) :

- 91,5 % installations disposent d'un contrat de maintenance séparé du contrat de construction de l'installation (pour les autres installations, le contrat de construction intègre la maintenance) ;
- 45,6 % installations disposent d'un contrat de maintenance qui prend en compte le remplacement des équipements usagés ou dysfonctionnels, tandis que 54,4 % ont précisé que cette prestation n'était pas incluse ;
- 64,7 % installations disposent d'un contrat de maintenance qui intègre l'assistance à exploitation (assistance biologique, suivi et amélioration de la performance), tandis que 35,3 % ont précisé que cette prestation n'était pas intégrée ;
- 67,1 % installations ont un contrat de maintenance qui intègre la formation des équipes d'exploitation de l'unité de méthanisation, tandis que 32,9 % ont précisé que cette prestation n'était pas intégrée ;

¹⁴⁰ Délibération de la CRE du 15 mai 2023 portant avis sur deux projets d'arrêtés et deux projets de décrets relatifs au soutien à la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz.

¹⁴¹ Délibération de la CRE du 14 mars 2024 portant avis sur un projet d'arrêté relatif aux installations titulaires d'un contrat conclu en application des arrêtés tarifaires du 10 juillet 2006, du 19 mai 2011 et du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant le biogaz.

¹⁴² Par exemple si le producteur a signé un contrat de fourniture sur trois ans pendant une période où les coûts de fourniture étaient élevés, l'indice INSEE, selon sa construction et de sa révision à un rythme mensuel, pourrait conduire à une diminution non pertinente du tarif pour le producteur. A l'inverse, pour un contrat signé sur une durée moyenne durant une période où les coûts de fourniture étaient plus bas, l'indice INSEE pourrait conduire à une augmentation du tarif non justifiée.

- 92,1 % des installations ont précisé que l'unité d'épuration, équipement particulièrement sensible, était contenue dans le périmètre de leur contrat de maintenance et 7,9 % ont précisé que ce n'était pas le cas.

La CRE a pu rencontrer cinq entreprises ayant des positions variées dans la chaîne de valeur de la production de biométhane, afin d'approfondir les analyses liées à la maintenance et aux opérations de renouvellement d'équipements. En fonction du niveau de prestation compris dans le contrat, un certain nombre d'opérations de maintenance sont réalisées par l'entreprise contractante sur la durée du contrat, dont le montant annuel semble globalement varier entre 20 000€ (contrat basique d'une petite installation) à 120 000 € (contrat complet d'une grande installation).

Ces entreprises ont indiqué que la majorité des installations bénéficient d'un contrat de maintenance préventive spécifique à l'unité d'épuration. D'autres installations choisissent en revanche d'avoir recours à de la maintenance curative, qui consiste à réparer en aval plutôt qu'à anticiper en amont les éventuels dysfonctionnements. Néanmoins, les données collectées dans le cadre de cet audit n'ont pas permis d'identifier avec certitude si les installations de méthanisation classique bénéficiaient d'un contrat de maintenance préventive ou curative.

5.4. Coût complet de production du biométhane injecté

5.4.1. Calcul du coût complet pour un échantillon d'installations selon certaines hypothèses de taux d'inflation et d'actualisation

Le calcul du coût complet de production du biométhane injecté, ou coût actualisé de la production du biométhane injecté (*Levelized Cost of Energy*, ci-après « LCOE »), est réalisé à la maille de chaque installation. Il correspond au rapport entre la somme de ses coûts actualisés (CAPEX et OPEX) et la somme de la production de biométhane actualisée. Afin de permettre une meilleure comparabilité des installations entre elles, une approche normative a été adoptée, comme dans le calcul de la répartition du coût complet entre CAPEX et OPEX (cf. partie 5.1) : il est considéré que toutes les installations sont mises en service en 2024, ce qui correspond à leur première année d'exploitation. Les CAPEX sont supposés être engagés en 2023 et sont donc en €₂₀₂₃. Les 15 annuités de production et d'OPEX sont reconstitués à partir des valeurs de référence ayant servi à reconstituer les flux futurs dans les calculs de TRI (cf. Annexe 1) en €₂₀₂₃. Ainsi, le LCOE de chaque installation est calculé comme suit :

$$LCOE = \frac{CAPEX_{MES-1} + \sum_{t=1}^{15} (OPEX_{ref} + Maint_{2023}) \times \frac{(1+i)^t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{15} Prod_{ref} \times \frac{(1+i)^t}{(1+r)^t}}$$

Avec :

- $CAPEX_{MES-1}$: le CAPEX de l'installation investi un an avant sa mise en service, ramené en €₂₀₂₃ ;
- $OPEX_{ref}$: l'OPEX de référence de l'installation retenu pour calculer le TRI Projet (cf. Annexe 1), ramené en €₂₀₂₃ ;
- $Maint_{2023}$: le reste à payer de maintenance en 2023, calculé d'après l'hypothèse « moyenne » de modélisation des charges de maintenance et de GER réalisée pour calculer le TRI Projet (cf. Annexe 1) ;
- $Prod_{ref}$: la production de référence de l'installation retenue pour calculer le TRI Projet (cf. Annexe 1) ;
- i : le taux d'inflation ;
- r : le taux d'actualisation.

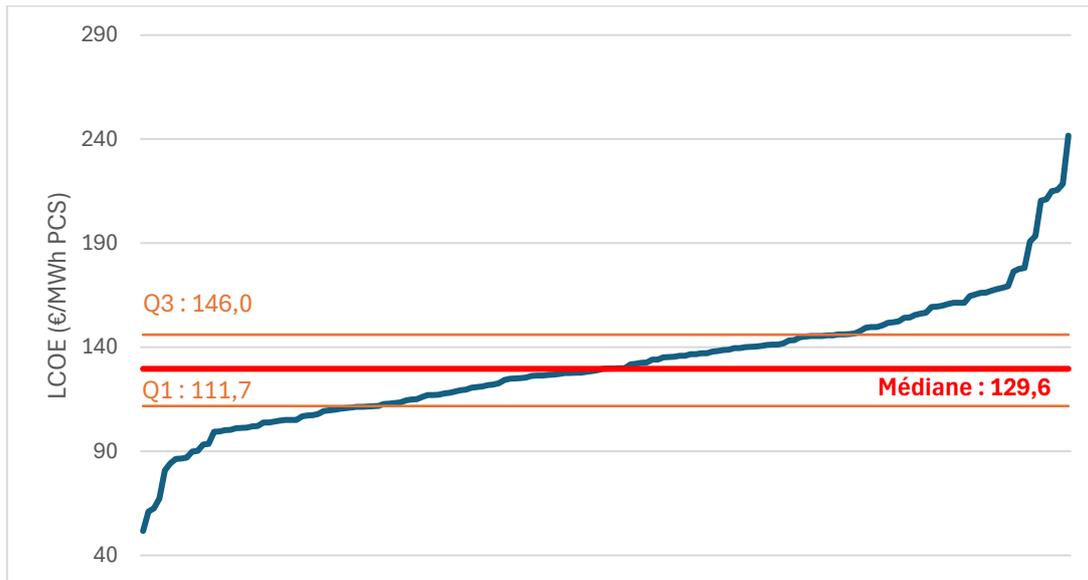
Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Des hypothèses d'inflation de 2 % par an, d'actualisation de 7 % et la même hypothèse « moyenne »¹⁴³ de maintenance et GER normative que dans le calcul de la répartition du coût complet et dans les calculs de rentabilité des installations (cf. Annexe 1) ont été appliquées.

Il convient de noter que même si le calcul correspond à un LCOE moyen pour une installation mise en service en 2024, il a été réalisé avec des données de CAPEX et d'OPEX provenant d'installations avec des dates de mises en service variées.

Figure 33 - Coût complet (en €/MWh PCS) des installations de méthanisation classique pour un taux d'actualisation de 7 % et un taux d'inflation de 2 %



Echantillon : 170 installations ayant renseigné des données permettant de calculer un coût complet (production, OPEX, CAPEX).

Les valeurs de LCOE de l'échantillon considéré sont dispersées, tout comme les valeurs de TRI présentées dans la partie TRI Projet avant impôts : 50 % des valeurs de LCOE sont comprises entre 111,7 et 146,0 €/MWh PCS, avec une valeur médiane de l'échantillon à 129,6 €/MWh PCS.

Il convient de noter que :

- le coût d'achat unitaire moyen du biométhane dans le cadre de l'obligation d'achat en 2023 est de 127,3 €/MWh¹⁴⁴ pour les installations de méthanisation classique ;
- le tarif d'achat des installations de méthanisation classique au quatrième trimestre 2024 est compris entre 111,0 et 168,3 €/MWh.

Cependant, les calculs de LCOE présentés ne peuvent en aucun cas être comparés directement avec ces dernières grandeurs, dans la mesure où, notamment, ces tarifs évoluent pendant les 15 années de contrat et que les installations peuvent percevoir d'autres revenus en dehors du contrat de soutien.

Par ailleurs :

- une variation relative de + 2 pp (respectivement - 2 pp) sur le taux d'actualisation entraîne une variation relative d'environ + 4,3 % (respectivement - 4,2 %) sur le résultat du LCOE médian (soit environ +5,6 €/MWh (respectivement - 5,5 €/MWh) ;
- une variation relative de + 1 pp (respectivement - 1 pp) sur le taux d'inflation entraîne une variation relative de + 4,5 % (respectivement - 4,4 %) sur le résultat du LCOE médian (soit

¹⁴³ Dans cette hypothèse « moyenne », la part des coûts de maintenance et de GER dans les OPEX est d'environ 9 % en moyenne (voir Annexe 1)

¹⁴⁴ Données issues des déclarations de charges de service public de l'énergie des acheteurs de biométhane en 2024.

environ + 5,8 €/MWh (respectivement - 5,7 €/MWh).

- considérer une valeur de maintenance et GER correspondant à l'hypothèse « haute »¹⁴⁵ entraîne une variation relative de + 2 % sur le résultat du LCOE médian (soit environ + 2,6 €/MWh).

Plus généralement, les résultats présentés ci-dessus peuvent varier de manière significative en fonction des hypothèses retenues pour le calcul du LCOE.

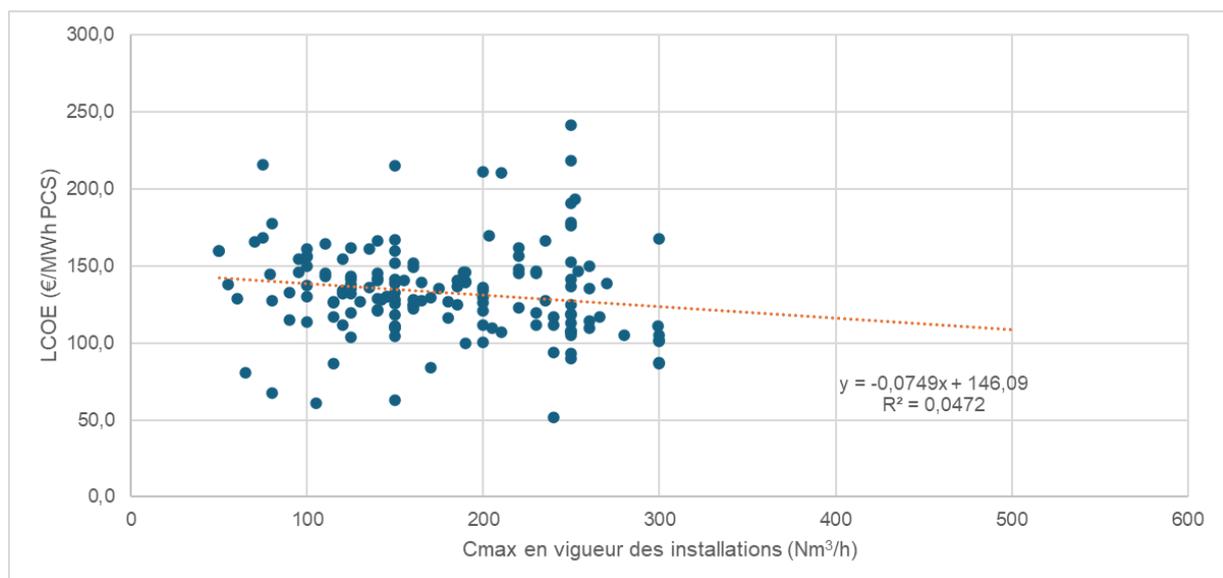
Le LCOE des installations de méthanisation classique s'élève à environ 130 €/MWh en valeur médiane, en considérant une mise en service des installations en 2024 et en retenant une hypothèse de durée de vie des installations de 15 ans, de taux d'actualisation de 7 % et de taux d'inflation de 2 %.

Les résultats des calculs de LCOE peuvent cependant varier de manière très significative en fonction des hypothèses retenues.

Ils ne peuvent en aucun cas être comparés aux tarifs d'achats actuels, dans la mesure où, notamment, ces tarifs évoluent pendant les 15 années de contrat et que les installations peuvent percevoir d'autres revenus en dehors du contrat de soutien.

5.4.2. Coût complet en fonction de la taille des installations

Figure 34 - Coût complet (€/MWh PCS) des installations de méthanisation classique en fonction de leur Cmax en vigueur (Nm³/h)



Echantillon : 168 installations ayant renseigné des données permettant de calculer un coût complet (production, OPEX, CAPEX) et ayant une Cmax inférieure ou égale à 500 Nm³/h.

Pour des raisons de confidentialité, les installations avec une Cmax supérieure à 300 Nm³/h (14 installations) n'apparaissent pas sur cette figure.

La figure ci-dessus semble montrer une très légère corrélation à la baisse entre le LCOE et la Cmax en vigueur des installations. Cela peut potentiellement s'expliquer par les effets d'échelle observés sur les CAPEX (cf. partie 5.2.2.1), qui représentent environ 40 % du coût complet des projets. En particulier, pour les 30 installations caractérisées par une Cmax en vigueur strictement supérieure à 250 Nm³/h,

¹⁴⁵ Dans cette hypothèse « haute », la part des coûts de maintenance et de GER dans les OPEX est de 17-19 % en moyenne en fonction du type d'installation (voir Annexe 1)

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

correspondant à l'ancienne limite du guichet ouvert (remplacée par une limite à 25 GWh PCS/an de production annuelle prévisionnelle dans l'arrêté BI 2021), le LCOE moyen est de 117,4 €/MWh PCS (110,3 €/MWh PCS en valeur médiane) contre 134,8 €/MWh PCS (132,6 €/MWh PCS en valeur médiane) pour les 138 installations de taille inférieure ou égale à cette limite.

Le niveau de LCOE pour ces installations de grande taille peut notamment donner une indication sur une « référence » de coûts pour les futures installations non éligibles au guichet ouvert qui pourront bénéficier du dispositif des CPB. L'ordre de grandeur du prix des CPB s'obtient en prenant en compte le LCOE des installations auquel il est nécessaire de retrancher la valorisation de la production de biométhane sur le marché de gros de gaz. A titre illustratif, avec une référence de prix de gros du gaz d'environ 35 €/MWh et un niveau de LCOE cohérent avec les données présentées ci-dessus, le prix des CPB pourrait s'établir autour de 80 €/MWh PCS.

Une légère corrélation à la baisse entre le LCOE et la taille des installations semble exister, potentiellement en raison des effets d'échelle observés sur les CAPEX.

Le LCOE des plus grandes installations (Cmax strictement supérieure à 250 Nm³/h, installations qui ne répondraient plus aux conditions d'éligibilité du guichet ouvert en vigueur) semble s'établir autour de 115 €/MWh (taux d'actualisation à 7 %, taux d'inflation à 2 %), ce qui permet de faire ressortir un ordre de grandeur indicatif du futur coût des certificats de production de biogaz (CPB), qui correspond théoriquement au coût complet des installations auquel est retranché le prix de gros du gaz.

5.4.3. Coût complet en fonction de l'année de mise en service des installations

Tableau 17 - LCOE (€/MWh PCS) en fonction de l'année de mise en service des installations

Année de mise en service	LCOE moyen (€/MWh PCS)	Cmax moyenne (Nm ³ /h)	Nombre d'installations
2018	141,4	189	11
2019	155,2	272	13
2020	127,7	200	45
2021	122,4	196	58
2022	136,3	180	32

Echantillon : 159 installations mises en service entre 2018 et 2022 et ayant renseigné les données permettant de calculer un coût complet (production, OPEX, CAPEX).

La moyenne des LCOE des installations de méthanisation classique a connu une certaine diminution pour les installations mises en service entre 2019 et 2021, qui peut s'expliquer par la diminution et la standardisation des coûts, notamment des CAPEX.

Les résultats de calculs de LCOE en fonction de l'année de mise en service des installations montrent une certaine baisse des coûts complets au cours du temps, qui s'explique principalement par la baisse des CAPEX observée entre 2017 et 2022 (cf. partie 5.2.3).

5.4.4. Coût complet en fonction de la typologie des installations

Tableau 18 - LCOE (€/MWh PCS) en fonction de la typologie des installations

Typologie	LCOE moyen (€/MWh PCS)	Cmax moyenne (Nm ³ /h)	Nombre d'installations
Agricole autonome	124,1	187	116
Agricole territorial	138,3	222	40
Industriel territorial	173,2	241	13

Echantillon : 169 installations ayant renseigné les données permettant de calculer un coût complet (production, OPEX, CAPEX), hors installations de type biodéchets et déchets ménagers.

Le tableau ci-dessus met en évidence un LCOE des installations de méthanisation de type agricole largement inférieur à celui des installations de type industriel territorial. Les installations de type industriel territorial étant de taille plus importante dans cet échantillon, elles devraient donc, d'après l'analyse du coût complet en fonction de la taille des installations présentée ci-dessus, présenter un LCOE plus faible. Ce n'est pas cependant ce qui est observé : les disparités entre typologies d'installations présentées dans le tableau ci-dessus ne peuvent donc pas être expliquées par la taille des installations considérées dans les échantillons.

Les installations de type industriel territorial présentent des niveaux de LCOE plus élevés (environ 175 €/MWh) que ceux des installations de type agricole (environ 130 €/MWh), en raison principalement d'OPEX plus élevés.

5.5. Revenus d'exploitation

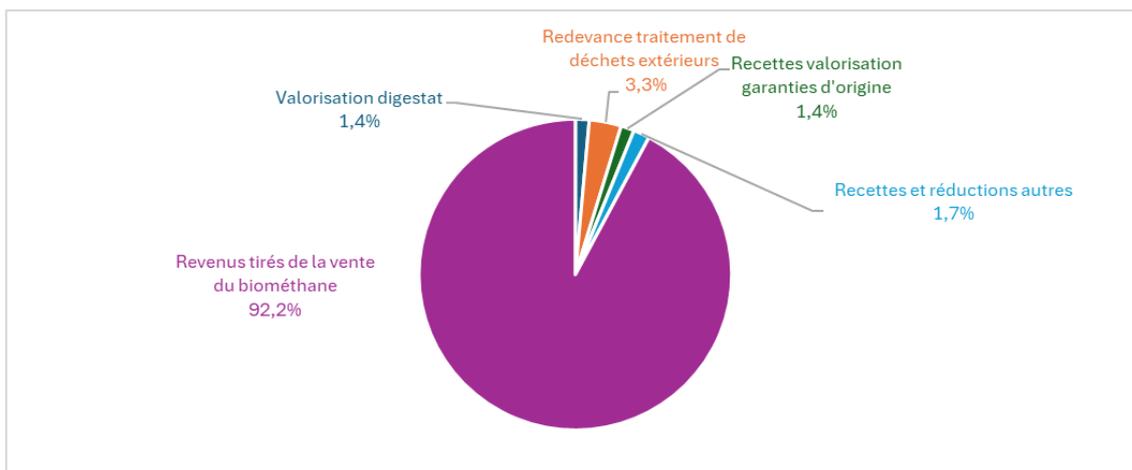
5.5.1. Répartition des revenus d'exploitation par poste

Le modèle de déclaration établi par la CRE donnait la possibilité aux déclarants d'indiquer un montant annuel en euros pour cinq types de revenus :

- les revenus tirés de la vente du biométhane produit, qui sont obtenus en sommant i) la quantité de biométhane produit sans dépassement de la Cmax ou de la PAP par le tarif d'achat et ii) la quantité de biométhane produit en dépassement multipliée par le prix de valorisation du biométhane produit en dépassement ;
- les revenus tirés de la valorisation du digestat issu de la production de biométhane ;
- les redevances pour le traitement des déchets extérieurs ;
- les recettes liées à la valorisation des garanties d'origine ;
- les recettes et réductions de dépenses autres.

Par ailleurs, la valorisation du CO₂ coproduit lors du processus de valorisation peut également faire l'objet de revenus. Néanmoins, cette valorisation concerne à ce stade très peu d'installations (cf. partie 4.5). Ainsi, ce type de revenu n'a pas fait l'objet d'une catégorie à part à renseigner par les déclarants.

Figure 35 - Répartition des types de revenus



Echantillon : 374 installations ayant renseigné au moins un type de revenus pour au moins une année sur la période 2012-2023.

Méthode de calcul des parts : pour calculer la part médiane de chaque poste représenté dans ce graphique, il a été calculé i) pour chaque installation, pour chaque année, la part de chaque type de revenu dans l'ensemble des revenus d'exploitation, ii) la médiane de toutes les parts calculées en i) pour toutes les installations sur toutes les années. Les pourcentages sont ensuite ramenés en base 100.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

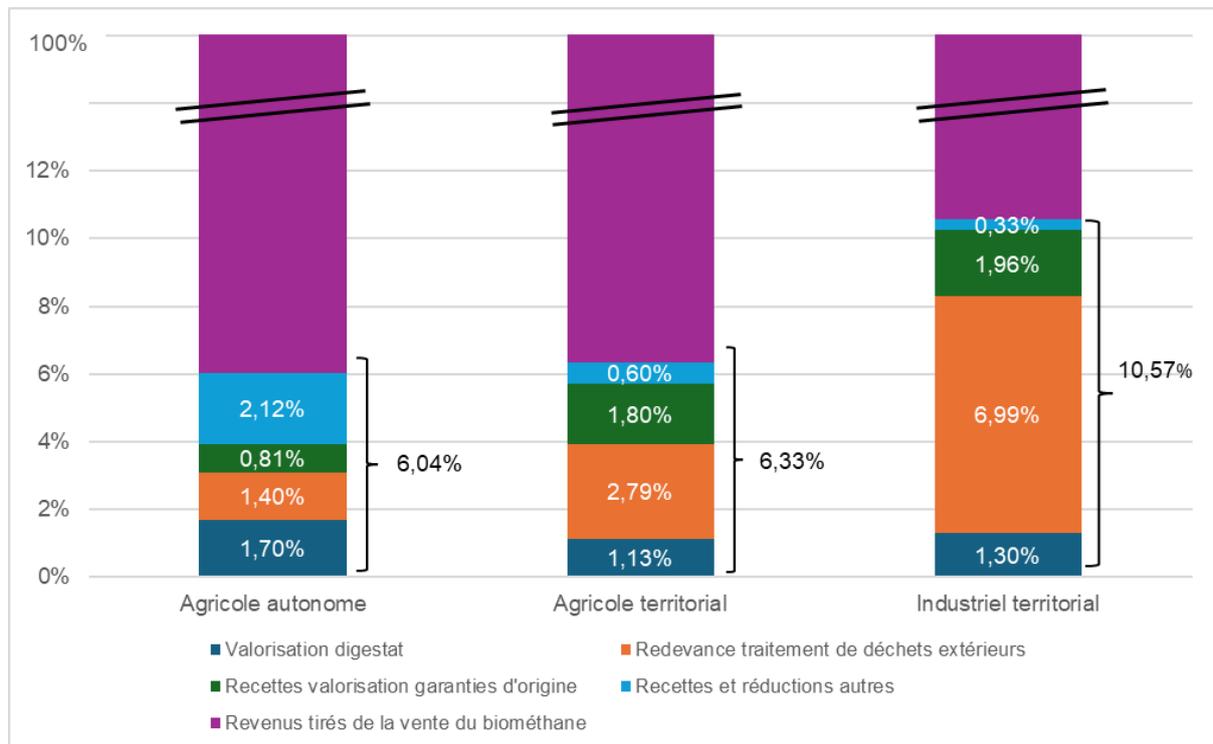
4 décembre 2024

La vente du biométhane en dépassement représente moins de 1 % des revenus, sauf en 2022 où elle a représenté 2,78 % de ces revenus en valeur médiane en raison des prix de gros élevés du gaz.

La grande majorité des revenus des installations de méthanisation classique provient de la vente du biométhane (environ 90 %). D'autres revenus doivent cependant être considérés (GO, redevances de traitement des déchets et valorisation du digestat en particulier).

La figure ci-dessous présente la répartition médiane des différents types de revenus sur toutes les années renseignées dans les plans d'affaires, en se focalisant sur les revenus non tirés de la vente de biométhane.

Figure 36 - Répartition des revenus par typologie d'installation – focus sur la répartition des revenus non tirés de la vente du biométhane



Echantillon : 371 installations ayant renseigné au moins un type de revenu pour au moins une année sur la période 2012-2023, dont 249 installations de type agricole autonome, 98 de type agricole territorial et 24 de typologie industriel territorial. Les installations de type déchets ménagers et biodéchets ont été écartées de l'échantillon, les données de répartition des revenus renseignées dans le plan d'affaires étant incohérentes avec celles renseignées à d'autres parties de la déclaration.

Méthode de calcul des parts : pour calculer la part médiane de chaque poste représentée dans ce graphique, il a été calculé i) pour chaque installation, pour chaque année, la part de chaque type de revenu dans l'ensemble des revenus d'exploitation, ii) la médiane de toutes les parts calculées en i) pour toutes les installations sur toutes les années. Les pourcentages sont ensuite ramenés en base 100.

La figure ci-dessus révèle des disparités entre les différentes typologies d'installation. Les installations de type industriel territorial sont celles dont la part de revenus non tirés de la vente de biométhane est la plus importante (11 %), tandis que cette part avoisine les 6 % pour les installations agricoles.

Ces différences s'expliquent principalement par le niveau plus important de la part de redevance de traitement de déchets extérieurs pour les installations de type industriel territorial, qui utilisent une plus grande partie de déchets du territoire comme intrants. Les revenus tirés de la valorisation du digestat et de la vente des GO sont, eux, relativement homogènes entre les différentes typologies d'installations, représentant environ entre 1 et 2 % de leurs revenus. Aucune tendance ne semble se dégager en analysant la répartition des revenus en fonction de la taille des installations ou en fonction de l'année de mise en service.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Les revenus hors vente de biométhane sont plus ou moins importants selon les typologies d'installation : celles intégrant une plus grande partie de déchets du territoire ont une part de redevance de traitement de déchets extérieurs plus importante dans la répartition de leurs revenus. Les revenus tirés de la valorisation du digestat et de la vente des GO semblent, eux, relativement homogènes entre les différentes typologies d'installations.

La diversité des revenus engendrés souligne à nouveau la difficulté du dimensionnement du soutien à la filière du biométhane, contrairement au soutien aux filières électriques. Même si la majorité des revenus provient de la vente du biométhane, les autres sources de revenus ne sont pas négligeables. La CRE recommande de prendre en compte ces revenus additionnels lors du dimensionnement du soutien tarifaire.

5.5.2. Niveau des revenus d'exploitation

5.5.2.1. En fonction de la typologie des installations

Tableau 19 - Valeurs médianes des postes de revenus normalisés par la production pour l'année 2022 (€₂₀₂₂/MWh) selon la typologie d'installation

	Agricole autonome	Agricole territorial	Industriel territorial
Revenus tirés de la vente du biométhane	119,8	111,3	108,7
Valorisation digestat	2,6	1,4	1,8
Redevance traitement de déchets extérieurs	0,9	1,3	7,8
Valorisation GO	0,8	1,5	2,2
Recettes et réductions autres	1,5	1,3	0,1
Total des postes ci-dessus	125,6	116,9	120,5
Médiane du total des revenus	122,4	114,5	121,2

Echantillon : 237 installations ayant renseigné au moins un type de revenu et leur niveau de production en 2022, dont 168 de type agricole autonome, 52 de type agricole territorial et 17 de type industriel territorial. Les installations de type déchets ménagers et biodéchets ont été écartées de l'échantillon, les données de répartition des revenus renseignées dans le plan d'affaires étant incohérentes avec celles renseignées à d'autres parties de la déclaration.

Le tableau ci-dessus présente, par typologie d'installation, les niveaux de revenus par unité d'énergie effectivement produite en 2022 (€/MWh). Les installations de type agricole autonome génèrent le revenu par MWh le plus élevé (122,4 €/MWh), suivies des installations de type industriel territorial (121,2 €/MWh) et agricole territorial (114,5 €/MWh).

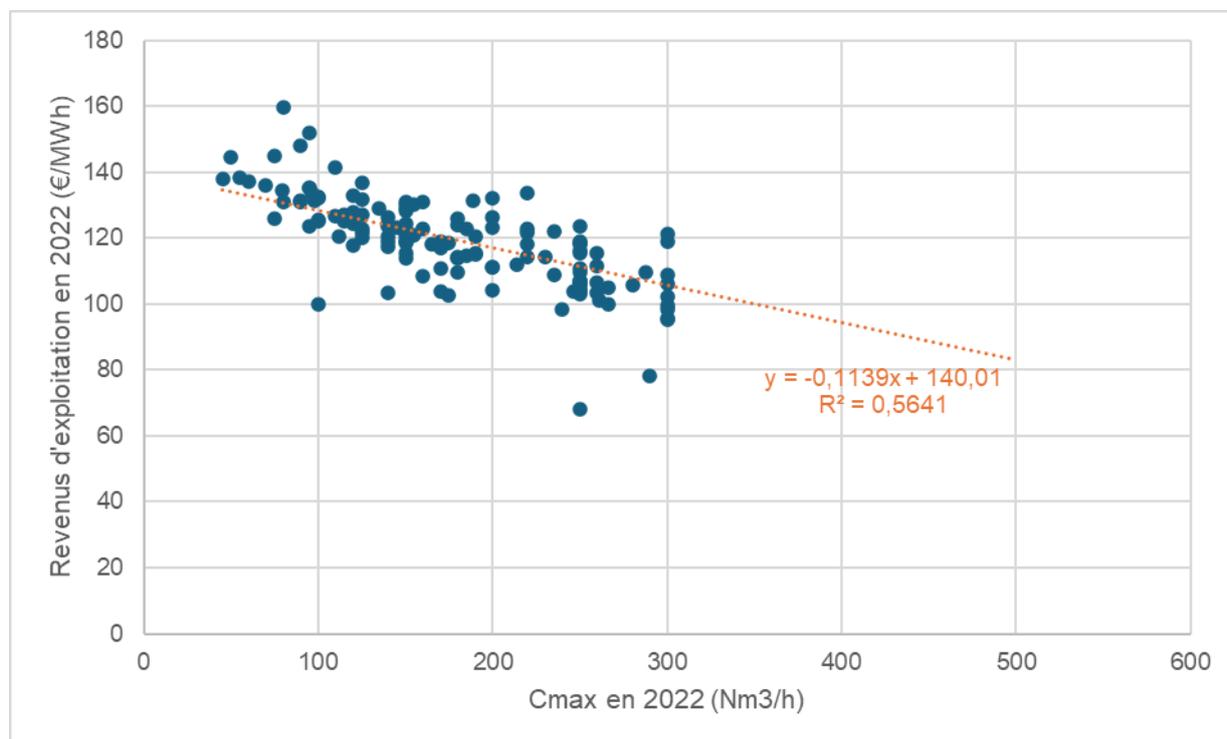
Ces hétérogénéités peuvent s'expliquer notamment par les différences entre les revenus tirés de la vente du biométhane produit. Presque l'intégralité de l'échantillon bénéficie d'un contrat d'achat en application de l'arrêté tarifaire BM 2011 (environ 90 % de l'échantillon). Cet arrêté octroie des primes aux installations intégrant des déchets du territoire (prime « P11 » dans l'arrêté) ou des CIVE (prime « P12 » dans l'arrêté) dans leurs intrants. La prime sur les CIVE étant plus importante en valeur absolue que celle sur les déchets du territoire, cela peut expliquer pourquoi les revenus tirés spécifiquement de la vente du biométhane des installations agricoles sont plus importants que les revenus des installations industrielles territoriales. Les redevances de traitement de déchets extérieures sont plus élevées pour les installations de type industriel territorial et font augmenter leurs revenus, malgré des revenus tirés de la vente de biométhane inférieurs. Néanmoins, les disparités de revenus demeurent globalement faibles entre les différentes typologies d'installation.

Par ailleurs, la taille des installations considérées dans cet échantillon pour chaque typologie d'installation ne constitue pas un facteur explicatif des disparités de revenus.

Les revenus annuels des installations de type agricole et de type industriel territorial sont globalement homogènes entre les différentes typologies d'installations, s'élevant autour de 120 €/MWh en 2022. Les revenus tirés de la vente de biométhane semblent moins importants pour les installations intégrant des déchets du territoire, mais sont compensés par davantage de redevances sur le traitement de déchets extérieurs.

5.5.2.2. En fonction de la taille des installations

Figure 37 - Niveaux des revenus d'exploitation (en €/MWh) selon la taille des installations en 2022



Echantillon : 160 installations ayant renseigné au moins un type de revenu d'exploitation et leur Cmax en 2022.

Pour des raisons de confidentialité, les installations avec une Cmax supérieure à 300 Nm³/h (16 installations) n'apparaissent pas sur cette figure.

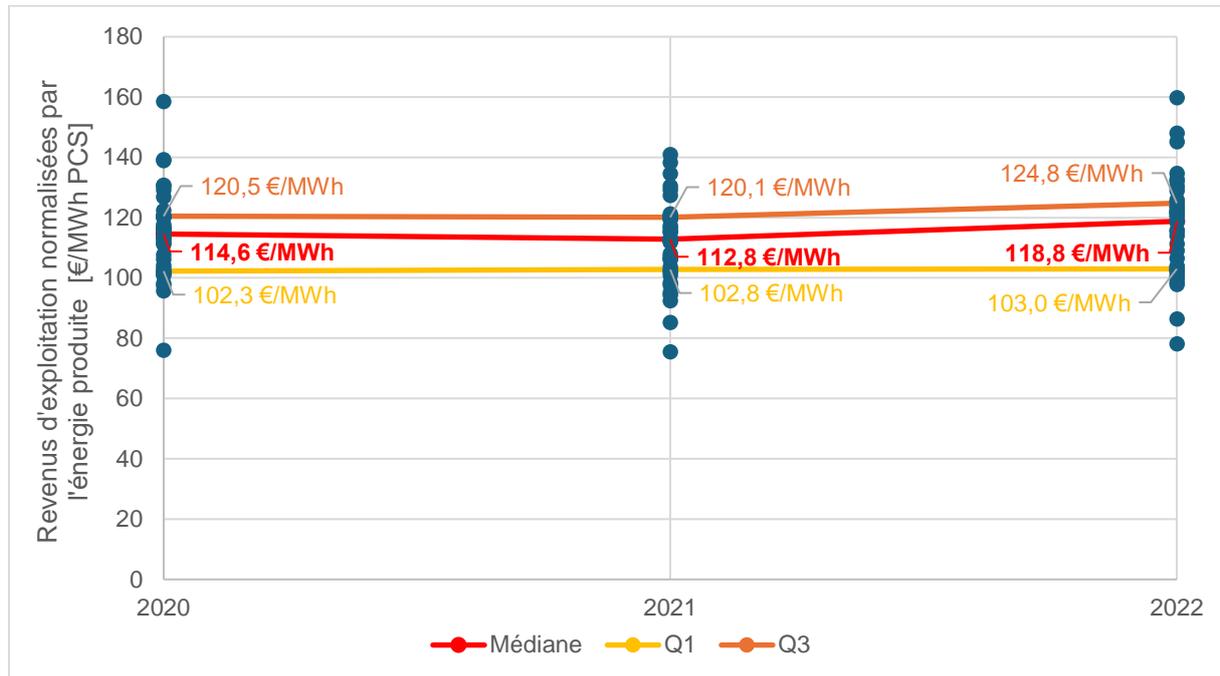
En raison de la dégressivité du tarif en fonction de la taille de l'installation, une relation proportionnelle et décroissante entre la Cmax et le revenu en €/MWh s'observe logiquement dans la figure ci-dessus.

Les revenus annuels des installations de méthanisation classique sont décroissants en fonction de la taille des installations, résultant de la dégressivité du tarif en fonction de la taille des installations.

5.5.3. Evolution des revenus d'exploitation

L'évolution des revenus d'exploitation est représentée ci-après entre 2020 et 2022, pour un échantillon d'installations ayant complété leurs données de revenus sur cette période.

Figure 38 - Evolution de la médiane des revenus d'exploitation annuels normalisés par rapport à l'énergie totale produite des installations entre 2020 et 2022



Echantillon : 38 installations mises en service entre 2013 et 2019, ayant complété leurs données de revenus entre 2020 et 2022 et dont les valeurs de revenus sont inférieures à 200 €/MWh.

La figure ci-dessus illustre les évolutions de revenus d'un panel d'installations mises en service entre 2013 et 2019 (l'exclusion du panel des installations mises en service en 2020 permettant de ne pas prendre en compte la phase de montée en charge de ces installations). Entre 2020 et 2022, la médiane des revenus a augmenté de 1,9 % par an en moyenne, ce qui s'explique principalement par une hausse des tarifs d'achat notamment entre 2021 et 2022 : au sein de cet échantillon, le tarif médian est ainsi passé de 107,6 €/MWh en 2021 à 111,0 €/MWh.

37 % des installations déclarent ainsi avoir subi des baisses de revenus sur la période 2020-2022 contre 63 % des installations qui déclarent avoir connu une hausse de revenus.

Entre 2020 et 2022 les revenus des installations de méthanisation classique ont augmenté (+ 1,9 % par an en moyenne), notamment en raison de la hausse des tarifs d'achat.

5.5.4. Focus sur certains postes de revenus d'exploitation

5.5.4.1. Valorisation du digestat

Tableau 20 - Revenus tirés de la valorisation du digestat

Valorisation du digestat (€/tonne de matière brute)	1 ^{er} quartile	Médiane	3 ^e quartile	Moyenne
Agricole autonome	4,0	5,6	8,9	6,6
Agricole territorial	2,8	5,6	7,6	5,7
Industriel territorial	4,0	6,1	8,1	6,1
Total	3,5	5,8	8,0	6,3

Echantillon : 110 installations ayant complété des données sur la valorisation du digestat. Les installations ont renseigné une unique valeur au moment de la déclaration (printemps 2023) et non une série de valeurs annuelles.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

La valorisation du digestat permet aux installations de méthanisation classique de dégager un revenu complémentaire à celui de la vente de biométhane. En moyenne, ce revenu s'élève à 6,3 €/t de digestat (5,8 €/t en médiane). Les revenus sont relativement homogènes entre les différentes typologies d'installations.

Les installations de type agricole et de type industriel territorial valorisaient leur digestat à un niveau d'environ 6 €/t au stade de l'exercice de déclaration.

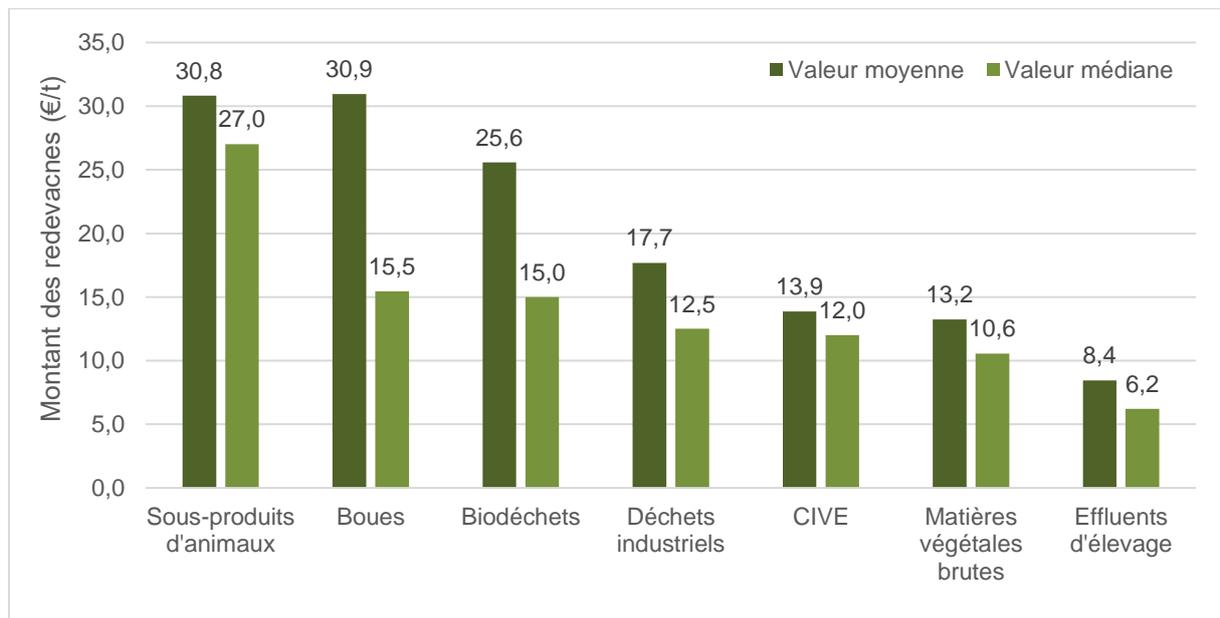
5.5.4.2. Redevances pour le traitement des déchets extérieurs

La méthanisation est une méthode de valorisation des déchets et permet donc aux producteurs de biométhane injecté de bénéficier de redevances pour ce service rendu. Les redevances sont versées par les producteurs de déchets et représentent les économies réalisées par ces producteurs en ne traitant pas ces derniers.

15 % des installations de méthanisation classique¹⁴⁶ ont déclaré avoir perçu des redevances pour le traitement de déchets, avec la répartition par typologie d'installation suivante :

- 8 % des installations de type agricole autonome ;
- 20 % des installations de type agricole territorial ;
- 85 % des installations de type industriel territorial.

Figure 39 - Montant des redevances perçues par typologie d'intrants pour les installations ayant indiqué percevoir une redevance pour le traitement de leurs intrants



Echantillon : 71 installations ayant indiqué percevoir une redevance pour le traitement de leurs intrants, ayant renseigné leur typologie et rempli la partie relative aux intrants dans la déclaration, soit 25 installations de type agricole autonome, 24 installations de type agricole territorial et 22 installations de type industriel territorial. Les installations de type déchets ménagers et biodéchets ont été écartées de l'échantillon, les données de répartition des revenus renseignées dans le plan d'affaires étant incohérentes avec celles renseignées à d'autres parties de la déclaration. Les installations ont renseigné une unique valeur au moment de la déclaration (printemps 2023) et non une série de valeurs annuelles.

¹⁴⁶ 71/469 installations ayant renseigné leur typologie et rempli la partie relative aux intrants. Les installations de type déchets ménagers et biodéchets ont été écartées de l'échantillon, les données de répartition des revenus renseignées dans le plan d'affaires étant incohérentes avec celles renseignées à d'autres parties de la déclaration.

Selon la figure ci-dessus, certains intrants font l'objet d'une redevance plus importante que d'autres, caractérisant le service du traitement de déchets rendu (en particulier, les sous-produits d'animaux, les boues et les biodéchets). La figure illustre également les disparités de redevances pour une même typologie d'intrants, notamment pour les biodéchets et les boues, ce qui peut s'expliquer par des spécificités locales liées au traitement des déchets.

Par ailleurs, au sein de l'échantillon considéré, les montants annuels de redevances sont très hétérogènes en fonction de la typologie d'installation. Ces différences de niveaux de redevances résultent du mix d'intrants de chaque typologie : les installations de type agricole territorial intègrent dans leur mix d'intrants une part plus importante de boues et de déchets industriels que les installations de type agricole autonome, tout comme les installations de type industriel territorial et ce dans des proportions plus importantes :

- les redevances totales annuelles pour les installations agricoles autonomes, ayant donc au moins 90 % de leurs intrants d'origine agricole, sont de 85 €/Nm³/h en valeur médiane en tenant compte de la capacité maximale d'injection en vigueur ;
- les redevances totales annuelles pour les installations agricoles territoriales sont de 133 €/Nm³/h en valeur médiane en tenant compte de la capacité maximale d'injection en vigueur ;
- les redevances totales annuelles pour les installations industrielles territoriales sont de 220 €/Nm³/h en valeur médiane en tenant compte de la capacité maximale d'injection en vigueur.

Les montants de redevances les plus élevés sont observés pour les sous-produits animaux, les boues et les biodéchets.

Les niveaux de redevances pour traitements des déchets extérieurs sont largement plus élevés pour les installations industrielles territoriales (environ deux fois plus élevés par rapport aux installations agricoles, avec cependant une distinction au sein des installations agricoles entre installations autonomes et territoriales, ces dernières intégrant davantage de déchets du territoire).

5.5.4.3. Recettes liées à la valorisation des garanties d'origine

L'article L. 446-22 du code de l'énergie dispose que les producteurs de biométhane dont les installations bénéficient du régime de l'obligation d'achat sont tenus de les inscrire sur le registre national des GO de biogaz au bénéfice de l'État. Les GO émises après production et injection du biogaz abondent le compte de l'État, qui en assure la valorisation via un mécanisme d'enchère. Cette disposition ne s'applique toutefois qu'aux contrats conclus après le 9 novembre 2020.

Dans le régime précédemment en vigueur¹⁴⁷, le biométhane injecté pouvait bénéficier d'une attestation de GO à la demande de l'acheteur de biométhane ; ce dernier pouvait ensuite valoriser ces GO sur le marché (dans une offre verte par exemple). Les GO sont donc en principe uniquement émises à la demande de l'acheteur de biométhane, sans contrepartie financière au bénéfice du producteur.

Néanmoins, en pratique, la CRE a pu observer, dans le cadre du présent audit, une pratique courante de transactions financières entre les producteurs et les acheteurs de biométhane. Ces transactions sont généralement négociées au stade de la contractualisation et peuvent figurer dans le contrat d'achat.

La tarification des GO inscrite au contrat d'achat peut être fixe sur toute la durée du contrat d'achat ou peut évoluer au cours du contrat avec des clauses d'indexation.

Le tableau ci-dessous révèle que la plupart (environ trois quarts) des installations de l'échantillon considéré, à savoir les 344 installations ayant déclaré une valeur précise de tarification de leurs GO, ont un mode de tarification fixe des GO.

¹⁴⁷ Article 1 du décret n° 2011-1596 du 21 novembre 2011 relatif aux garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

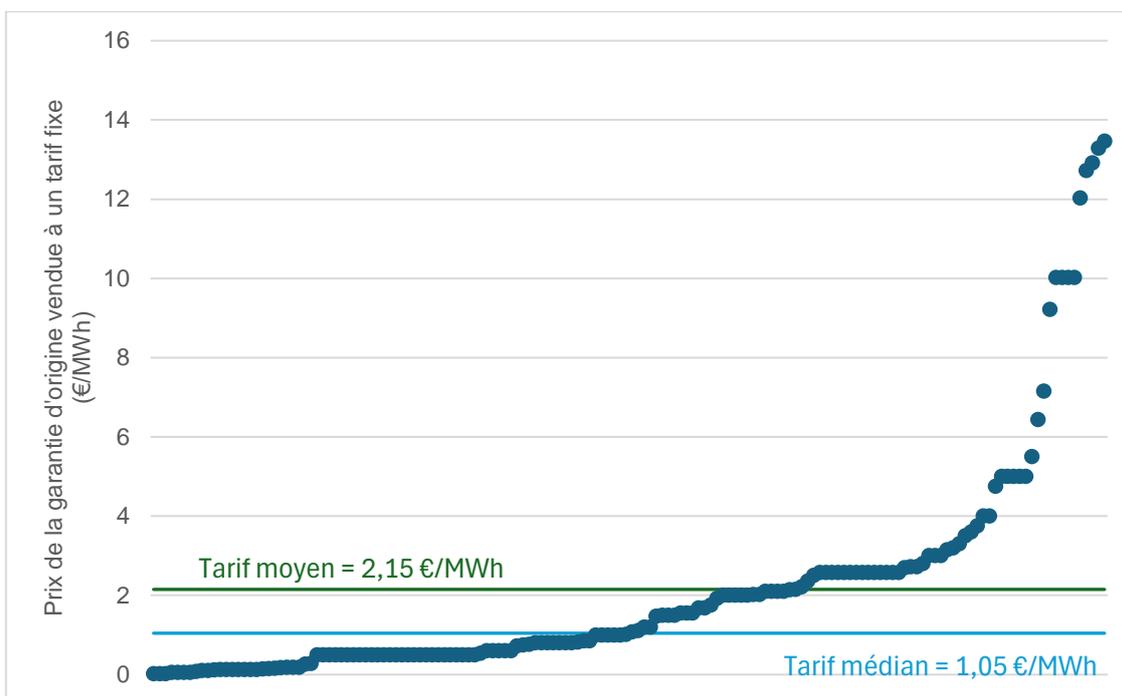
4 décembre 2024

Tableau 21 - Mode de tarification des GO

Typologie d'installation	Tarification variable	Tarification fixe
Agricole autonome	28 %	72 %
Agricole territorial	23 %	77 %
Industriel territorial	32 %	68 %
Total général	27 %	73 %

Echantillon : 344 installations ayant indiqué le mode de tarification de leurs GO et renseigné un tarif fixe ou une référence variable, dont 223 installations de type agricole autonome, 96 de type agricole territorial et 25 de type industriel territorial.

Figure 40 - Prix de la GO vendue à un tarif fixe, tel qu'indiqué par les déclarants



Echantillon : 158 installations dont le contrat d'achat a été signé avant le 9 novembre 2020 et ayant renseigné un niveau de tarification fixe de la GO strictement supérieur à 0. Les installations ont renseigné une unique valeur au moment de la déclaration (printemps 2023) et non une série de valeurs annuelles. Les valeurs renseignées supérieures à 100 €/MWh ont été écartées, relevant probablement d'erreurs de déclaration.

Les installations de méthanisation classique ont indiqué céder leurs GO au fournisseur de gaz acheteur de biométhane à des niveaux de tarification très variés, comme représenté dans la figure ci-dessus. Pour les installations ayant renseigné un tarif strictement positif, le tarif moyen de cession des GO s'élève à 2,15 € / MWh et le tarif médian à 1,05 € / MWh.

S'agissant des installations ayant indiqué une tarification variable au cours du contrat, les différentes références de prix recensés dans les déclarations sont basées sur :

- l'indexation annuelle L du tarif d'achat ;
- un indice de référence de prix de marché de gros du gaz naturel (PEG, TTF) ;
- un indice de référence du prix de marché de détail du gaz naturel (TRV Gaz par exemple) ;
- un indice de prix du GNV (gaz naturel pour véhicule) dans le cas où la GO est valorisée sous forme de biocarburant ;
- un indice de référence de prix du marché des GO ;

- la marge réalisée par l'acheteur sur la vente des GO.

Dans la plupart des cas, la tarification variable est basée sur la marge réalisée par l'acheteur lors de la vente des GO.

Les installations ont ainsi indiqué céder leurs GO au fournisseur de gaz acheteur de biométhane à des niveaux de tarification dispersés, autour de 1 (valeur médiane) et 2 (valeur moyenne) €/MWh¹⁴⁸. Il convient de noter qu'une valorisation n'a pas toujours été renseignée.

En application du cadre réglementaire s'agissant des contrats d'achat signés avant le 9 novembre 2020, la récupération des GO par l'acheteur de biométhane auprès du producteur ne doit pas faire l'objet d'une transaction financière, dans la mesure où cela constitue un complément de revenu non anticipé dans le dimensionnement des tarifs de soutien du producteur¹⁴⁹.

La CRE rappelle qu'elle a indiqué dans sa délibération du 11 juillet 2024¹⁵⁰ qu'elle prévoyait de faire évoluer la méthodologie de calcul du montant de la valorisation des GO récupéré par l'Etat dans le cadre des CSPE. Cette évolution pourrait consister en la définition par la CRE, sur la base d'une méthode normative, d'une valeur minimale pour le coût évité « GO », à l'instar des méthodes applicables au calcul des coûts évités « énergie » et « garanties de capacité » pour les opérateurs en électricité. En particulier, le prix de valorisation retenu dans le cadre du prochain exercice des charges (donc dès l'évaluation des charges constatées au titre de 2024) pourrait se fonder sur le prix des enchères portant sur les GO de biométhane (dont la première s'est tenue le 4 décembre 2024). Cette nouvelle méthodologie devrait ainsi, en pratique, désinciter les acheteurs de biométhane à acheter des GO auprès des producteurs et limiter les pratiques non conformes à la réglementation, qui compliquent par ailleurs le bon dimensionnement des tarifs de soutien.

5.6. Financement des projets et aides financières

Les projets de méthanisation peuvent faire appel à différentes sources de financement, dont les principales sont les suivantes :

- les fonds propres (ou la dette assimilée à des fonds propres) ;
- la dette bancaire (organisme bancaire, organisme public...) ou non-bancaire¹⁵¹ ;
- des subventions sous formes d'aides à l'investissement.

D'autres types d'aides financières ont été déclarées par les producteurs (prêts à taux zéro, prêts sans garanties¹⁵², avances remboursables...). Les prêts à taux zéro/avances remboursables ont été considérés dans la catégorie « aides financières » au même titre que les subventions à l'investissement dans la suite des analyses¹⁵³. Les subventions à l'investissement représentent cependant a priori la très grande majorité des aides recensées¹⁵⁴ (parmi les aides au financement déclarées, 3 installations ont

¹⁴⁸ Dans le cadre du contrôle des CSPE réalisé par la CRE chaque année, les acheteurs de biométhane renseignent le montant auquel ils valorisent leurs GO. Pour l'exercice de déclaration mené en 2024, le prix moyen de la GO s'élève à environ 5 € au titre des années 2023, 2024 et 2025 (moyenne des valorisations de GO pour chaque acheteur de biométhane).

¹⁴⁹ Raison pour laquelle le biogaz pour lequel une GO a été émise par le producteur ne peut ouvrir droit au bénéfice d'un contrat d'obligation d'achat (article L. 446-19 du code de l'énergie).

¹⁵⁰ Délibération de la CRE n°2024-129 du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024.

¹⁵¹ Certaines entreprises empruntent directement auprès d'intermédiaires financiers tels que des fonds d'investissement, sociétés d'assurance, fonds de *private equity* ou de capital-risque, ou autres sociétés d'investissement non reconnues comme établissements de crédit.

¹⁵² En 2019, le ministère chargé de l'agriculture et l'ADEME ont missionné Bpifrance pour porter un dispositif de prêt sans garantie pour des montants allant de 100 k€ à 1 Md€ sur une durée de 12 ans maximum (à fin 2023, une trentaine de projets ont fait appel à ce dispositif d'après le site [Projet Méthanisation](#) de GRDF).

¹⁵³ Le formulaire de déclaration prévoyait une catégorie « fonds publics/subventions ». La CRE a retenu les montants déclarés dans cette catégorie s'agissant des « aides financières ».

¹⁵⁴ Les informations renseignées par les candidats n'étant pas toujours suffisamment explicites, il n'est pas possible de s'exprimer avec précision sur le nombre d'installations bénéficiant spécifiquement de subventions à l'investissement. Elles représentent cependant a priori la large majorité des aides déclarées.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

indiqué avoir perçu des avances remboursables et 6 ont indiqué avoir contracté des prêts à taux zéro, dont 4 éco-PTZ¹⁵⁵, aucune installation n'a déclaré avoir contracté un prêt sans garantie).

5.6.1. Structure du financement des projets

Pour les 450 installations pour lesquelles la CRE bénéficie de données de financement, le taux moyen d'endettement est de 80 %, pour un apport en fonds propres de 9 % en moyenne. Le reste du financement est en général complété par des aides financières, pour 11 % en moyenne.

Le tableau ci-dessous montre la répartition entre les différentes sources de financement selon la typologie des installations :

Tableau 22 - Structure du financement des projets en fonction de leur typologie

Typologie de l'installation	Emprunts	Fonds propres	Aides financières	Nombre d'installations
Agricole autonome	83 %	7 %	10 %	299
Agricole territorial	77 %	11 %	12 %	118
Déchets ménagers et biodéchets	75 %	15 %	10 %	4
Industriel territorial	61 %	29 %	10 %	29
TOTAL	80 %	9 %	11 %	450

Echantillon : 450 installations ayant renseigné des données de financement.

Les subventions à l'investissement peuvent jouer différents rôles pour le développement des installations. Essentiellement assimilées par les banques à des quasi-fonds propres, elles permettent de renforcer la structure financière des projets et de garantir l'accès au financement bancaire. Le versement s'opérant généralement après ou au moment de la mise en service des installations, les porteurs de projets ont parfois recours à un prêt relais pour assumer le décalage de trésorerie qui aurait alors lieu. L'usage théorique de ces subventions d'investissement peut être également modifié pour couvrir le besoin en fonds de roulement (BFR), généré par le décalage temporel (allant jusqu'à plusieurs mois), entre les charges et les revenus d'exploitation, notamment lors de la constitution des stocks de matières propres à la méthanisation. Dans ce cas, les subventions alors dites d'exploitation, sont comptabilisées comme des revenus au sein des projets.

Le taux moyen d'endettement des installations de méthanisation est de 80 %, pour un apport en fonds propres de 9 % en moyenne. Le reste du financement est en général complété par des aides financières (principalement des subventions à l'investissement), pour 11 % en moyenne.

5.6.2. Structure des sociétés et apporteurs de capitaux

30 installations ont précisé ne pas avoir créé une société dédiée à la méthanisation, ce qui signifie que l'exploitation agricole et l'installation de méthanisation sont rattachées à la même société. Pour 432 installations, une société dédiée à la méthanisation a bien été créée (cette information n'a pas été renseignée pour le reste des installations).

67 installations ont indiqué avoir bénéficié de capitaux provenant de fonds d'investissement privés ou semi-privés, tandis que 84 installations ont indiqué ne pas en avoir bénéficié (cette information n'a pas été renseignée pour le reste des installations).

¹⁵⁵ L'éco-prêt à taux zéro [éco-PTZ] est un prêt permettant de financer la réalisation de travaux d'amélioration de performance énergétique de bâtiments.

5.6.3. Financement bancaire

Les organismes bancaires imposent généralement un niveau minimum de fonds propres aux porteurs de projets afin de réduire les risques liés aux prêts accordés. Ce niveau dépend de l'analyse, par les organismes bancaires, de la robustesse du plan d'affaires, de la solidité financière de la société qui porte le projet ainsi que de leur confiance dans le développement de la filière. Une part d'emprunt élevée signifie généralement de meilleures conditions de financement au vu du niveau de rémunération des fonds propres pouvant être attendu par les actionnaires pour ce type de projet.

5.6.3.1. Evolution des conditions de financement des installations

Tableau 23 - Evolution des conditions de financement des installations en fonction de l'année de mise en service

Année de mise en service	2018 et avant	2019	2020	2021	2022	2023 et après ¹⁵⁶
Taux d'emprunt moyen	2,17 %	2,03 %	1,76 %	1,65 %	1,66 %	2,36 %
Durée d'emprunt moyenne (nombre d'années)	11,0	11,9	11,9	12,6	12,0	12,9
Part d'emprunt moyenne	73 %	75 %	80 %	83 %	82 %	82 %
Nombre d'installations	37	28	63	107	92	38

Echantillon : 365 installations ayant renseigné des données de financement et une date de mise en service.

D'après le tableau ci-dessus, le taux d'emprunt moyen des projets a diminué jusqu'en 2021-2022 avant de connaître une hausse importante en 2023 (+ 42 % entre 2022 et « 2023 et après »). Parallèlement, une légère hausse des durées d'emprunt (de 11 ans en « 2018 et avant » à 12,9 ans en « 2023 et après ») et une augmentation du levier moyen (de 73 % en « 2018 et avant » à 82 % « en 2023 et après ») ont été observées. Cette tendance n'est pas propre à la filière de la méthanisation. A l'instar de l'indice Iboxx – Corporates 10 – 15 présenté dans le graphique ci-après, une forte dégradation du coût de la dette des entreprises est observable à partir de 2022. La combinaison de taux sans risque plus élevés, de primes de risque accrues et d'un environnement macroéconomique incertain ont conduit à cette situation généralisée.

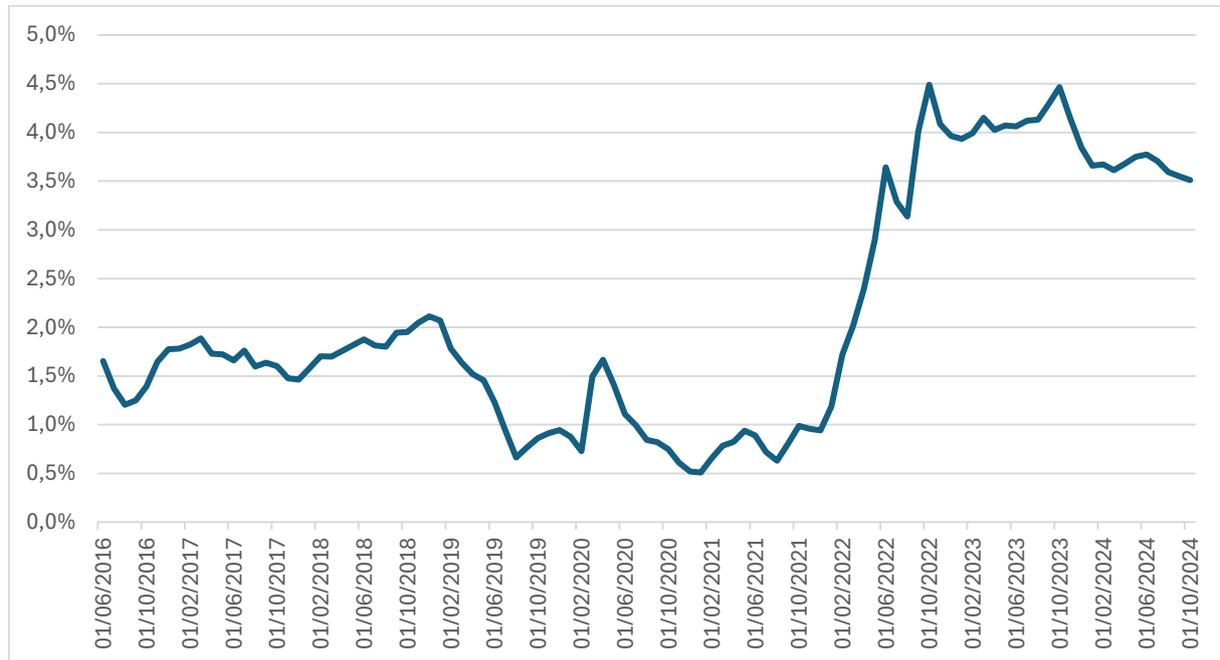
Les conditions d'emprunt des projets se sont améliorées pour les mises en service jusqu'en 2021-2022, en lien avec la baisse des taux d'intérêt constatée sur la même période. En parallèle, une hausse de la part des emprunts bancaires dans le financement global des projets et une hausse modérée de la durée des emprunts ont été observées. Ces conditions se sont en revanche dégradées pour les installations mises en service après 2022, à l'instar des autres secteurs.

¹⁵⁶ 6 installations avec des mises en service prévues pour 2024 et 3 installations avec des mises en service prévues en 2025.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Figure 41 - Evolution de l'indice de taux complet de la dette Iboxx – Corporates 10-15 entre juin 2016 et octobre 2024 (moyennes mensuelles)



La figure ci-dessus montre l'évolution d'un indice représentatif d'un taux complet d'emprunt (composé du taux sans risque, d'un *spread* et d'une marge), qui peut être comparé avec les taux d'intérêt des emprunts dont bénéficient les installations de méthanisation¹⁵⁷. Une diminution progressive du coût de la dette entre 2017 et fin 2021 est observable, suivie d'une très forte hausse en 2022-2023, puis d'une relative stabilisation à des niveaux élevés.

L'emprunt représente une part prépondérante du financement des projets de méthanisation, l'évolution des conditions de financement et notamment des taux d'emprunt peut avoir une incidence majeure sur la rentabilité des projets de méthanisation. La CRE estime donc pertinent d'introduire dans la formule d'indexation par le coefficient K des tarifs d'achat un indice permettant de suivre son évolution générale. La CRE recommande l'utilisation, de l'indice Iboxx Corporate actuellement utilisé dans les formules d'indexation applicables à aux installations éoliennes à terre et photovoltaïques lauréates d'un appel d'offres ou bénéficiaires d'un guichet ouvert depuis la révision des conditions tarifaires intervenue pendant la crise inflationniste récente.

¹⁵⁷ Cet indice est notamment utilisé dans les formules d'indexation des dispositifs de soutiens aux installations photovoltaïques et éoliennes terrestres.

5.6.3.2. Disparités entre les différentes typologies d'installations

Tableau 24 - Conditions de financement en fonction de la typologie des installations

Typologie des installations	Agricole autonome	Agricole territorial	Déchets ménagers et biodéchets	Industriel territorial
Taux d'emprunt moyen	1,71 %	1,85 %	2,53 %	2,93 %
Durée d'emprunt moyenne (années)	12,7	11,9	18,5	6,4
Part d'emprunt moyenne	83 %	77 %	75 %	60 %
Nombre d'installations	257	87	4	23

Echantillon : 371 installations ayant renseigné des données de financement et dont la typologie a été renseignée.

Les installations agricoles semblent bénéficier de conditions d'emprunt plus avantageuses, avec des taux d'intérêts plus faibles mais aussi d'une part d'emprunt plus importante que les autres typologies. Cela peut s'expliquer par une confiance accrue des financeurs en ce type de projets, les installations de typologie agricole s'étant développées en premier et étant les plus nombreuses. A l'inverse, les installations de type industriel territorial semblent présenter des conditions de financement moins avantageuses.

Les installations de type industriel territorial considérées ici présentent des dates de mise en service comprises entre 2016 et 2025, avec une majorité de mises en service entre 2019 et 2021, tout comme pour les installations agricoles : cela n'explique donc pas la différence observée entre les deux typologies concernant leurs conditions de financement. Néanmoins, s'agissant des installations de type déchets ménagers et biodéchets, deux ont été mise en service en 2015, une en 2022 et une en 2023, ce qui pourrait expliquer le fait qu'elles semblent bénéficier en premier approche de conditions de financement moins avantageuses (cf. tableau ci-dessus).

Les installations de typologie agricole semblent bénéficier de conditions d'emprunt plus avantageuses.

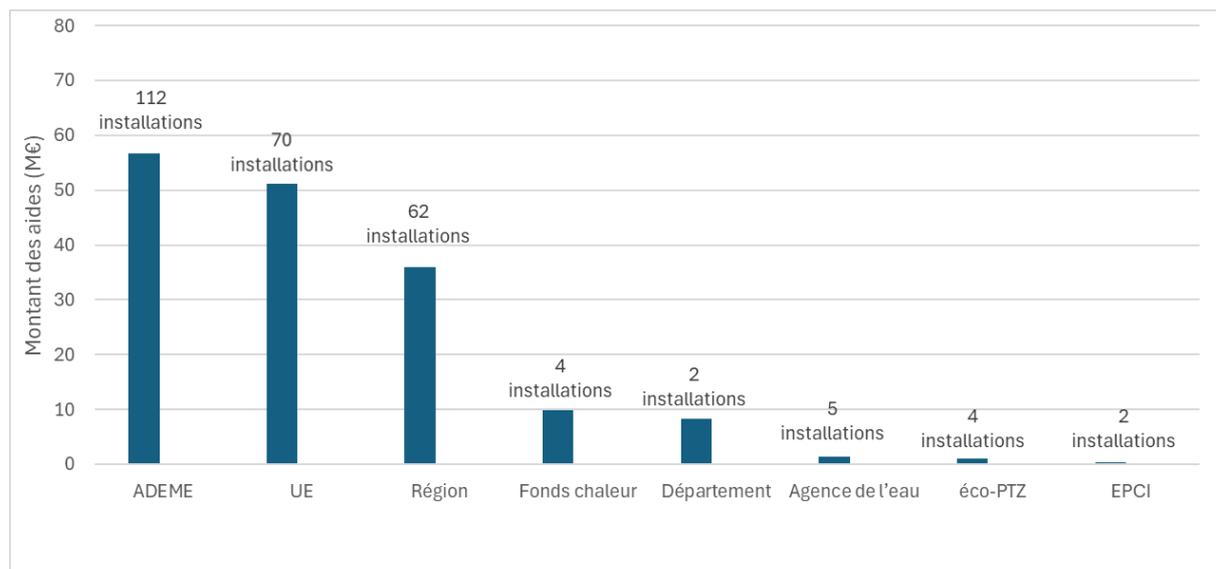
5.6.4. Aides financières (subventions à l'investissement en grande majorité)

Sur l'échantillon de 450 installations ayant renseigné la structure de leur financement, 364 ont déclaré avoir reçu une ou plusieurs aides financières (81 % des installations). S'agissant de ces installations, la part de ces aides dans le financement total du projet est de 13 % en moyenne, allant jusqu'à 40 % pour certains projets. Le montant total des aides déclarées par les 364 installations concernées est de 340 M€.

Figure 42 - Répartition des enveloppes d'aides financières allouées par les différents organismes et du nombre d'installations qui en bénéficient

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

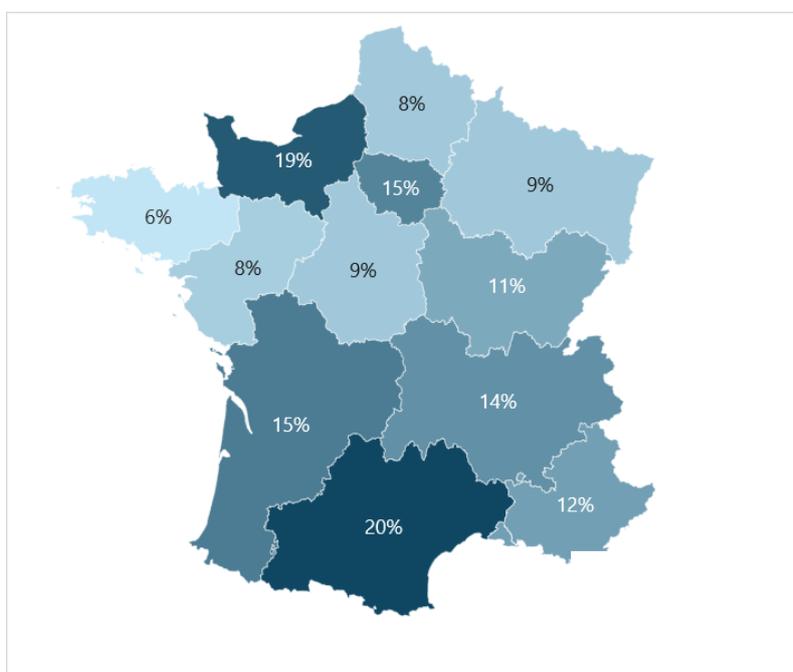
4 décembre 2024



Echantillon : 170 installations ayant précisé les sources de leurs aides. Une installation peut toucher des aides provenant de plusieurs organismes.

Parmi les installations ayant précisé le ou les organismes leur ayant attribué des aides, le principal organisme représenté est l'ADEME avec 34 % du montant des aides identifiées, suivi par l'UE et les régions avec respectivement 31 et 22 % du montant des aides identifiées. A noter que parmi l'ensemble des installations ayant déclaré avoir reçu des aides, 127 ont explicitement déclaré avoir reçu plusieurs aides pour un même projet, soit près d'un tiers des installations ayant déclaré avoir reçu une ou plusieurs aides. Dans la plupart des cas, il s'agit de d'aides croisées entre l'ADEME et l'UE ou les régions. Il convient de noter qu'une part importante des installations n'a pas précisé l'origine des aides reçues.

Figure 43 - Part moyenne des aides dans le financement des projets selon les régions



Echantillon : 450 installations ayant renseigné la structure de leur financement et leur région d'implantation. Le calcul de ces parts inclut les installations ne percevant pas d'aides (et dont la part des aides financières est donc de 0 %).

Les installations des régions Normandie et Occitanie sont celles présentant la part la plus importante d'aides dans leur financement.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Tableau 25 - Répartition par région des montants d'aides financières allouées ainsi que du nombre d'installations concernées

Région d'implantation	(1) Montant total d'aides financières allouées (M€)	(2) Nombre d'installations touchant une ou plusieurs aides financières	(1/2) Montant total d'aides financières allouées par installation ayant déclaré toucher une ou plusieurs aides (M€/installation)
Grand-Est	55,5	67	0,8
Nouvelle Aquitaine	53,7	41	1,3
Hauts-de-France	40,3	60	0,7
Île-de-France	36,7	39	0,9
Normandie	31,7	24	1,3
Auvergne-Rhône-Alpes	26,2	30	0,9
Occitanie	22,0	12	1,8
Pays de la Loire	20,4	22	0,9
Centre-Val-de-Loire	16,3	22	0,7
Bretagne	16,2	31	0,5
Bourgogne-Franche-Comté	15,7	10	1,6
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	3,3	3	1,1

Echantillon : 361 installations ayant renseigné la structure de leur financement, avoir reçu une ou plusieurs aides financières, et leur région d'implantation.

Les régions dans lesquelles les montants totaux des aides allouées sont les plus élevés sont les régions Grand Est, Nouvelle Aquitaine et Haut-de-France, qui sont aussi les régions qui totalisent le plus de projets de méthanisation (à l'exception de la Bretagne).

Tableau 26 - Part moyenne des aides financières et montants d'aides allouées par année de mise en service

Année de mise en service	2018 et avant	2019	2020	2021	2022	2023 et après
Part moyenne d'aides financières	14,50 %	11,58 %	13,18 %	10,91 %	8,71 %	7,87 %
Montant d'aides financières allouées (M€)	48,0	30,9	62,4	89,9	62,6	39,9

Echantillon : 435 installations ayant renseigné la structure de leur financement et leur année de mise en service. Le calcul de ces parts inclut les installations ne percevant pas d'aides financières (et dont la part des aides financières est donc de 0 %).

Les parts d'aides financières dans le financement des projets ont diminué avec le temps, passant de 14,5 % pour les projets mis en service jusqu'en 2018 à 8,0 % pour les projets mis en service plus récemment (à partir de 2023).

Enfin, l'analyse des données de l'audit montre que la part moyenne des aides dans le financement des installations ne semble pas dépendre de la taille ou de la typologie des projets.

La part moyenne des aides financières (très majoritairement des subventions à l'investissement) dans le financement total des projets ayant déclaré avoir reçu une ou plusieurs aides est de 13 %, allant jusqu'à 40 % pour certains projets. Les principaux organismes délivrant ces aides sont l'ADEME (avec 34 % du montant des aides identifiées), l'UE (31 %) et les régions (22 %).

La part des aides dans le financement des projets :

- est sensiblement différente selon les régions (de moins de 10 % pour les régions Bretagne, Pays de la Loire, Centre-Val de Loire, Grand-Est et Haut-De-France, à environ 20 % pour les régions Normandie et Occitanie) ;

- a diminué avec le temps, passant de 14,5 % pour les projets mis en service jusqu'en 2018 à 8,0 % pour les projets mis en service plus récemment ;

- ne semble pas dépendre de la taille ou de la typologie des projets, selon les données collectées dans le cadre de l'audit.

5.6.5. Investissement participatif et financement collectif

Les porteurs de projets peuvent lancer des campagnes de financement collectif ou d'investissement participatif afin de contribuer au financement des projets. Ces campagnes font généralement appel à un public « local », dans une logique de renforcement de l'acceptabilité de projets.

34 installations ont déclaré avoir recours à ce type d'outils (il s'agit d'installations mises en service entre 2017 et 2023, sur l'ensemble du territoire métropolitain et de tailles variables). Pour ces installations, les fonds récoltés représentent en moyenne 4,3 % de l'ensemble des sources de financement.

5.6.6. Amortissements¹⁵⁸

339 installations du panel ont rempli des informations relatives à l'amortissement de l'investissement initial (durée et montant). La durée moyenne d'amortissement pour ces installations est de 14 années¹⁵⁹ (15 en valeur médiane, 3 en valeur minimale et 25 en valeur maximale).

5.7. Rentabilité des installations

5.7.1. Méthode d'évaluation de la rentabilité des installations

L'article D. 446-12 du code de l'énergie prévoit que « *les tarifs d'achat applicables pendant la durée du contrat prennent en compte les coûts d'investissement et d'exploitation de sorte que la rémunération des capitaux immobilisés dans ces installations n'excède pas, sur la période du contrat, une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie de vente à un tarif déterminé dont elles bénéficient.* »

La CRE procède dans cette partie à l'évaluation de la rentabilité des installations par le calcul de plusieurs mesures de taux de rentabilité interne (TRI)¹⁶⁰, dont les méthodologies de construction sont détaillées en Annexe 1 (cette annexe fournit également des informations sur la constitution des panels d'installations étudiés) :

- le **TRI Projet avant impôts**, qui se base sur des données constatées dans le passé et sur une reconstitution par la CRE des flux futurs de charges et de revenus à partir de différentes hypothèses. Ce jeu d'hypothèses prend en compte la hausse tarifaire introduite par l'arrêté du 10 juin 2023 (donc après l'exercice de déclaration) et dont ont pu bénéficier la plupart des

¹⁵⁸ L'amortissement est un terme comptable qui définit la perte de valeur d'un actif immobilisé, du fait de l'usure du temps ou de l'obsolescence. Pour maintenir la valeur initiale des capitaux engagés dans l'entreprise, l'exploitant doit compenser cette perte par un prélèvement sur les revenus d'exploitation. Les amortissements pratiqués par l'entreprise viennent en déduction de son bénéfice imposable.

¹⁵⁹ La durée moyenne d'amortissement varie généralement en fonction des différents postes d'investissement : la valeur présentée est une moyenne pour l'ensemble de l'installation.

¹⁶⁰ Dans la suite du rapport, les TRI Projet sont calculés avant impôts et les TRI actionnaires après impôts.

installations¹⁶¹. La CRE a également procédé à une homogénéisation des OPEX liés à la maintenance et aux gros entretiens de renouvellement au vu de la diversité des déclarations. Ce scénario de référence prend ainsi en compte : (i) une hypothèse « moyenne » de coûts de maintenance et de gros entretiens de renouvellement (GER)¹⁶², (ii) des CAPEX décaissés un an avant la mise en service¹⁶³ et (iii) la révision tarifaire de 2023. Les effets de ces différentes hypothèses ont été évalués dans une analyse de sensibilité (cf. partie 5.8). Les éventuelles aides financières (principalement des subventions à l'investissement) perçues ne sont pas prises en compte dans ce calcul. Le TRI Projet avant impôts est calculé à la maille de chaque installation ayant transmis suffisamment de données (soit 180/482 installations). Cet échantillon d'installation est représentatif de l'ensemble du panel d'installation auditées ;

- le **TRI Projet avant impôts « avec subventions »**, qui se base sur la même méthodologie de calcul que le TRI Projet avant impôts, en intégrant les aides financières reçues par les installations, avec l'hypothèse que celles-ci constituent un revenu qui sert notamment pour le besoin en fonds de roulement dans les premières années d'exploitation. Le TRI Projet avant impôts « avec subventions » est calculé à la maille de chaque installation ayant fourni suffisamment de données (soit 112/330¹⁶⁴ installations ayant déclaré avoir reçu une ou plusieurs aides financières dans leur modèle d'affaires) ;
- le **TRI Projet avant impôts « selon la vision des déclarants »**, qui est calculé à partir des données renseignées par les déclarants sur l'intégralité de la durée de leur contrat de soutien, en tenant ainsi compte de leurs estimations de revenus et charges futurs. Le TRI Projet avant impôts « selon la vision des déclarants » est calculé à la maille de chaque installation ayant fourni suffisamment de données (soit 144/482 installations). Ce calcul ne prend notamment pas en compte la hausse tarifaire du second semestre 2023, dont ont pu bénéficier la plupart des installations, celle-ci étant intervenue après la collecte de données ;
- le **TRI Actionnaires après impôts**, qui est calculé sur la base des données moyennes de CAPEX et d'OPEX présentées dans les analyses des parties 5.2 et 5.3 du présent rapport. Ce calcul de TRI a été effectué à la maille de chaque installation. Les résultats sont particulièrement dispersés en raison des conditions de financement très variables d'une installation à l'autre. La CRE a donc choisi de présenter un autre calcul, réalisé sur la base du plan d'affaires d'un projet de méthanisation agricole classique « moyen », en considérant différents scénarios correspondant aux conditions de financement observées pour ce type de projet et présentées dans les analyses de la partie 5.7.5.

L'ensemble de ces calculs de rentabilité a été effectué sur la base d'une hypothèse de durée d'exploitation de 15 ans, ce qui correspond à la durée des contrats de soutien en vigueur. En effet, le faible recul disponible sur la filière du biométhane injecté (la majorité des installations ayant été mise en service après 2019) ne permet pas de connaître précisément la durée de vie des équipements des unités de production, ni les conditions des opérations de maintenance et de renouvellement permettant de prolonger la durée d'exploitation, et donc la durée de vie possible d'une unité de production au-delà des 15 ans prévus dans les contrats de soutien. Des calculs de rentabilité reposant sur des hypothèses de durées d'exploitation plus importantes impliqueraient a priori de construire des hypothèses de réinvestissement visant à prolonger la durée de vie des installations. La CRE ne dispose pas, à ce stade du développement de la filière, de données suffisantes pour établir de telles hypothèses.

Les réinvestissements passés des installations ont bien été pris en compte dans les CAPEX (changement ou mise aux normes d'équipements, accroissement de capacité...), tandis que les gros entretiens de renouvellement ainsi que la maintenance lourde passés ont bien été pris en compte dans les OPEX.

¹⁶¹ D'après les données des déclarations CSPE 2024 des acheteurs de biométhane, 593/644 installations ayant engendré des charges en 2023 ont signé un avenant à leur contrat d'achat, leur permettant de bénéficier de la hausse tarifaire introduite par l'arrêté du 13 juin 2023.

¹⁶² Cela signifie que la part de ces coûts dans les OPEX est conforme à la valeur moyenne observée pour l'échantillon de l'audit.

¹⁶³ Conformément aux déclarations des producteurs.

¹⁶⁴ Dans la partie 5.6.4, il est précisé que 364 installations perçoivent des aides financières. Cet échantillon a été défini en croisant les données déclarées dans les parties relatives au financement et au plan d'affaires. Dans la présente partie, seules les données déclarées dans le plan d'affaires sont retenues, ce qui réduit légèrement la taille de l'échantillon.

Enfin, les déclarants n'avaient pas à renseigner dans la déclaration un montant provisionné pour d'éventuels frais de démantèlement, mais il est possible que ces derniers aient été comptabilisés dans les GER. Aucune hypothèse supplémentaire n'a été réalisée concernant les frais de démantèlement dans le calcul de la rentabilité des installations.

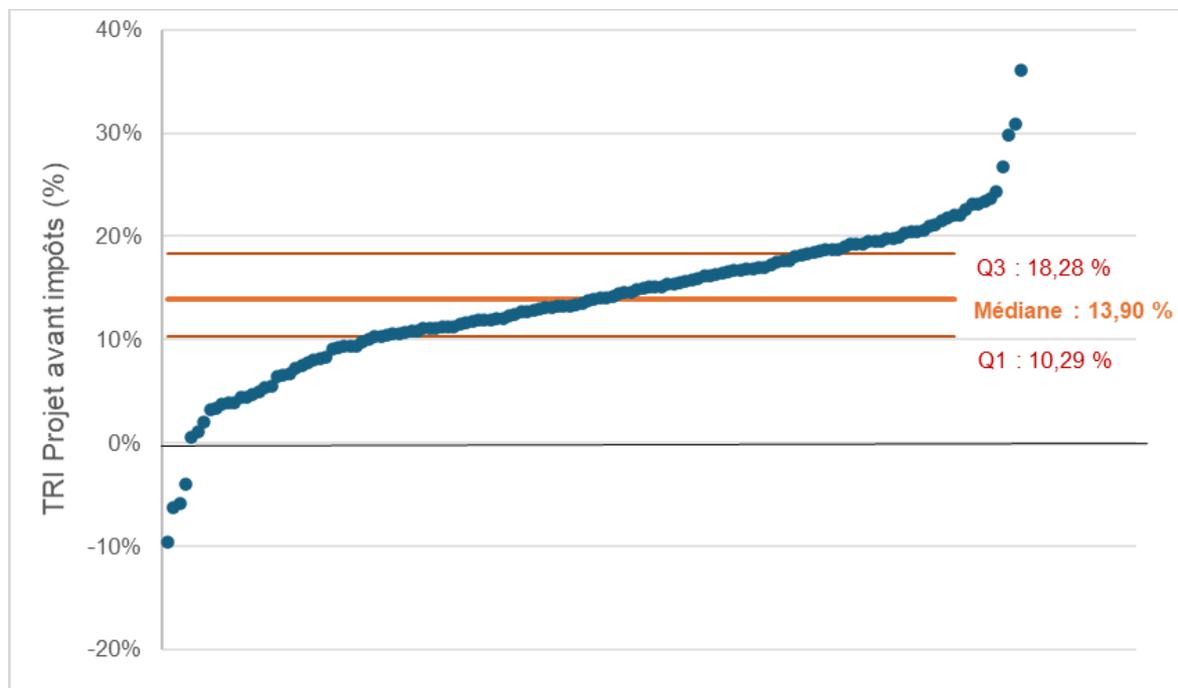
5.7.2. TRI Projet avant impôts hors éventuelles subventions à l'investissement

5.7.2.1. Niveaux de TRI Projet avant impôts des installations

La CRE a été en mesure de calculer un TRI Projet avant impôts pour un échantillon de 180 installations. Cependant cet échantillon inclut des installations mises en service en 2022, donc pour lesquelles la reconstitution des flux futurs pour le calcul du TRI se base en partie sur les données prévisionnelles renseignées pour 2023 (afin d'exclure la première année d'exploitation non complète et intégrant une période de montée en charge). Ainsi, ces installations ont été écartées de l'échantillon pour l'ensemble des analyses des parties 5.7 et 5.8, à l'exception de la partie 5.7.2.2, qui présente les résultats de TRI selon l'année de mise en service des installations. L'échantillon principal regroupe *in fine* 141 installations mises en service avant 2022, dont 95 de type agricole autonome, 35 de type agricole territorial et 11 de type industriel territorial.

Le graphique ci-après présente le niveau de TRI projet avant impôts de ces installations, selon les hypothèses du scénario de référence décrit dans la partie précédente.

Figure 44 - Répartition des TRI Projet avant impôts sur 15 ans d'exploitation des installations mises en service avant 2022 (avec prise en compte de la révision tarifaire de 2023, un décaissement des CAPEX un an avant la mise en service et une hypothèse « moyenne » de coûts de maintenance et de GER)



Echantillon : 141 installations mises en services avant 2022, pour lesquelles un TRI Projet a pu être calculé selon le modèle retenu par la CRE.

Toutes les installations représentées dans le graphique ci-dessus bénéficient des conditions tarifaires de l'arrêté BM 2011¹⁶⁵.

Une analyse de sensibilité portant sur les principales hypothèses retenues pour ce calcul est présentée dans la partie 5.8. Ces éléments ne sont cependant pas de nature à remettre en cause les conclusions exposées dans la présente partie.

Les valeurs des TRI Projet avant impôts sont très dispersées et dépendent fortement des caractéristiques de chaque unité (typologie, intrants, taille, région...), démontrant la difficulté particulière à définir un cadre de soutien adapté pour l'ensemble de la filière du biométhane injecté.

Au-delà du caractère dispersé des données, ces résultats mettent en avant des niveaux de TRI globalement élevés pour un grand nombre d'installations.

Sur la base d'un scénario de référence considérant (i) une hypothèse « moyenne » de coûts de maintenance et de gros entretiens de renouvellement (GER)¹⁶⁶, (ii) des CAPEX décaissés un an avant la mise en service¹⁶⁷ et (iii) la révision tarifaire de 2023 :

- la médiane des TRI Projet avant impôts (hors prise en compte d'éventuelles subventions à l'investissement) des installations de l'échantillon considéré s'élève à 13,9 % ;
- la moitié des installations présente un TRI Projet compris entre 10,3 % et 18,3 % ;

¹⁶⁵ Dans ses calculs de TRI, la CRE a considéré l'évolution effective des tarifs d'achat jusqu'à la fin du premier semestre 2024 (cf. Annexe 1 pour plus de précisions) : la prise en compte de l'évolution effective (et non simulée) des tarifs sur la totalité de l'année 2024 entraîne une augmentation moyenne des tarifs de + 0,4 %, ce qui a pour conséquence une modification très marginale des niveaux de TRI présentés (0,1 pp de différence).

¹⁶⁶ Cela signifie que la part de ces coûts dans les OPEX est conforme à la valeur moyenne observée pour l'échantillon de l'audit.

¹⁶⁷ Conformément aux déclarations des producteurs.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

- environ trois quarts des installations (108/141) présentent un TRI Projet supérieur à 10 %.

En considérant un premier scénario alternatif basé (i) sur une hypothèse « haute » de coûts de maintenance et GER (cf. détail dans l'Annexe 1 du rapport), (ii) avec des CAPEX décaissés deux ans avant la mise en service et (iii) sans prise en compte de la révision tarifaire de 2023, le TRI Projet médian s'élève à 10,4 %. En ne considérant que les deux premières sensibilités, le TRI Projet médian s'élève à 11,6 %.

L'exercice de déclaration présente nécessairement des limites. En particulier, s'agissant des installations agricoles, il est possible que certains paramètres, inhérents à l'activité agricole et pouvant influencer les TRI calculés à la hausse comme à la baisse, aient pu être complexes à renseigner. Il s'agit notamment :

- du coût de la main d'œuvre (distinction complexe entre l'activité agricole et l'activité de méthanisation) ;
- du coût des intrants récupérés directement sur l'exploitation agricole et pour lesquels il est complexe de définir une valorisation financière (en particulier pour les installations de type agricole autonome).

Néanmoins, les analyses révèlent que le coût de l'approvisionnement en intrants a un effet limité sur le TRI Projet et que les frais de personnel ne l'influent à la baisse que pour les installations de type agricole territorial.

S'agissant des installations de production de biométhane disposant déjà d'un contrat de soutien :

L'analyse présentée ci-dessus met ainsi en avant des niveaux de rentabilité élevés pour les installations bénéficiant de l'arrêté tarifaire BM 2011 (représentant environ 83 % des contrats d'achats signés au 30 septembre 2024) et ayant signé des avenants à leurs contrats d'achat en application de l'arrêté BI 2023 afin de bénéficier de la nouvelle formule d'indexation de leur tarif par le coefficient L. Les analyses présentées en partie 5.8.4 démontrent que ces niveaux de rentabilité étaient déjà élevés, en valeur médiane, sans prise en compte de la révision tarifaire de 2023.

La CRE recommande de revoir, pour l'avenir, la formule d'indexation par le coefficient L pour l'ensemble des contrats en cours, conformément aux recommandations émises dans les parties 5.1 et 5.3.4.2 (réduction de la part variable du coefficient, suppression ou réduction de la pondération de l'indice électricité, modification de l'indice retenu pour suivre le coût de l'électricité). La CRE estime en effet que la formule actuelle, issue de la révision de 2023, ne reflète pas efficacement l'évolution des OPEX des installations et a conduit à renforcer certains niveaux de rentabilité déjà importants.

Le tarif d'achat moyen pondéré par l'énergie produite des 156 installations pour lesquelles un TRI a pu être calculé par la CRE et pour lesquelles la Cmax en vigueur au moment de l'audit est inférieure à la limite du guichet ouvert actuel (dont 121 mises en service avant 2022), sur la base des données déclarées et d'après les hypothèses présentées dans l'Annexe 1, est de 138,1 €/MWh en 2023 pour un TRI avant impôt sans subvention de 13,3 % en valeur médiane (135,8 €/MWh pour les installations mises en service avant 2022 pour un TRI de 13,2 %). A titre de comparaison, d'après les données des déclarations CSPE réalisées par les acheteurs de biométhane en 2024, le coût d'achat moyen unitaire pour les 578 des contrats de type « BM 2011 » (hors STEP et ISDND) était de 128,3 €/MWh en 2023.

Concernant les installations bénéficiant de l'arrêté BI 2023, d'après les données transmises trimestriellement par les acheteurs de biométhane à la CRE s'agissant du bilan de leurs contrats en cours, le tarif moyen pondéré par la production annuelle prévisionnelle des 171 contrats signés entre son entrée en vigueur mi-2023 et le 30 septembre 2024 (hors STEP et ISDND) est de 152,8 €/MWh, soit un niveau :

- plus élevé de 11 % par rapport au tarif moyen en 2023 des 156 installations bénéficiaires d'un contrat BM 2011 susmentionnées ;
- plus élevé de 19 % que le coût d'achat unitaire moyen des contrats de type BM 2011 (hors STEP et ISDND) calculé dans le cadre de l'exercice CSPE 2024.

S'agissant des futures installations soutenues :

Bien que les données de l'audit montrent que des hausses de coûts ont pu être observées entre 2022 et 2023 (+ 11 % pour les CAPEX et + 6 % pour les OPEX), au vu des niveaux de tarif actuels, la CRE estime que le dimensionnement du tarif de soutien pour les nouvelles installations en application de l'arrêté BI 2023 pourrait induire des rentabilités importantes.

Ainsi, la CRE recommande d'analyser dans les prochains mois les conditions d'une éventuelle révision tarifaire, applicable pour les futures installations qui demanderont à bénéficier d'un tarif d'achat.

Au-delà de la question du niveau de référence du tarif, la CRE recommande de revoir, pour les futures installations, les formules d'indexation par les coefficients K et L, conformément aux recommandations émises dans les parties 5.1, 5.2.1, 5.3.4.2 et 5.6.3.1 (réduction de la part variable du coefficient L, introduction d'un indice de type « génie civil » ou « BTP » dans le coefficient K, introduction d'un indice permettant de suivre l'évolution du taux complet de la dette dans le coefficient K, suppression ou réduction de la pondération de l'indice électricité, modification de l'indice retenu pour suivre le coût de l'électricité).

S'agissant de la temporalité de l'application des indexations K et L, la CRE rappelle qu'elle a recommandé, dans sa délibération du 15 mai 2023¹⁶⁸, de la modifier i) pour l'indexation K, afin qu'elle s'applique jusqu'à une date permettant de refléter le bouclage financier du projet, ainsi que ii) pour l'indexation L, avec comme repère d'origine la date de prise d'effet du contrat d'achat. Ces évolutions seraient par ailleurs cohérentes avec les dispositions applicables aux contrats de soutien à la production électrique renouvelable.

Les niveaux de TRI Projet étant fortement dépendant des spécificités de chaque installation, la suite de l'analyse vise à examiner le degré de corrélation entre certaines variables et la rentabilité des installations. Ces variables sont les suivantes :

- l'année de mise en service (cf. partie 5.7.2.2) ;
- la typologie (cf. partie 5.7.2.3) ;
- la taille (cf. partie 5.7.2.4) ;
- la région d'implantation (cf. partie 5.7.2.5) ;
- les paramètres structurants du tarif d'achat de l'arrêté BI 2023 : proportion d'effluents d'élevage dans les intrants, taux de réfaction et part de biogaz autoconsommée (cf. partie 5.7.2.6).

La CRE a également examiné le niveau de corrélation d'autres variables avec la rentabilité. Pour l'ensemble d'entre elles, aucune corrélation manifeste n'a pu être mise en évidence sur la base des données déclarées : les analyses ne sont donc pas détaillées dans ce rapport. Ces variables sont les suivantes :

- la part de l'approvisionnement en électricité dans les OPEX et le tarif moyen de rachat de l'électricité ;
- la part de l'approvisionnement en intrants dans les OPEX et le pourcentage de CIVE dans les intrants ;
- la part de dette, de fonds propres et d'aides au financement dans la structuration financière des projets ;
- le tarif d'achat du biométhane en 2022.

¹⁶⁸ [Délibération de la CRE du 15 mai 2023 portant avis sur deux projets d'arrêtés et deux projets de décrets relatifs au soutien à la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz.](#)

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

5.7.2.2. TRI Projet avant impôts selon l'année de mise en service

Tableau 27 - TRI Projet avant impôts selon l'année de mise en service des installations

Année de mise en service	Nombre d'installations	1 ^{er} quartile	Médiane	3 ^e quartile
2019 et avant	31	4,2 %	12,1 %	13,7 %
2020	44	11,7 %	14,9 %	18,2 %
2021	66	10,8 %	15,9 %	19,2 %
2022	39	11,0 %	14,1 %	17,5 %

Echantillon : 180 installations pour lesquelles un TRI Projet a pu être calculé selon le modèle retenu par la CRE (cf. Annexe 1).

Le tableau ci-dessus présente les TRI Projet avant impôts par année de mise en service des installations. Il montre une amélioration de la rentabilité en valeur médiane des installations mises en service jusqu'en 2019 et celles mises en service en 2021 (+3,8 pp de hausse en valeur médiane).

La rentabilité des installations mises en service en 2022, toutes bénéficiaires d'un soutien en application de l'arrêté BM 2011, est, quant à elle, inférieure en valeur médiane. Cependant, pour ces installations, la reconstitution des flux futurs pour le calcul du TRI se base uniquement sur les données prévisionnelles renseignées pour 2023, afin d'exclure la première année d'exploitation, ce qui amène à analyser ces résultats avec plus de précaution.

Une amélioration de la rentabilité (en valeur médiane) des installations est constatée entre les premières mises en service (jusqu'en 2019) et les mises en service postérieures.

5.7.2.3. TRI Projet avant impôts selon la typologie des installations

Tableau 28 - TRI Projet avant impôts par typologie d'installation

TRI Projet avant impôts	Nombre d'installations	1 ^{er} quartile	Médiane	3 ^e quartile
Agricole autonome	95	12,0 %	15,4 %	18,9 %
Agricole territorial	35	6,9 %	11,2 %	15,9 %
Industriel territorial	11	2,6 %	4,5 %	8,0 %
TOTAL	141	10,3 %	13,9 %	18,3 %

Echantillon : 141 installations mises en services avant 2022 et pour lesquelles un TRI Projet a pu être calculé selon le modèle retenu par la CRE.

Selon le tableau ci-dessus, les niveaux de TRI Projet sont plus importants pour les installations de type agricole autonome que pour les installations de type agricole territorial (+ 4,2 pp en valeur médiane). Cette différence pourrait en partie s'expliquer par des difficultés dans l'exercice de déclaration, mentionnées dans les parties 5.3.4.1 et 5.7.2.1, concernant 1) la cession interne d'intrants et la prise en charge d'une partie du coût de l'approvisionnement en intrants par l'exploitation agricole, et 2) les coûts de main d'œuvre, pouvant éventuellement conduire à sous-estimer les charges d'exploitation (et donc à surestimer le niveau de rentabilité des installations concernées). Le périmètre de l'audit étant restreint à l'activité de production de biométhane, la CRE n'est pas en mesure de quantifier l'ampleur de ce phénomène éventuel. Par ailleurs, il convient également de noter que les difficultés de déclarations sur ces postes ont pu également inversement conduire à sous-estimer la rentabilité de certaines installations.

Les installations de type industriel territorial semblent être les moins rentables (- 10,9 pp sur le TRI Projet avant impôts en valeur médiane par rapport aux installations agricoles autonomes et - 6,7 pp par rapport aux installations agricoles territoriales), mais il convient d'analyser ce résultat avec précaution au vu de la taille réduite de l'échantillon.

Plus généralement, ce tableau illustre la disparité des niveaux de rentabilité entre les installations au sein d'un même typologie.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Enfin, il convient de noter qu'aucun TRI n'a pu être calculé pour des installations de type biodéchets et déchets ménagers, compte tenu des données collectées.

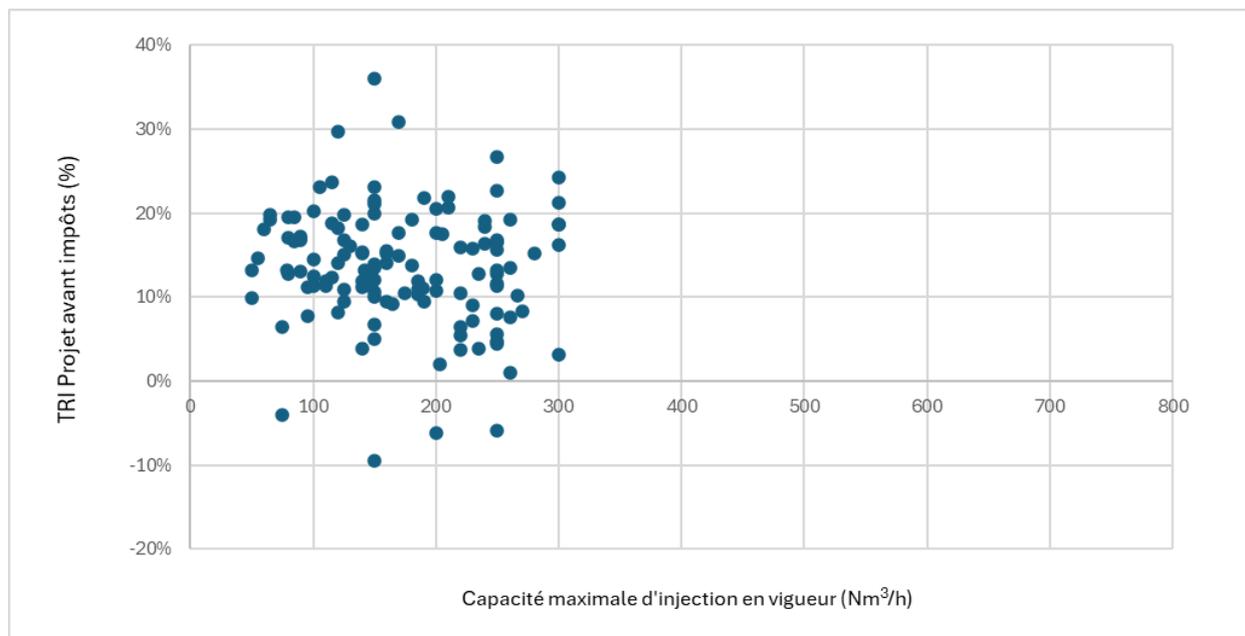
Les niveaux de TRI Projet avant impôts hors subventions à l'investissement sont plus importants pour les installations de typologie agricole autonome (15,4 % en valeur médiane, vs. 11,2 % pour les installations agricoles territoriales et 4,5 % pour les installations industrielles territoriales¹⁶⁹). Cette différence peut éventuellement s'expliquer en partie par des limites dans l'exercice de déclaration (comme mentionné *supra*, certains paramètres, inhérents à l'activité agricole et pouvant influencer les TRI calculés à la hausse comme à la baisse ont pu être difficiles à renseigner).

Malgré une taille d'échantillon plus réduite, les installations industrielles territoriales semblent sensiblement moins rentables.

Plus généralement, au sein d'une même typologie, les niveaux de rentabilité apparaissent très dispersés.

5.7.2.4. TRI Projet avant impôts selon la taille des installations

Figure 45 - TRI Projet avant impôts selon la capacité maximale d'injection (en vigueur au stade de l'exercice de déclaration) des installations mises en service avant 2022



Echantillon : 141 installations mises en service avant 2022 pour lesquelles un TRI Projet a pu être calculé selon le modèle retenu par la CRE.

Pour des raisons de confidentialité, les installations avec une Cmax supérieure à 300 Nm³/h (13 installations) n'apparaissent pas sur cette figure.

Selon la figure ci-dessus, il ne semble pas exister de corrélation entre la taille des installations, représentée par la Cmax, et les niveaux de TRI Projet avant impôts (grande dispersion des données).

Ces résultats sont cohérents avec les analyses présentées précédemment et mettant en évidence l'existence d'effets d'échelle important s'agissant des CAPEX, mais pas des OPEX (qui représentent environ 60 % du coût complet des projets).

¹⁶⁹ Il convient cependant de noter que l'échantillon considéré est réduit pour les installations de type industriel territorial.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

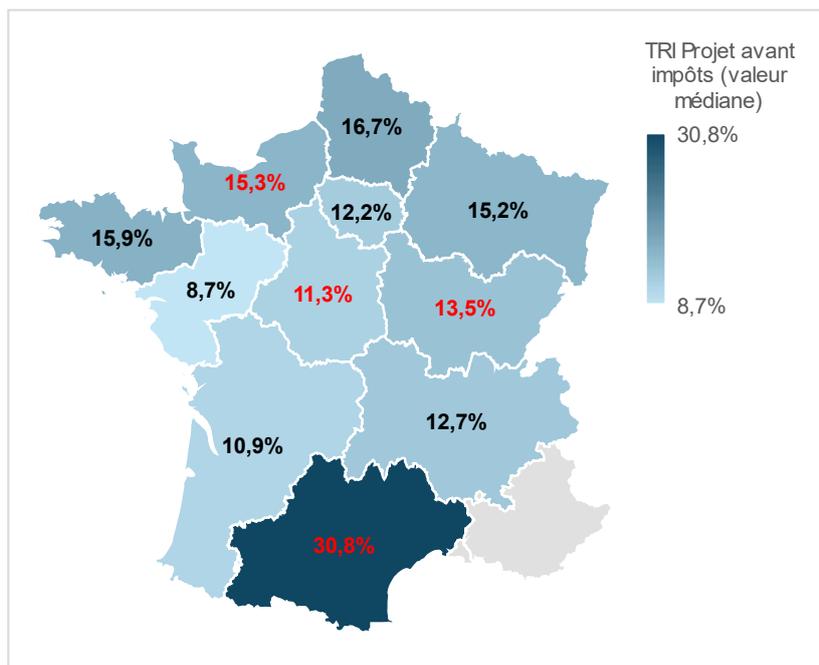
4 décembre 2024

Par ailleurs, le tarif d'achat des installations est dégressif en fonction de la taille de ces dernières, ce qui pourrait également expliquer l'absence d'influence de la taille des installations sur la rentabilité.

La taille des installations ne semble pas avoir d'effet notable sur les rentabilités observées. La dégressivité du tarif en fonction de la taille des installations semble efficace.

5.7.2.5. TRI Projet avant impôts selon la région d'implantation des installations

Figure 46 - TRI Projet avant impôts médian selon la région d'implantation des installations



Echantillon : 141 installations mises en service avant 2022 et pour lesquelles un TRI Projet a pu être calculé selon le modèle retenu par la CRE, dont 11 en région Auvergne-Rhône-Alpes, 3 en région Bourgogne-France-Comté, 20 en région Bretagne, 7 en région Centre-Val-de-Loire, 29 en région Grand Est, 26 en région Hauts-de-France, 14 en région Ile-de-France, 5 en région Normandie, 12 en région Nouvelle Aquitaine, 3 en région Occitanie, 10 en région Pays de la Loire, et 1 en Provence-Alpes-Côte-d'Azur. La valeur du TRI Projet avant impôts dans les régions pour lesquelles il n'a pas pu être calculé pour au moins 10 installations est en rouge.

Pour des raisons de confidentialité, l'installation située dans la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur n'apparaît pas sur cette carte.

Dans les régions parmi lesquelles un TRI Projet avant impôts a pu être calculé pour au moins 10 installations (Auvergne-Rhône-Alpes, Bretagne, Grand Est, Hauts-de-France, Ile-de-France, Nouvelle Aquitaine et Pays de la Loire), les TRI Projet médians varient entre 8,7 % (Pays de la Loire) et 16,7 % (Hauts-de-France). Les analyses réalisées par la CRE n'ont cependant pas permis de déterminer de facteur permettant d'expliquer de manière évidente ces disparités.

La comparaison des TRI Projet avant impôts selon les régions d'implantation des installations met en évidence des résultats très variés, sans facteur explicatif évident.

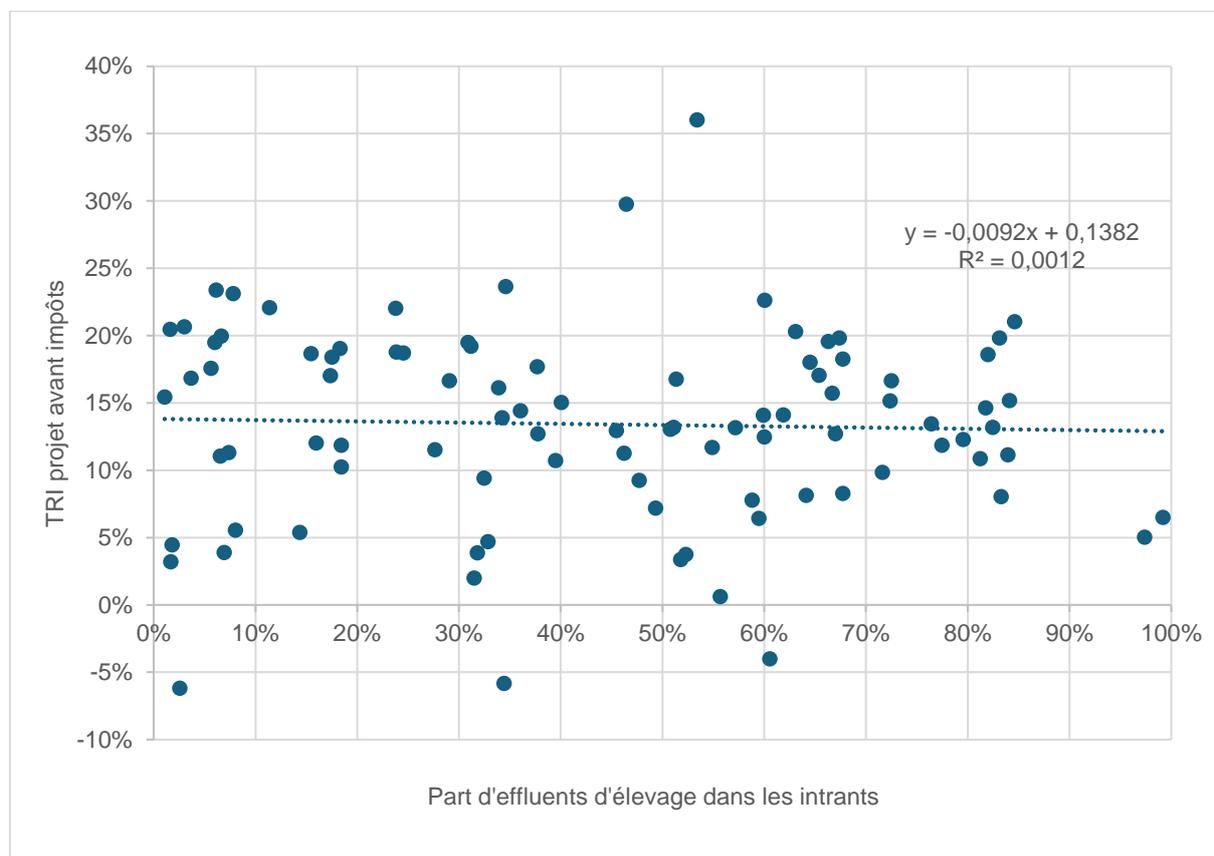
5.7.2.6. TRI Projet selon les autres paramètres structurants du tarif d'achat

La proportion d'effluents d'élevage dans les intrants, le taux de réfaction ainsi que la part autoconsommée de biogaz sont des paramètres dimensionnant les primes du tarif d'achat introduites par les arrêtés BI 2020 et BI 2021 (prime aux effluents d'élevage et à la réfaction), ainsi que par l'arrêté BI 2023 (prime à l'autoconsommation de biogaz).

Néanmoins, les installations pour lesquelles un TRI Projet a pu être calculé ne bénéficient pas de telles primes, dès lors qu'elles bénéficient toutes d'un tarif d'achat en application de l'arrêté BM 2011 et n'avaient pas signé d'avenant leur permettant de bénéficier de ces primes avant la collecte de données.

TRI Projet et part d'effluents d'élevage dans les intrants

Figure 47 - TRI projet avant impôts en fonction de la part d'effluents d'élevages dans les intrants



Echantillon : 93 installations mises en service avant 2022, pour lesquelles un TRI Projet a pu être calculé selon le modèle retenu par la CRE et ayant indiqué utiliser des effluents d'élevages comme intrants.

La figure ci-dessus représente le TRI Projet avant impôts des installations en fonction de la part d'effluents d'élevages dans les intrants qu'elles utilisent : la proportion d'effluents d'élevage apparaît largement décorrélée du niveau de rentabilité des installations.

L'existence d'une prime attribuée selon la proportion d'effluents d'élevage dans les intrants des installations ne semble pas justifiée par une moindre rentabilité associée à l'utilisation d'effluents d'élevage. Elle peut en revanche répondre à d'autres objectifs de politique publique.

TRI et taux de réfaction

Le taux de réfaction semble légèrement corrélé positivement au TRI Projet : le TRI Projet avant impôts médian des installations n'ayant pas bénéficié de réfaction est de 12,5 %, tandis que celui des installations avec un taux de réfaction supérieur à 30 % s'élève à 15,2 %¹⁷⁰.

¹⁷⁰ Pour un échantillon de 141 installations de méthanisation classiques mises en service avant 2022 pour lesquelles un TRI projet a pu être calculé et ayant renseigné leur taux de réfaction. Néanmoins, ce degré de corrélation est difficile à démontrer vu les données disponibles, la variable « taux de réfaction » s'avérant plutôt discrète que continue. Par ailleurs, pour rappel, aucune

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

La réfaction sur les coûts de raccordement permet une diminution significative des coûts de raccordement, qui représentent en moyenne 7 % des CAPEX totaux sans réfaction et 4 % avec réfaction. Le taux de réfaction semble par ailleurs légèrement corrélé positivement au TRI Projet.

La CRE a exprimé à plusieurs reprises un avis défavorable à l'égard du principe de la réfaction des coûts de raccordement en gaz et en électricité¹⁷¹, notamment car son existence conduit i) à amoindrir le signal économique au raccordement et donc à développer et attribuer un soutien public à des projets moins efficaces pour la collectivité (car plus chers en raison de coûts de raccordement ou de renforcement du réseau plus élevés) et ii) à augmenter les tarifs d'utilisation des réseaux et *in fine* à augmenter la facture des consommateurs. Par ailleurs, la CRE rappelle sa position contre l'augmentation de 40 à 60 % du taux de réfaction, déjà exprimée dans sa délibération du 27 janvier 2022¹⁷².

La CRE considère qu'accorder une prime aux projets ne bénéficiant pas de la réfaction des coûts de raccordement a le même effet qu'un taux de réfaction en ce qui concerne l'amoindrissement du signal économique au raccordement. La CRE est ainsi défavorable à ces deux dispositifs.

TRI et autoconsommation de biogaz

Si seulement 3 % du biogaz produit est autoconsommé en valeur médiane pour l'échantillon pour lequel un TRI Projet avant impôts a pu être calculé, 82 % des installations ont renseigné une part autoconsommée de biogaz positive (soit 115/141 installations considérées dans l'analyse de TRI).

Le phénomène d'autoconsommation pourrait être amené à évoluer à la hausse avec l'introduction de la prime à l'autoconsommation dans l'arrêté BI 2023.

En effet, l'analyse montre que l'autoconsommation de biogaz est légèrement corrélée négativement au TRI Projet : le TRI Projet avant impôts médian est de 15,06 % pour les installations n'autoconsommant pas leur production, et de 13,20 %¹⁷³ pour les installations pratiquant l'autoconsommation.

La prime relative à l'autoconsommation de biogaz pourrait donc corriger la rentabilité légèrement plus faible des installations pratiquant l'autoconsommation, bien que ce degré de corrélation soit difficile à démontrer vu les données disponibles.

S'agissant de la prime introduite en 2023 pour favoriser l'autoconsommation de biogaz, la CRE souhaite rappeler certaines des remarques émises dans sa délibération du 15 mai 2023¹⁷⁴ :

- La formule actuelle de la prime ne tient pas compte de l'économie effective pouvant être réalisée par les producteurs en raison d'une substitution d'une partie du biogaz produit aux volumes de gaz fossile soutirés du réseau.

installation de cet échantillon ne bénéficie de la prime visant à prendre en compte la réfaction sur les coûts de raccordement, toutes les installations étant bénéficiaires d'un contrat d'achat de type BM 2011.

¹⁷¹ Délibération de la CRE du 13 avril 2017 portant avis sur le projet d'arrêté relatif au niveau de la prise en charge des coûts de raccordement à certains réseaux publics de distribution de gaz naturel des installations de production de biogaz, en application de l'article L. 452-1 du code de l'énergie.

Délibération de la CRE du 16 décembre 2021 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordements aux réseaux publics d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie.

Délibération de la CRE du 27 janvier 2022 portant avis sur le projet d'arrêté relatif au niveau de prise en charge des coûts de raccordement des installations de production de biogaz aux réseaux de transport de gaz naturel et à certains réseaux publics de distribution de gaz naturel.

¹⁷² Délibération de la CRE du 27 janvier 2022 portant avis sur le projet d'arrêté relatif au niveau de prise en charge des coûts de raccordement des installations de production de biogaz aux réseaux de transport de gaz naturel et à certains réseaux publics de distribution de gaz naturel.

¹⁷³ Pour un échantillon de 141 installations de méthanisation classiques pour lesquelles un TRI projet a pu être calculé et ayant renseigné la part autoconsommée de biogaz. Néanmoins, ce degré de corrélation est difficile à démontrer vu les données disponibles, la variable part autoconsommée de biogaz s'avérant plutôt discrète que continue.

¹⁷⁴ [Délibération de la CRE du 15 mai 2023 portant avis sur deux projets d'arrêtés et deux projets de décrets relatifs au soutien à la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz.](#)

- La prime n'est pas de nature à inciter à minimiser la consommation énergétique de ces équipements : le producteur perçoit une rémunération totale du biogaz produit, indépendamment du niveau d'effort consenti pour minimiser la consommation énergétique de ces équipements.

Sans l'existence d'une telle prime et hors périodes de prix du gaz élevés, les installations n'ont pas d'incitation financière à autoconsommer le biogaz produit, ce qui explique également que cette pratique reste aujourd'hui limitée.

Si la prime à l'autoconsommation devait être maintenue, la CRE estime qu'il serait *a minima* nécessaire de la calibrer par rapport à l'écart entre le tarif d'achat et une référence de prix du gaz¹⁷⁵.

5.7.3. TRI Projet avant impôts avec subventions

5.7.3.1. Comparaison des TRI Projet avant impôts avec et sans subventions

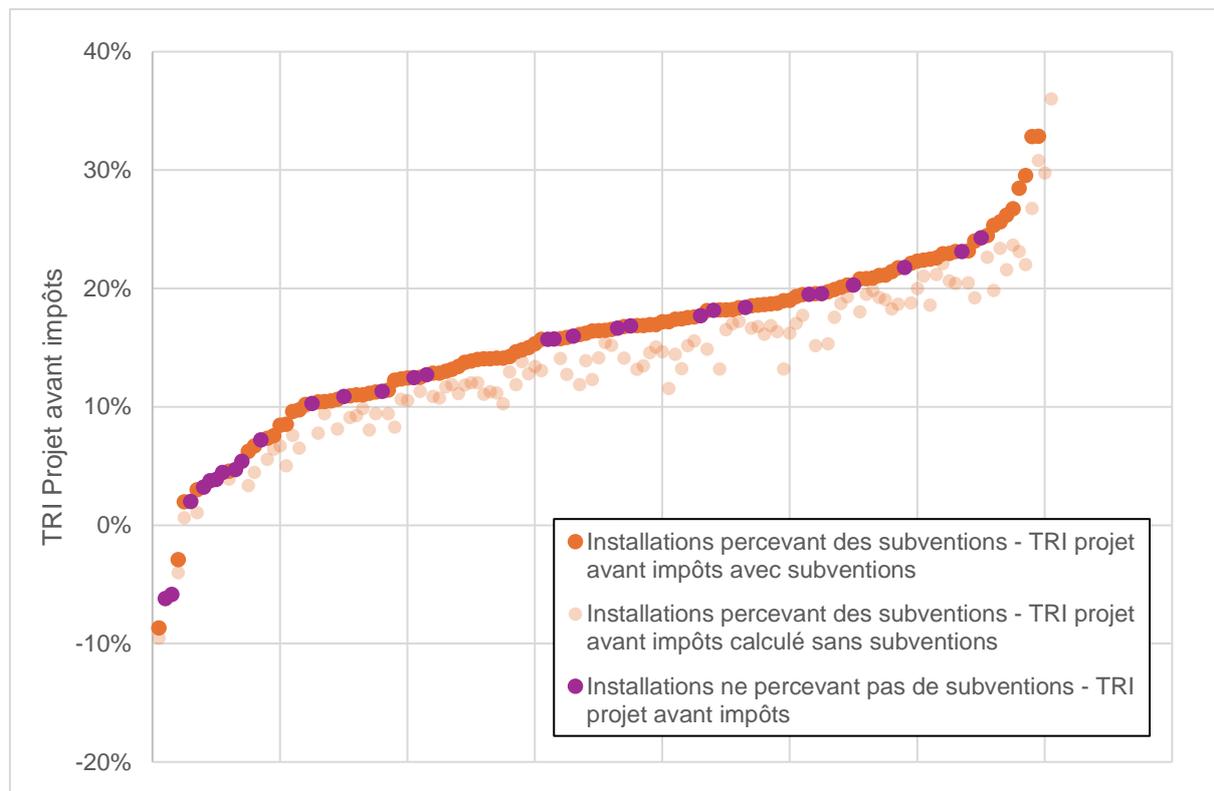
Comme précisé dans la partie 5.7.1, pour le calcul du TRI Projet avant impôts avec subventions, le montant des éventuelles aides financières reçues (très majoritairement des subventions à l'investissement¹⁷⁶) est considéré tel un revenu perçu lors de la première année d'exploitation (cf. Annexe 1 pour plus détails sur la méthodologie de calcul).

La figure ci-dessous compare les niveaux des TRI Projet avant impôts des installations avec et sans subventions dans le scénario de référence présenté au paragraphe 5.7.1. Les TRI Projet avec subventions (points de couleur orange foncé) sont logiquement supérieurs aux TRI Projet sans subventions (points de couleur orange clair). Les TRI avant impôts des installations n'ayant pas déclaré avoir reçu d'aides supplémentaires au tarif d'achat sont représentés par les points de couleur violette.

¹⁷⁵ Cf. note de bas de page 58 qui détaille la formule de la prime à l'autoconsommation.

¹⁷⁶ Parmi les 141 installations de l'échantillon, 3 installations ont déclaré avoir contracté un emprunt à taux zéro, aucune installation n'a déclaré avoir perçu une avance remboursable, le reste des aides financières concernent des subventions à l'investissement.

Figure 48 - TRI Projet avec subventions comparés aux TRI Projet sans subventions



Echantillon : 141 installations mises en service avant 2022 et pour lesquelles un TRI Projet a pu être calculé selon le modèle retenu par la CRE, dont 112 ayant déclaré avoir bénéficié d'aides financières en plus du tarif d'achat.

Pour les 112 installations ayant déclaré avoir bénéficié d'aides supplémentaires au tarif d'achat, le TRI Projet avec subventions s'élève à 16,87 % en valeur médiane (16,82 % en valeur moyenne), alors que leur TRI Projet calculé sans prendre en compte les subventions s'élève à 13,99 % (14,15 % en valeur moyenne) pour cet échantillon, soit un écart de +2,88 pp en valeur médiane (+ 2,67 pp en valeur moyenne).

Pour les 29 installations n'ayant pas déclaré avoir bénéficié d'aides supplémentaires, le TRI Projet avant impôts s'élève à 12,72 % en valeur médiane.

Pour l'ensemble des 141 installations, le TRI Projet incluant les subventions pour les installations concernées s'élève à 16,48 % en valeur médiane. Cette valeur médiane s'établit à 13,50 % en considérant (i) une hypothèse « haute » de coûts de maintenance et de GER, (ii) un décaissement des CAPEX deux ans avant la mise en service et (iii) la révision tarifaire de 2023.

A titre de comparaison, l'étude PROdige¹⁷⁷ réalisée par l'ADEME et publiée en mai 2022, évaluait le TRI Projet avant impôts avec subventions d'installations de méthanisation agricole à 14 % en valeur médiane pour un échantillon de 27 installations représentatif du parc de production de biométhane injecté en 2020.

La part des subventions accordées est donc un paramètre structurant de la rentabilité des installations. La CRE constate qu'une part importante des installations obtient déjà, sans la prise en compte des subventions, un TRI supérieur à 10 %, et que l'ajout de subventions permet à ces projets d'obtenir un TRI Projet dépassant largement ce niveau. Sur l'échantillon de 112 installations bénéficiant de subventions, il convient de noter que :

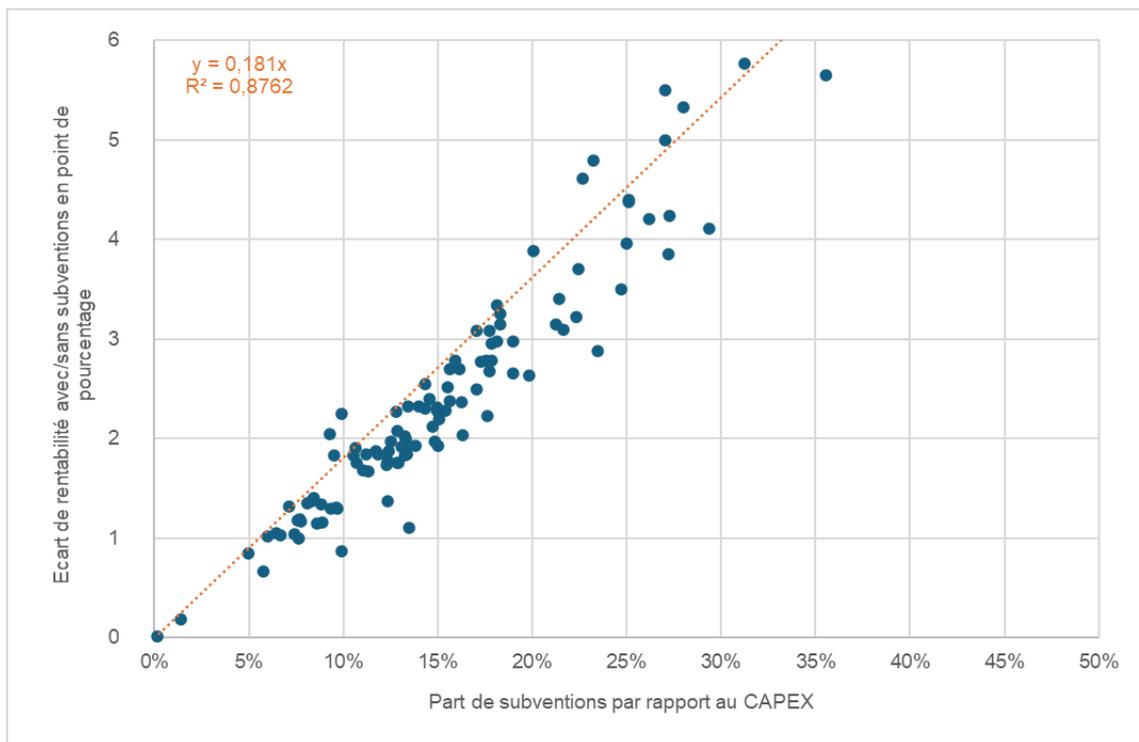
¹⁷⁷ [Analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation agricole](#) – PROdige : programme d'acquisition et de diffusion de références sur la méthanisation agricole.

- 89 (près de 80 % de l'échantillon) présentent un TRI Projet sans subventions supérieur à 10 %. La prise en compte des subventions entraîne une augmentation de TRI Projet de + 2,8 pp en moyenne ;
- 21 présentent un TRI Projet avant subventions positif et inférieur à 10 %. La prise en compte des subventions entraîne une augmentation de TRI Projet de + 2,1 pp en moyenne ;
- 2 présentent un TRI Projet avant subventions négatif. La prise en compte des subventions ne permet pas à ces installations d'obtenir un TRI Projet positif, mais entraîne une augmentation de TRI Projet de + 1,0 pp en moyenne.

5.7.3.2. Proportionnalité entre les gains de rentabilité avec/sans subventions et la part de subventions par rapport aux CAPEX

La figure ci-dessous illustre la proportionnalité de l'écart de rentabilité avec et sans subventions avec la part de subventions par rapport au CAPEX des installations. Le coefficient de proportionnalité est d'environ 0,18. Ainsi, une installation dont la part de subventions dans les CAPEX est de 15 % pourra théoriquement, selon les hypothèses de calcul, bénéficier d'une augmentation d'environ 2,7 pp de son TRI Projet, si l'on considère la subvention comme un revenu additionnel.

Figure 49 - Ecart de rentabilité entre le TRI Projet avant impôts avec et sans subventions en fonction de la part de subventions accordées par rapport au CAPEX



Echantillon : 112 installations pour lesquelles un TRI Projet a pu être calculé selon le modèle retenu par la CRE et ayant déclaré avoir bénéficié d'une ou plusieurs subventions.

5.7.3.3. Cadre réglementaire sur le cumul entre tarif d'achat et subventions

Le cumul d'un tarif de soutien et d'une subvention à l'investissement est régi par différents arrêtés tarifaires :

- l'arrêté BM 2011, dont bénéficient les installations qui constituent l'échantillon, ne contient aucune disposition concernant le cumul du tarif d'achat et de subventions ;
- les arrêtés BI 2020 et BI 2021 appliquent un malus de 5 €/MWh PCS au tarif d'achat pour les installations qui bénéficient d'une aide à l'investissement accordée spécifiquement par l'ADEME ;
- l'arrêté BI 2023 prévoit dorénavant que les installations peuvent cumuler le bénéfice de l'obligation d'achat à un tarif réglementé avec d'éventuelles aides complémentaires à l'investissement, sous réserve que « *que le taux de rentabilité interne du projet avant impôt reste inférieur à 10 % en valeur nominale* » (article 10).

Pour rappel, dans sa délibération du 15 mai 2023¹⁷⁸, la CRE a émis des réserves sur l'applicabilité de cette disposition, qui présuppose la capacité des organismes attributeurs de ces aides complémentaires à pouvoir disposer de l'ensemble des éléments techniques et financiers des projets candidats aux guichets d'aides et des conditions opérationnelles permettant une telle analyse de rentabilité. Par ailleurs, elle a également évoqué la possibilité d'émettre des recommandations sur l'articulation entre le tarif d'achat et les aides complémentaires, notamment sur la base des résultats du présent audit.

¹⁷⁸ Délibération de la CRE n°2023-128 du 15 mai 2023 portant avis sur deux projets d'arrêtés et deux projets de décrets relatifs au soutien à la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz.

Dans une délibération du 3 mai 2024¹⁷⁹, la CRE a recommandé que les organismes agréés délivrant les attestations de conformité aux installations soient appuyés par ceux délivrant les subventions afin que des modèles d'analyse homogènes soient utilisés pour évaluer le niveau de rentabilité des installations.

La part des subventions accordées est un paramètre structurant de la rentabilité des installations de méthanisation classique. La CRE constate qu'une part importante des installations obtient déjà, sans la prise en compte des subventions, un TRI supérieur à 10 %, et que l'ajout de subventions permet à ces projets d'obtenir un TRI Projet dépassant largement ce niveau. Certaines subventions semblent également ne pas toujours être fléchées vers les installations les moins rentables.

De manière générale, la CRE estime que le cumul de différents mécanismes de soutien répondant au même objectif n'est pas pertinent. En outre, compte tenu des niveaux de rentabilités observés, la CRE estime que le maintien de subventions à l'investissement se cumulant au tarif de soutien n'est pas nécessairement justifié.

Ainsi la CRE recommande de repenser l'articulation entre tarifs d'achat et subventions à l'investissement, soit en ciblant mieux les installations qui bénéficient de ces dernières (notamment celles ayant une rentabilité plus faible ou en se basant sur des critères répondant à d'autres objectifs de politique publique que le soutien à la production d'énergie), soit en les supprimant. Il pourrait cependant être nécessaire d'analyser l'incidence de la suppression de subventions sur les conditions de financement accordées aux nouvelles installations.

5.7.4. TRI Projet avant impôts « selon la vision des déclarants »

Le TRI Projet avant impôts « selon la vision des déclarants » est calculé à partir des données renseignées par les déclarants sur l'intégralité de la durée de leur contrat de soutien, en tenant ainsi compte de leurs estimations de coûts et revenus futurs (et non des flux futurs de coûts, revenus et production reconstitués par la CRE, cf. Annexe 1).

Ces chiffres permettent de rendre compte de la vision de la rentabilité de leurs installations par les déclarants au moment de l'audit. Cependant, les déclarants n'ont pas pu anticiper la hausse tarifaire introduite par l'arrêté BI 2023 dont ont pu bénéficier la plupart des installations. Ainsi les résultats de TRI selon la vision des déclarants sont pour la plupart sous-évalués par rapport aux résultats de TRI Projet avant impôt calculés par la CRE qui tiennent compte de cette évolution tarifaire (cf. partie 5.7.2).

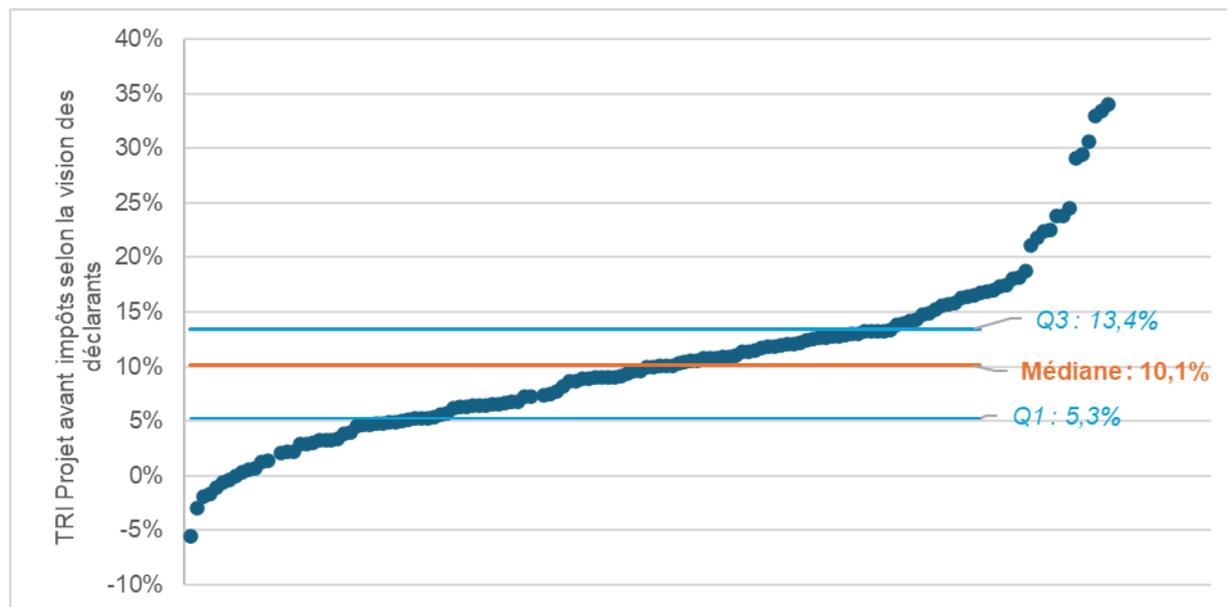
Parmi les 144 installations de méthanisation classique ayant renseigné suffisamment de données de coûts et de recettes pour 15 années d'exploitation, afin de calculer un TRI Projet :

- 63 présentent un TRI Projet avant impôts selon la vision des déclarants compris entre 0 et 10 % ;
- 73 présentent un TRI Projet avant impôts selon la vision des déclarants supérieur à 10 % ;
- 8 ont renseigné des données conduisant au calcul d'un TRI Projet avant impôts négatif.

Pour 48 de ces installations, des données de coûts et recettes ont été renseignées pour des durées d'exploitation supérieures à 15 ans. Cependant, ne disposant pas d'informations suffisantes concernant les hypothèses de réinvestissements nécessaires pour prolonger la durée de vie des installations au-delà de 15 ans d'exploitations, la CRE n'a pas effectué de calcul de TRI Projet sur des durées supérieures à 15 ans (cf. Annexe 1).

¹⁷⁹ Délibération de la CRE n°2024-80 du 3 mai 2024 portant avis sur un projet d'arrêté relatif aux modalités de contrôle des installations de production de biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel.

Figure 50 - TRI Projet avant impôts selon la vision des déclarants



Echantillon : 142 installations pour lesquelles un TRI Projet selon la vision des déclarants a pu être calculé par la CRE et dont le TRI projet est inférieur à 40 %.¹⁸⁰

Les TRI Projet calculés sont à nouveau dispersés et la rentabilité estimée par les déclarants est de 10,1 % en valeur médiane pour l'échantillon considéré dans la figure ci-dessus. Pour la moitié des installations de l'échantillon observé, le TRI Projet avant impôts selon les déclarants est compris entre 5,3 % et 13,4 %.

S'agissant des 99 installations pour lesquelles la CRE a pu calculer un TRI Projet selon les deux jeux d'hypothèses, l'écart médian est de - 3,8 pp. Ces écarts peuvent ainsi s'expliquer par :

- la valeur de tarif estimée par les déclarants pour les années postérieures à 2023, qui ne prend pas en compte la hausse tarifaire de 2023 (cf. Annexe 1) ;
- les hypothèses d'inflation appliquées aux revenus et aux OPEX, très variées en fonction des déclarants et différentes de l'hypothèse d'inflation normative retenue par la CRE (cf. Annexe 1).

Les résultats de TRI Projet avant impôts selon la vision des déclarants hors subventions à l'investissement sont plus bas de 3,8 pp en valeur médiane (soit une valeur médiane de 10,1 %) que ceux issus de la modélisation de la CRE, qui tiennent, eux, notamment compte de l'évolution tarifaire (évolution de l'indexation annuelle du tarif d'achat par le coefficient L) introduite par l'arrêté du 10 juin 2023, dont ont pu bénéficier rétroactivement la plupart des déclarants.

5.7.5. TRI Actionnaires après impôts

Le TRI Actionnaires après impôts mesure la performance des capitaux propres investis par les actionnaires dans un projet. Il reflète la rentabilité qu'un actionnaire peut attendre, en tenant compte des flux financiers générés par l'installation, après le remboursement de la dette, des intérêts et le paiement des impôts. Une hypothèse normative d'un taux d'imposition de 25 % et d'un remboursement de dette par annuité constante ont été retenues.

Le TRI Actionnaires dépend fortement du taux et de la durée de l'emprunt ainsi que de la proportion de dette par rapport aux fonds propres, autrement du levier financier.

¹⁸⁰ 2 installations avec des TRI de 41 et 51 % ne sont pas représentées sur ce graphique mais ont bien été comptabilisées dans le reste des analyses de cette partie.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

119 installations ont déclaré les données permettant de calculer un TRI actionnaires après impôts (données opérationnelles du projet et données financières). Les résultats obtenus sont très dispersés, allant de -15 % à plus de 300 %.

Cette dispersion s'explique par plusieurs facteurs. Certains projets tirent parti d'un levier financier important ou bénéficient de subventions, réduisant ainsi la part des fonds propres nécessaires et augmentant le TRI actionnaires. De plus, les conditions de financement des projets ont significativement évolué entre ceux mis en service en 2017 et les plus récents, ce qui accentue les disparités observées (cf. partie 5.6.3).

Dans ce contexte, un TRI Actionnaires a été calculé pour un « projet type » de méthanisation classique. Une analyse de sensibilité du TRI Actionnaires après impôts aux différents paramètres structurant des financements des projets a ensuite été réalisée. Les caractéristiques du « projet type » considéré pour réaliser cette analyse de sensibilité sont les suivantes :

- une Cmax de 160 Nm³/h ;
- des CAPEX de 6,4 M€₂₀₂₁ ;
- des OPEX de 0,96 M€₂₀₂₂ par an ;
- une signature du contrat d'achat en 2019 et une mise en service de l'installation en 2021, conduisant à un tarif d'achat d'environ 120 €/MWh PCS en 2022, et donc sans tenir compte de la hausse tarifaire introduite par l'arrêté BI 2023 ;
- absence de subventions à l'investissement.

Sur la base de ces hypothèses, un TRI Projet avant impôts d'environ 9,0 % sur la durée du soutien est obtenu.

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

Tableau 29 - Sensibilité du TRI Actionnaires après impôts d'un projet moyen de méthanisation classique en fonction du taux d'emprunt, de la durée et de la part d'emprunt

Variation du TRI Actionnaires selon le taux d'emprunt <i>Part de dette à 80 %, durée d'emprunt à 13 ans</i>	<i>Taux d'emprunt : 5 %</i>		<i>Taux d'emprunt : 3 %</i>		<i>Taux d'emprunt : 1 %</i>	
	TRI après	Actionnaires après impôts :	TRI après	Actionnaires après impôts :	TRI après	Actionnaires après impôts :
	15,3 %		18,7 %		21,8 %	
Variation du TRI Actionnaires selon la part de dette <i>Taux d'emprunt à 3 %, durée d'emprunt à 13 ans</i>	<i>Part de dette : 75 %</i>		<i>Part de dette : 80 %</i>		<i>Part de dette : 85 %</i>	
	TRI après	Actionnaires après impôts :	TRI après	Actionnaires après impôts :	TRI après	Actionnaires après impôts :
	16,3 %		18,7 %		22,6 %	
Variation du TRI Actionnaires selon la durée de l'emprunt <i>Taux d'emprunt à 3 %, part de dette à 80 %</i>	<i>Durée de l'emprunt : 11 ans</i>		<i>Durée de l'emprunt : 13 ans</i>		<i>Durée de l'emprunt : 15 ans</i>	
	TRI après	Actionnaires après impôts :	TRI après	Actionnaires après impôts :	TRI après	Actionnaires après impôts :
	15,6 %		18,7 %		22,0 %	
Cas limites	<i>Durée de l'emprunt : 11 ans</i>				<i>Durée de l'emprunt : 15 ans</i>	
	<i>Part de dette : 75 %</i>				<i>Part de dette : 85 %</i>	
	<i>Taux d'emprunt : 5 %</i>				<i>Taux d'emprunt : 1 %</i>	
	TRI après	actionnaires après impôts :			TRI après	actionnaires après impôts :
	11,9 %				32,0 %	

Ainsi, en considérant plusieurs scénarios de financement, un projet moyen avec un TRI Projet avant impôts de 9,0 % permet d'obtenir des TRI Actionnaires allant de 12 à 32 %.

En considérant une installation avec un TRI Projet avant impôts de 13,9 %, ce qui correspond au TRI Projet avant impôts médian constaté pour l'échantillon retenu dans la partie 5.7.2 (qui tient compte de la hausse tarifaire de 2023), les TRI Actionnaires obtenus sont compris entre 23 % et 51 %.

Avec des conditions de financement qui correspondent à des niveaux « moyens » observés pour les projets de méthanisation classique, pour un projet « moyen » (taille et coûts, ne bénéficiant pas de subventions à l'investissement et conduisant à un TRI Projet avant impôts de 8,8 % sans prise en compte de la révision tarifaire de 2023), le TRI Actionnaires, très sensible aux hypothèses de financement, est de l'ordre de 10 à 30 %.

5.8. Analyses de sensibilité du calcul de rentabilité selon la méthode de calcul établie par la CRE

La CRE a évalué la sensibilité des hypothèses retenues pour effectuer son calcul du TRI Projet avant impôts hors subventions (cf. partie 5.7.2) ainsi que son calcul du TRI Projet avant impôts avec subventions (cf. partie 5.7.3). Le scénario de référence considéré pour réaliser les analyses de sensibilité est celui du TRI Projet avant impôts hors subventions susmentionné, calculé pour 141 installations mises en service avant 2022.

La CRE a réalisé des analyses de sensibilité pour les hypothèses suivantes :

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

- les charges normatives retenues pour la maintenance et les GER sur les 15 années d'exploitation. Un autre scénario est étudié pour lequel le montant normatif appliqué est plus élevé (17 % des OPEX) que le scénario de référence (où le poste maintenance et les GER normalisé correspond à 9 % des OPEX en moyenne). Le détail de construction de cette hypothèse est précisé en Annexe 1 ;
- le niveau d'inflation annuel, fixé par la CRE dans son scénario de référence à 2 % par an pour les OPEX et les revenus (s'agissant du tarif d'achat, l'hypothèse est appliquée plus précisément à la part variable du tarif d'achat). Un autre scénario a été étudié pour lequel le taux d'inflation considéré s'établit à 3 % ;
- la production de référence, qui est basée sur la valeur moyenne de la production constatée sur le passé. Une sensibilité fondée sur un niveau de production supérieur de 5 % pour la valeur de référence est présentée) ;
- le niveau du tarif d'achat de la production de biométhane à partir de 2023, qui prend en compte ou non dans l'analyse de sensibilité la hausse tarifaire de 2023 introduite par l'arrêté du 13 juin 2023 ;
- l'année de décaissement des CAPEX un an avant la mise en service des installations dans le scénario de référence, et deux ans dans l'analyse de sensibilité.

La synthèse des analyses de sensibilité est présentée dans la figure ci-dessous. Elles sont détaillées dans les sous-parties suivantes.

Figure 51 - Sensibilité du TRI Projet avant impôts médian aux principales hypothèses retenues dans le scénario de référence



Echantillon : 141 installations mises en service avant 2022 et pour lesquelles un TRI Projet a pu être calculé selon le modèle retenu par la CRE.

5.8.1. Sensibilité relative aux coûts liés à la maintenance et aux GER

En considérant un scénario alternatif relatif à l'hypothèse normative de charges liées à la maintenance et aux GER, le TRI Projet avant impôts pour l'échantillon considéré diminue, toutes choses égales par ailleurs, de - 0,60 pp en valeur médiane pour l'hypothèse « haute ».

Une variation importante sur les spécificités techniques des installations, impliquant la nécessité d'opérer des renouvellements d'équipements plus ou moins importants, entraînent des variations mesurées des niveaux de TRI Projet.

5.8.2. Sensibilité relative à l'hypothèse d'inflation future

L'hypothèse concernant le taux d'inflation pour les charges et revenus futurs (2 % par an dans le scénario de référence) ne semble pas avoir de conséquences importantes sur les résultats de calcul de TRI : le TRI Projet avant impôts pour l'échantillon considéré diminue de - 0,08 pp en valeur médiane avec une inflation à 3 % par an et de - 0,02 pp en valeur médiane avec une inflation à 1 %, toutes choses égales par ailleurs. L'effet moindre de cette hypothèse s'explique par le fait qu'elle s'applique en même temps aux charges et aux revenus futurs.

La rentabilité des installations est peu sensible à des variations de +/- 1 pp du taux d'inflation.

5.8.3. Sensibilité relative à l'hypothèse de production future

Cette analyse de sensibilité porte sur une augmentation de la production liée exclusivement à la meilleure maîtrise et l'amélioration des procédés, sans augmentation de la Cmax des installations ou de la quantité d'intrants. Une augmentation théorique de 5 % de la production de toutes les installations conduirait, toutes choses égales par ailleurs, à une augmentation du TRI Projet de + 0,59 pp en valeur médiane¹⁸¹.

Il convient de noter que des augmentations de production de plus grande ampleur s'accompagnent d'une modification de la Cmax de l'installation et donc d'une diminution du tarif de référence et des revenus associés. A l'inverse, dans le cas de baisses de production sur une ou plusieurs années liées par exemple à des pannes de certains équipements ou à une maintenance forcée (curage des cuves), la rentabilité des installations serait affectée à la baisse. Pour rappel, la partie 4.2 montre que les baisses de production affectant le taux de charge des installations sont fréquentes pour les installations de méthanisation classique, y compris après la première année d'exploitation.

La rentabilité des installations augmente logiquement lorsque la production augmente, toutes choses égales par ailleurs (et donc à même niveau de Cmax).

5.8.4. Sensibilité relative à l'hypothèse de tarif d'achat à partir de 2023 à la suite de l'entrée en vigueur de l'arrêté du 10 juin 2023

Le tarif d'achat retenu dans le modèle de la CRE pour le calcul de TRI Projet avant impôts est basé sur la valeur de référence renseignée par les déclarants pour l'année 2022 et tient compte des évolutions des conditions tarifaires introduites par l'arrêté BI 2023 dont a pu bénéficier la quasi-totalité des installations de méthanisation classique.

En effet, comme déjà précisé au paragraphe 2.2.3.1, à fin 2023, d'après les données des déclarations CSPE des acheteurs de biométhane, 593/644 installations bénéficiant d'un contrat d'achat au titre d'un arrêté tarifaire antérieur à l'arrêté BI 2023 avaient signé un avenant à leur contrat leur permettant de bénéficier de cette évolution tarifaire. Celle-ci a entraîné une hausse des tarifs d'achat via une modification du coefficient d'indexation L annuel à partir du second trimestre 2023 (hausse de 18 % en moyenne au 1^{er} juillet 2023 par rapport au tarif de 2022¹⁸²).

Pour évaluer l'impact de cette hausse du tarif d'achat sur la rentabilité des installations (déjà caractérisé en partie dans le cadre des analyses des TRI Projet selon la vision des déclarants, cf. partie 5.7.4), la CRE a calculé les TRI Projet avant impôts des installations de l'échantillon selon sa méthodologie, mais sans prendre en compte l'évolution tarifaire. La CRE constate ainsi une diminution du TRI Projet avant impôts de - 1,53 pp en valeur médiane.

¹⁸¹ Il convient de rappeler que dans le modèle de calcul du TRI, les charges et les revenus sont normalisés par rapport à la production : ainsi une augmentation ou une diminution de la production a un impact conjoint sur les revenus et les charges futurs.

¹⁸² Depuis la hausse intervenue au 1^{er} juillet 2023, les tarifs d'achat ont évolué dans des proportions moins importantes chaque trimestre.

La valeur médiane des TRI Projet avant impôts, calculés selon la méthodologie de la CRE mais avec des tarifs d'achat ne prenant pas en compte la révision de 2023 s'établit donc à 12,37 % (12,11 % en moyenne, 8,61 % au premier quartile et 16,87 % au troisième quartile). Ces niveaux de rentabilité restent particulièrement élevés et posent la question de la pertinence des modalités de la révision tarifaire de 2023.

5.8.5. Sensibilité à l'année de décaissement des CAPEX

D'après les données déclarées par les producteurs dans le cadre du présent audit, la plupart des dépenses d'investissement sont réalisées un an avant la mise en service : une hypothèse de décaissement des CAPEX un an avant la mise en service a donc été retenue dans le calcul du TRI projet.

Cette hypothèse exerce une influence très significative sur le calcul du TRI. En effet, en considérant un décaissement des CAPEX deux ans avant la mise en service, le niveau de TRI est de 12,21 % en valeur médiane (soit une diminution de – 1,70 pp de TRI en valeur médiane).

La rentabilité des installations baisse de manière significative (- 1,70 pp) lorsque l'on considère un décaissement des CAPEX deux ans avant la mise en service, mais demeure à un niveau élevé en valeur médiane (12,21 %).

5.8.6. Sensibilité aux hypothèses non retenues dans le modèle

Certaines hypothèses pouvant avoir des impacts conséquents sur la rentabilité des installations, comme les éventuels frais de démantèlement, les accroissements de capacité ou bien encore la possibilité de prolonger la durée de vie des installations au-delà de 15 ans, n'ont pas pu être incluses dans le modèle de calcul des TRI Projet, faute de données suffisantes.

Annexe 1

Méthodologie retenue pour les calculs de rentabilité des installations de production de biométhane

TRI Projet avant impôts

Pour calculer le TRI Projet avant impôts des installations de méthanisation, la CRE a reconstitué un plan d'affaires pour chaque installation à partir des données de coûts et recettes déclarées et a établi des hypothèses permettant de simuler le fonctionnement futur des installations pour recomposer 15 années complètes de fonctionnement. Il convient de noter que les 15 années complètes d'exploitation sont recomposées en tenant compte du mois de mise en service de l'exploitation¹⁸³.

Pour les années jusqu'en 2022 inclus (correspondant à la dernière année pour lesquelles des données effectives complètes ont été déclarées), les données utilisées sont celles déclarées par les exploitants. Les installations pour lesquelles les données concernant les OPEX ou les revenus n'ont pas été renseignés pour une ou plusieurs années d'exploitation avant 2023 n'ont donc pas pu faire l'objet d'un calcul de TRI.

Pour les années d'exploitation à partir de 2023, un modèle permettant de reconstituer les flux futurs de revenus et de charges d'exploitation a été construit à partir des hypothèses présentées ci-dessous :

- les hypothèses de réinvestissement et d'augmentation de la capacité futurs des installations formulées par les déclarants ne sont pas prises en compte, en raison de difficultés de modélisation. En cohérence avec ce choix, la capacité maximale d'injection (Cmax) des installations pour le reste des années de fonctionnement est donc considérée comme égale à celle en vigueur au moment de l'exercice de déclaration (printemps 2023) ;
- la production des installations à partir de 2023 est supposée constante (pas d'hypothèse de perte de production) et égale à la moyenne de la production de l'installation concernée (hors dépassements au-delà de la capacité maximale d'injection) constatée jusqu'à 2022 et prévisionnelle pour 2023 pour les années d'exploitation pour lesquelles le taux de charge de l'installation est compris entre 50 % et 100 %¹⁸⁴, en excluant systématiquement la première année d'exploitation afin de ne pas tenir compte de la phase de montée en charge. Par ailleurs, seules les années d'exploitation pour lesquelles la capacité maximale d'injection est égale à la capacité maximale d'injection en vigueur en 2023 ont été prises en compte dans ce calcul, pour ne pas tenir compte des valeurs de production correspondant à une Cmax différente. Il convient de noter que, pour les installations les plus récentes, ce calcul est réalisé sur la base d'un faible nombre d'années d'exploitation, ce qui peut conduire à retenir des moyennes peu représentatives, notamment dans le cas d'une installation ayant connu des incidents affectant sensiblement la production ;
- le tarif d'achat des installations à partir de 2023 est calculé à partir du tarif d'achat hors dépassement déclaré en 2022 auquel est appliqué une indexation basée :
 - sur la formule d'indexation par le coefficient L issue de l'arrêté du 23 novembre 2011 pour le 1^{er} semestre 2023 ;
 - puis à partir du 2^e semestre 2023, sur la formule d'indexation issue de l'arrêté du 10 juin 2023¹⁸⁵ calculé au 1^{er} juillet 2023. Le calcul des coefficient L est réalisé pour chaque installation. A partir de 2025, une hypothèse d'indexation de 1,4 %/an est appliquée (correspondant à une hypothèse d'inflation annuelle de 2 % appliquée à la part variable de la formule d'indexation L des tarifs d'achat, qui est de 70 % pour l'ensemble des

¹⁸³ Dans ce cas, la dernière année de d'exploitation est partielle, et d'une durée égale à 12 mois soustrait du nombre de mois de production de la première année partielle d'exploitation.

¹⁸⁴ Cet intervalle exclut la production de biométhane valorisée en dépassement du tarif d'achat.

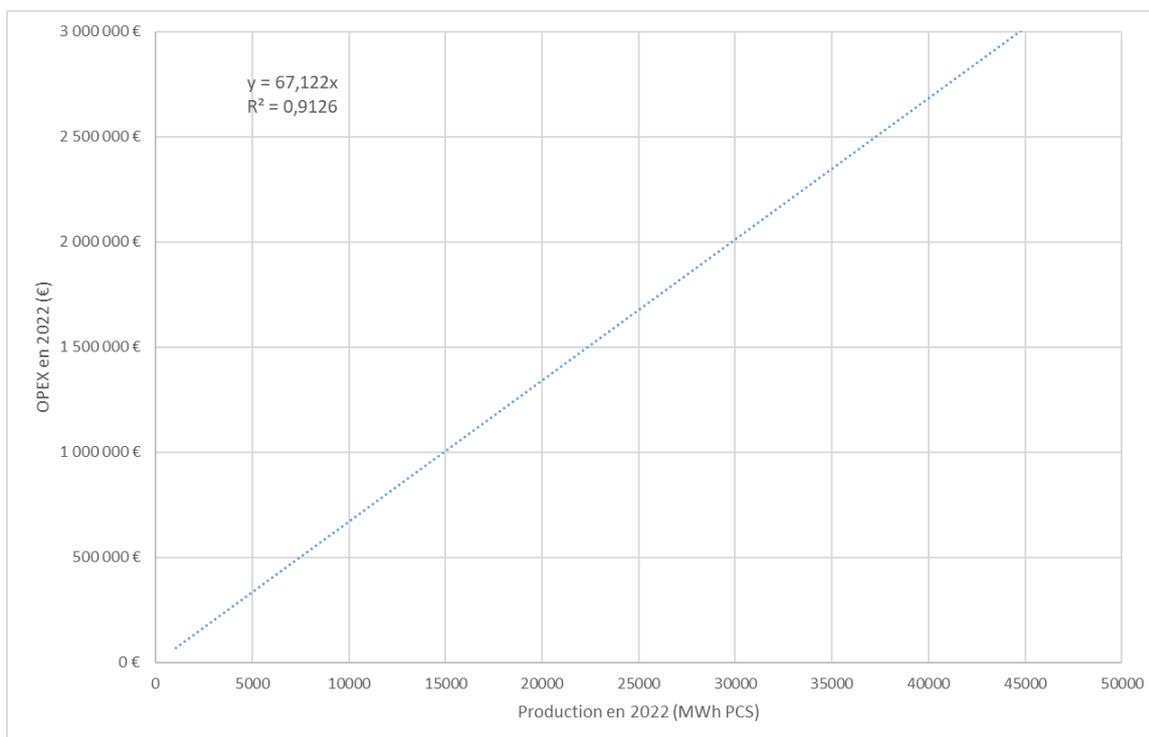
¹⁸⁵ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel modifiant la formule d'indexation L du tarif d'achat. D'après les données des déclarations CSPE, fin 2023 593/644 installations bénéficiant d'un contrat d'achat au titre d'un arrêté tarifaire antérieur à celui du 10 juin 2023 avaient signé un avenant à leur contrat leur permettant de bénéficier de cette modification.

contrats de l'échantillon). Cette hypothèse tient donc compte de la révision des formules d'indexation introduite en juin 2023. Cette révision n'a pas pu être anticipée au moment de l'audit par les exploitants qui n'avaient pas encore pu signer d'avenants à leurs contrats afin d'en bénéficier¹⁸⁶. Cette hypothèse fait l'objet d'une étude de sensibilité présentée dans la partie 5.8.4 ;

- les revenus liés à la vente de biométhane à partir de 2023 sont calculés à partir de la production constatée hors dépassement de la capacité maximale d'injection (supposée constante) multipliée par le tarif d'achat. Ainsi, aucune recette autre liée à la vente de surplus de production n'a été considérée ;
- les revenus autres que ceux issus de la vente de biométhane à partir de 2023 (recettes issues de la valorisation des GO, de la valorisation du digestat, les redevances de traitement des déchets) sont reconstitués d'après une valeur de référence correspondant à la moyenne des revenus autres constatés jusqu'à 2023 (en excluant les années d'exploitation écartées pour le calcul de l'hypothèse de production moyenne, cf. ci-dessus), normalisés par rapport à la production effective de l'installation, et auxquels l'inflation réelle jusqu'à 2023 a été appliquée.
- les OPEX à partir de 2023 sont reconstitués à partir d'une valeur de référence correspondant à la moyenne des OPEX constatés jusqu'à 2023 (en excluant les coûts de maintenance et de gros entretiens de renouvellement et en excluant les années d'exploitation écartées pour le calcul de l'hypothèse de production moyenne, cf. ci-dessus), normalisés par rapport à la production de l'installation et auxquels l'inflation réelle jusqu'à 2023 a été appliquée. La normalisation des OPEX par rapport à la production de l'installation se justifie par l'existence d'une relation proportionnelle entre OPEX et production d'une installation, comme représenté dans la figure ci-dessous. Comme pour la projection de la production, le calcul de la valeur de référence ne prend pas en compte la phase de montée en charge des installations, en ne tenant compte des données de coûts qu'à partir de la seconde année d'exploitation.

¹⁸⁶ D'après les données des déclarations CSPE 2024 des acheteurs de biométhane, 593/644 installations ayant engendré des charges en 2023 ont signé un avenant à leur contrat d'achat, leur permettant de bénéficier de la hausse tarifaire introduite par l'arrêté du 13 juin 2023.

Figure 52 - OPEX en fonction de la production en 2022



Echantillon : 207 installations ayant renseigné une valeur d'OPEX inférieure à 3 M€ et de production supérieure à 0,5 GWh PCS / an et inférieure à 45 GWh PCS / an pour l'année 2022 (seulement 21 installations ayant renseigné des valeurs d'OPEX en 2022 n'appartiennent pas aux fourchettes de valeurs d'OPEX et de production précédemment indiquées).

Pour des raisons de confidentialité, l'ensemble des points ont été masqués sur le graphique ci-dessus.

- une hypothèse modélisant les charges de maintenance et de GER¹⁸⁷ a été utilisée pour tenir compte des coûts liés à l'entretien et au remplacement des équipements nécessaires au bon fonctionnement des unités de production sur l'ensemble de la durée d'exploitation. La CRE a intégré ces coûts en tenant notamment compte de ses échanges avec des sociétés spécialisées dans la maintenance, l'exploitation et la fabrication d'équipements pour les unités de méthanisation classiques. *In fine*, un coût total normatif des charges de maintenance et de GER sur toute la durée d'exploitation est intégré dans les charges. Cette hypothèse de coût total dépend, pour une installation donnée, 1) de sa capacité maximale d'injection, 2) de sa typologie, 3) des montants de dépenses relatives à de la maintenance et des GER déjà engagés par le passé.

L'hypothèse conduit à calculer un reste à payer en charges de maintenance et de GER, qui est ensuite ajouté aux OPEX pour l'ensemble des années d'exploitation restantes à partir de 2023. Les coûts de maintenance et de GER dans le calcul de rentabilité sont ainsi normalisés, sans prise en compte de la stratégie de gestion de la maintenance et des GER des installations (contrat préventif ou stratégie curative)¹⁸⁸.

¹⁸⁷ Gros entretien de renouvellement : il s'agit de charges dépensées en lien avec le renouvellement de certains équipements spécifiques. Ces montants sont assimilés, dans le cadre de la construction du modèle, à des OPEX et non à des CAPEX.

¹⁸⁸ Deux principaux types de contrats de maintenance et de GER existent :

- les contrats de maintenance préventive, qui imposent une charge de maintenance régulière aux exploitants dès les premières années d'exploitation, dans le but de prévenir les pannes et les défaillances qui pourraient survenir. Ces contrats peuvent également inclure des provisions futures visant à couvrir le remplacement éventuel de certains équipements ;

Plusieurs scénarios de coûts de maintenance ont été analysés, afin de définir la part que représente la maintenance et les GER dans les OPEX sur l'ensemble de la durée d'exploitation : les résultats qui en découlent sont présentés dans le cadre d'analyses de sensibilité (cf. partie 5.8.1). Ces scénarios ont été construits sur la base des données transmises par les principaux opérateurs de maintenance consultés par la CRE (i.e. montants de coûts de maintenance et de GER forfaitaires annuels pour différentes tailles et typologies d'installations), dont la cohérence avec les données des installations auditées a été vérifiée. Ces données ont ensuite été utilisées pour estimer la part des coûts de maintenance et de GER dans les OPEX des exploitations. Ces différents scénarios conduisent ainsi à retenir des hypothèses de parts des coûts de maintenance et de GER dans les OPEX de 9,2 % 16,9 % pour les installations agricoles. Pour les installations industrielles territoriales, qui présentent des coûts de maintenance et de GER plus importants, les trois scénarios conduisent à retenir des parts des coûts de maintenance et de GER dans les OPEX de 8,7 % 19,5 %¹⁸⁹ ;

- une hypothèse d'inflation annuelle de 2 % a été appliquée à partir de 2023 aux OPEX et aux revenus autres que ceux issus de la vente de biométhane ;
- les investissements ont été considérés comme étant réalisés une année avant la mise en service de l'installation, sur la base des données de flux de trésorerie déclarées par les exploitants (la majorité de l'investissement initial est en général décaissée en année -1 selon les déclarations des producteurs ayant transmis cette information).

S'agissant des installations mises en service en 2022, le modèle qui reconstitue les flux de revenus et de charges pour les années d'exploitation à partir de 2023 se base sur les données disponibles, i.e. les données de l'année 2023 qui sont des données en partie prévisionnelles. Les résultats pour les installations mises en service en 2022 ont donc été exclus de certaines des analyses des parties 5.7 et 5.8.

S'agissant des installations dont les mises en service sont postérieures à 2022, aucun calcul de TRI n'a pu être effectué du fait du manque de complétude des déclarations pour ces installations.

Les hypothèses formulées ci-dessus étant structurantes pour l'appréciation de la rentabilité des installations, plusieurs analyses de sensibilité sont présentées dans la partie 5.8.

TRI Projet avant impôts « avec subventions »

Le calcul du TRI Projet avant impôts « avec subventions » permet de quantifier la rentabilité des projets en tenant compte des aides financières reçues comme un revenu la première année d'exploitation, permettant ainsi d'améliorer la rentabilité de l'installation.

Ce calcul est effectué pour les installations ayant bénéficié d'une aide supplémentaire au tarif d'achat : la CRE a retenu le cas dans lequel le montant de l'aide n'intervient pas directement dans le financement du projet et représente un revenu supplémentaire qui sert notamment à couvrir le besoin en fonds de roulement des premières années d'exploitation.

Il convient de noter que les subventions accordées par l'ADEME (un des principaux organismes délivrant des subventions à l'investissement, cf. partie 5.6.4) sont actuellement généralement versées en trois temps, avec un premier versement lors de la construction de l'installation (20 % de la subvention), un second à la mise en service (60 % de la subvention) et un troisième un an après la mise en service (20 %), sous réserve de la conformité des conditions de production.

-
- les contrats de maintenance curative, qui n'imposent pas de charge de maintenance régulière aux exploitants, mais uniquement des prestations pour la réparation des équipements lors de pannes ou de défaillances au moment où elles surviennent.

¹⁸⁹ La part médiane du poste d'OPEX relatif à la maintenance et aux GER est de 9,2 % pour les installations de méthanisation classique selon les données présentées dans la partie 5.3.1 du rapport. Le scénario « moyen » représente ainsi la situation où toutes les installations agricoles ont une part de la maintenance dans leurs OPEX de 9,2 % sur l'ensemble de la durée de soutien.

TRI Projet avant impôts « selon la vision des déclarants »

Le TRI Projet avant impôts a également été calculé « selon la vision des déclarants », à partir des données de coûts et de recettes prévisionnelles déclarées par les installations pour les années postérieures à 2022, jusqu'à atteindre 15 années d'exploitation complètes. Seule l'hypothèse normative relative à la date de décaissement des CAPEX, un an avant la mise en service, a été retenue (les données relatives aux années de décaissement des CAPEX n'ont pas été complétées pour une majorité de déclarants). Les données renseignées par les déclarants n'ont autrement pas été modifiées.

La majorité des producteurs fait l'hypothèse d'une augmentation des revenus et d'une évolution du niveau des charges inférieure à l'hypothèse retenue par la CRE. En effet, parmi les installations pour lesquelles un TRI Projet avant impôts selon la vision des déclarants a pu être calculé, la CRE constate que :

- l'inflation moyenne des OPEX des déclarants est de 1,6 % (résultat similaire en valeur médiane, contre 2 % retenus par la CRE dans son modèle) ;
- l'augmentation moyenne des revenus d'exploitation des déclarants est de 1,1 % (contre 1,4 % retenus par la CRE dans son modèle pour la vente du biométhane [en conformité avec la formule du coefficient d'indexation L] et 2 % pour les revenus autres).

Table des illustrations

Figures

<i>Figure 1 - Cumul de la capacité de production des installations de biométhane injecté ayant signé un contrat d'achat et ayant mis en service leur installation, et volume injecté dans le réseau par an soutenu via le guichet ouvert au deuxième trimestre 2024 (source : CRE)</i>	25
<i>Figure 2 - Evolution des tarifs minimaux et maximaux applicables aux installations de production de biométhane injecté (source : Open data de la CRE)</i>	27
<i>Figure 3 - Coût du soutien au biométhane injecté pour l'Etat via les tarifs d'achat entre 2014 et 2025 (source : CRE, calcul réalisé en juillet 2024)</i>	31
<i>Figure 4 - Calendrier de réalisation de l'audit</i>	33
<i>Figure 5 - Répartition des installations en service au 30 avril 2023 par typologie et par capacité maximale d'injection</i>	35
<i>Figure 6 - Répartition du nombre d'installations et de la production annuelle prévisionnelle (PAP) par région des installations en service au 30 avril 2023</i>	36
<i>Figure 7 – Densité de production (MWh PCS / km²) par région d'implantation des installations en service au 30 avril 2023</i>	37
<i>Figure 8 - Productions annuelles prévisionnelles cumulées des contrats d'achat selon les dates de signature de contrats et de mise en service (jusqu'au 30 avril 2023)</i>	38
<i>Figure 9 - Production annuelle prévisionnelle par typologie d'installation selon les dates de mise en service</i>	39
<i>Figure 10 - Répartition du nombre d'heures de fonctionnement dans l'année des installations mises en service avant le 1^{er} janvier 2023</i>	43
<i>Figure 11 - Répartition totale des types d'intrants selon le volume en tonnes de matières brutes ; agricole autonome (à gauche), agricole territorial (au milieu) et industriel territorial (à droite)</i>	48
<i>Figure 12 - Volume annuel d'intrants en fonction de la capacité maximale d'injection d'une capacité inférieure à 800 Nm³/h</i>	49
<i>Figure 13 - Caractéristiques du digestat pour les installations de méthanisation agricole</i>	51
<i>Figure 14 - Volume annuel d'électricité soutiré au réseau en fonction de la Cmax en vigueur</i>	52
<i>Figure 15 - Volume annuel d'électricité soutiré au réseau en fonction de la production annuelle de biométhane</i>	53
<i>Figure 16 - Répartition moyenne des postes de CAPEX pour les installations de méthanisation agricole autonomes et territoriales</i>	58
<i>Figure 17 - Répartition moyenne des postes d'investissement pour les installations de type déchets ménagers et biodéchets (à gauche) et industrielles territoriales (à droite)</i>	59
<i>Figure 18 - CAPEX en €₂₀₂₃/Nm³/h (normalisés par rapport à la Cmax à la mise en service) en fonction de la Cmax à la mise en service</i>	60
<i>Figure 19 - CAPEX en €₂₀₂₃/Nm³/h (normalisés par rapport à la Cmax à la mise en service) en fonction de la Cmax en vigueur lors de l'exercice de déclaration</i>	61
<i>Figure 20 - CAPEX moyens normalisés par la Cmax à la mise en service (€₂₀₂₃/ Nm³/h) par région</i>	62
<i>Figure 21 - Evolution des CAPEX normalisés (€₂₀₂₃/Nm³/h) et de leur dispersion en fonction de l'année de mise en service des installations</i>	64

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

<i>Figure 22 - Répartition des postes d'OPEX pour les projets de méthanisation classique (valeurs médianes)</i>	67
<i>Figure 23 - Répartition des postes d'OPEX pour les projets de méthanisation agricole autonome en haut à gauche, agricole territoriale en haut à droite et industrielle territoriale en bas (en valeur médiane)</i>	68
<i>Figure 24 - OPEX normalisés par l'énergie produite des installations de méthanisation classique lors de l'année 2022, en fonction de la capacité maximale d'injection</i>	70
<i>Figure 25 - OPEX médians normalisés par rapport à l'énergie produite en 2022 selon la région d'implantation (données en violet : régions avec moins de 10 installations dans l'échantillon)</i>	72
<i>Figure 26 - Evolution de la médiane des OPEX annuels normalisés par rapport à l'énergie produite et de leur dispersion entre 2020 et 2022</i>	73
<i>Figure 27 - OPEX décomposés par poste (valeurs médianes par poste) entre 2022 et 2023 pour les installations mises en service avant 2022</i>	74
<i>Figure 28 - Coûts moyens d'acquisition (somme du coût d'achat et du coût de transport) et de transport par typologie d'intrants utilisés (en € par tonne de matière brute)</i>	76
<i>Figure 29 - Répartition des coûts d'acquisition moyen (€/tonne de matière brute) par sous-typologie d'intrants en fonction du potentiel méthanogène</i>	77
<i>Figure 30 - Coût d'acquisition moyen des matières végétales brutes (€/to de matière brute) par région (les données en violet correspondent aux régions avec moins de 10 installations dans l'échantillon)</i>	78
<i>Figure 31 - Parts moyennes et médianes des coûts liés à la consommation électrique dans les OPEX entre 2019 et 2023</i>	79
<i>Figure 32 - Durée des contrats de fourniture d'électricité en cours et tarif annuel moyen associé</i>	80
<i>Figure 33 - Coût complet (en €/MWh PCS) des installations de méthanisation classique pour un taux d'actualisation de 7 % et un taux d'inflation de 2 %</i>	84
<i>Figure 34 - Coût complet (€/MWh PCS) des installations de méthanisation classique en fonction de leur Cmax en vigueur (Nm³/h)</i>	85
<i>Figure 35 - Répartition des types de revenus</i>	87
<i>Figure 36 - Répartition des revenus par typologie d'installation – focus sur la répartition des revenus non tirés de la vente du biométhane</i>	88
<i>Figure 37 - Niveaux des revenus d'exploitation (en €/MWh) selon la taille des installations en 2022</i>	90
<i>Figure 38 - Evolution de la médiane des revenus d'exploitation annuels normalisés par rapport à l'énergie totale produite des installations entre 2020 et 2022</i>	91
<i>Figure 39 - Montant des redevances perçues par typologie d'intrants pour les installations ayant indiqué percevoir une redevance pour le traitement de leurs intrants</i>	92
<i>Figure 40 - Prix de la GO vendue à un tarif fixe, tel qu'indiqué par les déclarants</i>	94
<i>Figure 41 - Evolution de l'indice de taux complet de la dette lboxx – Corporates 10-15 entre juin 2016 et octobre 2024 (moyennes mensuelles)</i>	98
<i>Figure 42 - Répartition des enveloppes d'aides financières allouées par les différents organismes et du nombre d'installations qui en bénéficient</i>	99
<i>Figure 43 - Part moyenne des aides dans le financement des projets selon les régions</i>	100
<i>Figure 44 - Répartition des TRI Projet avant impôts sur 15 ans d'exploitation des installations mises en service avant 2022 (avec prise en compte de la révision tarifaire de 2023, un</i>	

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

décaissement des CAPEX un an avant la mise en service et une hypothèse « moyenne » de coûts de maintenance et de GER)	105
Figure 45 - TRI Projet avant impôts selon la capacité maximale d'injection (en vigueur au stade de l'exercice de déclaration) des installations mises en service avant 2022	109
Figure 46 - TRI Projet avant impôts médian selon la région d'implantation des installations	110
Figure 47 - TRI projet avant impôts en fonction de la part d'effluents d'élevages dans les intrants	111
Figure 48 - TRI Projet avec subventions comparés aux TRI Projet sans subventions	114
Figure 49 - Ecart de rentabilité entre le TRI Projet avant impôts avec et sans subventions en fonction de la part de subventions accordées par rapport au CAPEX	116
Figure 50 - TRI Projet avant impôts selon la vision des déclarants	118
Figure 51 - Sensibilité du TRI Projet avant impôts médian aux principales hypothèses retenues dans le scénario de référence	121
Figure 52 - OPEX en fonction de la production en 2022	126

Tableaux

Tableau 1 - Panel des installations interrogées dans le cadre de l'audit de la CRE	34
Tableau 2 - Statistiques descriptives des capacités maximales d'injection pour les installations en service au 30 avril 2023	36
Tableau 3 - Evolution de la taille moyenne des installations au cours du temps	41
Tableau 4 - Taux de charge annuels et saisonniers moyens	42
Tableau 5 - Caractéristiques techniques des unités de production de biogaz et du biogaz produit pour les installations de méthanisation classique	45
Tableau 6 - Valorisation du CO ₂ en fonction de la typologie des installations	46
Tableau 7 - Valorisation du CO ₂ en fonction de la taille des installations	46
Tableau 8 - Description du digestat produit par les unités de méthanisation	51
Tableau 9 - Part moyenne des OPEX dans les coûts complets en fonction de l'année de mise en service	56
Tableau 10 - Part moyenne des OPEX en fonction de la typologie d'installation	56
Tableau 11 - Répartition par typologies d'installations des CAPEX moyens en € ₂₀₂₃ normalisés par la C _{max} à la mise en service	62
Tableau 12 - Nombre de projets et C _{max} moyenne à la mise en service par région	63
Tableau 13 - Coût moyen du raccordement avec et sans réfaction en € ₂₀₂₃ et en € ₂₀₂₃ /Nm ³ /h en fonction du réseau auquel l'installation est raccordée	65
Tableau 14 - Evolution des montants globaux des coûts de raccordement (ouvrages propres et ouvrages communs avec la part payée par les producteurs et les montants réfactés)	66
Tableau 15 - Valeurs médianes des postes d'OPEX normalisés par la production pour l'année 2022 (€ ₂₀₂₂ /MWh) selon la typologie d'installation	71
Tableau 16 - Nombre de projets et OPEX médians en 2022 par région	72
Tableau 17 - LCOE (€/MWh PCS) en fonction de l'année de mise en service des installations	86
Tableau 18 - LCOE (€/MWh PCS) en fonction de la typologie des installations	86
Tableau 19 - Valeurs médianes des postes de revenus normalisés par la production pour l'année 2022 (€ ₂₀₂₂ /MWh) selon la typologie d'installation	89

Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

4 décembre 2024

<i>Tableau 20 - Revenus tirés de la valorisation du digestat</i>	91
<i>Tableau 21 - Mode de tarification des GO</i>	94
<i>Tableau 22 - Structure du financement des projets en fonction de leur typologie</i>	96
<i>Tableau 23 - Evolution des conditions de financement des installations en fonction de l'année de mise en service</i>	97
<i>Tableau 24 - Conditions de financement en fonction de la typologie des installations</i>	99
<i>Tableau 25 - Répartition par région des montants d'aides financières allouées ainsi que du nombre d'installations concernées</i>	101
<i>Tableau 26 - Part moyenne des aides financières et montants d'aides allouées par année de mise en service</i>	101
<i>Tableau 27 - TRI Projet avant impôts selon l'année de mise en service des installations</i>	108
<i>Tableau 28 - TRI Projet avant impôts par typologie d'installation</i>	108
<i>Tableau 29 - Sensibilité du TRI Actionnaires après impôts d'un projet moyen de méthanisation classique en fonction du taux d'emprunt, de la durée et de la part d'emprunt</i>	120