

## DÉLIBÉRATION N°2025-201

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juillet 2025 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant les conditions d'achat et les modalités contractuelles de certaines installations de production d'électricité à partir de biogaz

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

## 1. Contexte

Les installations produisant de l'électricité à partir de biogaz et, le cas échéant, de la chaleur en cogénération sont soutenues, suivant la date de signature de leur contrat d'achat et leur typologie, par les dispositifs de guichets ouverts suivants<sup>1</sup> :

- l'arrêté du 10 juillet 2006<sup>2</sup> (dit « BGM6 »), fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz pour les contrats d'achat signés entre le 26 juillet 2006 et le 20 mai 2011 ;
- l'arrêté du 19 mai 2011<sup>3</sup> (dit « BG11 »), fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz pour les contrats d'achat signés entre le 21 mai 2011 et le 13 décembre 2016 ;
- l'arrêté du 13 décembre 2016<sup>4</sup> (dit « BG16 »), fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW pour les contrats d'achat signés à partir du 14 décembre 2016 ;
- l'arrêté du 9 mai 2017<sup>5</sup> (dit « BGS17 ») s'agissant de la production d'électricité par méthanisation des matières issues du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles (STEP) ;

---

<sup>1</sup> Certaines installations de production d'électricité à partir de biogaz ont également pu être soutenues par le guichet ouvert introduit par l'arrêté du 3 octobre 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés en utilisant le biogaz de décharge (dit « BG01 ») : aucune installation actuellement en service ne bénéficie de ce dispositif de soutien.

<sup>2</sup> Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

<sup>3</sup> Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

<sup>4</sup> Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visées à l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

<sup>5</sup> Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles.

- l'arrêté du 3 septembre 2019<sup>6</sup> (dit « BGI19 ») s'agissant de la production d'électricité à partir du biogaz capté sur les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND). Cet arrêté a cependant été abrogé<sup>7</sup> en application du décret n° 2019-527 du 27 mai 2019 modifiant l'éligibilité au complément de rémunération et à l'obligation d'achat, pris en application des décisions de la Commission européenne à la suite de la notification du dispositif de soutien à la filière<sup>8</sup>.

Les contrats conclus au titre de ces différents arrêtés sont valables pour une durée allant de 15 à 20 ans selon les arrêtés (20 ans pour le BG16 et le BGS17, 15 ans avec possibilité d'extension à 20 ans permise en 2016 pour le BGM6 et le BG11, 15 ans pour le BGI19).

L'arrêté tarifaire BG16 a été modifié par l'arrêté du 29 décembre 2023<sup>9</sup>, sur lequel la CRE a rendu un avis le 5 octobre 2023<sup>10</sup> et par l'arrêté du 3 décembre 2024<sup>11</sup>, sur lequel la CRE a rendu un avis le 14 mars 2024<sup>12</sup>. Les mesures introduites par ces deux arrêtés modificatifs successifs visaient à aider les producteurs concernés à faire face à la situation économique exceptionnelle rencontrée depuis le début de l'année 2020 induite par la crise des prix de l'énergie et l'inflation, en modifiant les conditions d'indexation des contrats.

En application des dispositions de l'article L. 314-4 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par courriel reçu le 24 juin 2025 par le ministre chargé de l'énergie d'un projet d'arrêté modifiant l'arrêté tarifaire BG16 et modifiant les modalités contractuelles des installations titulaires d'un contrat d'achat conclu en application de l'arrêté tarifaire BG11.

Cet arrêté sera complété par un arrêté (sur lequel la CRE ne sera saisie) abrogeant l'arrêté BG16, signifiant la fin du tarif de soutien portant sur les installations de production d'électricité à partir de biogaz. Le Conseil supérieur de l'énergie a examiné cet arrêté ainsi que le projet d'arrêté objet de la présente délibération le 27 mai 2025.

---

<sup>6</sup> Arrêté du 3 septembre 2019 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux implantées sur le territoire métropolitain continental.

<sup>7</sup> Arrêté du 19 avril 2022 abrogeant l'arrêté du 3 septembre 2019 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux implantées sur le territoire métropolitain continental.

<sup>8</sup> Le décret du 27 mai 2019 limite, conformément aux décisions de la Commission européenne, le soutien à la filière « ISDND » au 31 décembre 2020 et à un plafond de capacités installées totales soutenues de 60 MWe.

<sup>9</sup> Arrêté du 29 décembre 2023 modifiant l'arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visés au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie. Cet arrêté introduit une évolution de la temporalité de l'indexation annuelle « L » des tarifs d'achat pour les installations dont le contrat a pris effet à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021, en faisant démarrer la période d'indexation à la date de demande de contrat de soutien et non plus à la date de sa prise d'effet.

<sup>10</sup> Délibération de la CRE du 5 octobre 2023 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visées au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

<sup>11</sup> Arrêté du 3 décembre 2024 relatif aux installations titulaires d'un contrat conclu en application de l'arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visées au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie. Cet arrêté introduit un nouveau coefficient d'indexation temporaire « J » qui doit s'appliquer en sus du coefficient d'indexation annuelle « L » du tarif d'achat.

<sup>12</sup> 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.

## 2. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté exempt, pour l'ensemble des contrats BG16 et pour certains contrats BG11<sup>13</sup>, le paiement d'indemnités en cas de résiliation anticipée du contrat par tout producteur arrêtant définitivement la production d'électricité à partir de biogaz au profit :

- de l'injection du biométhane produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute dans le réseau de gaz naturel ou dans un point d'injection distant ; ou
- de la valorisation du biométhane produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute en tant que carburant alternatif ; ou
- de la valorisation du biogaz pour la production de chaleur.

Comme le prévoit l'article R.314-9 du code de l'énergie, le montant de ces indemnités est égal aux sommes actualisées perçues par le producteur au titre de l'obligation d'achat depuis la prise d'effet du contrat jusqu'à la date de résiliation de ce dernier<sup>14</sup>. S'agissant de l'arrêté BG16, le paiement de ces indemnités est mentionné directement dans l'arrêté tarifaire, tandis que pour les contrats BG11 visés par le projet d'arrêté, il n'est fait mention de ces indemnités que dans les modalités contractuelles.

Cette exemption est conditionnée au démantèlement de l'installation, définie dans l'article 2 de l'arrêté tarifaire BG16 comme « *l'ensemble des machines électrogènes susceptibles de fonctionner simultanément en utilisant à titre principal le biogaz issu d'une même unité amont, à laquelle l'installation est reliée physiquement* ». Les producteurs devront ainsi démanteler les équipements servant à la production d'électricité à partir de biogaz (moteur de cogénération). En revanche, l'installation pourra conserver les équipements servant à produire le biogaz (digesteur, équipements de stockage et traitement des intrants etc.), ce qui permettra la conversion à d'autres modes de valorisation.

Pour bénéficier de cette exemption, le producteur adresse une demande au préfet de région, à laquelle il joint toutes les pièces justifiant de la mise à l'arrêt définitif de son installation au profit de l'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel ou dans un point d'injection distant ou de la conversion à l'un des modes de valorisation précités. Après vérification des pièces justificatives, le préfet de région informe le cocontractant que le producteur est dispensé du versement de l'indemnité.

Les contrats conclus en application de l'arrêté tarifaire BGM6 ne prévoient pas d'indemnités de résiliation. Certains contrats conclus en application de l'arrêté tarifaire BG11 avant le 29 mai 2016<sup>15</sup> prévoient des indemnités de résiliation : la CRE a été informée par la Direction générale de l'énergie que des mesures pourraient également être mises en œuvre afin de prévoir pour ces contrats l'exemption du paiement des indemnités à la résiliation anticipée selon les mêmes conditions que celles de l'arrêté objet du présent avis.

## 3. Analyse de la CRE

### 3.1. Dynamique de développement de la filière de production d'électricité à partir de biogaz

#### 3.1.1. Capacités installées en 2025

Les objectifs de développement de la filière de production d'électricité à partir de biogaz pour les installations de méthanisation (hors stations d'épuration et installations de stockage de déchets non dangereux) ont été fixés par la PPE 2019-2028 à 270 MWe installés à l'horizon 2023 et entre 340 et 410 MWe installés à l'horizon 2028. Les objectifs de la PPE pour 2023 ont été atteints en 2021. Pour la filière biométhane injecté, la PPE 2018-2028 a défini pour 2023 un objectif de production de biométhane de 6 TWh par an, et pour 2028 un objectif de production de biométhane comprise entre 14 TWh et 22 TWh par an. L'objectif 2023 a été dépassé dès l'année 2022, lors de laquelle environ 7 TWh de biométhane ont été injectés dans le réseau.

---

<sup>13</sup> Ceux qui ont été conclus à partir du 29 mai 2016, hormis ceux dont la date de dépôt de dossier complet d'identification auprès de l'ADEME est antérieure au 30 mai 2016.

<sup>14</sup> dans la limite des surcoûts mentionnés au 1° de l'article [L. 121-7](#) en résultant.

<sup>15</sup> ou ceux dont la date de dépôt de dossier complet d'identification auprès de l'ADEME est antérieure au 30 mai 2016.

La version du projet de PPE3 pour la période 2025-2035 mise en consultation publique<sup>16</sup> en mars 2025 prévoit un objectif de 50 TWh PCS de production de biogaz dont 44 TWh PCS injectés dans les réseaux de gaz naturel pour 2030. Cet objectif n'implique donc a priori pas de développement de la filière de production d'électricité à partir de biogaz pour laquelle les objectifs de développement prévus par la précédente PPE ont déjà été atteints. Au premier semestre 2025, la capacité installée de biométhane injecté s'élève à 14,3 TWh<sup>17</sup>.

A la fin du 2<sup>ème</sup> trimestre 2025<sup>18</sup> :

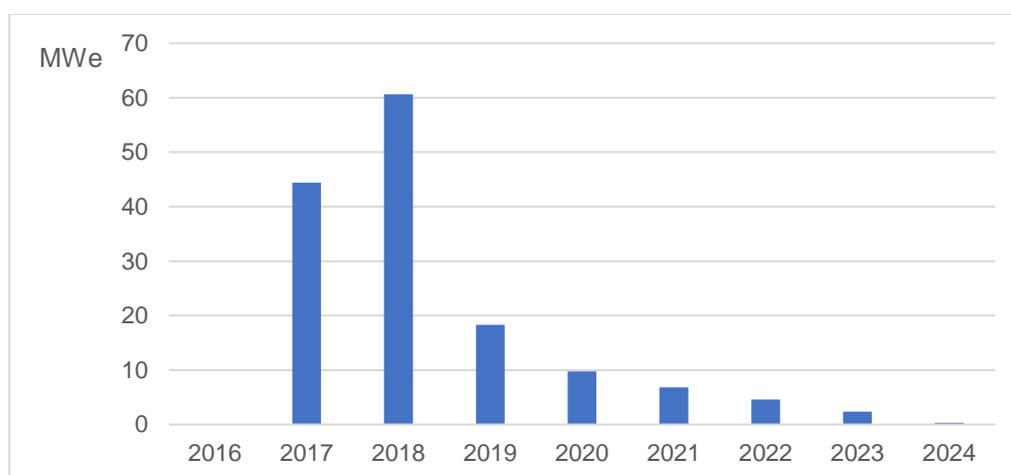
- 55 installations bénéficient d'un soutien via l'arrêté BGM6, représentant une puissance totale de 43 MWe ;
- 370 bénéficient d'un soutien via l'arrêté BG11, représentant une puissance totale de 244 MWe ;
- 567 bénéficient d'un soutien via l'arrêté BG16, représentant une puissance totale de 111 MWe.

Ainsi, au total 992 installations de production d'électricité à partir de biogaz bénéficient d'un contrat de soutien en application des arrêtés BGM6, BG11 et BG16. Ces installations représentent une puissance totale de 398 MWe.

### 3.1.2. Ralentissement du développement de la filière

Le développement de la filière de production d'électricité à partir de biogaz connaît un ralentissement important, comme en témoigne la baisse du volume de contrats signés en application de l'arrêté BG16 depuis 2018, représentée dans la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

**Figure 1 - Capacités contractualisées en application de l'arrêté tarifaire BG16 entre 2016 et 2024<sup>19</sup>**



Ce ralentissement s'explique en grande partie par l'introduction du principe de droit à l'injection du biogaz épuré, appelé « biométhane » dans les réseaux de gaz naturel en 2018 par la « loi EGalim »<sup>20</sup>.

<sup>16</sup> [Consultation publique sur la programmation pluriannuelle de l'énergie \(2025-2030, 2034-2035\)](#).

<sup>17</sup> SDES, Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz - Premier trimestre 2025, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/732>.

<sup>18</sup> Source : Base de données des contrats de production d'électricité à partir de biogaz fournie par EDF OA.

<sup>19</sup> Source : base de données des contrats de production d'électricité à partir de biogaz fournie par EDF OA.

<sup>20</sup> 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.

### **3.1.3. Contexte économique et résiliations des contrats de soutien pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz**

La CRE a été alertée à plusieurs reprises pendant la crise récente sur des difficultés économiques de certaines installations de production d'électricité à partir de biogaz, en raison notamment de la hausse des prix de l'énergie et de niveau élevé de l'inflation. Les équipements des installations de méthanisation nécessitent en effet une consommation d'électricité plus importante que d'autres installations de production d'énergie renouvelable (chauffage du digesteur, traitement des intrants par exemple) et ont ainsi été d'avantage impactées par la hausse des prix de l'électricité. La CRE a constaté une hausse des coûts de ces installations entre 2021 et 2023, sur la base de données de coûts récoltées auprès d'une trentaine d'installations en 2024. Elle a rendu des avis sur des mesures modifiant les conditions tarifaires de ces installations afin de prendre en compte une partie de ces hausses de coûts en octobre 2023 et en mars 2024<sup>21</sup>. Ces mesures ont été adoptées via deux modifications de l'arrêté tarifaire BG16, en décembre 2023 et décembre 2024.

Entre 2020 et 2024, 84 installations bénéficiant des arrêtés tarifaires BGM6, BG11 et BG16 ont résilié leurs contrats de soutien, pour une puissance cumulée de 94 MWe<sup>22</sup>. Cela pourrait s'expliquer en partie par les difficultés économiques rencontrées par les installations de production d'électricité à partir de biogaz. Certaines de ces installations ont également pu résilier leurs contrats de soutien dans le but de valoriser leur production directement sur les marchés de gros, afin de bénéficier des prix de marché élevés.

Une grande partie des installations bénéficiant toujours d'un contrat de soutien ne sont pas concernées par les mesures mises en place entre fin 2023 et fin 2024, qui concernaient uniquement les installations bénéficiant de l'arrêté tarifaire BG16.

Ainsi, le projet d'arrêté objet de la présente délibération devrait permettre aux installations qui connaissent des difficultés économiques importantes de résilier leur contrat de soutien sans avoir à payer d'indemnités de résiliation, afin de se tourner vers d'autres modes de valorisation susceptibles de leur apporter un modèle économique rentable.

## **3.2. Conversion des installations de production d'électricité à partir de biogaz à d'autres formes de valorisation de l'énergie**

### **3.2.1. Conversion à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel**

Les installations de production d'électricité à partir de biogaz, lorsqu'elles sont situées suffisamment proche des réseaux de gaz naturel, peuvent être converties afin de valoriser le biogaz produit en l'injectant sur les réseaux de gaz. Cela nécessite, pour le producteur, des travaux de réinvestissement pour les équipements existants (maintenance et gros entretiens de renouvellement) ainsi que l'achat d'un épurateur et le raccordement de l'installation au réseau de gaz naturel. En outre, cela peut induire des travaux de renforcement des réseaux de distribution et de transport de gaz (maillages, rebours) pour acheminer les volumes de biométhane ne pouvant être consommés localement vers d'autres exutoires de consommation.

Ces installations peuvent ensuite bénéficier du dispositif des certificats de production de biogaz (CPB), introduit par la loi « Climat et Résilience » du 22 août 2021. Ce dispositif prévoit que les fournisseurs de gaz naturel sont soumis à une obligation d'acquisition de CPB émis par des producteurs de biométhane injecté ne bénéficiant pas ou plus d'un soutien de l'État. Les producteurs de biométhane injecté peuvent commercialiser indépendamment la molécule de gaz et les CPB, ces derniers leur permettant de disposer d'un revenu supplémentaire pour amortir les coûts de production du biométhane.

---

<sup>21</sup> Délibération de la CRE du 5 octobre 2023 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 13 décembre 2016 et 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.

<sup>22</sup> Parmi ces résiliations, 47 contrats BGM6 pour 77 MWe, 28 BG11 pour 15 MWe et 9 BG16 pour 1 MWe.

Source : base de données des contrats de production d'électricité à partir de biogaz fournie par EDF OA.

### 3.2.1.1. Potentiel de conversion des installations de production d'électricité à partir de biogaz à l'injection

Plusieurs paramètres peuvent conditionner la possibilité de conversion à l'injection des installations de production d'électricité à partir de biogaz.

**Le coût du raccordement au réseau.** Le coût du raccordement est principalement fonction de la distance de l'installation au réseau et de la nature du réseau auquel le projet se raccorde. Les gestionnaires de réseaux retiennent une hypothèse normative de coût de 100 €/m pour le raccordement en distribution ou en polyéthylène en transport et de 1 000 €/m pour le raccordement en acier en transport. Conformément aux dispositions de l'article L. 452-1-1 du code de l'énergie, les coûts de raccordement (incluant dans certains cas une quote-part des coûts d'investissements des ouvrages d'extension du réseau via un dispositif de partage entre les producteurs d'une même zone) sont pris en charge par les tarifs de réseaux à hauteur de 60 % du coût de raccordement, dans la limite de 600 k€ par installation (cf. paragraphe 3.2.1.3 pour les enjeux de la conversion des installations pour les réseaux). Les coûts restants sont à la charge du producteur et ont un impact sur l'équilibre économique des projets de conversion, les installations les plus éloignées du réseau (ou situées dans certaines zones géographiques spécifiques) supportant des coûts plus importants.

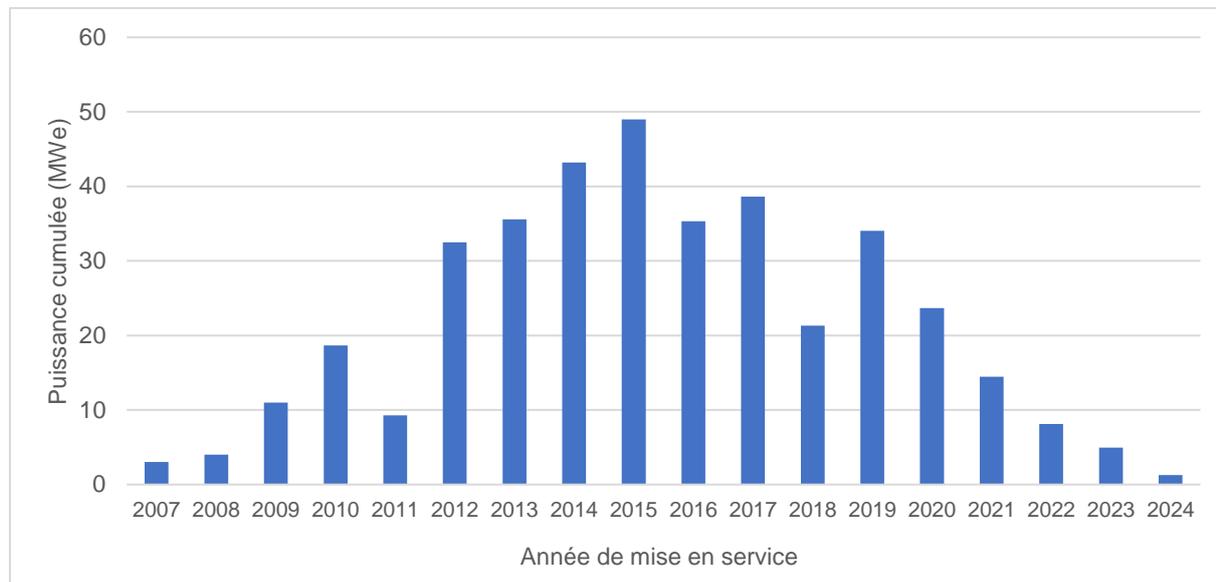
Dans le cas où les installations de production d'électricité à partir du biogaz sont trop éloignées du réseau de gaz pour s'y raccorder, il peut être envisagé de mettre en place une solution de portage de biogaz, qui serait ensuite injecté dans le réseau. Les installations de production de biogaz porté peuvent s'avérer plus coûteuses que les installations de biométhane injecté « classiques », dans la mesure où le conditionnement du gaz pour son portage induit un coût supplémentaire.

**L'ancienneté de l'installation.** Plus les installations sont récentes et moins l'investissement a pu être amorti, notamment s'agissant des investissements pour des équipements qui ne pourront pas être réutilisés lors de la conversion à l'injection, et qui représenteraient des coûts échoués (comme le moteur de cogénération qui représente environ 15 % de l'investissement<sup>23</sup>). Ainsi, les installations les plus anciennes ayant déjà amorti une partie de leurs coûts pourraient avoir une incitation plus importante à se convertir à l'injection. Cependant, plus les installations sont anciennes et plus les travaux de maintenance et de gros entretien de renouvellement peuvent être conséquents.

---

<sup>23</sup> Voir la répartition des CAPEX présentée dans la délibération de la CRE du 14 mars 2024 précédemment citée.

Figure 2 - Répartition du parc d'installations de production d'électricité à partir de biogaz en fonction de l'année de mise en service<sup>24</sup>



Comme le montre la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessus, un nombre important d'installations de production d'électricité à partir de biogaz a été mis en service avant 2017 et aura donc plus de 10 ans d'ancienneté au démarrage du dispositif CPB. La plupart de ces installations auront donc pu amortir une partie de leur investissement et pourraient être incitées à se convertir.

Il convient également de noter que les installations de production d'électricité à partir de biogaz se voient appliquer un coefficient de modulation à la baisse du nombre de CPB émis par MWh de gaz produit (0,8 CPB/MWh PCS à partir de 15 ans d'ancienneté). Ce coefficient prend en compte le fait les installations les plus anciennes ont déjà amortis une partie de leur CAPEX et vient donc réduire au bout de 15 ans d'ancienneté la valeur intrinsèque du CPB produit par ces installations, induisant une diminution des revenus pouvant être dégagés de la vente des CPB.

**La taille de l'installation.** Les installations de taille plus importante peuvent bénéficier d'effets d'échelle sur les CAPEX (et de manière moins évidente sur les OPEX), comme le montrent les analyses réalisées par la CRE dans le cadre de l'audit des installations de biométhane injecté mené en 2023<sup>25</sup> ainsi que de son avis sur la modification de l'arrêté tarifaire BG16<sup>26</sup> publié en octobre 2023.

La capacité de production de biométhane injecté d'une installation de production d'électricité à partir de biogaz d'une puissance installée de 500 kWc (ce qui correspond à la puissance maximale permettant l'attribution d'un contrat de soutien au titre de l'arrêté tarifaire BG16) qui se convertit à l'injection peut être estimée à environ 10 GWh PCS/an<sup>27</sup>.

A titre de comparaison, les nouvelles installations de production de biométhane injecté (non-issues de conversion) qui devraient s'orienter vers le dispositif de CPB sont les installations de taille supérieure à 25 GWh PCS de production annuelle, ces dernières n'étant pas éligibles au guichet ouvert. Pour rappel, le dispositif de CPB ne prévoit pas de coefficient de modulation à la baisse du nombre de CPB émis par MWh de gaz produit en fonction de la taille des installations ce qui favorise les plus grandes installations.

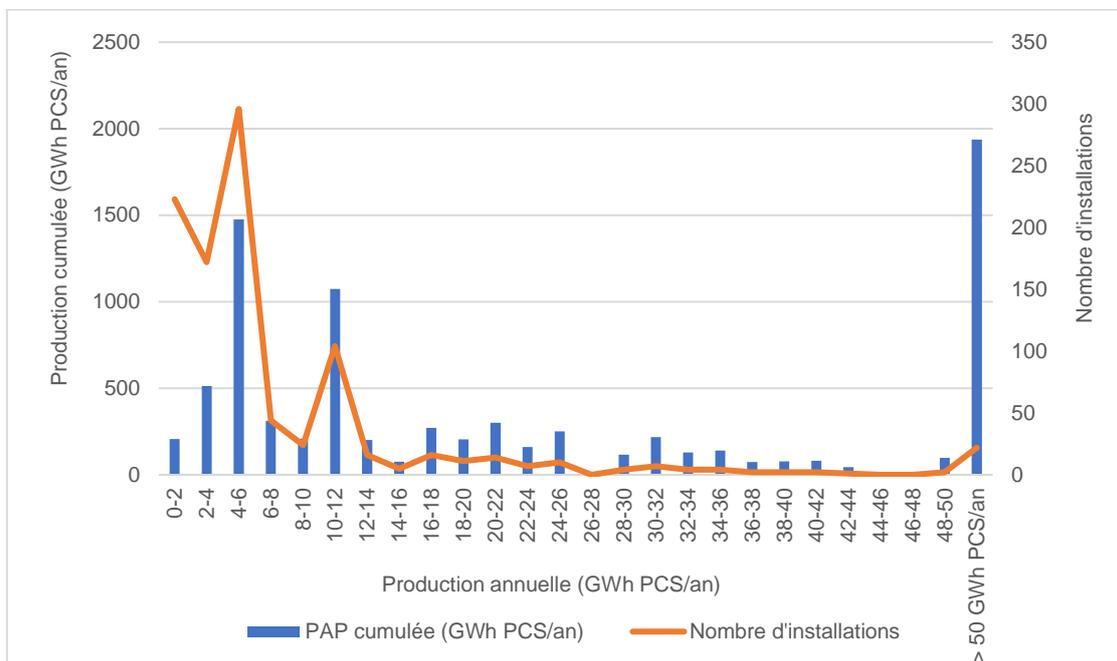
<sup>24</sup> Source : base de données des contrats de production d'électricité à partir de biogaz fournie par EDF OA.

<sup>25</sup> CRE, 2024, Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND).

<sup>26</sup> Délibération de la CRE du 5 octobre 2023 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 13 décembre 2016.

<sup>27</sup> Hypothèse de conversion basée sur un rendement électrique de 40% des installations de production d'électricité à partir de biogaz, d'un nombre d'heure de fonctionnement de 8200 heures par an avec un taux de disponibilité de 100%.

**Figure 3 – Répartition du parc d'installations de production d'électricité à partir de biogaz (nombre d'installation et production cumulée) en fonction du potentiel estimé de production annuelle de biométhane injecté<sup>28</sup>**



Comme le montre la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessus, un nombre important d'installations de production d'électricité à partir de biogaz a une taille inférieure à 250 kWe, ce qui correspond à une production annuelle de biométhane injecté estimée de 5-6 GWh PCS/an. La production estimée cumulée de ces installations reste cependant bien inférieure à celles des installations de plus grande taille. En particulier, une vingtaine d'installations présentent une capacité de production estimée supérieure à 50 GWh PCS/an, ce qui représente un cumul de production de biométhane injecté égal à 1,9 TWh PCS/an.

Un tiers de la production de biométhane injecté cumulée potentielle provient d'installations de taille inférieure à 250 kWe, qui représentent par ailleurs près de deux tiers du nombre d'installations.

**Les installations de production d'électricité à partir de biogaz représentent donc un potentiel de conversion vers l'injection, qui dépend cependant des caractéristiques propres à chaque installation. Cela concerne en particulier les installations de plus grande taille ou situées près des réseaux de gaz.**

Dans sa délibération du 21 décembre 2023 portant sur le second décret d'application du dispositif de CPB<sup>29</sup>, la CRE avait retenu une hypothèse de 25 % de taux de conversion des installations de production d'électricité de biogaz soutenues par un contrat d'achat à l'injection dans les réseaux de gaz naturel. Cette hypothèse pourra être revue au regard des éléments présentés ci-dessus. En effet, la CRE mène des travaux afin de mettre à jour son estimation de la trajectoire de production de biométhane attendue via le dispositif de CPB, afin d'alimenter les réflexions en cours sur l'avenir du dispositif. Ces travaux visent notamment à quantifier le volume de production pouvant provenir d'installations de production d'électricité à partir de biogaz susceptibles de se convertir à l'injection, en tenant compte des différents facteurs susceptibles d'avoir un impact sur la faisabilité économique de la conversion de ces installations via le dispositif CPB (coûts de raccordement élevés, taille et ancienneté des installations). Ces travaux visent également à quantifier le volume de production pouvant provenir

<sup>28</sup> Source : base de données des contrats de production d'électricité à partir de biogaz fournie par EDF OA.

<sup>29</sup> Délibération de la CRE 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.

d'installations nouvelles, en se basant notamment sur les installations actuellement en projet inscrites dans le registre capacité.

### 3.2.1.2. Opportunité pour le fonctionnement du dispositif de CPB

Dans sa délibération du 21 décembre 2023<sup>30</sup> portant avis sur le second décret d'application du dispositif de CPB, la CRE a mené des travaux sur la trajectoire de production de biométhane attendue via le dispositif de CPB, en prenant notamment en compte les installations de production d'électricité à partir de biogaz ayant résilié leur contrat de soutien de manière anticipée ou dont le contrat de soutien arrivera à échéance. La CRE avait estimé que la trajectoire de volume de CPB à restituer par les fournisseurs prévue par le projet de décret sur les premières années d'application du dispositif était trop ambitieuse et qu'elle ne pourrait pas être atteinte. Cette trajectoire a ensuite été revue à la baisse, conformément aux recommandations de la CRE.

La CRE estime qu'il existe toujours un risque que la trajectoire de production de biométhane attendue ne soit pas suffisamment élevée pour permettre à l'ensemble des fournisseurs obligés de répondre à leur obligation de restitution de CPB, notamment en se fondant uniquement sur les nouvelles installations en projet. Cela nuirait fortement au fonctionnement du dispositif et ferait peser un coût important sur les fournisseurs obligés, qui ne seront pas à même de répondre à leur obligation, surcoût qui serait *in fine* répercuté sur la facture des consommateurs de gaz.

**La CRE considère que la conversion des installations de production d'électricité à partir de biogaz vers l'injection constitue une opportunité de renforcer la trajectoire de production de biométhane injecté dans le cadre du dispositif de CPB.** L'augmentation du nombre d'installations émettant des CPB permettrait en effet un meilleur fonctionnement du dispositif, en augmentant la liquidité sur le marché CPB. En particulier, les installations de production d'électricité à partir de biogaz se convertissant à l'injection (ou prévoyant une solution de portage de gaz qui serait ensuite injecté dans le réseau) pourraient présenter des délais de mise en service moins élevés que les nouvelles installations (en raison notamment de moindres travaux sur la partie méthanisation de l'installation et de l'autorisation ICPE précédemment obtenue), ce qui leur permettrait d'émettre des CPB plus rapidement.

Cependant, comme présenté dans la partie 3.2.1.1, le potentiel de conversion des installations de production d'électricité à partir de biogaz dépend fortement des caractéristiques des installations et reste difficile à estimer à ce stade.

### 3.2.1.3. Enjeux de la conversion des installations de production d'électricité à partir de biogaz à l'injection pour les réseaux de gaz naturels

La conversion à l'injection des installations de production d'électricité à partir de biogaz sur les réseaux a des conséquences sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et sur leurs tarifs d'utilisation (tarifs ATRD et ATRT).

D'une part, elle est susceptible d'impliquer un nombre élevé de raccordements aux réseaux. Comme exposé au 3.2.1.1 et conformément aux dispositions de l'article L. 452-1-1 du code de l'énergie, les coûts de raccordement sont pris en charge par les tarifs de réseaux à hauteur de 60 % du coût de raccordement, dans la limite de 600 k€ par installation.

D'autre part, elle peut générer des besoins de renforcement des réseaux (rebours, maillages) pour acheminer le gaz injecté dans le réseau vers des zones de consommation, lorsque la capacité d'accueil locale est insuffisante, en raison d'une consommation insuffisante ou de sa saturation par des projets antérieurs. Les coûts de ces renforcements sont couverts par les tarifs de réseaux, sous réserve de respecter un critère technico-économique, dit « critère I/V », lequel doit rester inférieur à 4 700 Nm<sup>3</sup>/h, ou de faire appel à une participation de tiers si le critère I/V dépasse 4 700 Nm<sup>3</sup>/h.

---

<sup>30</sup> Délibération de la CRE 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.

La CRE observe que les installations de production d'électricité à partir du biogaz ont une taille médiane trois fois inférieure aux installations injectant actuellement sur le réseau de gaz (environ 60 Nm<sup>3</sup>/h pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz en conversion, contre 180 Nm<sup>3</sup>/h pour les installations existantes). De ce fait, elles sont susceptibles de générer de moindres effets d'échelle pour les investissements dans les réseaux et de présenter marginalement des coûts de raccordement et de renforcement plus élevés, ainsi qu'une gestion de projets multiples pour les gestionnaires de réseau. La CRE anticipe un risque de coûts échoués pour les gestionnaires de réseaux : il est à ce stade complexe d'identifier quelles installations de production iront effectivement au terme d'un projet de conversion. Or, les seuils de déclenchement des investissements prévus dans le droit à l'injection ne semblent pas adaptés à la bonne prise en compte de ces projets dont la réalité de réalisation est difficile à mesurer.

En particulier dans un contexte de baisse de la consommation de gaz naturel prévue par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), il apparaît donc nécessaire d'encadrer ce risque, en s'assurant de disposer de garanties sur la réalité des projets et leur état d'avancement. En particulier, la CRE considère que le jalon D4 (dépôt de la demande d'autorisation ICPE) ne permet pas d'apprécier correctement l'avancement du projet. Pour cette raison, la CRE considère qu'il est nécessaire de conditionner la réalisation d'investissements de renforcement des réseaux à la transmission d'éléments supplémentaires à l'autorisation ICPE permettant de confirmer le bon avancement de ces projets. La CRE recommande que ces modalités soient précisées par voie réglementaire.

### **3.2.1.4. Conclusion de l'analyse sur l'exemption de paiement des pénalités de résiliation pour les des installations de production d'électricité à partir de biogaz se convertissant à l'injection**

La CRE est favorable au non-paiement des indemnités en cas de résiliations anticipées des contrats de soutien pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz qui souhaiteraient se convertir à l'injection (incluant les installations de production de biogaz porté). En effet, la CRE considère que :

- ces installations concourent à l'atteinte de l'objectif de décarbonation de la consommation de gaz naturel fixé dans la PPE via le dispositif de CPB, dont elles pourront permettre d'améliorer le fonctionnement ;
- cela permettra d'économiser le coût du soutien public pour la production d'électricité de ces installations, coût qui s'avère être relativement élevé par rapport à d'autres filières de production d'électricité renouvelable<sup>31</sup>.

Il convient toutefois de noter que le gain de production de biométhane injecté provenant de la conversion de ces installations au profit du dispositif CPB reste cependant très incertain, en raison du nombre important de facteurs pouvant affecter la faisabilité économique de ces conversions (coûts de raccordement au réseau élevés, ancienneté et taille des installations).

Par ailleurs, la conversion de ces installations à l'injection présente des conséquences importantes pour les réseaux de gaz, avec notamment des coûts de raccordement et de renforcement élevés, en très grande partie portés par la collectivité des consommateurs de gaz via les tarifs de réseaux. La conversion de l'ensemble de ces installations à l'injection, et en particulier de celles les plus éloignées du réseau, n'est donc pas nécessairement souhaitable.

### **3.2.2. Conversion à d'autres modes de valorisation**

Les installations de production d'électricité à partir du biogaz ont également la possibilité de valoriser le biogaz sous forme de carburant alternatif ou sous forme de chaleur. L'arrêté objet du présent avis permet aux installations de production d'électricité à partir du biogaz se convertissant à la valorisation du biogaz sous forme de carburant alternatif ou de chaleur d'être exonérées du paiement des indemnités de résiliation anticipée de leur contrat d'achat.

---

<sup>31</sup> En 2024, d'après les données issues des charges de service public constatées au titre de 2024, le coût d'achat moyen s'élève à 210 €/MWh pour les BGM6, 200 €/MWh pour les BG11 et 234 €/MWh pour les BG16.

La CRE prend acte de la possibilité de résiliation anticipée sans paiement des indemnités dans le cas d'une conversion des installations à d'autres modes de valorisation. Elle estime que l'évaluation de la pertinence de la conversion des installations de production d'électricité à partir de biogaz à la valorisation du biogaz sous forme de carburant alternatif ou de chaleur doit être menée par l'ensemble des autorités compétentes, au regard de critères de rendement, de contribution à la décarbonation, et de coût global pour l'Etat et les consommateurs.

### **3.2.3. Risque de cumul de soutien pour les installations converties**

Les installations de production d'électricité à partir de biogaz visées par le projet d'arrêté objet du présent avis auront la possibilité de se convertir à d'autres mode de valorisation du biogaz, notamment pour produire du biométhane. Pour ce faire, ces installations devront démanteler les équipements produisant de l'électricité (moteur de cogénération), mais pourront conserver les équipements produisant du biogaz (méthaniseur, équipement de stockage et de traitement des intrants etc.).

La CRE considère que les installations ayant déjà bénéficié d'un contrat de soutien pour la production d'électricité à partir de biogaz ne devraient pas pouvoir bénéficier d'un nouveau contrat de soutien public, dans la mesure où leur conversion ne doit pas impliquer le démantèlement total de l'installation.

La CRE souhaite donc porter l'attention des pouvoirs publics sur la nécessité d'éviter que les installations nouvellement converties puissent bénéficier d'un nouveau soutien public. En ce sens, la définition du critère de nouveauté de l'installation lors de l'attribution de contrats de soutien en application de l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023 pourrait être renforcée afin d'exclure explicitement les installations ayant déjà bénéficié d'un contrat de soutien pour la production d'électricité à partir de biogaz.

## Avis de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par un courrier reçu le 24 juin 2025 par le ministre chargé de l'énergie d'un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute (dit BG16) et modifiant les modalités contractuelles des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité définies par l'arrêté du 19 mai 2011 (dit BG11).

Ce projet d'arrêté a pour objet de permettre aux installations bénéficiant de ces contrats de résilier de manière anticipée leurs contrats d'achat sans avoir à payer d'indemnités de résiliation, si ces installations arrêtant définitivement la production d'électricité à partir de biogaz au profit :

- de l'injection du biométhane produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute dans le réseau de gaz naturel ou dans un point d'injection distant ; ou
- de la valorisation du biométhane produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute en tant que carburant alternatif ; ou
- de la valorisation du biogaz pour la production de chaleur.

La CRE est favorable aux dispositions permettant l'exemption du-paiement des indemnités en cas de résiliation anticipée des contrats de soutien pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz qui souhaiteraient se convertir à l'injection. En effet, la CRE considère que :

- ces installations concourront à l'atteinte de l'objectif de décarbonation de la consommation de gaz naturel fixé dans la PPE via le dispositif de CPB, dont elles pourront permettre d'améliorer le fonctionnement ;
- cela permettra d'économiser le coût du soutien public pour la production d'électricité de ces installations, coût qui s'avère être relativement élevé par rapport à d'autres filières de production d'électricité renouvelable.

Cependant, la conversion de ces installations à l'injection présente des conséquences importantes pour les réseaux de gaz, avec notamment des coûts de raccordement et de renforcement élevés, en très grande partie portés par la collectivité des consommateurs de gaz via les tarifs de réseaux. La conversion de l'ensemble de ces installations à l'injection, et en particulier de celles les plus éloignées du réseau, n'est donc pas nécessairement souhaitable.

Par ailleurs, en ce qui concerne le raccordement aux réseaux de gaz, il apparaît nécessaire, dans un contexte de baisse de la consommation de gaz naturel prévue par la SNBC, d'encadrer le risque de coûts échoués pour les gestionnaires de réseaux, en s'assurant de disposer de garanties sur la réalité des projets et leur état d'avancement. A ce titre, la CRE considère qu'il est nécessaire de conditionner la réalisation d'investissements de renforcement des réseaux à la transmission d'éléments supplémentaires à l'autorisation ICPE permettant de confirmer le bon avancement de ces projets. La CRE recommande que ces modalités soient précisées par voie réglementaire.

Par ailleurs, la CRE prend acte de la possibilité de résiliation anticipée sans paiement des indemnités dans le cas d'une conversion des installations à la valorisation du biométhane en tant que carburant alternatif ou du biogaz pour la production de chaleur.

Enfin, la CRE souhaite porter l'attention des pouvoirs publics sur la nécessité d'éviter que les installations nouvellement converties puissent bénéficier d'un nouveau soutien public. En ce sens, la définition du critère de nouveauté de l'installation lors de l'attribution de contrats de soutien en application de l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023 pourrait être renforcée afin d'exclure explicitement les installations ayant déjà bénéficié d'un contrat de soutien pour la production d'électricité à partir de biogaz.

## Délibération n°2025-201

24 juillet 2025

---

La présente délibération sera publiée sur le internet de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

**Délibéré à Paris, le 24 juillet 2025.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**