

DÉLIBÉRATION N°2025-235

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 octobre 2025 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant les coefficients de modulation du dispositif de certificats de production de biogaz

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

1. Contexte

1.1. Cadre législatif et réglementaire s'appliquant aux certificats de production de biogaz

La loi « Climat et Résilience » du 22 août 2021¹ introduit en son article 95 le dispositif de certificats de production de biogaz (CPB), qui impose aux fournisseurs de gaz naturel une obligation d'acquisition et de restitution à l'Etat de CPB émis par des producteurs de biométhane, sous peine de pénalité financière. Les fournisseurs de gaz naturel peuvent s'acquitter de cette obligation soit en produisant eux-mêmes du biométhane, soit en acquérant des CPB auprès de producteurs de biométhane. Les producteurs bénéficiaires du dispositif ont la possibilité de commercialiser séparément la molécule de biométhane produite et les CPB.

Le décret du 25 avril 2022², sur lequel la CRE a rendu un avis le 17 mars 2022³, précise une partie des modalités d'application du dispositif, notamment :

- les différentes informations contenues dans les CPB relatives au producteur, à l'installation et au gestionnaire du réseau dans lequel est injecté le biométhane ;
- la désignation d'un gestionnaire de registre, après mise en concurrence et pour une durée de 5 ans, qui aura la charge d'enregistrer dans le registre l'ensemble des opérations d'émission, de transfert et d'annulation de CPB ;
- l'impossibilité d'émettre pour une même quantité de biométhane à la fois des garanties d'origine et des CPB.

La société « *European Energy Exchange Ag* » (EEX) a été désignée en août 2023 en tant que gestionnaire du registre des CPB pour une période de 5 ans à compter du 1^{er} octobre 2023⁴.

¹ Loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets

² Décret n°2022-640 du 25 avril 2022 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz

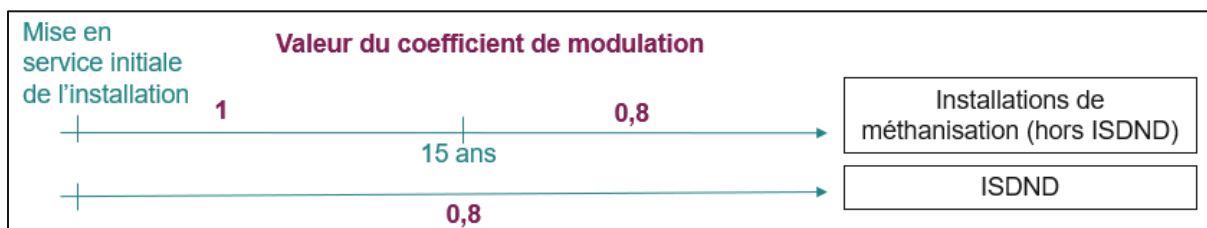
³ Délibération n°2022-83 de la CRE du 17 mars 2022 portant avis sur le projet de décret d'application du dispositif d'obligation de restitution de certificats de production de biogaz

⁴ Arrêté du 4 août 2023 désignant l'organisme chargé de gérer le registre national des garanties d'origine du biogaz injecté dans un réseau de gaz naturel et le registre national des certificats de production de biogaz

Le décret du 6 juillet 2024⁵, sur lequel la CRE a rendu un avis le 21 décembre 2023⁶, précise l'assiette des consommations de gaz naturel assujetties à l'obligation de restitution de CPB, le niveau de l'obligation de restitution pour la première période d'application du dispositif (du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2028), ainsi que le calendrier et les conditions de déclaration de restitution des CPB.

L'arrêté du 6 juillet 2024⁷, sur lequel la CRE a également rendu un avis le 21 décembre 2023, définit tout d'abord la valeur des coefficients de modulation⁸ en fonction de la typologie et de l'ancienneté des installations (le choix ayant été pris de ne pas retenir d'autres critères de modulation) :

Figure 1 : Application des coefficients de modulation avant la publication du projet d'arrêté objet du présent avis (toutes installations éligibles aux CPB confondues)



L'arrêté du 6 juillet 2024 définit également la valeur de la pénalité applicable aux fournisseurs, fixée à 100 € par CPB manquant.

1.2. Cadre réglementaire s'appliquant aux installations de production d'électricité à partir de biogaz

Les installations actuellement en service et produisant de l'électricité à partir de biogaz et, le cas échéant, de la chaleur en cogénération sont soutenues par un tarif d'achat octroyé via différents dispositifs de guichets ouverts qui se sont succédé entre 2006 et 2025, suivant la date de signature de leur contrat d'achat et leur typologie. Les contrats conclus au titre de ces différents dispositifs sont valables pour une durée allant de 15 à 20 ans.

⁵ Décret n°2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz

⁶ Délibération n°2023-370 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

⁷ Arrêté du 6 juillet 2024 relatif au dispositif des certificats de production de biogaz

⁸ Le nombre de CPB délivrés par unité de production injectée peut être modulé à la baisse en tenant compte des coûts de production sous-jacents des installations (article L. 446-37 du code de l'énergie). L'article R. 446-112 du code de l'énergie précise que les critères d'appréciation des coûts de production de ces installations sont i) la typologie de l'installation, ii) les dates de dépôt de déclaration ICPE, de complétude du dossier ICPE, et d'ouverture de l'enquête publique, iii) l'ancienneté de l'installation, et iv) la taille de l'installation.

L'arrêté du 8 septembre 2025⁹ a modifié l'arrêté du 13 décembre 2016 dit « BG 16 »¹⁰, dernier dispositif de guichet ouvert en vigueur pour la production d'électricité à partir de biogaz (cet arrêté ne concerne pas les installations de méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles (STEP), pour lesquelles l'arrêté du 9 mai 2017¹¹ est toujours en vigueur, et les ISDND pour lesquelles l'arrêté du 3 septembre 2019¹² a été abrogé en 2022), ainsi que les modalités contractuelles de certaines installations titulaires d'un contrat d'achat conclu en application de l'arrêté tarifaire dit « BG11 »¹³, dispositions sur lesquelles la CRE a rendu un avis le 24 juillet 2025¹⁴.

Il permet aux installations visées de résilier de manière anticipée leurs contrats d'achat sans avoir à payer d'indemnités de résiliation, si ces installations arrêtent définitivement la production d'électricité à partir de biogaz au profit d'autres formes de valorisation du biogaz (injection dans les réseaux de gaz naturel, carburant alternatif ou chaleur)¹⁵.

Cet arrêté abroge également l'arrêté BG16, signifiant ainsi la fin du tarif de soutien portant sur les nouvelles installations de production d'électricité à partir de biogaz (hors STEP).

Pour rappel, la CRE s'est prononcée favorablement à la mise en place de la disposition visant à exonérer les installations du paiement des indemnités de résiliation, considérant en effet 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.

La CRE a également rappelé que 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.

⁹ Arrêté du 8 septembre 2025 portant modification puis abrogation 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 visés au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et modifiant les modalités contractuelles des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité définies par l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

¹⁰ 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 4o de l'article D. 314-15 du code de l'énergie

¹¹ 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

¹² 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

¹³ Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz. Les contrats d'achats visés par l'arrêté du 8 septembre sont 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

¹⁴ Délibération n°2025-201 de la CRE 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

¹⁵ Plus précisément, 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.

1.3. Saisine de la CRE

En application des dispositions des articles L. 446-37 et R. 446-112 du code de l'énergie, la CRE a été saisie par courrier reçu le 28 août 2025 par le ministre chargé de l'énergie d'un projet d'arrêté modifiant les coefficients de modulation du dispositif CPB. Des coefficients de modulation sont définis spécifiquement pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz (hors ISDND)¹⁶ se convertissant à l'injection de biométhane dans le but d'émettre des CPB, afin de distinguer le cas des conversions à l'injection d'installation de production d'électricité à partir de biogaz.

Les ISDND ne sont pas concernées par les évolutions proposées par l'arrêté objet du présent avis. Pour rappel, le coefficient de modulation de ces installations a été fixé à 0,8 à la suite d'une recommandation de la CRE, en raison des coûts moindres que supportent ces installations par rapport aux autres installations de production de biométhane. Il convient de noter que le rapport actuel entre les tarifs d'achat¹⁷ pour l'injection de biométhane applicables aux ISDND et ceux applicables aux installations de méthanisation classiques est compris entre 0,7 et 0,8.

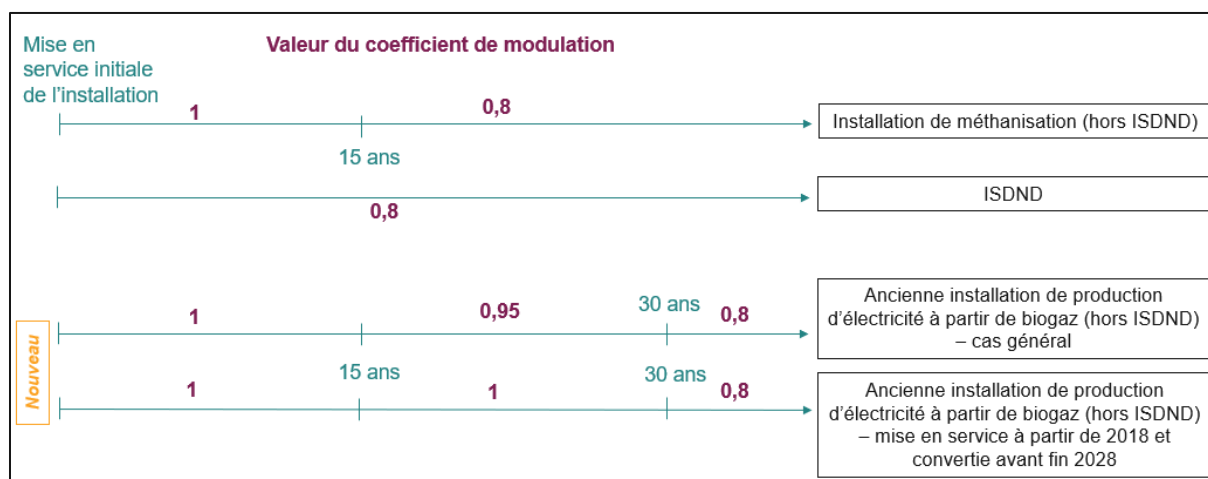
2. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté objet du présent avis ajuste à la hausse le coefficient de modulation appliqué à partir de 15 ans de durée de vie aux anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz soutenues par un contrat d'achat et se convertissant à l'injection de biométhane, afin de tenir compte des coûts d'investissements supplémentaires rendus nécessaires par la conversion.

Ce projet d'arrêté propose également d'accorder un coefficient de modulation plus important aux anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz mises en service à partir de 2018 et résiliant leur contrat d'achat de manière anticipée pour se convertir à l'injection et émettre des CPB dès la première période d'obligation du dispositif (avant le 31 décembre 2028).

Les nouveaux coefficients de modulation ainsi définis par le projet d'arrêté sont les suivants :

Figure 2 : Schéma des nouveaux coefficients de modulation prévus par le projet d'arrêté concernant les anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz soutenues par un contrat d'achat et se convertissant à l'injection de biométhane



¹⁶ Cela concerne donc uniquement 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 (STEP).

¹⁷ En application de l'arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

3. Analyse de la CRE

3.1. Rappel sur la conversion à l'injection des installations de production d'électricité à partir de biogaz

La conversion de la production d'électricité à partir de biogaz vers l'injection de biométhane suppose des réinvestissements, notamment pour l'achat d'équipements servant à épurer et injecter le biogaz produit, ainsi que pour le raccordement de l'installation au réseau de gaz. Des investissements supplémentaires peuvent également être à prévoir pour des installations trop éloignées du réseau de gaz qui souhaiteraient mettre en place une solution de portage de biogaz, dans la mesure où le conditionnement du gaz pour son portage et son transport induit un coût supplémentaire.

Comme indiqué dans la délibération du 24 juillet 2025, la CRE estime que la faisabilité économique de la conversion à l'injection d'une ancienne installation de production d'électricité à partir de biogaz dépend des paramètres suivants :

- la taille de l'installation ;
- son ancienneté ;
- la distance au réseau de gaz ;
- le coefficient de modulation du dispositif CPB ;
- le prix de vente des CPB.

La CRE a mené ci-après une analyse économique sur les projets de conversion, afin d'observer l'impact de ces paramètres sur leur rentabilité. Ces analyses se basent notamment sur des données de coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX), dont la CRE dispose grâce aux récentes collectes de données de coûts et recettes menées auprès des installations de biométhane injecté¹⁸ et des installations de production d'électricité à partir de biogaz¹⁹, ainsi que sur des données de coûts de réinvestissements nécessaires pour la conversion de ces installations, transmises par différents représentants de la filière de la méthanisation.

3.2. Analyse de rentabilité de la conversion d'une installation de production d'électricité de biogaz à l'injection (hors ISDND)

3.2.1. Méthodologie

L'analyse économique réalisée permet d'estimer les niveaux de rentabilité des projets de conversion en se basant sur le calcul du taux de rentabilité interne (TRI) projet avant impôts calculé sur une durée de 15 ans à partir de la première année de conversion de l'installation, estimée par convention à 2026, année de démarrage du dispositif CPB.

La durée de 15 ans correspond à la durée actuelle des contrats de soutien public pour la production de biométhane injecté ; il s'agit donc d'une durée communément utilisée pour évaluer la rentabilité de ces projets. Cependant, les installations qui bénéficieront du dispositif CPB pourront en pratique présenter des durées d'exploitation plus longues, le cas échéant avec certains réinvestissements.

Les analyses ci-dessous ne traitent pas le cas particulier des projets de conversion qui mettront en place une solution de portage de biogaz.

Enfin, il convient de noter que ces analyses visent à calculer des niveaux de rentabilité absolus pour les installations concernées selon les coefficients de modulation retenus, mais ne visent pas à comparer la rentabilité des installations de conversion par rapport aux autres installations éligibles au dispositif CPB.

¹⁸ CRE, 2024, Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

¹⁹ Délibération n°2024-55 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

Hypothèses et paramétrage

Les autres hypothèses de ce calcul sont les suivantes :

- gros entretien de renouvellement (GER)²⁰ : 21 % de l'investissement initial lié à l'installation de production d'électricité à partir de biogaz est réinvesti au bout de 15 années de fonctionnement²¹ (avec prise en compte de l'inflation), hypothèse reprise d'une étude réalisée par Solagro en 2022²². L'épurateur est quant à lui, intégralement renouvelé après 10 années de fonctionnement (avec prise en compte de l'inflation). Le reste des dépenses liées à la maintenance et aux GER est pris en compte dans l'hypothèse d'OPEX retenue ;
- taux d'inflation : 2 % par an (à noter qu'aucune inflation n'est appliquée sur le prix des CPB) ;
- prix du gaz naturel : des cotations de marché observées pour le produit Y+1 (CAL 2026), puis un scénario de 35 €/MWh appliqué à partir de 2027 (sur la base du scénario de prix médian en 2030 présenté dans le projet de PPE3 mis en consultation en mars 2025) ;
- coût de raccordement : hypothèse normative d'un 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 ;
- prix du CPB (non-inflaté) : 100 €/CPB durant la première période d'obligation (2026-2028) puis 82 €/CPB pour les années suivantes. S'agissant de la première période, l'hypothèse est maximaliste et s'appuie sur le risque anticipé de tensions sur le marché des CPB, qui pourraient avoir pour effet de faire tendre le prix vers le niveau de la pénalité fixée à 100 €/CPB. S'agissant de la valeur retenue pour les années suivantes, la CRE considère une estimation de coût complet pour les installations de taille supérieure à 25 GWh PCS/an (117 €/MWh) établie dans le cadre de l'audit qu'elle a publié fin 2024 et relatif à la filière du biométhane injecté²³. Le prix du gaz naturel (35 €/MWh) est soustrait de ce niveau de LCOE (82 €/CPB).

La CRE a réalisé des analyses de TRI en fonction de la taille des installations, de leur ancienneté et de leur distance au réseau. Dans le cas de base :

- la taille de l'installation vaut 8 GWh PCS (petites installations) ou 50 GWh PCS (grandes installations) ;
- l'installation de production d'électricité à partir de biogaz a été mise en service en 2015 ;
- l'installation est raccordée au réseau de distribution et est située à une distance de 5 km du réseau.

Ces valeurs sont considérées comme représentatives par rapport aux caractéristiques moyennes du parc des installations de production d'électricité à partir de biogaz.

Les TRI sont présentés pour plusieurs valeurs du coefficient de modulation qui s'applique à partir de la 16^e année de fonctionnement de l'installation (il est égal à 1 pendant les 15 premières années de fonctionnement de l'installation).

²⁰ Des réinvestissements peuvent être à prévoir pour prolonger la durée de vie des équipements déjà existants servant à produire le biogaz, en fonction de l'ancienneté de l'installation (gros entretiens de renouvellement).

²¹ Lorsque le décaissement lié aux gros entretiens de renouvellement (au bout de 15 années d'ancienneté) intervient avant l'année de conversion de l'installation, il s'ajoute par convention au décaissement des CAPEX lié à la conversion de l'installation qui intervient un an avant l'année de la conversion

²² Etude sur l'opportunité d'injection en fin de contrat de cogénération – Solagro - 2022

²³ CRE, 2024, Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

Différents calculs de TRI projet avant impôts

La CRE a réalisé un calcul de TRI qui tient compte des réinvestissements nécessaires à la conversion de l'installation ainsi que de la valeur résiduelle normative de l'unité de production d'électricité à partir de biogaz au moment de la conversion dans l'hypothèse où cette dernière s'amortirait sur 15 ans²⁴.

Pour calculer le TRI, il a été pris pour hypothèse que les investissements de production d'électricité à partir de biogaz sont amortis sur une durée de 15 ans, et que le tarif d'achat était dimensionné de manière à permettre l'amortissement de l'investissement initial sur cette durée de 15 ans.

Le TRI tenant compte de la valeur résiduelle normative de l'investissement initial est nécessairement moins important que le TRI n'en tenant pas compte (correspondant au TRI cible de l'activité biométhane injecté). En effet, la prise en compte de cette valeur résiduelle normative revient à couvrir les financeurs (actionnaires et organismes de prêts) de la perte de valeur résiduelle liée à l'arrêt du projet (on se place dans le scénario où les financeurs du nouvel investissement sont les mêmes que ceux de l'investissement initial). Il s'agit donc d'un cas limite, plus avantageux du point de vue des financeurs.

La CRE a également réalisé un calcul de TRI qui ne tient pas compte de la valeur résiduelle normative de l'investissement initial afin de se placer dans la position d'un financeur face à un nouvel investissement.

Sauf précisé autrement, les analyses ci-après se basent sur une prise en compte de l'investissement initial non amorti.

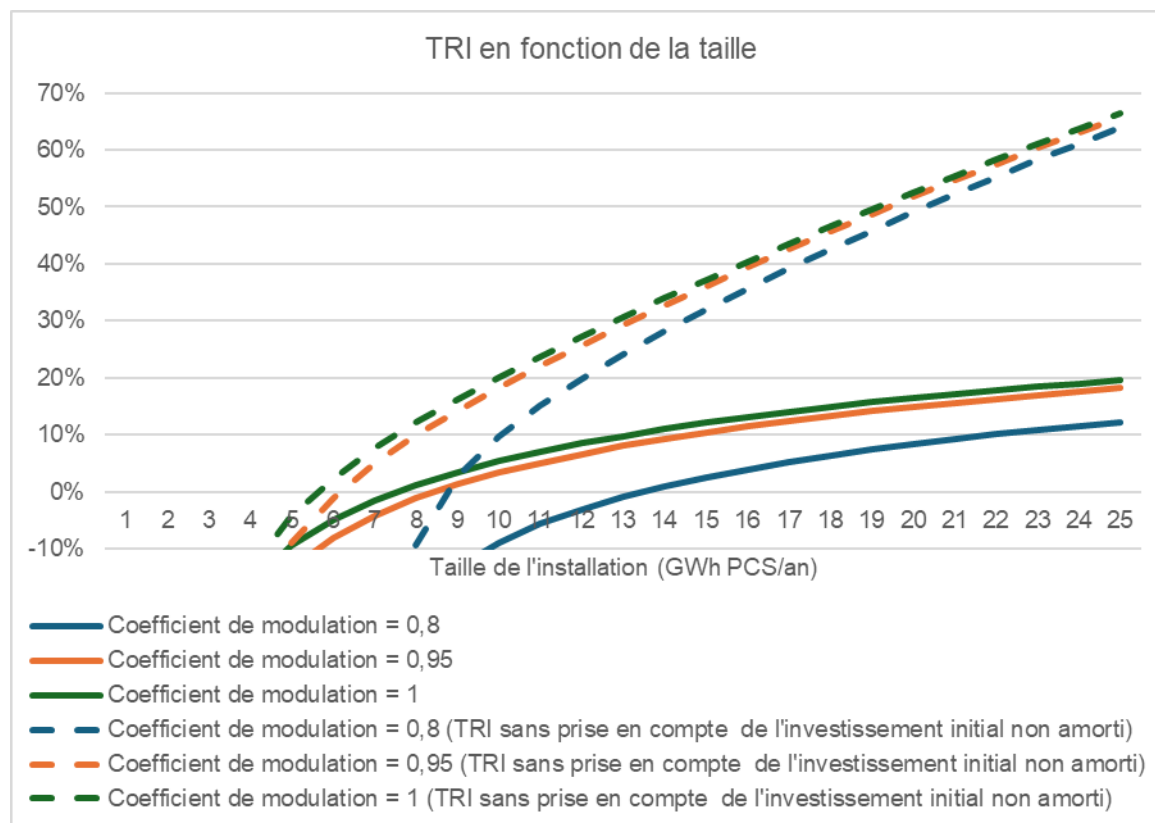
3.2.2. Taille de l'installation

La figure ci-dessous présente les niveaux de TRI calculés en fonction de la taille des installations, avec et sans prise en compte de l'investissement initial non amorti. Ces TRI ont été calculés sur une durée de 15 ans à partir de 2026, que l'on considère comme étant l'année de la conversion de l'installation.

²⁴ La valeur résiduelle de l'investissement correspond à son coût initial (en euros de l'année précédant la mise en service), diminué de l'amortissement dont la durée totale a été fixée normativement à 15 ans. Pour les installations dont l'ancienneté est supérieure à 15 ans, la valeur résiduelle est considérée comme nulle.

$$\text{Valeur résiduelle} = \text{CAPEX initial}_{\text{€année MES}-1} \times (\text{Année de conversion} - \text{Année de MES})/15$$

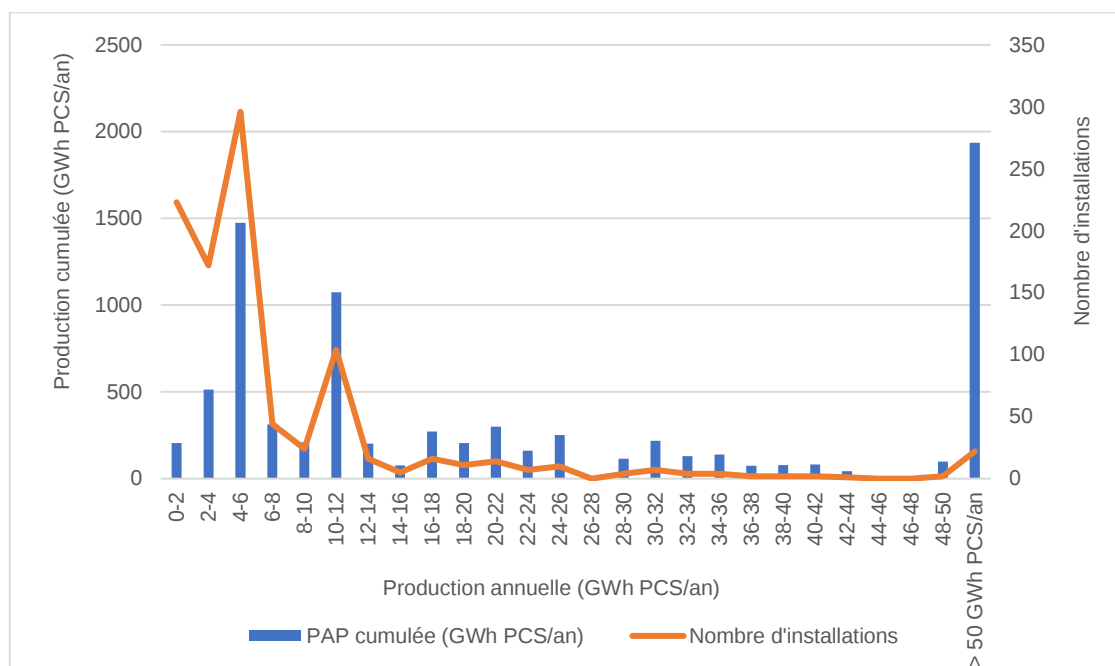
Figure 3 : Niveaux de rentabilité en fonction de la taille des installations pour différents coefficients de modulation, pour une mise en service initiale en 2015



La taille de l'installation a un effet positif important sur la rentabilité des installations, qui est d'autant plus marqué en considérant le TRI calculé sans la prise en compte de l'investissement initial non amorti (courbe en pointillés). En effet, il existe des effets d'échelle sur les CAPEX initiaux de l'installation de production d'électricité à partir de biogaz, et ces effets d'échelle sont d'autant plus marqués s'agissant des coûts de réinvestissement. Certains postes tels que l'installation d'une chaudière, le génie civil et l'assistance à maîtrise d'ouvrage sont a priori indépendants de la taille de l'installation ; le coût de l'épurateur dépend de la taille de l'installation, mais de manière non linéaire.

Pour rappel, bien que l'article R. 446-112 du code de l'énergie prévoit la possibilité de définir un coefficient de modulation du nombre de CPB délivré par MWh PCS de gaz produit en fonction de la taille des installations (représentée par la production annuelle prévisionnelle en GWh PCS), aucun coefficient n'a été défini à ce jour. Aussi, le prix du CPB est indépendant de la taille de l'installation (contrairement aux tarifs d'achat définis dans les arrêtés tarifaires).

Figure 4 : Répartition du parc d'installations de production d'électricité à partir de biogaz (nombre d'installations et production cumulée) en fonction du potentiel estimé de production annuelle de biométhane injecté²⁵



Comme le montre le graphique ci-dessus, présenté dans la délibération de la CRE du 24 juillet 2025 susmentionnée, la plupart des installations ont une taille comprise entre 4 et 12 GWh PCS/an. **Ces installations présentent des rentabilités très faibles voire négatives avec un coefficient de modulation de 0,8 appliqué 15 ans après la mise en service : l'application d'un coefficient de modulation de 0,95 permet d'améliorer significativement la rentabilité de ces installations.**

Les installations de taille bien plus importante (autour de 50 GWh PCS/an²⁶), moins nombreuses, présentent des rentabilités plus importantes du fait des effets d'échelle sur les coûts d'investissement.

Au vu de la répartition du gisement d'installations par taille, la suite de l'analyse se concentre sur les installations de plus petite taille (installation type de production annuelle prévisionnelle équivalente à 8 GWh PCS).

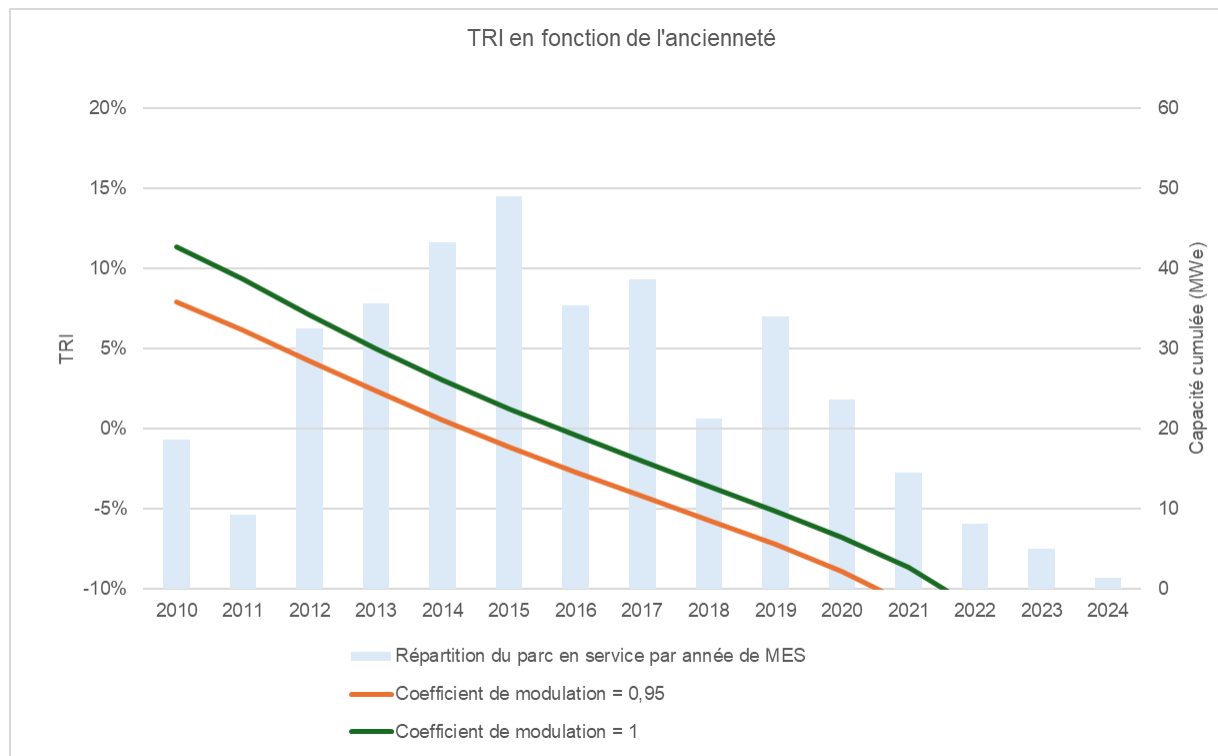
3.2.3. Ancienneté de l'installation

La figure ci-dessous présente l'effet de l'ancienneté de l'installation sur le niveau de rentabilité, ainsi que la répartition du parc en service par année de mise en service.

²⁵ Source : base de données des contrats de production d'électricité à partir de biogaz (toutes typologies confondues) fournie par EDF OA.

²⁶ Parmi les 22 installations de taille supérieure à 50 GWh PCS / an, on compte 10 installations de type ISDND. Ces dernières bénéficieront dans tous les cas d'un coefficient de modulation égal à 0,8.

Figure 5 : Niveaux de rentabilité en fonction de l'ancienneté des installations pour différents coefficients de modulation, en considérant une installation de 8 GWh PCS/an (axe vertical de gauche) et répartition du parc en service par année de mise en service (axe vertical de droite)



Nota : les niveaux de rentabilités calculés avec une valeur de coefficient de modulation de 0,8 sont fortement négatifs et ne sont donc pas présentés sur la figure ci-dessus.

La date de mise en service de l'installation a un effet sur la rentabilité : les installations les plus anciennes ont un TRI plus élevé, avec plusieurs effets conjoints. Plus la mise en service est récente, plus les dépenses de GER sont effectuées tardivement, et donc moins elles pèsent dans le calcul de la rentabilité ; l'effet du coefficient de modulation est également moins important à la baisse sur les revenus de l'installation (il est, pour rappel, égal à 1 sur les 15 premières années d'exploitation). Cependant, une mise en service plus récente implique également que l'actif initial a été moins amorti. Ce dernier effet est prédominant en matière d'impact sur la rentabilité, ce qui explique les rentabilités diminuent lorsque l'année de mise en service est plus récente.

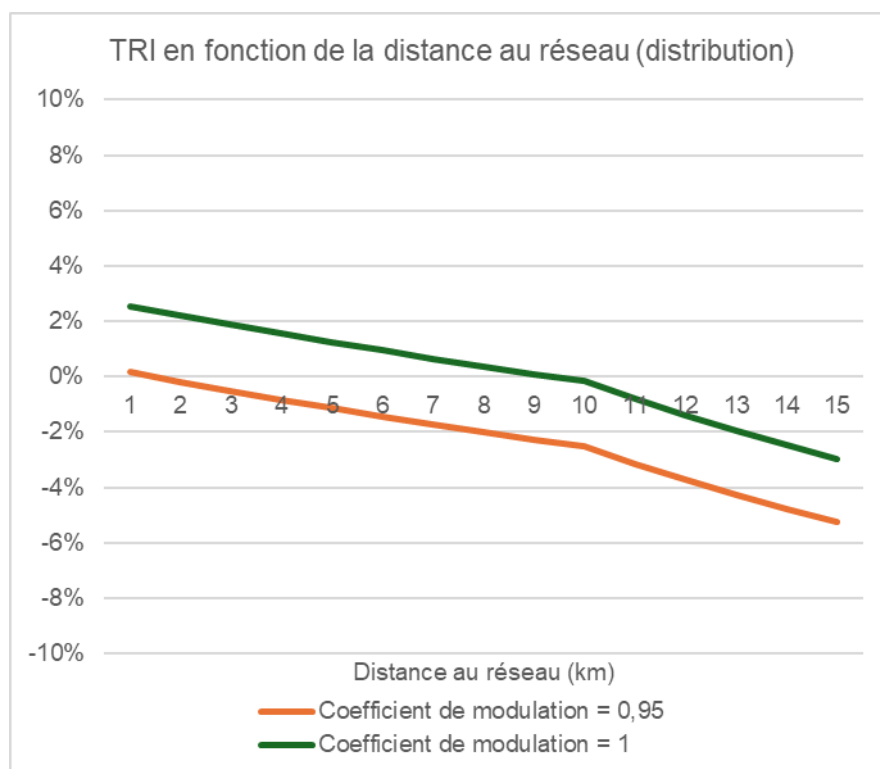
Pour les installations de petite taille, les niveaux de rentabilité observés sont fortement négatifs avec l'application d'un coefficient de modulation de 0,8, quelle que soit l'année de mise en service de l'installation. Rehausser le coefficient de modulation permet donc d'améliorer significativement au global la rentabilité du parc d'installations analysé. Toutefois, les installations mises en service plus récemment, pour lesquelles les niveaux de rentabilité observés sont moins importants, sont logiquement celles qui sont le moins impactées par le niveau du coefficient de modulation.

3.2.4. Distance au réseau de gaz naturel

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. Par ailleurs, les installations raccordées au réseau de transport représentent aujourd'hui un peu moins de 15 % des installations de biométhane injecté.

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 installation²⁷. Le raccordement des installations de production d'électricité à partir de biogaz à l'injection peut également 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.

Figure 6 : Niveaux de rentabilité en fonction de la distance des installations au réseau de distribution pour différents coefficients de modulation et pour une installation de 8 GWh PCS/an et une mise en service initiale en 2015



Nota : les niveaux de rentabilités calculés avec une valeur de coefficient de modulation de 0,8 sont fortement négatifs et ne sont donc pas présentés sur la figure ci-dessus,

Le croisement des données de cartographie des réseaux de gaz naturel de GRDF et de la base de données des installations répertoriées sur SINOE²⁸ permet d'estimer que, à vol d'oiseau, 60 % des installations de production d'électricité à partir de biogaz sont situées à moins de 5 km du réseau de distribution. En revanche, la distance à vol d'oiseau n'est pas toujours représentative de la distance réelle du raccordement qui est en général plus importante.

²⁷ Arrêté du 2 mars 2022 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

²⁸ Développé par l'ADEME en collaboration avec plusieurs utilisateurs, le site SINOE déchets est un outil d'analyses qui apporte à chacun un éclairage sur la gestion des déchets ménagers pour orienter la décision.

Les petites installations présentent des rentabilités fortement négatives avec un coefficient de modulation de 0,8 appliqué 15 ans après la mise en service : l'application d'un coefficient de modulation de 0,95 permet d'améliorer significativement la rentabilité des installations raccordées au réseau de distribution ainsi que des installations à très grande proximité des réseaux de transport.

Les installations de petite taille raccordées au réseau de transport ont plus de difficultés à dégager une rentabilité que celles raccordées en distribution, quel que soit le coefficient de modulation.

Les installations de taille plus importante (50 GWh PCS/an) bénéficient a priori de taux de rentabilité suffisants, peu importe la distance au réseau, ou le type de réseau auquel elles sont raccordées.

3.2.5. Bilan de l'analyse économique

Le bilan de l'analyse indique qu'une part importante des installations présenterait des rentabilités faibles voir négatives en cas de conversion à l'injection de leur installation avec un coefficient de modulation de 0,8 au bout de quinze années d'ancienneté tel que prévu par le cadre réglementaire actuel. Ce constat ne s'applique cependant pas aux grandes installations de production, qui bénéficient déjà avec un coefficient de 0,8 de niveaux de rentabilité élevés, à prix du CPB équivalent. Les installations concernées sont cependant peu nombreuses en pratique.

Rehausser le coefficient de modulation à un niveau de 0,95 permet d'améliorer significativement la rentabilité des projets de conversion. Cela devrait contribuer à la conversion d'un plus grand nombre d'installations à l'injection, notamment s'agissant des installations dont les caractéristiques sont les plus défavorables, c'est-à-dire les installations de plus petite taille, celles mises en service le plus récemment, ou bien encore celles dont les coûts de raccordement sont les plus élevés (en raison de la distance au réseau ou de la nécessité de se raccorder au réseau de transport).

Il convient cependant de noter que ces niveaux de TRI Projet sont calculés avec une méthodologie ne considérant pas uniquement la rentabilité du nouveau projet d'injection, mais tenant également compte de la valeur de l'investissement initial pour l'installation de production d'électricité à partir de biogaz. Les niveaux de TRI présentés sont donc à analyser avec précaution et ne sont pas comparables avec les « TRI cibles » de l'activité de production de biométhane injecté.

3.3. Effet de la hausse du coefficient de modulation et recommandations de la CRE

La hausse du coefficient de modulation pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz se convertissant à l'injection de biométhane devrait contribuer à améliorer la rentabilité des projets, soumis à des coûts supplémentaires du fait de la conversion. Cela permettrait *in fine* à un nombre plus important d'installations de se convertir à l'injection et d'émettre des CPB²⁹, contribuant ainsi à la liquidité du marché notamment sur la première période d'obligation sur laquelle un risque persiste que l'ensemble des fournisseurs obligés ne soient pas en mesure de répondre à leur obligation restitution de CPB³⁰.

La CRE est ainsi favorable à l'introduction de coefficients de modulation spécifiquement pour les anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz se convertissant à l'injection de biométhane (0,95 à partir de 15 ans et jusqu'à 30 ans post-mise en service, contre 0,8 à partir de 15 ans pour les installations de méthanisation classique hors conversion et 0,8 dès la mise en service pour les ISDND).

²⁹ Comme précisé *supra*, cela permettra également 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.

³⁰ Le risque que certains fournisseurs soient contraints de payer la pénalité qui s'applique par CPB manquant serait diminué (avec la répercussion de ce surcoût par rapport à l'acquisition de CPB sur la facture des consommateurs de gaz).

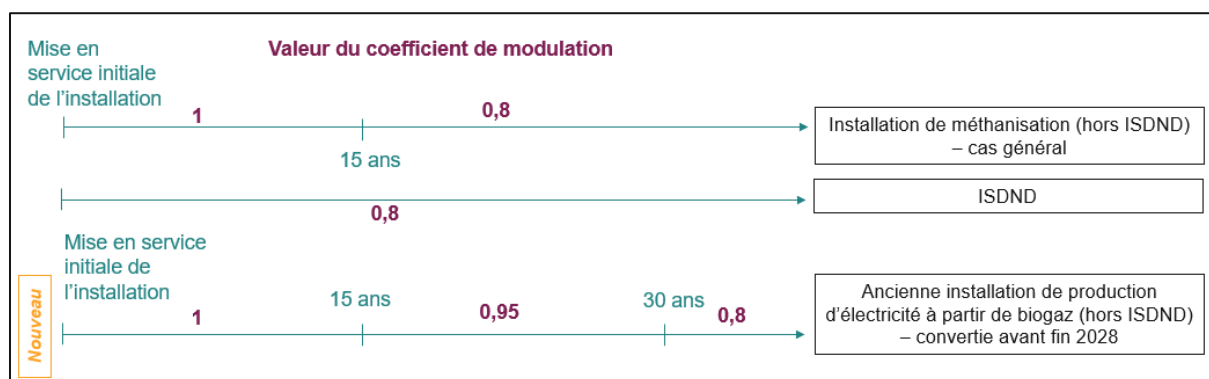
La CRE estime que les risques de surrentabilité d'installations sont relativement limités et concernent a priori principalement les grandes installations se convertissant à l'injection, qui ne concernent, en nombre, qu'un faible pourcentage du gisement. Par ailleurs, les mêmes risques de surrentabilité existent a priori pour les installations en injection hors conversion de grande taille, également éligibles au dispositif des CPB.

Par ailleurs, **toute conclusion sur la rentabilité des installations bénéficiant de CPB selon le coefficient de modulation applicable doit être nuancée au regard des modalités de formation du prix sur ce nouveau marché** : les installations plus compétitives pourraient, dans un marché où la demande n'est pas en excès majeur par rapport à l'offre, proposer des prix du CPB plus compétitifs (diminuant le risque de surrentabilité susmentionné). **La CRE, au vu des compétences qui lui sont octroyées par le code de l'énergie et du caractère naissant de ce marché, pourra en pratique vérifier que le prix des CPB se forme de manière proportionnée par rapport aux coûts de production sous-jacents.**

S'agissant de la disposition spécifique aux installations mises en service à partir de 2018, qui pourraient, de manière dérogatoire, bénéficier d'un coefficient de modulation de 1 durant les 30 premières années de fonctionnement si elles se convertissent à l'injection avant fin 2028, la CRE n'identifie pas de justification à l'application d'un coefficient de modulation supérieur à 0,95 spécifiquement pour ces installations.

Cependant, **la CRE estime qu'il est positif de prévoir un cadre incitatif visant à une contribution rapide du gisement d'installations pouvant se convertir à l'injection et à la liquidité du marché des CPB, qui risque d'être court à son démarrage.** Elle recommande ainsi de conditionner l'octroi aux installations se convertissant à l'injection (peu importe qu'elles aient été mises en service avant ou après 2018) du niveau de modulation de 0,95, au fait que cette conversion intervienne avant fin 2028, voire fin 2029 (cette date pourrait être décalée en cas de délais prolongés de raccordement au réseau de gaz, hors retards imputables au producteur, ou dans le cas où des contentieux administratifs effectués à l'encontre de toute autorisation administrative nécessaire à la réalisation du projet ont pour effet de retarder l'achèvement de l'installation). Cette mesure semble nécessaire pour répondre à l'objectif de contribution d'un plus grand nombre d'installations au dispositif CPB à court terme.

Figure 7 : Application des coefficients de modulation tels que recommandés par la CRE



A cet égard, la CRE note également que la conversion rapide des installations serait favorisée par une meilleure visibilité sur le fonctionnement du dispositif de CPB au-delà de la première période : **elle rappelle le besoin de définir dès que possible une trajectoire d'obligation de restitution cohérente avec le potentiel de production de biométhane pour la seconde période d'obligation du dispositif CPB (post-2028)** afin de contribuer au bon fonctionnement du marché des CPB.

Avis de la CRE

En application des dispositions des articles L. 446-37 et R. 446-112 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie, par courrier reçu le 28 août 2025, par le ministre chargé de l'énergie d'un projet d'arrêté modifiant les coefficients de modulation du dispositif de certificats de production de biogaz (CPB). Des coefficients de modulation sont introduits spécifiquement à destination des anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz se convertissant à l'injection de biométhane.

La CRE est favorable à l'introduction de ces coefficients de modulation spécifiquement pour les anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz se convertissant à l'injection de biométhane. Elle estime que cette mesure devrait, à court terme, contribuer à augmenter la liquidité du marché des CPB et à répondre en partie au défaut de liquidité actuel pour la première période d'obligation.

S'agissant des risques de surentabilité de certaines installations, la CRE estime qu'ils sont relativement limités. Elle pourra en pratique, au vu des compétences qui lui sont octroyées par le code de l'énergie, vérifier que le prix des CPB se forme de manière proportionnée par rapport aux coûts de production sous-jacents.

La CRE estime que le coefficient de 0,95 est adapté, et n'identifie pas de justification à l'application d'un coefficient de 1 durant les 30 premières années de fonctionnement pour les installations mises en service à partir de 2018 converties d'ici fin 2028, comme prévu dans le projet d'arrêté. Elle estime cependant que, dans l'objectif d'inciter rapidement à la conversion des installations à l'injection, il est opportun de prévoir un cadre incitatif. Cette conversion rapide contribue notamment à améliorer la liquidité du marché des CPB spécifiquement sur la première période d'obligation. Elle recommande donc de rendre conditionnel l'octroi aux installations se convertissant à l'injection (qu'elles aient été mises en service avant ou après 2018) du niveau de modulation de 0,95, au fait que cette conversion intervienne avant fin 2028, voire fin 2029 (cette date pourrait être décalée dans certaines conditions listées au 3.3).

Enfin, la CRE note que la conversion rapide des installations serait favorisée par une meilleure visibilité sur le fonctionnement du dispositif de CPB au-delà de la première période du dispositif : elle rappelle le besoin de définir dès que possible une trajectoire d'obligation de restitution cohérente avec le potentiel de production de biométhane pour la seconde période d'obligation du dispositif CPB (post-2028) afin de contribuer au bon fonctionnement du marché des CPB.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et sera transmise au ministre chargé de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 10 octobre 2025.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON