

DELIBERATION N° 2023-370

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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

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

Par un courrier reçu le 24 octobre 2023, la ministre de la transition énergétique a saisi pour avis la Commission de régulation de l'énergie (CRE) d'un projet d'arrêté et d'un projet de second décret d'application du dispositif de certificats de production de biogaz (ci-après « CPB ») introduit par l'article 95 de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021¹(ci-après loi « Climat et Résilience »).

1. CONTEXTE ET CADRE LEGISLATIF

1.1 Cadre législatif

La loi « Climat et Résilience » a introduit en son article 95 un dispositif dans lequel les fournisseurs de gaz naturel sont soumis à une obligation d'acquisition de CPB émis par des producteurs de biogaz injecté ne bénéficiant pas ou plus d'un soutien de l'État. Postérieurement à la loi Climat et Résilience, le pouvoir réglementaire a précisé les définitions des notions de biogaz et de biométhane à l'article R. 446-1 du code de l'énergie. Désormais, selon ces définitions, le biogaz correspond à des combustibles ou carburants gazeux produits à partir de la biomasse alors que le biométhane correspond à du biogaz dont les caractéristiques permettent son injection dans un réseau de gaz naturel. Ainsi, malgré leur dénomination, les certificats de production de biogaz sont relatifs à du biométhane au sens de l'article R. 446-1 du code de l'énergie. Il convient également de noter que les installations de production de biogaz à partir d'autres procédés que la méthanisation sont, par définition, non concernées par le dispositif².

Les fournisseurs de gaz naturel peuvent s'acquitter de cette obligation soit en produisant eux-mêmes du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, soit en acquérant des certificats auprès de producteurs de biométhane. Les producteurs bénéficiaires du dispositif peuvent commercialiser séparément la molécule de biométhane produite et les CPB.

La loi « Climat et Résilience » a élargi les missions de surveillance de la CRE dans le cadre de la création du dispositif des CPB. L'alinéa 4 de l'article L. 131-2 du code de l'énergie prévoit en effet que la CRE « *surveille la cohérence des offres, y compris de garanties de capacités et de certificats de production de biogaz, faites par les producteurs, négociants, et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques* ».

La loi prévoit en outre à partir de 2025 la transmission par le Gouvernement au Parlement, d'un rapport annuel d'évaluation portant sur le fonctionnement du dispositif et son articulation avec les dispositifs de soutien à la production de biogaz en vigueur. Sur la base d'un bilan des installations bénéficiant de CPB, ce rapport « *dresse notamment une évaluation des coûts supportés par les fournisseurs de gaz naturel au titre du dispositif ainsi que des coûts répercutés par ces fournisseurs sur les consommateurs de gaz naturel* » et « *estime, au regard du cadre réglementaire et des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie, l'évolution prévisible de ces coûts sur une période de cinq ans.* »

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 En application de l'article R. 446-105- 1° du code de l'énergie.

Le code de l'énergie prévoit un avis de la CRE sur l'ensemble des décrets d'application visés par les dispositions prévues par le cadre législatif qui encadrent le dispositif de CPB.

1.2 Cadre réglementaire

Le décret n° 2022-640 du 25 avril 2022³ est venu préciser une partie des modalités d'application du dispositif.

En particulier :

- les dispositions portant sur la désignation de l'organisme chargé d'assurer la gestion comptable du dispositif ainsi que la publication des données des prix des transactions portant sur les certificats ont été détaillées⁴ ;
- les critères d'éligibilité et d'enregistrement des installations de production de biométhane au dispositif, ainsi que les paramètres pouvant être retenus pour la modulation de la valeur des certificats émis ont été définis. ;
- les fournisseurs de gaz naturel ayant un volume d'activité inférieur à 400 GWh/an ont été exonérés de l'obligation de restitution pour la première année d'application du dispositif⁵ ;
- les régimes de contrôles et de sanctions auxquels sont soumises les installations de production de biométhane bénéficiaires du dispositif ont été précisés⁶.

Dans sa délibération du 17 mars 2022⁷, la CRE a pris acte du premier projet de décret et a indiqué qu'elle réexaminerait le dispositif au regard de l'entière du cadre réglementaire.

Le gestionnaire du registre des CPB prévu à l'article L. 443-34 du code de l'énergie responsable de la délivrance, du transfert et de l'annulation des certificats de production de biogaz a été désigné par la ministre chargée de l'énergie via l'arrêté du 4 août 2023⁸. Il s'agit de la société « *European Energy Exchange Ag* » (EEX), qui a été désignée pour une période de 5 ans à compter du 1^{er} octobre 2023.

En application de l'article L. 446-42, la CRE est saisie d'un second projet de décret, objet de la présente délibération qui précise à cet effet :

- l'assiette des consommations de gaz naturel assujetties ;
- le niveau de l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz ;
- la période d'application du dispositif ;
- le calendrier et les conditions de déclaration et restitution des certificats.

En application des articles L. 446-37 ainsi que R. 446-112, R. 446-123 et R. 446-124 du code de l'énergie, la CRE est saisie d'un projet d'arrêté, sur lequel porte également la présente délibération. Le projet d'arrêté fixe :

- la valeur des coefficients de modulation ;
- la valeur de la pénalité applicable par certificat manquant.

³ Décret n° 2022-640 du 25 avril 2022 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz

⁴ Dispositions prévues aux articles L. 446-31 à L. 446-36 du code de l'énergie.

⁵ Conformément aux dispositions de l'article L.446-42 du code de l'énergie. Ce seuil d'exonération est dégressif chaque année et devient nul à compter de la cinquième année.

⁶ Dispositions prévues aux articles L. 446-47 à L. 446-55 du code de l'énergie.

⁷ Délibération n° 2022-83 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.

⁸ 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.

2. INTEGRATION DU DISPOSITIF DES CPB DANS LE CADRE EXISTANT

2.1 Articulation du dispositif avec le cadre de soutien existant pour les installations de production de biométhane injecté

Le dispositif de CPB a été introduit en complément du soutien à la filière de l'injection de biométhane via le budget de l'Etat, qui prévoit le bénéfice d'un contrat d'obligation d'achat :

- dans le cadre d'un guichet ouvert, pour les installations de production annuelle prévisionnelle inférieure à 25 GWh PCS ;
- ou à la suite d'une procédure de mise en concurrence pour les installations de production annuelle prévisionnelle supérieure au seuil mentionné ci-dessus.

Les conditions tarifaires du guichet ouvert ont récemment été modifiées avec la publication de l'arrêté du 10 juin 2023⁹ qui est venu remplacer l'arrêté du 13 décembre 2021.

L'appel d'offres biométhane injecté, dont la première période devait se tenir fin 2022 a été suspendu par le ministère de la transition énergétique par un courrier daté du 1^{er} décembre 2022. Sa mise en œuvre est actuellement envisagée pour début 2024

L'article R. 446-113 du code de l'énergie prévoit que le volume d'obligation de restitution des CPB est déterminé en cohérence avec les objectifs de développement fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie.

La bonne adéquation entre la trajectoire de l'obligation d'une part et le stock progressif d'installations de production de biométhane injecté qui peuvent s'inscrire dans le dispositif de CPB d'autre part constitue, au démarrage du dispositif, le paramètre majeur déterminant l'équilibre du marché de CPB, son efficacité et son effet sur les offres de fourniture de gaz faites aux consommateurs.

Finalement, le soutien à la filière de production de biométhane injecté devrait désormais s'appuyer sur trois mécanismes distincts, qui doivent être complémentaires et non se superposer :

- un soutien public par tarif d'achat ouvert aux projets de taille petite ou moyenne;
- un soutien public par appel d'offres, réservé aux projets de taille supérieure ;
- un dispositif de marché, objet du présent avis de la CRE, reposant sur une obligation pour les fournisseurs d'acquiescer des CPB, soit directement en tant que producteur soit en s'approvisionnant sur le futur marché.

Les deux derniers dispositifs ont vocation à s'adresser aux projets de grande taille non éligibles au guichet ouvert et doivent faire l'objet d'une bonne coordination de la part des pouvoirs publics. Si l'appel d'offres doit être maintenu, la CRE recommande que les volumes proposés soient déduits de la trajectoire d'obligation de restitution de CPB.

2.2 Articulation du dispositif avec le fonctionnement du marché de détail

Dans son avis du 17 mars 2022, la CRE estimait que « *compte tenu de la nature des actifs, de leur temps de développement, de la durée des contrats d'achat et du profil de risque de l'activité de production de biométhane, il sera vraisemblablement impossible, ou très difficile, pour des fournisseurs de petite taille, ou ne disposant pas d'une assiette financière importante, de signer des contrats d'achat avec des producteurs de biométhane* ».

L'article L. 446-43 du code de l'énergie offre la possibilité aux fournisseurs obligés de se constituer en groupement afin de mutualiser l'approvisionnement en CPB : « *Tout fournisseur de gaz naturel assujéti à l'obligation mentionnée à l'article L. 446-42 peut constituer avec d'autres assujétiés une société commerciale, une association ou un groupement d'intérêt économique ayant pour finalité la conclusion de contrats d'achat de certificats de production de biogaz avec des producteurs de biogaz* ».

La CRE souligne qu'il n'existe pas, à ce stade, de dispositions législatives ou réglementaires favorisant la profondeur et la liquidité du marché secondaire. Comme elle l'a déjà indiqué dans son avis du 17 mars 2022, la CRE considère, « *qu'il est de la responsabilité des fournisseurs de gaz de taille importante, les seuls actuellement en mesure de signer des contrats de long terme avec des producteurs de biométhane, de créer les conditions d'un bon fonctionnement du marché des CPB, soit en mettant en œuvre des groupements d'achat, soit en permettant une liquidité satisfaisante du marché de secondaire des CPB* ».

⁹ Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

A ce stade, ENGIE et TotalEnergies ont porté une initiative de création d'une plateforme d'échange de CPB dans le but de créer un marché secondaire à destination notamment des fournisseurs n'ayant pas accès au marché dit « primaire » des CPB (contractualisation auprès un tiers producteur ou production en propre de biogaz). Sous l'égide de la CRE, un groupe de travail piloté par ces deux acteurs avec l'ensemble des fournisseurs a été mis en place, qui a abouti à une première proposition technique de plateforme. La CRE est favorable à cette démarche qu'elle a encouragée et soutenue. Toutefois, du fait du mode de vente par enchères envisagé par ENGIE et TotalEnergies, les conditions d'un bon fonctionnement du marché secondaire des CPB ne sont pas réunies à ce stade.

La plateforme d'échange envisagée répond à deux modes de fonctionnement :

- une place d'échange de CPB sans restriction et ouverte à tous les acteurs ;
- une place d'équilibrage ouverte exclusivement aux fournisseurs obligés, et sur laquelle des apporteurs de liquidités s'engagent à vendre chaque mois un volume de CPB.

Au démarrage du dispositif sur la période 2026-2028, il est probable qu'ENGIE et TotalEnergies seront les seuls acteurs pouvant assurer le rôle d'apporteurs de liquidité. Toutefois, à terme, ce rôle ne doit pas nécessairement se limiter à ces deux acteurs.

La CRE souligne que la configuration envisagée à ce stade ne permet pas aux acteurs obligés qui n'auront pas accès au marché primaire au démarrage du dispositif, d'assurer la couverture de leur obligation dans des conditions équivalentes à celles des autres acteurs.

Ceci est potentiellement un facteur majeur de perturbation du marché de détail du gaz naturel qui conduit la CRE à ne pas être favorable au fonctionnement de la plate-forme proposé si aucune solution n'est proposée pour résoudre ce problème.

Les dispositions cumulées des articles L. 131-1 et L. 131-2, alinéa 4 du code de l'énergie confèrent à la CRE le pouvoir de surveiller les offres et les transactions réalisées sur le marché des CPB afin de s'assurer du bon fonctionnement de ce marché. La CRE saisira l'Autorité de la concurrence de tout comportement susceptible de constituer une pratique anticoncurrentielle en application de l'article L. 134-16 du code de l'énergie. Toutefois, en l'absence de dispositions règlementaires en ce sens, la CRE n'a pas le pouvoir d'imposer que les initiatives d'échange organisé qui pourraient se développer concourent au développement d'un marché concurrentiel, permettant que le prix d'échange des CPB s'établisse à un niveau cohérent avec leur coût de production.

Pour que le futur marché des CPB puisse se développer sans perturber le fonctionnement du marché de détail, le marché secondaire des CPB devra respecter deux propriétés :

- présenter une liquidité suffisante pour permettre un approvisionnement équitable de l'ensemble des fournisseurs obligés ;
- révéler un prix des CPB convergeant vers le coût d'approvisionnement en certificat des acteurs présents sur le marché primaire.

Si la trajectoire d'obligation de CPB est fixée à un niveau atteignable par la filière, et sous réserve que les apporteurs de liquidité remplissent leur mission, le prix d'échange des CPB devrait être corrélé à la valeur de leur coût de production.

Néanmoins, du fait du niveau très élevé de la trajectoire prévue par le projet de décret et donc des fortes incertitudes sur la capacité de l'ensemble des acteurs à atteindre de tels objectifs dans le contexte d'un dispositif naissant (cf. partie 3), le marché des CPB risque d'être en forte tension dès le démarrage du dispositif. Le prix des CPB sur le marché secondaire s'établirait alors à un niveau proche de celui de la pénalité, soit 100 € par certificat, sans lien avec le coût réel des CPB, pour les fournisseurs obligés n'ayant pas accès au marché primaire

Dans ces conditions, le dispositif de CPB envisagé et la trajectoire ambitieuse qui lui est associée pour la période 2026-2028 auront un effet négatif sur le fonctionnement du marché de détail, au détriment des consommateurs résidentiels et professionnels, en pénalisant fortement les fournisseurs n'étant pas d'ores et déjà présents à l'amont de la chaîne de valeur de production du biométhane.

En synthèse, la bonne formation du prix sur le marché secondaire des CPB dépendra toujours, *in fine*, de l'équilibre entre offre et demande : dans le cas d'un manque de CPB au démarrage du dispositif du fait d'une trajectoire d'obligation trop haute (cf. analyse en partie 3.1), le prix sur le marché secondaire tendra vers le prix de la pénalité même en cas d'engagements de volume des apporteurs de liquidité. Le bon dimensionnement de la trajectoire de CPB 2026 -2028 est donc crucial, alors qu'il est en pratique très difficile, voire impossible, pour un fournisseur, au vu des temps de développement des installations, de signer aujourd'hui un contrat avec un producteur pour un nouveau projet et de disposer de CPB associés pour 2026-2028.

3. CONTENU ET ANALYSE DU PROJET DE DECRET

3.1 Le dimensionnement de l'obligation

Le projet de décret délimite une première période d'obligation applicable aux fournisseurs obligés¹⁰ de gaz naturel. Elle s'étend du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2028. Les obligations sont assises sur les consommations « des consommateurs finals domestiques, [...] des propriétaires uniques d'un immeuble à usage principal d'habitation, [...] des syndicats des copropriétaires d'un tel immeuble ou à des entreprises du secteur tertiaire ».

Une augmentation annuelle du niveau d'obligation est prévue. Les consommations des clients susmentionnés génèrent une obligation de :

- 0,0063 CPB par MWh PCS en 2026 ;
- 0,0291 CPB par MWh PCS en 2027 ;
- 0,0659 CPB par MWh PCS en 2028.

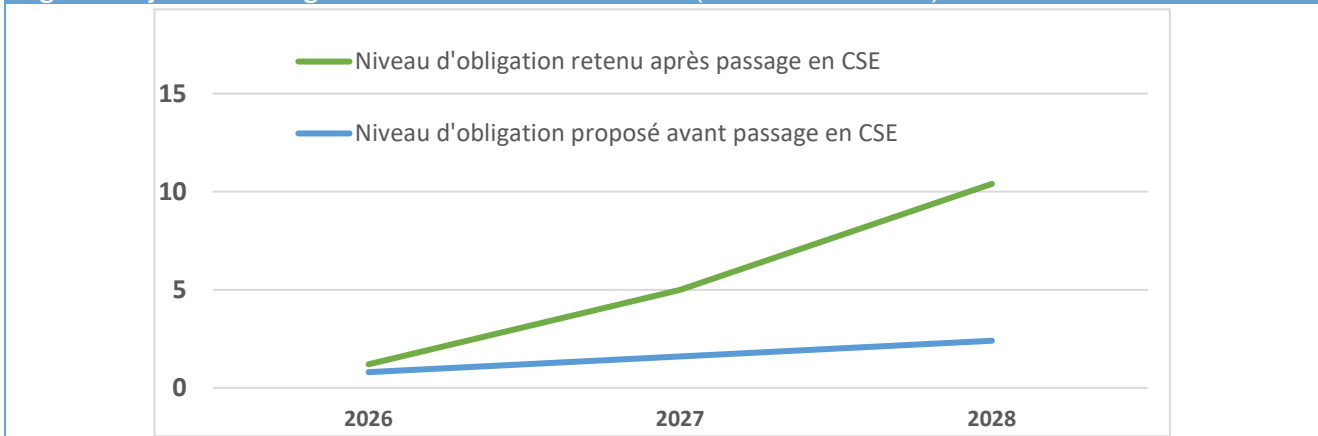
Ces niveaux d'obligation ont fait l'objet d'une forte augmentation par rapport à une version antérieure qui prévoyait la trajectoire suivante :

- 0,0013 CPB par MWh PCS en 2026 ;
- 0,0031 CPB par MWh PCS en 2027 ;
- 0,0148 CPB par MWh PCS en 2028.

En l'absence d'objectifs PPE au-delà de 2028, l'article R. 446-113 du code de l'énergie ne permet pas d'établir la trajectoire d'obligation au-delà de la période d'obligation mentionnée ci-dessus. **La CRE considère qu'il est essentiel que cette trajectoire d'obligation soit prolongée au-delà de 2028 dès que la prochaine PPE sera publiée, ce qui permettra d'apporter la visibilité nécessaire au bon fonctionnement du dispositif, au vu des temps de développement des installations de production de biométhane injecté.**

Le graphique ci-après montre la trajectoire d'obligation proposée initialement ainsi que la trajectoire retenue dans le projet soumis à l'avis de la CRE. Les trajectoires présentées prennent en compte les coefficients mentionnés précédemment ainsi que l'assiette de consommation retenue.

Figure- Trajectoire d'obligation de restitution de certificats (en TWh PCS de CPB)



La pertinence des niveaux d'obligation proposés dépend de deux facteurs :

- **l'assiette de consommation retenue ;**
- **la trajectoire attendue en matière d'installations de production de biométhane injecté bénéficiant de CPB.**

¹⁰ Le décret n° 2022-640 du 25 avril 2022 prévoit, à l'article R.446-114, des seuils pour les fournisseurs au cours des quatre premières années du dispositif. Les seuils de franchise applicables sont ainsi les suivants :

- 400 GWh PCS pour la première année d'application de l'obligation.
- 300 GWh PCS pour la deuxième année d'application de l'obligation.
- 200 GWh PCS pour la troisième année d'application de l'obligation.
- 100 GWh PCS pour la quatrième année d'application de l'obligation.

A partir de la cinquième année d'application de l'obligation, le seuil est abaissé à zéro.

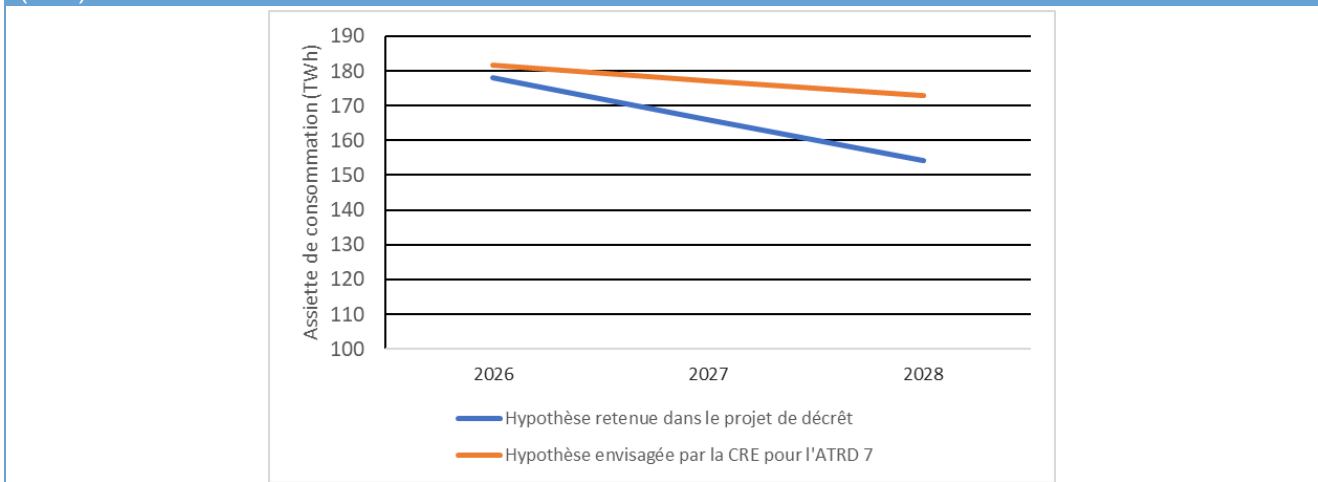
3.1.1 L'assiette de consommations assujetties

Le projet de décret prévoit d'inclure exclusivement le segment résidentiel et tertiaire dans le dispositif d'obligation de restitution de CPB, ce qui correspond à environ 50% des consommations totales de gaz naturel en France. La CRE prend acte de la décision d'exclure du dispositif les consommations des industriels et centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel, par ailleurs éligibles au système d'échange de quotas de CO₂.

Le projet de décret prévoit une très forte baisse de la consommation de gaz entre 2026 et 2028, de l'ordre de 15% en 2 ans. Il n'appartient pas à la CRE de se prononcer sur ces hypothèses, même si elle envisage, pour le tarif ATRD7, de retenir une hypothèse de décroissance moins forte¹¹.

Toutefois, une plus forte diminution de la trajectoire de consommation de gaz naturel induit une hausse des coefficients d'obligation de CPB figurant dans le projet toutes choses égales par ailleurs de décret, ce qui aggrave encore le risque de non-atteinte de la trajectoire évoquée précédemment.

Figure – Hypothèse de la trajectoire des consommations assujetties à l'obligation de restitution de certificats (TWh)



L'utilisation d'une hypothèse sous-estimée pour la trajectoire de consommation aboutira, si la consommation réelle est supérieure, à un niveau d'obligation dépassant les objectifs de développement de la filière.

3.1.2 Trajectoire attendue de production de biométhane via le dispositif CPB

Le dispositif s'applique à toute installation injectant du biométhane dans le réseau de gaz naturel qui ne dispose pas d'un contrat de soutien public en cours et qui respecte les exigences prévues par le code de l'énergie.

La CRE estime que les niveaux actuels des tarifs de soutien accordés via le guichet ouvert aux installations éligibles garantissent une sécurisation financière ainsi que des rentabilités a minima « suffisantes », comme en témoigne le nombre important de signatures de contrat d'achat recensées depuis la parution de l'arrêté du 13 juin 2023 : 75 contrats signés au 3^e trimestre 2023 contre 57 en cumulé entre le 1^{er} trimestre 2020 et le 2^{ème} trimestre 2023.

Les futurs projets de biométhane injecté qui seront éligibles au guichet ouvert ne devraient donc pas, à l'horizon de la première période du dispositif, s'orienter vers le dispositif CPB, en l'état du niveau de soutien actuel.

Les installations identifiées susceptibles de s'orienter vers le dispositif des CPB sont actuellement les suivantes :

- les installations existantes de production d'électricité à partir de biogaz ou de production de biométhane injecté dont le contrat de soutien public est arrivé à échéance (voir paragraphe 3.1.2.1 et 3.1.2.2) ;
- les installations existantes de production d'électricité à partir de biogaz ou de production de biométhane injecté ayant résilié leur contrat de soutien public de manière anticipée (voir paragraphe 3.1.2.1) ;
- les installations nouvelles de plus de 25 GWh PCS / an qui n'aurons pas été désignées lauréates de l'appel d'offres biométhane injecté (voir paragraphe 3.1.2.3) ;
- les installations qui ne répondent pas aux conditions réglementaires prévues dans le cadre des contrats de soutien public.

¹¹ La trajectoire de consommation retenue dans les travaux de l'ATRD7 de GRDF a été normativement majorée de 3,5% pour tenir compte des consommations au périmètre des entreprises locales de distribution.



3.1.2.1 Installations existantes de production d'électricité à partir de biogaz

Le dispositif est notamment ouvert aux anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz, pour lesquelles le contrat de soutien public est arrivé à échéance ou a été résilié de manière anticipée à l'initiative du producteur. Ces installations ont en effet **la possibilité de réaliser les investissements nécessaires pour l'épuration et l'injection du biogaz produit dans le réseau de gaz naturel, en s'appuyant financièrement sur le dispositif CPB¹².**

Les retours des différents acteurs que la CRE a pu consulter laissent envisager qu'environ 25 à 50%¹³ des installations précédemment soutenues pourront être raccordées au réseau de gaz naturel, ce qui représente un potentiel d'environ 1,1-2,2 TWh PCS¹⁴ de production cumulée de CPB sur la période 2026-2028. Ce pourcentage est cependant particulièrement incertain à l'heure actuelle, d'autant plus que certaines échéances de contrat remontent d'ores et déjà à plusieurs années.

Les anciennes installations de production avec un contrat de soutien en cours ont également la possibilité de le résilier de manière anticipée pour privilégier le dispositif CPB. Cependant, s'agissant des quatre arrêtés tarifaires successifs encadrant le soutien à la production d'électricité à partir de biogaz (dits « BG01 », « BGM6 », « BG11 » et BG16), tous exceptés celui du 10 juillet 2006 (« BGM6 ») prévoient des indemnités à payer par les producteurs en cas de résiliations anticipées du contrat d'achat. Le contexte de forte hausse du prix de gros de l'électricité a conduit certains producteurs à résilier leur contrat d'achat de manière anticipée et à payer les indemnités de résiliation afin de pouvoir vendre leur production sur le marché lorsque cela représentait un intérêt économiquement. Selon les informations transmises par EDF Obligation d'achat à la CRE, **le potentiel représenté par les installations ayant d'ores et déjà résilié leur contrat d'achat de manière anticipée serait de 1,4-2,7 TWh PCS¹⁵ de production cumulée de CPB sur la période 2026-2028,** en considérant également que 25 à 50% de ces installations pourront être raccordées au réseau et commenceront à injecter du biométhane dès 2026 (à noter que certaines de ses résiliations anticipées sont anciennes et donc le potentiel de conversion à l'injection incertain). Etant donnée la baisse des prix de gros de l'électricité, la CRE prend l'hypothèse qu'il n'y aura pas d'autres résiliations anticipées à court-moyen terme à l'initiative des producteurs. Par ailleurs, un contrat de soutien public avec un tarif d'achat garanti sur 15 ans est plus sécurisant pour les producteurs que le dispositif CPB, qui présente encore de nombreuses incertitudes.

3.1.2.2 Installations existantes de production de biométhane injecté

Seules 3 installations de production de biométhane injecté ont un contrat d'achat qui arrivera à échéance avant fin 2028, elles n'ont pas été comptabilisées dans les calculs qui suivent.

Le graphique ci-après montre le volume d'installations en sortie d'obligation d'achat par année d'échéance de contrat pour les installations déjà mise en service :

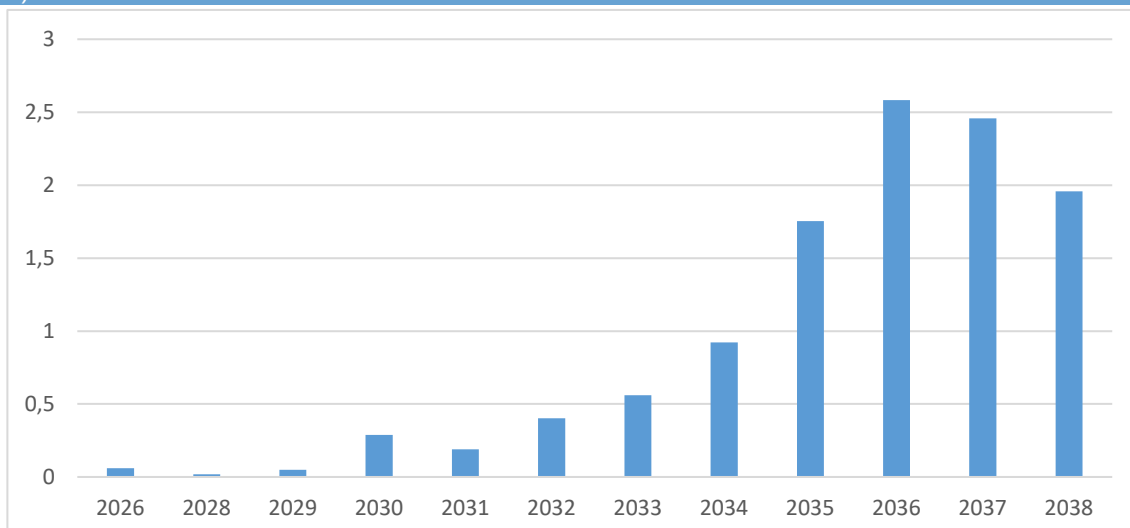
¹² Un coefficient de modulation de 0,8 certificat délivré par MWh PCS de gaz injecté s'applique pour les installations avec une durée de vie supérieure à 15 ans (voir paragraphe 4.1 de la présente délibération).

¹³ La CRE considère par la suite l'hypothèse de 25%, plus conservatrice/réaliste et qui se base sur la distance de ces installations au réseau de gaz naturel ainsi que sur l'arrêté du 28 juin 2019 définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie, qui définit la probabilité de réalisation des installations et qui fixe à 20 % la probabilité de réalisation des installations situées à une distance inférieure à 6 km du réseau.

¹⁴ 110 MW électriques d'installations dont le contrat de soutien (codes contrat « FBG3 », « BG01 », « BGM6 », « BG11 » et BG16) est arrivé à échéance avant 2028, avec un taux de conversion de 25 à 50 % pour l'injection de biométhane, une hypothèse d'un nombre d'heure de fonctionnement de 8200 heures par an, d'un rendement électrique de 40% et après application du coefficient de modulation de 0,8 CPB/MWh PCS.

¹⁵ 111 MW électriques d'installations dont le contrat de soutien (codes contrat « BG01 », « BGM6 », « BG11 » et BG16) a été résilié avant l'échéance, avec un taux de conversion de 25 à 50 % pour l'injection de biométhane, une hypothèse d'un nombre d'heure de fonctionnement de 8200 heures par an, d'un rendement électrique de 40% et après application du coefficient de modulation de 0,8 CPB/MWh PCS (à noter cependant que certaines installations n'auront pas nécessairement atteint la durée des 15 ans post-mise en service à l'horizon 2026-2028).

Figure- Production annuelle prévisionnelle cumulée des sorties de contrat d'achat de biométhane injecté (TWh PCS/an)



Les différents arrêtés tarifaires qui ont successivement encadré les contrats de soutien pour la production de biométhane injecté prévoient tous des indemnités en cas de résiliation anticipée du contrat à l'initiative du producteur ; la CRE identifie à ce stade une probabilité faible d'observer des résiliations de contrat avant leur terme.

Enfin, avant la parution de l'arrêté du 23 novembre 2020¹⁶, le guichet ouvert ne prévoyait pas de seuil d'éligibilité concernant la taille des installations. Ainsi, les installations de moyenne à grande taille étaient soutenues par l'intermédiaire du guichet ouvert. Depuis 2020, un nombre particulièrement réduit d'installations de taille moyenne à grande ont donc pu être construites sans avoir recours à un contrat de soutien public.

3.1.2.3 Nouvelles installations de production de biométhane injecté

Volume observable dans le registre des capacités

Le dispositif s'applique également à toutes les installations nouvelles de production de biométhane injecté n'ayant pas déjà bénéficié d'un contrat de soutien public. **Ainsi, les installations nouvelles de production annuelle prévisionnelle supérieure à 25 GWh PCS / an (équivalent à une capacité maximale d'injection d'environ 278 Nm³/h), qui sont donc au-dessus du seuil d'éligibilité à l'arrêté tarifaire devraient s'orienter, pour la plupart, vers le dispositif CPB.** La CRE considère que les installations situées sous le seuil de 25 GWh PCS / an devraient s'orienter préférentiellement vers le guichet ouvert qui permet la sécurisation d'un tarif d'achat garanti sur une période de 15 ans.

Ces installations pourront également faire le choix de s'orienter vers des contrats de type BPA : « *Biomethane purchase agreement* » c'est-à-dire un contrat de droit privé signé entre le producteur et un acheteur pour l'achat du biométhane produit et la valorisation des garanties d'origines associées sans passer par le dispositif CPB. Selon les informations publiques, 3 contrats de ce type auraient déjà été signés à l'heure actuelle.

La CRE dispose des données du registre des capacités tenu par les gestionnaires de réseau de gaz naturel. **Le volume de projets de production de biométhane injecté de taille supérieure au seuil de l'arrêté tarifaire actuellement enregistrés dans la file d'attente de ce registre est de 5,4 TWh PCS / an (environ 95 projets) pour un potentiel de 13,4 TWh PCS de production cumulée de CPB sur la période 2026-2028.**

La CRE note également que l'appel d'offres biométhane injecté, prévoit un soutien pour des installations de taille moyenne à grande pour un volume global de 1,6 TWh PCS alloué sur trois périodes entre début 2024 et début 2025. Comme indiqué au paragraphe 2.1, cet appel d'offres viendrait directement concurrencer le dispositif de CPB dans la mesure où il vise les mêmes installations. **Le volume de 1,6 TWh PCS / an alloué via l'appel d'offres viendra donc se soustraire au volume de CPB potentiellement disponibles sur la période 2026-2028, ce qui conduit à un volume global cumulé de 8,6 TWh PCS.**

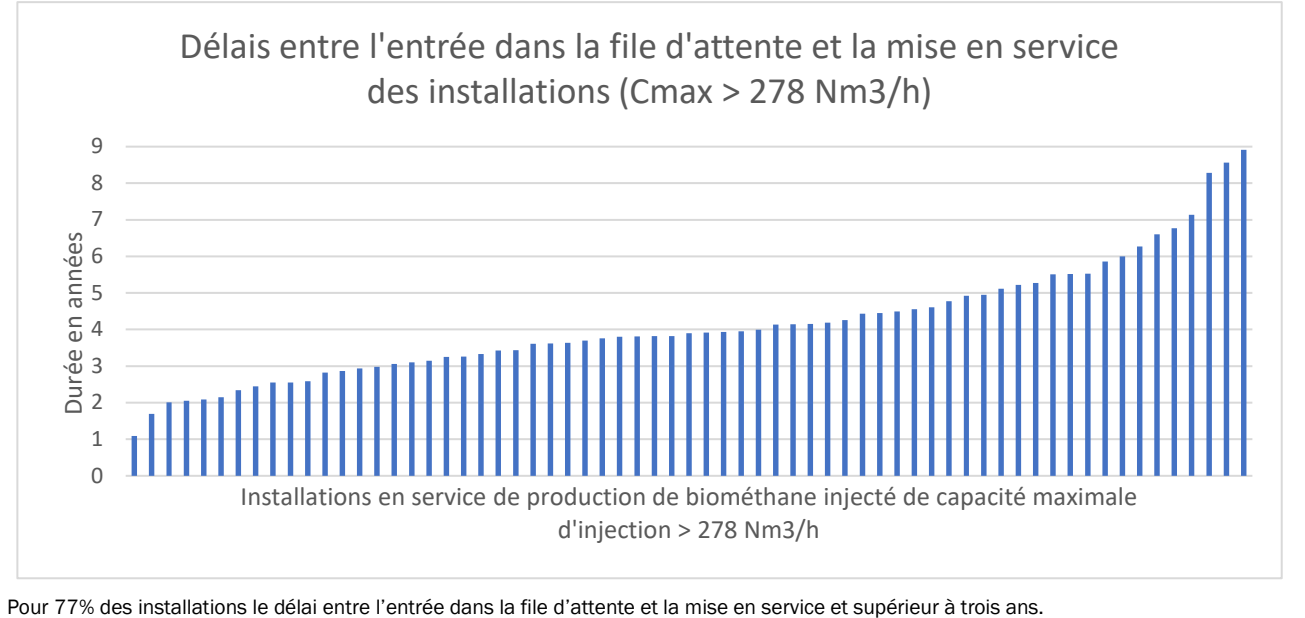
Délais de construction d'un nouveau projet de production de biométhane injecté

Tout projet d'installation de production de biométhane injecté démarre son développement par une commande d'étude de faisabilité auprès du gestionnaire de réseau de transport ou par une commande d'étude détaillée auprès du gestionnaire de réseau de distribution. Cela marque l'entrée de cette installation dans la file d'attente du registre des capacités.

¹⁶ Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

La dernière étape dans le développement du projet est la mise en service de l'installation avec la transmission du PV de mise en service auprès du gestionnaire de réseau. Le délai moyen entre l'entrée dans la file d'attente et la mise en service pour les installations situées au-dessus du seuil de l'arrêté tarifaire en vigueur ($C_{max} > 278 \text{ Nm}^3/\text{h}$) est de 4 ans et 2 mois (3 ans et 10 mois pour l'ensemble des installations), selon les données du registre des capacités. Le graphique ci-dessous montre la distribution des délais pour l'ensemble des installations de taille moyenne à grande déjà mises en service.

Figure- Délais entre l'entrée dans la file d'attente et la mise en service des installations ($C_{max} > 278 \text{ Nm}^3/\text{h}$)



Ainsi, au vu des délais observés, il apparaît qu'en moyenne la plupart des projets de biométhane injecté n'étant pas enregistrés dans la file d'attente du registre de capacité ne seront pas mis en service avant 2027 et ne pourront émettre un volume de CPB correspondant au niveau de leur production annuelle prévisionnelle qu'à partir de 2028.

3.1.2.4 Conclusion sur le gisement de CPB disponibles

La CRE constate donc que le gisement potentiel de CPB disponibles sur la période 2026-2028 devrait principalement provenir :

- d'anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz qui auront la possibilité de se tourner vers l'injection, pour un volume cumulé sur les trois ans estimé entre 2,5 et 4,9 TWh PCS de CPB ;
- de nouvelles installations de production de biométhane injecté déjà enregistrées dans la file d'attente du registre de capacité au moment de la présente délibération, pour un volume cumulé maximum de 8,6 TWh PCS de CPB (un taux de chute devant a priori être considéré).

Le reste de ce potentiel pourra être complété par des installations nouvelles actuellement non enregistrées dans la file d'attente sous réserve d'une mise en service dans un délai inférieur à 4 ans et d'une phase de montée en charge¹⁷ de durée inférieure à 1 an. Ce potentiel complémentaire pour la période 2026-2028 est donc très incertain à ce stade.

¹⁷ Phase de démarrage de l'installation durant laquelle le digesteur est amené progressivement à sa charge nominale. Cette phase est indispensable pour tout projet de méthanisation et dure généralement plusieurs mois.



3.1.3 Pertinence de la trajectoire d'obligation de restitution retenue

Sur la base de l'assiette de consommations assujetties retenue dans le projet de décret, la CRE estime qu'un volume total de 16,1 TWh PCS de CPB devront être restitués sur la période 2026-2028. Le projet de décret prévoit également la possibilité pour les fournisseurs obligés de reporter les CPB non restitués d'une année sur l'autre pour une même période d'obligation (voir paragraphe 3.2). Ainsi, la comparaison entre la trajectoire de restitution des CPB et la trajectoire de production de biométhane attendue est notamment présentée par la suite en production cumulée sur l'ensemble de la période d'obligation.

La CRE estime avec les données dont elle dispose qu'un potentiel cumulé de 11,1 TWh PCS de certificats pourra être émis sur la période 2026-2028. L'analyse présentée au paragraphe 3.1.2 permet d'estimer par année la disponibilité des volumes issus du registre actuel des capacités et des anciennes installations produisant de l'électricité à partir de biogaz.

Cette estimation repose sur les hypothèses suivantes :

- Année 2026 : 0,7 TWh PCS¹⁸ via des anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz et 2,2 TWh PCS¹⁹ via des installations nouvelles soit 2,9 TWh PCS de CPB disponibles.
- Année 2027 : 0,8 TWh PCS via des anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz et 2,7 TWh PCS via des installations nouvelles soit 3,4 TWh PCS de CPB disponibles.
- Année 2028 : 0,9 TWh PCS via des anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz et 3,8 TWh PCS via des installations nouvelles soit 4,6 TWh PCS de CPB disponibles.

L'estimation repose également sur :

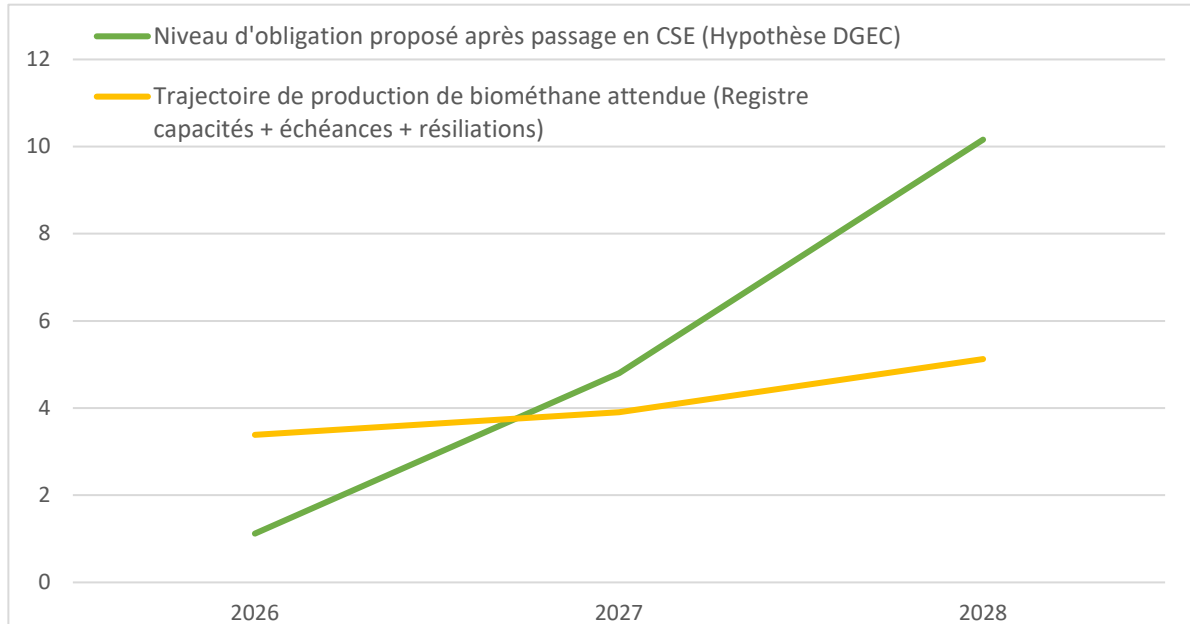
- l'hypothèse optimiste que les anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz pourront commencer à injecter immédiatement après la sortie de leur ancien contrat d'achat sans prendre en compte de délais supplémentaires liés aux travaux nécessaires à l'injection et à l'épuration du biogaz (qui seraient donc anticipés) ;
- l'hypothèse, jugée plus réaliste, que 25 % de ces installations pourront être raccordées au réseau de gaz naturel.

Le graphique ci-dessous présente la trajectoire d'obligation retenue ainsi que la trajectoire de production de biométhane injecté estimée, sans prise en compte du développement de nouvelles capacités en dehors de celles déjà présentes dans le registre des capacités :

¹⁸ Hypothèse retenue d'un taux de raccordement de ces installations de 25%, sorties anticipées et échéance des contrats à horizon 2026.

¹⁹ Hypothèse d'une mise en service 4 ans après l'entrée dans la file d'attente, en retirant le volume de 1,6 TWh PCS appelé à l'appel d'offres.

Figure- Trajectoire d'obligation proposée dans le projet de décret et trajectoire estimée par la CRE (en TWh)



Analyse CRE

La CRE estime nécessaire de définir à terme une trajectoire ambitieuse, qui constitue un signal de nature à initier le développement de projets supplémentaires.

Cependant, en raison de la connaissance très limitée du gisement disponible en dehors des sources déjà identifiées, il existe un risque important que la trajectoire actuelle, sur la période 2026-2028, ne soit pas atteinte, conduisant ainsi à un défaut de CPB pour certains fournisseurs obligés et à un coût du dispositif plus important pour les consommateurs de gaz (voir paragraphe 5).

L'écart de production cumulée entre la trajectoire proposée dans le projet de décret et la trajectoire de production estimée par la CRE est d'environ 5,0 TWh sur l'ensemble de la période d'obligation, soit le tiers du montant cumulé sur la période 2026-2028 issu du projet de décret.

Par ailleurs, ce potentiel ne prend pas en compte de possibles signatures de contrats de type « *Biométhane Purchase Agreement* » avec l'achat conjoint du biométhane produit et la valorisation des garanties d'origines associées, qui pourraient venir concurrencer le dispositif et diminuer le nombre de CPB disponibles.

La CRE est donc défavorable à la trajectoire d'obligation envisagée. Elle recommande :

- 1) de définir une trajectoire d'obligation plus réaliste pour la période 2026-2028, qui tienne compte du potentiel d'installations de production identifié à ce stade ainsi que d'une trajectoire de consommation cohérente avec celle retenue par la CRE dans le cadre des travaux relatifs à l'ATRD7 – soit une baisse d'au minima 40 % du niveau d'obligation cumulé sur la période 2026-2028 ;
- 2) de définir, dès la publication de la prochaine PPE, la trajectoire de restitution de CPB au-delà de 2028, avec des objectifs ambitieux et en en ligne avec la prochaine PPE. Ces horizons de temps seront davantage cohérents avec les temps de développement de la filière ;
- 3) le lancement d'une étude sur le gisement potentiel de CPB qui pourrait prendre en compte notamment la disponibilité de la biomasse. Cette étude pourrait être lancée en collaboration avec les principaux représentant de la filière du biométhane injecté.

3.2 Procédure de restitution des CPB

La cadre réglementaire en vigueur prévoit que chaque personne soumise à une obligation de restitution de CPB en application des articles R. 446-113 et R. 446-114 du code de l'énergie adresse au ministre chargé de l'énergie, au plus tard le 1^{er} mars de chaque année, une déclaration indiquant les volumes de consommation livrés pour la fixation de l'obligation ainsi que volume de certificats correspondant à l'obligation de restitution qui lui est assignée.

Le présent projet de décret prévoit une possibilité de report de déficit en CPB jusqu'à la dernière année de la période d'obligation du décret : « 4° le cas échéant, le solde de certificats de production de biogaz non restitués reportés sur la deuxième ou la troisième année de la période mentionnée à l'article R. 446-113. » ;

Cette disposition est justifiée dans la phase de démarrage du dispositif. La CRE souligne néanmoins qu'elle n'assure pas une protection pour les consommateurs. Une politique de gestion de risque prudente de la part d'un fournisseur pourrait mener à une facturation de la pénalité au « fil de l'eau » pour éviter toute exposition en troisième année à une pénalité non recouvrable auprès d'un consommateur ayant quitté entre temps le portefeuille.

4. CONTENU ET ANALYSE DU PROJET D'ARRETE

4.1 Coefficients de modulation

L'article L. 446-37 du code de l'énergie dispose qu'il ne peut être délivré plus d'un CPB pour chaque MWh de biogaz injecté dans le réseau. L'article prévoit, en revanche, que 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.

L'article R. 446-112 du code de l'énergie précise que les critères d'appréciation des coûts de production de ces installations sont les suivants :

- la typologie de l'installation : distinction entre les installations de production à partir du stockage de déchets non dangereux (ISDND) et les installations de production à partir de la méthanisation en digesteur de produits ou déchets non dangereux ;
- la date de dépôt de la déclaration ICPE pour les installations soumises à déclaration, la date de complétude du dossier d'enregistrement ICPE pour les installations soumises à enregistrement ou bien la date de publication de l'arrêté d'ouverture de l'éventuelle enquête publique ;
- l'ancienneté de l'installation : la date de mise en service de l'installation ou bien la date de prise d'effet du contrat pour les installations de production de biogaz pour la production d'électricité qui s'oriente vers l'injection ;
- la taille de l'installation : représentée par la production annuelle prévisionnelle en GWh PCS.

Ce même article prévoyait également que chacun de ces critères fasse l'objet d'une modulation du nombre de CPB délivré par MWh PCS de gaz injecté. Le projet de décret prévoit une modification du R. 446-112 : l'application d'un coefficient de modulation pour chacun de ces critères n'est désormais plus une exigence mais une possibilité. Le projet d'arrêté sur lequel porte également la présente délibération a pour objet de préciser les critères et les coefficients de modulation retenus.

L'unique critère retenu dans le projet d'arrêté porte sur l'ancienneté de l'installation. Le coefficient de modulation est ainsi fixé à 0,8 CPB / MWh PCS de biométhane produit et injecté pour les installations pour lesquelles la date de mise en service est supérieure à 15 ans. Pour les autres installations le coefficient demeure fixé à 1 CPB / MWh PCS de biométhane produit et injecté.

4.1.1 Ancienneté des installations

S'agissant de l'ancienneté des installations, le coefficient introduit vise les installations ayant déjà bénéficié d'un contrat de soutien pour la production d'électricité à partir de biogaz ou bien pour la production de biométhane injecté. Pour basculer vers l'injection, ces installations doivent réaliser les investissements nécessaires à l'épuration et l'injection du biogaz et remplacer certains équipements de production servant à produire le biogaz.

L'étude réalisée en 2022 par Solagro sur les installations de cogénération à partir de biogaz en fin de contrat d'achat²⁰ estime le niveau d'aide nécessaire à la conversion de ces installations vers l'injection. Celui-ci est estimé entre 70 et 100 €/MWh en fonction de la typologie des installations (type d'intrants et taille). Ces niveaux sont à comparer avec les coûts de production d'une installation nouvelle. La CRE ne dispose pas de données suffisantes pour établir le bon niveau du coefficient de modulation portant sur l'ancienneté des installations. Elle prend acte du coefficient de 0,8 prévu dans le projet de décret.

4.1.2 Typologie des installations

S'agissant de la typologie des installations, la CRE recommande également de fixer un coefficient de modulation à 0,8 CPB / MWh PCS²¹ de biométhane produit et injecté pour les installations nouvelles de production à partir de stockage de déchet non dangereux (« ISDND »). En effet, ces installations supportent des coûts moins élevés que les autres installations de production à partir de la méthanisation de matières en digesteur.

S'agissant du type d'intrant utilisé, l'introduction d'un critère de modulation des coûts serait de nature à complexifier l'application du dispositif notamment du fait de la vérification ex-post des proportions d'intrants utilisées qui devrait être effectuée de manière analogue à ce qui est fait dans le cadre du guichet ouvert.

²⁰ Etude sur l'opportunité d'injection en fin de contrat de cogénération – Rapport final 25/03/2022 – Solagro, Green Law Avocats.

²¹ Coefficient proposé basé sur le ratio entre le tarif de base de l'arrêté tarifaire en vigueur applicable pour une installation de stockage de déchets non dangereuse par rapport aux autres installations.

4.1.3 Taille des installations

S'agissant de la taille des installations, la CRE ne dispose pas de données suffisantes à la date de la présente délibération pour proposer un coefficient de modulation pertinent. De manière générale, l'efficacité économique du dispositif commande de ne pas introduire de coefficients de modulation supplémentaires, sauf s'il apparaissait des différences très fortes de coûts.

4.1.1 Conclusion

La CRE recommande l'introduction d'un coefficient de modulation pour les installations nouvelles de production à partir de stockage de déchet non dangereux qui supportent des coûts moins élevés que les autres installations de production à partir de la méthanisation de matières en digesteur.

4.2 Pénalité applicable par certificat manquant

L'article L. 446-46 du code de l'énergie dispose qu'un acteur obligé ne répondant pas à l'obligation qui lui est assignée, devra s'acquitter d'une pénalité dont le niveau maximal est fixé à 100€ par certificat manquant.

Le projet de décret dispose à l'article R. 446-124 que « *la valeur de la pénalité pour chaque période d'obligation de restitution de certificats de production de biogaz est arrêtée par le ministre chargé de l'énergie après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie* ».

L'arrêté prévoit à cet effet que pour la période 2026-2028, la pénalité est de 100€ par certificat manquant.

La CRE estime que le niveau de la pénalité ne doit pas désinciter les fournisseurs à s'engager à long-terme avec les producteurs de biométhane. Au regard des coûts de production des installations détaillés au 5, le niveau de pénalité visé par l'arrêté apparaît justifié. Ainsi la CRE accueille favorablement le niveau de pénalité proposé.

5. EFFET DU DISPOSITIF SUR LA FACTURE DES CONSOMMATEURS DE GAZ NATUREL

L'effet du dispositif sur les consommateurs dépend des niveaux auxquels les CPB pourront être produits et échangés. Dans un marché fonctionnel, le prix du CPB est égal à la valeur du coût complet de production de l'installation de biométhane, diminué de la valorisation du biométhane injecté sur le marché du gaz.

Il convient de noter qu'un fournisseur ne remplissant pas son obligation sera contraint de payer une pénalité dont le niveau est plafonné par la loi à 100 € par certificat manquant. Ce niveau constitue, de fait, un plafond de prix des CPB, car les fournisseurs préféreront payer la pénalité que des CPB à des prix supérieurs.

Le niveau actuel du tarif d'achat à destination des installations de production de biométhane injecté dont la production annuelle prévisionnelle est égale à 25 GWh PCS/an, est de 116 €/MWh²². Le seuil de 25 GWh PCS/an constituera a priori à terme le point de bascule vers le dispositif CPB.

Les fournisseurs ayant accès au « marché primaire », c'est-à-dire en mesure de développer eux-mêmes des moyens de production de biométhane, auront accès conjointement à la molécule de gaz et aux CPB associés à l'installation. La valeur attribuée au CPB correspondra *in fine* à l'écart entre le coût complet de l'installation et la valeur du gaz sur les marchés.

Au regard des anticipations actuelles des prix de gros du gaz²³ et d'une estimation du coût complet de production des installations biométhane, la CRE estime que le prix d'un CPB pourrait s'établir autour de 80 €/MWh PCS²⁴ pour une installation standard de production de biométhane en 2026.

	2026	2027	2028
Coûts complets (€/MWh)	116	116	116
Prix de la molécule de gaz (€/MWh)	36	36	36
Prix du certificat (€/CPB)	80	80	80
Surcoût consommateur TTC (€/MWh)	0,6	2,6	5,6
Surcoût consommateur TTC (€)	8,3	36,7	79,0

Pour un consommateur de chauffage moyen (14 MWh/an), le surcoût annuel associé à l'introduction de ce dispositif est croissant et atteint 79€ TTC en 2028. Dans le cas où un fournisseur serait contraint de s'approvisionner entièrement au niveau de la pénalité en 2028, le surcoût pour le consommateur serait de 7,1 €/MWh TTC soit 98,8 € pour l'année pour un client chauffage.

En outre, le coût pour les consommateurs sera encore supérieur si la baisse de la consommation de gaz est moins forte que la trajectoire prévue par le projet de décret.

La CRE réalise actuellement un audit des coûts et recettes des installations de production de biométhane injecté. Elle prévoit de publier un rapport en 2024 qui donnera davantage de visibilité sur le coût attendu du dispositif CPB.

²² Tarif de base pour les installations de production à partir de la méthanisation en digesteur de produits ou de déchets non dangereux applicable au T3 2023.

²³ Hypothèse d'un prix de marché à 36 €/MWh en 2026 basée sur la moyenne du produit calendaire de l'année 2026 observée sur la période du 01/11/2023 au 30/11/2023.

²⁴ Hypothèse d'un coût complet de 116 €/MWh en 2026 en partant du tarif applicable au T3 2023 aux plus grandes installations éligibles au guichet ouvert et en considérant que l'inflation viendrait compenser la baisse normative des coûts technologiques de la filière, toutes deux intégrées à la formule de fixation du tarif d'achat.



AVIS DE LA CRE

Par un courrier reçu le 24 octobre 2023, la ministre de la transition énergétique a saisi pour avis la Commission de régulation de l'énergie (CRE) d'un projet de décret et d'un projet d'arrêté en application du dispositif d'obligation de restitution de certificats de production de biogaz (CPB) introduit par l'article 95 de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, dite loi « Climat et Résilience ». Ces textes fixent les conditions de démarrage des CPB sur la période 2026-2028 et le volume de biométhane que les fournisseurs de gaz naturel seront tenus d'inclure dans le gaz livré à leurs clients, sous peine d'une pénalité fixée à 100 € par certificat manquant.

La CRE est favorable au dispositif des CPB, qui doit permettre le développement du biométhane dans le cadre d'un marché concurrentiel ne pesant pas sur le budget de l'Etat, tout en maîtrisant les volumes développés. Toutefois, il est essentiel que le développement des CPB ne perturbe pas le fonctionnement du marché de détail du gaz naturel.

Par conséquent, le dispositif doit permettre de contribuer au développement des installations de production de biométhane sans aboutir, en particulier sur les premières années du dispositif, à un verrouillage du marché de détail du gaz naturel par un petit nombre d'acteurs, au détriment des consommateurs.

La CRE estime que la trajectoire de volume de CPB prévue par le projet de décret sur les premières années d'application du dispositif 2026-2028 est trop ambitieuse, compte tenu des délais de développement des projets de production de biométhane. Selon toute vraisemblance, elle ne pourra pas être atteinte.

Or il est probable qu'au démarrage du dispositif seuls deux fournisseurs de gaz disposeront de la très grande majorité des CPB, alors qu'il n'existe pas d'obligation pour ces fournisseurs d'animer le marché secondaire des CPB. Une telle obligation nécessite une modification législative. Dans ces conditions, la fixation d'une trajectoire de CPB trop ambitieuse pénalisera fortement les autres fournisseurs qui devront payer la pénalité de 100 €/MWh, au détriment des consommateurs de gaz.

Pour ces raisons, la CRE émet un avis défavorable sur le projet de décret.

Il est nécessaire, pour le bon fonctionnement du marché de détail du gaz, de définir une trajectoire de CPB atteignable avec les potentiels de production de biométhane identifiés à ce stade, en tenant compte du lancement concomitant d'un appel d'offres à destination des grandes installations de production. **La CRE recommande une baisse d'au moins 40% du volume cumulé d'obligation sur les années 2026 à 2028, comme détaillé en partie 3.1 de la présente délibération.**

S'agissant du projet d'arrêté, la CRE est favorable au niveau de la pénalité de 100 €/MWh et prend acte du coefficient de modulation de 0,8 applicable aux installations de production existantes. Elle recommande d'appliquer le même coefficient de 0,8 pour les installations nouvelles de production à partir de stockage de déchet non dangereux qui supportent des coûts moins élevés que les autres installations de production à partir de la méthanisation de matières en digesteur.

Enfin, la CRE considère qu'il sera possible de définir des trajectoires plus ambitieuses de CPB en fonction du contenu de la prochaine PPE, puisque les acteurs, producteurs, fournisseurs notamment, auront le temps de s'adapter en conséquence. **Elle recommande :**

- de définir, dès la publication de la prochaine PPE, la trajectoire de CPB au-delà de 2028 ;
- de lancer une étude de gisement potentiel en collaboration avec les principaux représentants de la filière du biométhane injecté .

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition énergétique.

Délibéré à Paris, le 21 décembre 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON