

**FAQ réalisée suite aux webinaires des 10 octobre et 4 novembre 2025
Présentation du guide conversion cogénération/injection**

(GRDF, S3D, Lexion Avocats, AAMF, Club biogaz de l'ATEE)

Version mise à jour le 10/11/2025

Sortie du contrat de cogénération - Pénalités

Question 1 - Les installations sous contrat BGM6 sont-elles concernées par les nouveaux textes ? Quelles sont les démarches à effectuer lorsque mon installation est sous contrat BGM6 ?

L'arrêté du 8 septembre 2025 ne traite que de certains contrats BG11 et des contrats BG16. Les contrats BGM6 ne sont pas soumis aux pénalités pour résiliation anticipée.

En cas de contrat BGM6, la résiliation anticipée du contrat nécessite l'envoi d'une lettre recommandée avec accusé de réception à l'acheteur légal avec un préavis de 3 mois. Il n'y a pas d'indemnités de résiliation liées au contrat.

Les autres démarches pour un basculement de la cogénération vers l'injection sous contrat BGM6 sont les mêmes que pour les contrats BG11 et BG16, à savoir : certification RED, financement, démarches réglementaires et contractuelles (dont vente du biométhane), conception et réalisation des travaux.

Question 2 - Qu'en est-il pour les quelques sites en appel d'offre CRE ?

Ces cogénérations sous appel d'offre CRE (type FB16) n'ont pas été prise en compte par l'arrêté du 8/9/2025. Toutefois, nous avons eu confirmation par la DGEC que ce sujet a été identifié.

Question 3 - Quel coût peuvent représenter les pénalités dans le cas d'une sortie anticipée de contrat de cogénération ? Comment les calculer ?

Le calcul est fixé selon une formule dans les conditions générales et le coût peut être calculé avec l'appui d'un bureau d'études. Son montant est proportionnel au volume d'électricité injecté dans le réseau depuis le début du contrat.

Question 4 - Je suis en contrat BGM6 ou BG11 et j'ai signé un avenant de contrat pour prolonger sa durée. Est-ce que je peux revenir sur cet avenant pour sortir de mon contrat de cogénération ?

L'Arrêté du 24 février 2017 modifiant la durée des contrats d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz prolonge la durée des contrats mais ne modifie pas les conditions générales (CG) prévoyant une résiliation anticipée (l'arrêté indique que "Les autres conditions du contrat sont inchangées."). Les démarches de résiliation pour un contrat avec avenant pour prolonger sa durée sont les mêmes que pour un contrat sans avenant. Il n'est en revanche pas possible de "revenir" unilatéralement sur l'avenant une fois qu'il est signé.

Question 5 - Pourra-t-on avoir des précisions sur la suppression des pénalités pour les BG 11 ? notamment la mention "du 29 mai 2016". Pour ce contrat la suppression des pénalités n'est pas globale a priori.

La suppression des pénalités concerne uniquement les contrats BG11 signés à compter du 29 mai 2016.

Pour ces contrats, l'exonération est conditionnée au respect des critères suivants :

- l'arrêt de la cogénération au profit d'un projet d'injection ;
- et la demande d'exemption au préfet de région.

Pour les BG11 antérieurs au 29 mai 2016 (si soumis aux conditions générales V03/V04), les pénalités demeurent applicables, sauf justification complète de l'arrêt et du démantèlement de l'installation. Ce cas d'exemption préexistant reste donc a priori applicable.

Cf page 20 du guide « Sortie du contrat de cogénération » pour le détail des deux situations.

Question 6 - Une remarque complémentaire relative à l'abrogation des pénalités : l'arrêté du 8 septembre concerne les BG16 et les BG11 signés postérieurement au 29 mai 2016.

Il manque une note d'instruction, en cours de rédaction par la DGEC, pour les contrats BG11 V03 et V04 signés antérieurement au 29 mai 2016. Nous attendons ce texte avec impatience.

Effectivement, l'arrêté du 8 septembre 2025 ne vise que les contrats BG16 et les BG11 signés à compter du 29 mai 2016. Pour les BG11 V03/V04 signés avant cette date, une note d'instruction de la DGEC doit venir préciser les modalités d'application de l'exonération des pénalités.

Nous sommes en attente de cette note.

Question 7 - Quand vous dites pour les BG11 que l'exemption est uniquement en cas de conversion injection en CPB cela exclu donc les conversions en BPA (avec GO) ?

En l'état des textes, aucune différence n'est faite entre GO et CPB dans le cadre du bénéfice de l'exemption. En revanche, la position exprimée par la DGEC est de conditionner l'exemption de pénalité à une conversion en vente de biométhane et de CPB. La note d'interprétation devrait permettre de clarifier ce point.

Question 8 - Pour les contrats BG11, il est donc possible d'arrêter le contrat, payer la pénalité et être éligible au tarif d'achat injection (si installation < 300 Nm³) ? Quelle est la hauteur de la pénalité ?

L'arrêté du 8 septembre 2025 prévoit une exemption de pénalité pour les unités de cogénération qui se convertissent à l'injection.

Cependant, après échanges avec la DGEC, la volonté affichée est de ne pas permettre de cumuler, même successivement :

- un contrat sous tarif d'achat pour la cogénération ;
- puis un contrat sous tarif d'achat réglementé pour le biométhane.

Autrement dit, sous réserve des textes à venir, un producteur ne pourrait pas à la fois sortir de son contrat d'achat d'électricité (peu importe que cela soit fait de manière anticipée ou non, avec pénalité ou non) puis bénéficier d'un tarif d'achat en biométhane.

S'agissant du calcul de la pénalité : elle est calculée selon la formule figurant dans le contrat BG11.

Question 9 - L'interprétation de la DGEC est de privilégier la vente par CPB et non plus par tarif d'achat pour bénéficier des exemptions de pénalité pour les contrats BG 11 V3 ou V4 ?

La DGEC confirme que, pour les contrats BG11 concernés par l'arrêté du 8 septembre 2025 (c'est-à-dire signés après le 28 mai 2025 inclus, ce qui concernerait donc aussi ceux soumis à CG V03 et V4), les exemptions de pénalité sont accessibles uniquement si la vente de biométhane s'accompagne d'une valorisation des CPB. Le texte n'est pas rédigé ainsi mais c'est la volonté exprimée par la DGEC.

Par ailleurs, la DGEC souhaite empêcher le cumul, même successif, du tarif d'achat cogénération et du tarif d'achat biométhane. Le dispositif CPB est donc présenté comme la voie privilégiée pour la valorisation du biométhane injecté.

Question 10 - Remarque - Slide 10 : une même société ne peut pas bénéficier d'un 2nd contrat subventionné par l'État.

N'est-il pas logique que l'exemption ne s'applique pas, dans le cas des conversions pour un tarif d'achat de biométhane subventionné par l'État ?

Oui, c'est logique et cohérent avec la position de la DGEC pour les contrats qui envisagent de bénéficier de cette exemption fixée par l'arrêté du 8 septembre 2025.

L'exemption de pénalité prévue pour les unités de cogénération qui se convertissent à l'injection ne peut pas être cumulée avec un autre avantage financier subventionné par l'État, y compris un tarif d'achat biométhane subventionné.

L'idée est d'éviter qu'une même société bénéficie successivement ou simultanément de deux dispositifs financés par l'État pour la même installation.

Question 11 - Concernant le slide 11 : je ne vois pas dans l'arrêté du 8 septembre 2025 où est traité le cas des BG11 V03 et V04. Comme indiqué dans une remarque précédente dans cette conversation, on attend toujours une note d'instruction de la DGEC pour traiter ces cas. Vous confirmez ?

Le cas des BG11 V03 et V04 n'est pas explicitement traité dans l'arrêté du 8 septembre 2025 et les CG V3 et V4 continuent à s'appliquer comme avant.

Une note d'instruction de la DGEC est attendue pour préciser le traitement de ces cas particuliers.

Question 12 - Avez-vous une idée de la prochaine sortie des textes concernant les BG 11 exclus de l'arrêté du 8 septembre 2025 ? La notion d'installation nouvelle et quels équipements pourraient être exclus ?

Les textes concernant les BG 11 V3 et V4 exclus de l'arrêté du 8 septembre 2025 ne sont pas encore publiés, il est donc difficile de préciser la date de publication.

Pour l'instant, la notion d'« installation nouvelle » semble s'appliquer comme pour les sites passant de la cogénération à l'injection, les principaux éléments de l'installation à savoir les digesteurs, post-digesteurs, équipements d'épuration et de stockage du biogaz, ainsi que les équipements de valorisation énergétique comme la chaudière, doivent être neufs et ne pas avoir été utilisés auparavant.

Les textes à venir devraient préciser plus clairement quels équipements seront exclus.

Question 13 - Pour l'étape de validation de l'exemption de pénalité par le préfet de région : si tous les critères d'exemption sont remplis, considérez-vous qu'il y reste un risque sur cette étape ?

Si tous les critères d'exemption sont pleinement remplis et conformes aux exigences prévues, l'exemption de pénalité par le préfet de région devrait être accordée. Dans ce cas, le risque sur cette étape est donc très faible, puisque l'administration n'a pas de raison de refuser l'exemption lorsque toutes les conditions sont respectées.

Sortie du contrat de cogénération – Démantèlement et Délais

Question 1 - A quel moment justifier du démantèlement du cogénérateur ? quels justificatifs fournir ? pour les BG 11 > 29/05/16, l'avis du préfet est nécessaire ?

La preuve du démantèlement doit être apportée au moment où le producteur souhaite bénéficier de l'exemption de pénalité (ce qui suppose de l'être au moment de la résiliation).

La preuve est libre*, mais il faut démontrer que l'activité de cogénération est entièrement arrêtée et le moteur est démantelé. **Il n'existe pas encore de note interprétative du Ministère ni de jurisprudence.*

Exemples de justificatifs possibles :

- constat d'huissier montrant que le moteur n'est plus relié aux canalisations de biogaz et est arrêté ;
- attestation du motoriste ayant mis le cogénérateur à l'arrêt, décrivant le processus d'arrêt ;
- preuve de résiliation du contrat d'injection ou de raccordement avec le gestionnaire de réseau d'électricité.

Pour les contrats BG11 signés antérieurement au 29 mai 2016 et qui seraient soumis à des CG V3 et V4, l'exemption de pénalité suppose d'arrêter le moteur et de le démanteler, sans que le préfet n'intervienne.

Question 2 - Pouvez-vous rappeler si le démantèlement est obligatoire dans le cas d'un contrat BG16 ?

Oui, le démantèlement est obligatoire dans le cadre d'un contrat BG16.

Cela implique l'arrêt de la cogénération et le retrait physique du moteur de cogénération.

Les autres éléments de l'installation, comme le digesteur, peuvent être conservés et utilisés pour d'autres usages compatibles avec l'injection biométhane.

Question 3 - Démantèlement signifie-t-il, seulement arrêt de la cogénération ? arrêt et vente de la cogénération ? peut-on utiliser les digesteurs en stockage digestats ?

Le démantèlement ne se limite pas simplement à l'arrêt de la cogénération. Il implique l'arrêt effectif de la cogénération et la suppression physique du moteur de cogénération (c'est l'élément principal du démantèlement).

Il n'est pas nécessaire de vendre le moteur de cogénération, mais l'unité ne doit plus produire ni bénéficier des avantages liés à la cogénération et le moteur doit être démantelé du site.

Concernant les digesteurs, en l'état de la réglementation, ils peuvent être conservés et utilisés pour le stockage des digestats (sans aucune récupération de biogaz), tant que l'installation n'est plus exploitée comme unité de cogénération.

Question 4 - Que faire du moteur de cogénération ? Puis-je le revendre ?

Selon les conditions générales du contrat BG applicable, le démantèlement du moteur peut être obligatoire pour éviter de verser une indemnité en cas de résiliation anticipée.

La durée de démantèlement est de quelques semaines (< 1 mois) avec l'objectif de récupérer un maximum de pièces détachées réutilisables telles que les brides d'eau chaude et d'eau froide, pour l'arrivée du biogaz, les sorties des condensats...

Les retours de fournisseurs de cogénération font part d'un marché de l'occasion vers des pays tiers en cas de moteurs type Jenbacher, Caterpillar ou MWM > 500 kW_e.

En ce qui concerne des moteurs de taille inférieure, l'intérêt sur le marché et donc la possibilité de revente est faible. La gestion du moteur en tant que déchet est à envisager. Les motoristes en charge du démantèlement peuvent conseiller le producteur sur les possibilités de valorisation du moteur.

Question 5 - Etes-vous sûr que le démantèlement de l'installation n'est entendu que par le démantèlement de la cogénération elle-même et non pas aussi du digesteur, qui fait partie de la définition d'une installation dans l'arrêté tarifaire ?

Oui, le démantèlement de l'installation (dans le cadre de la réflexion sur l'exemption de pénalité) concerne uniquement la cogénération elle-même, c'est-à-dire le moteur de cogénération et ce depuis que l'arrêté du 8 septembre 2025 a visé la définition de l'installation comme étant les machines électrogènes. C'était d'ailleurs une demande d'éclairage qui avait été formulée en amont.

Question 6 - L'obligation de démantèlement de l'installation (BG11 avant 29/05/2016) peut-elle être sujette à interprétation ? Uniquement le moteur de cogénération ou d'autres actifs de l'installation ?

L'obligation de démantèlement concerne uniquement le moteur de cogénération.

Il n'y a plus d'interprétation étendue à d'autres actifs de l'installation depuis l'arrêté du 8 septembre 2025. Les autres éléments, tels que le digesteur, peuvent être conservés et utilisés pour d'autres usages (par exemple le stockage des digestats), dès lors que la cogénération a été arrêtée et le moteur démantelé.

Question 7 - Jusqu'à quand est-ce que je peux continuer mon activité de cogénération ?

Du fait des interdictions de cumul posées par la réglementation, l'activité de cogénération doit être arrêtée et le contrat de vente d'électricité doit être résilié avant que le contrat de vente de biométhane (en tarif aidé ou BPA avec valorisation de CPB) ne soit signé. La résiliation doit être notifiée à l'acheteur légal avec un préavis de trois mois au moins (voir macroplanning du guide).

Dans la pratique et pour optimiser le planning, le contrat de vente de biométhane peut-être signé même si l'activité cogénération est toujours en cours : le contrat devra être assorti d'une condition suspensive qui prévoit son entrée en vigueur uniquement lorsque le contrat de vente d'électricité sera résilié

Question 8 - Pour l'exemption de pénalité des BG11 en V03 et V04, est ce que nous avons des informations sur le moment où doivent être déposés les preuves d'arrêt et de démantèlement ? Apparemment, il n'y aurait pas d'instruction

Il n'existe pas encore d'instruction mais il est prévu de clarifier ce point afin de permettre aux prêteurs de s'engager de manière anticipée. A l'égard de l'acheteur légal, il est important que les arrêts et démantèlement soient effectifs au plus tard à la date d'entrée en vigueur de la résiliation (trois mois après l'envoi de la LRAR).

Question 9 - quel rétroplanning mettre en place pour assurer ces conversions ? c'est-à-dire à quel moment je peux engager mes travaux de conversion ? à quel moment je démantèle ? à quel moment je demande mon exemption ?

C'est une question complexe et à enjeux, dépendant notamment des délais de livraison de l'épurateur et des conditions fixées par les prêteurs pour les tirages bancaires.

Il n'y a pas de réponse univoque mais les travaux de conversion peuvent commencer avant l'arrêt de la cogénération.

Il est certain en revanche que le démantèlement du moteur doit intervenir après l'arrêt effectif de la cogénération et avant la demande d'exemption de pénalité. La demande d'exemption se fait ensuite.

Question 10 - La preuve de démantèlement risque de laisser une vacance entre l'injection électrique et le passage en injection biométhane. Quel délai minimum à votre avis ?

Le délai minimum peut être très court si les travaux de démantèlement de la cogénération et de mise en place du nouveau mode de chauffage, de l'épuration du biogaz et du raccordement pour l'injection peuvent se faire en parallèle. Le délai pour acter l'exemption de pénalités liée à la sortie du contrat de vente d'électricité est de l'ordre de 2 mois puisqu'il faut arrêter le moteur et le démanteler pour faire la demande d'exemption, et que la réponse est obtenue sous 2 mois (sinon rejet tacite). Cependant, cette démarche n'empêche pas de démarrer l'injection en parallèle. Le risque le plus fort reste lié au financement bancaire, si la preuve d'exemption de pénalités est demandée pour accorder le financement, car ce financement est nécessaire pour démarrer les travaux liés à l'injection.

Question 11 - Est-il possible de démarrer la construction de l'unité d'épuration tout en maintenant l'exploitation de la cogénération jusqu'à la mise en service de l'épurateur ?

Le porteur de projet va donc démarrer les travaux avant d'avoir la certitude de l'exemption des indemnités ?

Oui, il est possible de démarrer la construction de l'unité d'épuration tout en maintenant l'exploitation de la cogénération jusqu'à la mise en service de l'épurateur. Cela risque d'être une situation fréquente pour limiter un laps de temps sans production, mais elle comporte une part de risque.

Cela signifie que le porteur de projet engage des investissements ou que le prêteur accepte des tirages avant d'avoir la certitude de l'exemption des indemnités. Il est donc important de s'assurer que le financement est disponible et que les risques liés à l'incertitude de l'exemption sont bien pris en compte.

Financement de la conversion

Question 1 - Il sera très difficile d'obtenir un accord bancaire, s'il n'y a pas de certitudes d'obtenir l'exemption des indemnités cogénération.

Nous comprenons que l'obtention d'un accord bancaire peut être difficile sans certitude sur l'exemption des pénalités de cogénération.

La DGEC a été alertée de cette situation et des évolutions sont attendues.

Question 2 - Comment certifier à la banque qu'il y aura bien exemption ? quelle sécurité financière en cas de défaut ?

Pour rassurer la banque, plusieurs éléments peuvent être mis en avant comme l'arrêt avéré et le démantèlement du moteur de cogénération.

Des analyses externes et étayées par des pièces peuvent être fournies à la banque pour montrer que les conditions pour l'exemption seront respectées.

Question 3 - Les banques ont-elles participé aux réflexions sur ce guide notamment en ce qui concerne le cumul d'encours pour les exploitants ? comment vont-elles appréhender un nouveau crédit pour, par exemple un site qui à 4 ans d'existence et donc un crédit avec 8-9 ans encore à rembourser ?

Les banques ont été consultées dans le cadre de l'élaboration de ce guide, mais sans aller jusqu'à une analyse détaillée des modalités possibles de cumul de prêts. Chaque projet est à étudier au cas par cas avec sa banque, qui prendra en compte le niveau d'endettement mais également l'écart de rentabilité entre la poursuite du fonctionnement actuel en cogénération et la conversion en injection.

Question 4 - Avez-vous estimé un seuil d'annuité restantes de la dette initiale pour rendre une conversion envisageable : 5,7 10 ans ?

Non, ce seuil n'a pas été étudié. Par ailleurs, ce seuil dépend du montant des annuités en cours, des annuités du nouveau prêt, et des capacités de remboursement (chiffre d'affaires ? charges ?), et est donc différent pour chaque projet de conversion.

Question 5 - Savez-vous quelles sont les banques ayant déjà validées des contrats CPB ?

Oui, nous connaissons des prêteurs ayant déjà validé sur le principe des contrats CPB.

Vente du biométhane - Tarif d'achat soutenu par l'Etat

Question 1 - Si un site est exempté de pénalités par le préfet de région (par exemple pour mauvais résultat économique), peut-il prétendre à un TA en injection sur son site avec des nouveaux équipements ?

Même question pour un site qui paierait les pénalités de rupture, peut-il prétendre à un TA sur son site, avec de nouveaux équipements ?

Pour les sites relevant du BG11, il faut rester vigilant car de nouveaux textes sont annoncés (cf réponse ci-dessus) : il pourrait ne pas être possible de cumuler, même successivement, le tarif d'achat pour la cogénération et le tarif d'achat pour l'injection sur le même site.

L'exemption de pénalités ou le paiement des pénalités de rupture anticipée ne garantit donc pas automatiquement la possibilité d'obtenir un tarif d'achat injection même avec de nouveaux équipements.

Question 2 - Si on utilise un post digesteur utilisé dans un site de cogénération en tant que stockeur dans le nouveau site d'injection, peut-on prétendre au tarif d'achat ?

Si un post-digesteur provenant d'un site de cogénération est utilisé comme simple stockage dans un nouveau site d'injection, il peut remplir la condition de « nouveauté de l'installation » actuellement prévue par l'arrêté tarifaire en biométhane.

Pour autant, il ne garantit pas automatiquement l'éligibilité au tarif d'achat compte tenu des nouveaux textes qui sont annoncés en vue d'interdire le cumul successif dans le temps d'un contrat aidé en cogénération puis d'un contrat aidé en injection biométhane.

Voir slide ci-dessous – Extrait de la synthèse du guide :

Vente du biométhane

Compléments sur le critère de nouveauté pour bénéficier du tarif d'achat sur le biométhane

La réutilisation de pour mon unité de valorisation en injection respecte la condition de "nouveauté de l'installation" du tarif d'achat sur l'injection ?

Un digesteur ou un post-digesteur en tant que digesteur	Un équipement d'épuration d'un autre site	Une chaudière ayant valorisé du biogaz	Un digesteur ou un post-digesteur en tant que stockage d'intrants ou de digestat
NON	NON	NON	OUI a priori*

L Articles 1 et 2 de l'arrêté ministériel tarifaire du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

à condition de ne pas produire de biogaz et de ne pas en stocker même de manière résiduelle

*Il n'existe pas encore de note interprétative du Ministère ni de jurisprudence.

Question 3 - quels sont les critères du "caractère nouveau de l'installation" lorsque le biométhane est vendu avant épuration ?

Même si le biométhane est vendu avant épuration, l'installation sera considérée comme nouvelle si elle comporte des équipements spécifiques pour l'injection, distincts de la cogénération précédente.

En résumé, ce qui compte en l'état des règles en vigueur (qui peuvent évoluer) c'est que la partie de l'installation dédiée à l'injection soit effectivement nouvelle et conforme aux règles de l'arrêté tarifaire, même si certains équipements existants (digesteurs) sont conservés.

Question 4 : Pouvez-vous me confirmer que si on a un digesteur avec un gazomètre, on doit retirer le gazomètre pour pouvoir l'utiliser en cuve de stockage afin de ne pas avoir de biogaz même résiduel ?

La notion d'installation nouvelle suppose qu'un ouvrage ayant déjà permis la production de biogaz ne doit pas à nouveau servir à une telle production. Il convient donc de s'assurer qu'il n'y ait aucune production de biogaz même résiduelle.

Question 5 - le plus pertinent pour les exploitants de cogénération n'est-il pas d'arrêter leur unité en cogénération et de créer un nouveau site en injection plus loin pour traiter leurs matières. Le site de cogénération pourra éventuellement servir de stockage déporté de digestat. Et le nouveau site d'injection bénéficiera d'un tarif de rachat réglementé.

Cela peut en effet, en l'état des textes en vigueur, être une des pistes envisagées mais il convient de rester vigilants quant aux textes qui sont annoncés (précisions sur nouveauté de l'installation, tarifs...) : de nouvelles conditions pourraient être fixées.

Question 6 - Peut-il être intéressant pour une unité de payer les pénalités et bénéficier d'un contrat d'achat (s'il n'est plus question du caractère de nouveauté des installations) ?

Le fait de payer une pénalité ne permet pas pour autant d'être éligible à un nouveau contrat d'achat de biométhane au tarif aidé. Au regard des textes en vigueur, l'éligibilité suppose de respecter le critère de nouveauté de l'installation, sans que le paiement ou l'exemption de pénalité de résiliation anticipée ne constitue un critère supplémentaire.

Question 7 - Nous observons pas mal de cas de porteurs qui souhaitent arrêter leur site cogé, recréer une SPV à proximité géographique directe et contractualiser un tarif biométhane 2023. L'ancien site pouvant servir de stockage de digestat uniquement. Que dit la loi sur ce cas de figure qui devrait se reproduire (tarif BG23 plus attractif qu'un tarif CPB, pour des petits débits notamment)

Il est possible qu'un producteur souhaite arrêter son installation de cogénération et créer une nouvelle société de projet à proximité pour développer un nouveau site d'injection bénéficiant du tarif biométhane 2023 (BG23).

Ce montage n'est pas interdit par les règles actuellement en vigueur, mais pour être éligible au tarif BG23, le projet doit être reconnu comme une nouvelle installation :

- il doit disposer d'un point d'injection distinct ;
- et ne pas présenter de continuité juridique ou économique avec le site de cogénération arrêté.

Si le projet est considéré comme une simple transformation du site existant, il ne pourra pas prétendre au nouveau tarif.

De plus, de nouvelles règles sont annoncées pour formaliser l'interdiction pour un site ayant bénéficié d'un contrat d'achat d'électricité de bénéficier d'un contrat de vente de biométhane : il est possible que d'autres conditions soient ajoutées, et conduisent à interdire ce type de projet à proximité géographique.

Vente du biométhane - CPB

Question 1 - Quelle est la durée moyenne d'un contrat d'achat de biométhane ? La durée du financement bancaire sera probablement calquée sur celle-ci.

La durée moyenne d'un contrat d'achat de biométhane en gré à gré est d'environ 15 ans au regard de ce qui est constaté en pratique mais des durées plus courtes ont été rencontrées.

Question 2 - Pour bien comprendre, l'estimation des coûts totaux, les 25-40% de réinvestissements pour mise aux normes sont à ajouter aux investissements indispensables (raccordement, épuration, etc) ?

Oui, ces investissements concernent la mise aux normes mais également la modernisation du site pour assurer la prolongation de sa durée de vie et sa conformité vis-à-vis de la directive RED. Les estimations dépendent beaucoup de l'état des sites (âge, vétusté des équipements, systèmes d'instrumentation et de sécurité) et de leurs besoins de mises aux normes réglementaires.

Question 3 - Attention en CPB, pas de visibilité après 2028, on parle de clause de suspension de contrat si le CPB venait à être supprimé. Des informations sur ce sujet ?

Le cadre d'un contrat CPB, les clauses, y compris celles relatives à une éventuelle suspension de contrat si le CPB venait à être supprimé, sont négociées entre les parties et permettent de prendre en compte ce type de situation.

Question 4 - A quel tarif puis-je envisager de vendre le biométhane injecté avec un contrat incluant des CPB ?

A ce jour les projections sur les 3 prochaines années conduisent à envisager un prix du CPB autour de 90 €/MWh (considérant que les obligés ont une pénalité de 100 €/CPB manquant (non inflatée) s'ils ne couvrent pas leurs obligations et que les démarches de contractualisation pour l'achat de CPB représentent un coût pour ces obligés), auquel il faut ajouter le prix de la molécule de gaz naturel sur le marché, qui se situe entre 25 et 30 €/MWh actuellement.

Le prix de vente complet peut donc être évalué actuellement à 110-120 €/MWh sans prise en compte du coefficient de modulation qui s'applique actuellement aux sites ayant plus de 15 ans.

Le projet de texte en cours de discussion (*avis favorable du CSE du 09/09/2025 complété par délibération CRE du 10/10/2025*) pourrait faire évoluer ce coefficient de modulation, actuellement fixé à 0,8, pour le fixer

- à 0,95 (pour les installations de production de biométhane ayant bénéficié d'un contrat d'achat et dont l'âge calculé à partir de la date de mise en service est supérieur à 15 ans et inférieur ou égal à 30 ans)
- ou 1 (au-delà de 30 ans après la date de mise en service).

Plus d'informations sont disponibles sur la plateforme de registre des CPB et indications sur suivi des prix de venter (lien à la fin de la FAQ)

Vente du biométhane – Généralités

Question 1 - Puis-je contractualiser la vente du biométhane auprès de plusieurs acheteurs différents ?

La vente de biométhane en tarif aidé ne peut être faite qu'à un seul acheteur.

Article L446-4 du code de l'énergie

Les contrats de vente de gré à gré (BPA) intégrant ou non des CPB peuvent prévoir après négociation une vente à plusieurs acheteurs mais la pratique montre une tendance à vendre la totalité de la production à un seul acheteur.

Question 2 - Dans le cas d'un BPA avec GO (pas de CPB), quel est l'intérêt que ma GO soit éligible au EU ETS ? Que ma GO soit dissociable ?

L'éligibilité des GO dans l'ETS permet d'élargir les possibilités d'utilisation du biométhane produit.

Ces GO peuvent ainsi être valorisées comme moyen de décarbonation auprès d'industriels présents dans l'ETS.

Question 3 - Puis-je produire et vendre à la fois de l'électricité et du biométhane à partir de mon unité de cogénération (double valorisation) ?

Dans le cas d'une conversion en injection avec maintien de l'activité de cogénération, je ne peux pas continuer à bénéficier d'un contrat en tarif aidé pour l'électricité produite par cogénération si, pour le contrat de vente de biométhane :

- Je suis sous TA
- Je suis sous BPA avec valorisation de CPB

Les réglementations associées à ces interdictions sont décrites dans le guide.

La double valorisation en tarif aidé cogénération + BPA (sans CPB) n'est pas formellement interdite mais des conditions propres au contrat de cogénération doivent être respectées (ex : puissance installée et production prévisionnelle).

Dans le cas d'une revente de l'électricité hors tarif aidé, il n'existe pas d'interdiction pour vendre en parallèle mon biométhane (en TA ou en BPA avec ou sans CPB).

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

Question 4 - Puis-je maintenir une production d'électricité et de chaleur avec mon moteur de cogénération pour les utiliser en autoconsommation et valoriser le reste du biogaz sous forme de biométhane par injection ?

Ce dispositif risque de conduire à réutiliser sur la nouvelle installation des équipements ayant déjà valorisé du biogaz et donc à ne pas respecter le critère de "l'installation nouvelle" pour être éligible à un tarif aidé de biométhane.

Articles 1 et 2 de l'arrêté ministériel tarifaire du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

En cas d'injection de biométhane valorisé par un contrat BPA (sans tarif aidé), la réutilisation du moteur de cogénération n'est pas interdite mais elle pourrait, pour les sites anciennement sous contrats BG11 V03/V04 et les BG16, les empêcher d'être exemptés d'indemnité de résiliation anticipée.

Question 5 - Puis-je valoriser une partie de mon biométhane pour un autre usage que l'injection (station bioGNV non raccordée, valorisation chaleur...) ?

Non en tarif aidé, car la vente de biométhane en tarif aidé suppose pour le producteur de vendre au cocontractant toute la production de biométhane de l'installation de production à l'exception éventuellement d'une partie du biogaz destinée à l'autoconsommation de l'installation de production seule.

Les contrats de vente de gré à gré (BPA) intégrant ou non des CPB peuvent prévoir après négociation une vente d'une partie de la production, mais la pratique montre une tendance à prévoir la vente de la totalité de la production à l'acheteur (conditions générales des contrats de vente).

Réglementaire ICPE

Question 1 - Dans le cas d'un enregistrement ICPE en cogénération, et s'il y a conversion, un PAC (porter à connaissance) pourrait suffire ?

Cela dépend au cas par cas.

Dans certains cas, un PAC peut suffire pour notifier la conversion d'un site ICPE initialement en cogénération vers l'injection biométhane, à condition que les modifications soient limitées (non substantielles, au regard des modifications précédentes, du périmètre du site ICPE concerné et des impacts environnementaux des modifications).

En revanche, si les modifications sont substantielles, un PAC ne sera pas suffisant et un nouveau dossier complet devra être déposé.

Question 2 - Concernant le permitting ICPE, une modification notable et non substantielle (cas B) nécessite un porter à connaissance sans démarche de demande d'une nouvelle autorisation d'exploiter ?

Oui mais le caractère substantiel dépend de l'ampleur des modifications (le cas échéant successives, antérieurement même à la conversion) et de leurs impacts sur l'environnement.

Question 3 - Le porter à connaissance côté ICPE peut donc engendrer des coûts supplémentaires de "mise aux normes" de l'installation sur des éléments hors du périmètre strict de conversion cogé/injection ?

Difficulté des cogérations à déclaration situées à moins de 100 m des tiers qui devront reconstruire : la nouvelle réglementation ICPE demande d'être à 200 m. Les constructions seront-elles possibles ?

Oui c'est un des enjeux des sites anciens qui peuvent se voir soumis à de nouvelles prescriptions techniques au titre de la rubrique 2781 notamment.

Questions 4 - Si une cessation d'activité est nécessaire, totale ou partielle, est-ce qu'une ATTES pourrait être demandée ?

Cela dépend du régime ICPE (D/ E/ A) du site soumis à la rubrique 2910. En effet les sites en déclaration n'y sont pas tous soumis et ceux relevant de la 2910 ne sont concernés que sous certaines conditions réglementaires qu'il convient de vérifier au cas par cas dans le cadre du process d'arrêt partiel d'activité.

Question 5 - Concernant les démarches réglementaires, pouvez-vous nous dire si une simple déclaration préalable est envisageable pour un projet de conversion dans le cas où il n'y aurait pas de nouveau stockage béton à créer, ou s'il faut nécessairement passer par un permis de construire ?

Le code de l'urbanisme soumet à permis de construire les travaux et aménagements selon certains seuils. La surface de plancher créé ou l'emprise au sol créé par un projet de conversion (via, a minima, la mise en place d'un épurateur) conduit le plus souvent à atteindre les seuils exigeant un permis de construire.

Volet technico-économique

Question 1 - Quel nouveau mode de chauffage choisir pour mon installation qui soit adapté à mon cas ?

Plusieurs critères permettent d'orienter le choix de la solution de chauffage adaptée à mon cas tels que :

- **L'intégration sur le site actuel** : Une chaudière biomasse par exemple nécessitera une emprise au sol plus conséquente pour le stockage et le chargement / déchargement de la biomasse. De même, une PAC requerra peut-être des modifications non négligeables (mise en place d'un échangeur de chaleur sur le digestat) ;
- **La capacité à investir** : Le coût d'une chaudière biomasse ou d'une PAC représente en moyenne le double de celui d'une chaudière biogaz pour couvrir le même besoin chaleur ;
- **La gestion de l'équipement** : Le fonctionnement d'une chaudière biogaz est plus facile à prendre en main que pour une chaudière biomasse ou une PAC par exemple (nouvelles compétences requises) ;
- **Les charges de fonctionnement** : En fonction du coût de l'électricité (~ 120 €/MWh) ou du pellet (~ 30 €/MWh) ou du prix de vente de biométhane contractualisé, les charges de fournitures d'énergie avec une chaudière biomasse et une PAC seront moins importantes qu'avec une chaudière biogaz ;
- **Autres aspects (environnemental par exemple)** : Le refroidissement du digestat par récupération de sa chaleur fatale avec une PAC peut permettre de réduire les émissions de GES lors du stockage. Des travaux sont en cours pour quantifier les économies de GES générées.

En cas de tarif d'achat sur le biométhane, les besoins en énergie ne peuvent pas être satisfaits par un combustible d'origine fossile (sauf périodes de démarrage ou de redémarrage). Une prime annuelle existe pour le volume de biogaz produit et autoconsommé pour satisfaire les besoins en énergie de l'activité de pasteurisation, d'hygiénisation et/ ou de prétraitement des intrants. En cas de contrat gré-à-gré, des éléments de réponse sont apportés dans la partie certification RED de la FAQ.

Question 2 - Pourriez-vous préciser si le seuil de 60 Nm³/h mentionné correspond à la limite économique de rentabilité du projet, ou bien à la valeur minimale techniquement autorisée par le GRDF pour l'injection ?

Les premières approches économiques ont été effectuées par les acteurs de la filière pour plusieurs configurations de projet. Il n'y a pas de taille imposée mais il ressort qu'à ce jour la conversion d'une installation de moins de 250 kW_e en injection ne permet pas, à priori, d'atteindre des conditions de rentabilité suffisantes.

A partir de 250 kW_e, la conversion peut raisonnablement s'envisager en fonction des conditions et du contexte du projet (travaux à effectuer, distance au réseau...). En dessous de cette valeur, il semble économiquement difficile de justifier un nouvel investissement. Toutefois, seule une étude dédiée permettra de s'en assurer.

Question 3 - Quels leviers de performance ou de diversification peut-on activer au plus tôt lors d'une réflexion conversion cogénération ?

Plusieurs leviers de performance sont disponibles :

- **Augmentation de capacité de production de biogaz** : Nouveaux intrants et/ou remplacement de certains intrants moins méthanogènes par des intrants plus méthanogènes ;
- **Valorisation du bioCO₂** : Extraction puis transport et valorisation sous forme comprimé et/ou liquéfié en fonction du type de valorisation. Une mutualisation de certains équipements (analyseurs notamment) est possible entre plusieurs sites de production. La qualité requise du bioCO₂ dépendra de la valorisation en face (serres, alimentaire, chimie...) ;

- **Valorisation du digestat** : Une demande de sortie du statut de déchets peut être faite pour valoriser le digestat comme produit avec plusieurs possibilités : autorisation de mise sur le marché à demander auprès de l'ANSES, cahier des charges dig, normalisation en tant qu'amendement ou engrais ;
- **Opportunités d'évolution de la zone de raccordement** au réseau de gaz (exemple : nouveaux sites de production sur la zone).

Question 4 - Est-ce qu'une mutualisation est possible pour le passage en injection de plusieurs unités en cogénération proches avec un seul poste d'injection ?

Certains acteurs du marché développent effectivement des modèles qui visent à récupérer du biométhane sur différents sites cogénération pour le transporter vers un point d'injection.

Question 5 - Quels sont les changements à prévoir en cas d'injection sur le réseau de transport?

En cas d'injection du biométhane sur le réseau de transport de gaz, il convient de se rapprocher du gestionnaire (NaTran ou Teréga). Le catalogue des prestations des 2 gestionnaires, avec le détail des coûts, sont accessibles en ligne* (*Liens utiles à la fin de ce document*)

Sur les investissements :

- Ajout d'un compresseur Haute Pression (HP) : il faut compter plusieurs centaines de milliers d'euros ;
- Comme sur le réseau de distribution : Génie civil du poste d'injection et raccordement ; Mise à disposition du branchement ; Mise à disposition du poste d'injection ; Etude de faisabilité détaillée ; Etude de raccordement.

Ces prestations représentent à minima un surcoût de 500 k€ par rapport à une injection sur le réseau de distribution GRDF.

- Sur les charges :
 - Entretien et maintenance du compresseur HP ;
 - Consommation électrique du compresseur ;
 - Comme sur le réseau de distribution : Exploitation et maintenance du branchement et du poste d'injection.

Ces prestations représentent à minima un surcoût de 30 k€ par rapport à une injection sur le réseau de distribution GRDF.

Comme sur le réseau de distribution, des analyses annuelles de la qualité du biométhane sont requises par le gestionnaire, ainsi qu'une analyse préalable à la mise en service.

Certification RED

Question 1 - Quand dois-je être certifié RED pour mon projet ?

La directive RED fixe des critères de durabilité pour la biomasse et de réduction des GES de -80% pour les installations obligées en injection (soit 16 gCO₂ éq/MJ).

La certification RED est obligatoire pour les unités d'une capacité de production supérieure à 19,5 GWh de pouvoir calorifique supérieur par an en injection.

Elle est obligatoire également pour pouvoir émettre un certificat de production de biogaz (CPB) quel que soit la taille de l'installation. Il convient d'intégrer le planning de certification du site dans le planning global du projet de conversion pour pouvoir disposer de la certification avant d'injecter.

Article L.281-4 du code de l'énergie et Article R446-109 5° du code de l'énergie.

Question 2 - Est-ce que j'ai interdiction de chauffer mon unité au gaz naturel (hors tarif d'achat) ?

Un projet de texte, et des discussions au sein de la DGEC, sont en cours pour fixer une condition similaire à celle de la condition d'efficacité énergétique du tarif d'achat, pour pouvoir valoriser son biométhane avec un contrat BPA avec CPB. Aujourd'hui, aucune interdiction formelle n'est présente.

En revanche, l'utilisation du gaz naturel pour ma chaudière pénalise fortement le bilan GES vis-à-vis de RED et pourrait donc empêcher la certification du site

Question 3 - La chaudière biomasse est-elle réellement compatible avec une certification RED II ?

Tout à fait, le bilan gaz à effet de serre effectué dans le cadre de la certification RED prend en compte l'ensemble du fonctionnement de l'installation et du type d'intrants traités. Le recours à une chaudière biomasse est possible et compatible avec la baisse d'émissions de gaz à effet de serre exigé dans le cadre de RED.

Liens utiles

L'ensemble des textes réglementaires sont disponibles sur le site de <https://www.legifrance.gouv.fr/>

- [Code de l'énergie - Légifrance](#)
- [Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel - Légifrance](#)
- [Arrêté du 24 février 2017 modifiant la durée des contrats d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz - Légifrance](#)

Registre des CPB :

[Registre des Certificats de Production de Biogaz](#)

[Indication du prix de vente des CPBs](#)

Catalogue des prestations des gestionnaires du transport de gaz :

https://assets.ctfassets.net/ztehsn2qe34u/13r8UZYWcyLZkB0L8YoE4d/27442b54760f024570d54b3d643b46a5/Catalogue_des_Prestations_Ter%C3%A9ga_2025.pdf

<https://www.natrangroupe.com/sites/default/files/ca/catalogue-prestations-clients-2025.pdf>

Valorisation du digestat :

[Déclarer l'utilisation du cahier des charges "Dig" - Mes Démarches](#)