Consultation publique sur la trajectoire post-2028 des certificats de production de biogaz (CPB)

La filière salue la publication de cette consultation attendue de longue date. Le document rappelle à juste titre que les CPB ont vocation à devenir un des piliers du développement du biométhane, et que l'horizon portant à la décision d'investissement d'un projet est généralement de 10 à 15 ans.

Créé par la Loi Climat et Résilience du 22 août 2021, le dispositif des CPB s'est concrétisé par plusieurs décrets et arrêtés, dont les derniers en date du 6 juillet 2024 définissant une première trajectoire d'incorporation pour la période 2026–2028. Depuis son origine, la filière a pleinement soutenu ce dispositif, clé de voute du développement de la filière à grande échelle, sans recours aux finances publiques. Les porteurs de projets (dont les cogénérateurs en fin de contrats) et producteurs se sont investis rapidement et fortement avec les fournisseurs pour réfléchir aux modèles de contrats et dispositions juridiques associées. Les grands opérateurs se sont eux aussi mobilisés pour créer une plateforme de marché dès la fin de l'année 2025, rendant ainsi le dispositif opérationnel pour son entrée en vigueur le 1er janvier 2026.

Avec plus de 800 installations de production de biométhane raccordées aux réseaux de gaz et 16 TWh de capacités annuelles d'injection, le développement des gaz renouvelables est aujourd'hui pleinement lancé. Ce développement répond non seulement aux objectifs de décarbonation et de souveraineté énergétique, mais contribue également à réduire la dépendance de la France aux engrais minéraux azotés importés, enjeu particulièrement sensible dans le contexte actuel de tensions géopolitiques au Moyen-Orient.

Le flux annuel de nouvelles capacités en tarif d'achat étant limité à 800 GWh/an, cette dynamique est aujourd'hui mise en péril par l'absence de visibilité sur la trajectoire du dispositif CPB qui bloque aujourd'hui les décisions des financeurs et investisseurs. **Sans visibilité de long terme ni clause de monotonie, les CPB restent exposés à un risque réglementaire** incompatible avec le financement des projets de biométhane.

Sur le terrain, les conséquences sont déjà tangibles : plus d'un milliard d'euros d'investissements restent en suspens, alors même que de nombreux projets sont prêts à être déployés rapidement. Cette situation fragilise l'atteinte des engagements de décarbonation français à 2030, et sur le plan économique l'ensemble de la chaîne de

valeur française des gaz renouvelables et bas-carbone, qui représente environ 26 600 emplois et 1,2 milliard d'euros de chiffre d'affaires.

Il est désormais crucial que ce processus de consultation aboutisse à la **publication du décret fixant la trajectoire post 2028 avant l'été 2026**. La dynamique est forte (130 nouveaux projets dans le registre au T1 2026 pour environ 4 TWh) mais sans trajectoire, la France risque de casser une dynamique industrielle, territoriale et agricole déjà engagée et perdre sa position de leader européen alors même que d'autres pays ont décidé la mise en place de dispositifs similaires (Allemagne, Espagne, etc.).

I. Trajectoire de développement

Le développement des gaz renouvelables nécessite un cadre stable, lisible et équilibré, reposant à la fois sur un socle de soutien public, indispensable pour les plus petites installations, et sur des mécanismes de marché complémentaires tels que les CPB ou le dispositif IRICC (Incitation à la Réduction de l'Intensité Carbone des Carburants), permettant l'émergence d'installations de plus grande taille et assurant un avenir aux installations qui ont permis le développement de la filière. Des mécanismes complémentaires dédiés à la décarbonation de l'industrie par le biométhane devront également être prévus.

L'articulation cohérente de ces différents outils est déterminante afin de sécuriser les investissements, maîtriser les coûts pour les consommateurs et garantir l'atteinte des objectifs climatiques nationaux.

La réussite de la transition énergétique passe avant tout par son acceptabilité. Ainsi, il est impératif de mettre en place **une fiscalité carbone cohérente et adaptée** afin de concilier les objectifs de décarbonation du gaz avec la **préservation du pouvoir d'achat des consommateurs.**

La composante carbone actuelle « informelle » de l'accise gaz (44,6 €/tCO_2) devra être remplacée par une architecture intégrant les nouvelles obligations liées à l'ETS 2 à partir de 2028, afin d'éviter toute double taxation carbone des consommateurs de gaz. Une telle situation serait incompréhensible pour les consommateurs et nuirait fortement à l'acceptabilité sociale de la transition.

À terme, il est également essentiel que les **obligations ETS 2** pesant sur un consommateur soient réduites à proportion de la part de gaz renouvelable ou bas carbone effectivement consommée, notamment via **la prise en compte des certificats de production de biogaz**. Cette reconnaissance permettra d'envoyer un signal économique cohérent en faveur de la consommation de gaz décarbonés.

1) Trajectoire CPB

a) Donner immédiatement au mécanisme les conditions de sa crédibilité : visibilité et indexation

La mission réalisée par Mme HEYDEL-GRILLERE de l'Ademe pour le compte de la DGEC et DG Trésor, a montré la nécessité de garantir une visibilité suffisante aux investisseurs et aux porteurs de projets pour permettre leur financement. **La filière demande donc que la trajectoire des CPB soit fixée par décret *a minima* jusqu'en 2036, afin de donner aux acteurs une visibilité couvrant deux cycles successifs de développement de projets à partir de 2029 (2029-2032 & 2033-2036), en cohérence avec les objectifs de la PPE3 et avec l'horizon retenu pour l'IRICC.** Cette visibilité de long terme est indispensable pour sécuriser les décisions d'investissement et permettre l'accès au financement bancaire dans des conditions soutenables. La filière souligne l'importance que cette visibilité à 2036 soit accompagnée de la garantie d'une trajectoire non-décroissante afin d'éviter tout signal de recul, d'attentisme ou de déstabilisation du marché. La filière réaffirme par conséquent l'importance de la **disposition de monotonie de la trajectoire d'obligation** inscrite dans la loi DDADUE issue des débats au Sénat.

En effet, les projets de méthanisation nécessitent des investissements conséquents, de plusieurs millions d'euros, généralement amortis sur une période d'une douzaine d'années. Même les projets de conversion d'unités de cogénération vers l'injection, qui mobilisent des montants plus modestes (de l'ordre de 1 à 2 millions d'euros minimum), ne peuvent être sécurisés dans le cadre d'une obligation de courte durée, compte tenu de leur faible capacité de réinvestissement. Ces conversions concourent de façon essentielle à la trajectoire de décarbonation des consommateurs. Elles sont également essentielles pour le maintien de nombreuses exploitations agricoles qui ne sauraient perdurer sans leur activité de méthanisation.

De plus, les projets de méthanisation ont massivement recours à de la dette privée pour financer leurs investissements. Le financement de projet des installations actuelles est optimisé grâce à la visibilité apportée par les contrats d'OA d'une durée de 15 ans. Or, si le dispositif CPB n'apporte pas une visibilité comparable, les porteurs de projets ne pourront plus optimiser leur financement, ce qui augmentera leur coût moyen pondéré du capital, donc *in fine* le coût des CPB qui sera facturé aux fournisseurs. Inversement, en offrant de la visibilité, le dispositif concourt à la baisse du coût des projets et donc de leur acceptabilité pour les consommateurs.

Enfin, la pérennisation du dispositif dans la durée imposera une **indexation du** montant de la pénalité de non-restitution des CPB **destinée à compenser l'inflation,** afin de préserver le caractère réellement incitatif du dispositif dans la durée. À défaut, l'efficacité économique du mécanisme s'érodera rapidement au fil du temps.

b) S'assurer d'un développement constant des projets en CPB

La filière est globalement satisfaite de la trajectoire CPB proposée jusqu'en 2031 ainsi que du calendrier resserré de consultation, qui permet d'envisager une publication rapide du décret correspondant. Cette visibilité constitue un signal positif pour l'ensemble des acteurs engagés dans le développement des projets de production de biométhane.

Au-delà de 2031, la filière appelle à **maintenir une trajectoire de développement constante** (flux annuel supplémentaire de 4 TWh par an sur la période post 2031) pour atteindre les **objectifs fixés par la PPE en 2035.**

Enfin, **la filière soutient le principe d'une possibilité de restitution annuelle des CPB par les fournisseurs à l'État, afin d'assurer le suivi régulier du respect de leurs quotas. Elle appelle toutefois à maintenir des périodes de réconciliation pluriannuelles de quatre ans, seules échéances à l'issue desquelles les éventuelles pénalités seraient appliquées, pour préserver la souplesse nécessaire à la gestion des obligations. Dans cette logique, les échéances de réconciliation devraient être fixées en juin 2033 pour la période 2029-2032, puis en juin 2037 pour la période 2033-2036.**

c) Freins et leviers complémentaires

Le levier de développement des CPB qui semblait le plus rapidement activable était la conversion des cogénérateurs en injection. Or, la durée trop courte de trajectoire et la non-indexation de la pénalité de non-restitution bloquent ces évolutions. **L'échéance du 31/12/2029 pour bénéficier du coefficient de modulation à 0,95 devient de plus en plus contraignante**.

De plus, le flou qui entoure les conditions encadrant la possibilité pour les sites en cogénération qui se convertissent à l'injection de recourir au tarif d'achat laissent les porteurs de projets démunis et incapables de faire les choix structurants pour l'avenir de leurs installations alors même que l'échéance du 31/12/2029 évoquée ci-dessus vient faire pression pour une prise de décision rapide.

Par ailleurs, afin de garantir une approche technologiquement neutre et cohérente avec les objectifs de décarbonation, la filière appelle à l'**ouverture du dispositif à l'ensemble des technologies de production.** Cette évolution permettrait notamment de favoriser l'émergence et l'industrialisation/passage à l'échelle de nouvelles filières de production telles que la pyrogazéification et la gazéification hydrothermale. La filière tient toutefois à rappeler que l'ouverture du dispositif aux nouvelles filières de production, à elle seule, ne sera pas suffisante pour permettre le déploiement massif de ces technologies émergentes. **La mise en place de dispositifs de soutien dédiés aux premières unités commerciales, exposées à des risques technico-économiques plus élevés et**

adaptés aux coûts de production, aux niveaux de maturité technologique et aux besoins d'investissement de ces filières reste un levier déterminant. À défaut, une grande partie des volumes associés, pourtant nécessaires à l'atteinte des objectifs fixés par la PPE et à la trajectoire de décarbonation nationale, ne pourra être mobilisée dans les délais attendus. Enfin, la filière a pris connaissance de la mise en demeure adressée par la Commission européenne concernant le dispositif CPB. La présente contribution ne prend pas en compte, à ce stade, une éventuelle ouverture du dispositif aux volumes de biométhane européens. Dans l'hypothèse d'une évolution du périmètre du dispositif, la filière appelle à l'organisation d'un groupe de travail dédié sur ce changement structurant afin de garantir l'émergence et la pérennité d'une filière française de production de biométhane, en cohérence avec les objectifs de souveraineté énergétique et industrielle et avec les objectifs de la PPE. La filière est à la disposition de l'administration pour l'accompagner sur toutes les phases de ce dossier.

2) Tarif d'achat

Alors même que l'arrêté de juin 2023 autorise un volume annuel de 800 GWh/an avant application du coefficient de dégressivité, la filière s'interroge sur les hypothèses retenues par la DGEC concernant la trajectoire projetée du développement des projets en tarif d'achat, qui semblent différer sensiblement, avec près de 3 TWh d'écart à l'horizon 2033 des analyses conduites par la filière.

La filière rappelle que **le tarif d'achat demeure, dans la durée, un mécanisme indispensable au développement des unités de taille modeste**. Elle appelle donc à **son maintien et à sa consolidation dans les prochaines années**, notamment afin de garantir un maillage territorial équilibré des installations et la poursuite du développement de projets agricoles.

3) Contrats de gré à gré (BPA) mobilité

Les ambitions affichées apparaissent particulièrement basses au regard des besoins de décarbonation du secteur des transports terrestres et du potentiel de développement BioGNL pour le secteur maritime poussé par la règlementation européenne Fuel EU Maritime.

Un relèvement de cet objectif permettra de le mettre en cohérence avec les besoins de ces secteurs et les potentiels de la filière des gaz renouvelables. En effet, au cours de cette période, les objectifs et sous-objectifs IRICC sont en croissance. Le marché du GNV terrestre se développe rapidement (22% par an entre 2017 et 2024 selon les chiffres fournis par les « Panoramas du BioGNV » de Gaz-mobilités), et la marine marchande se convertit massivement à la propulsion GNL.

Ces besoins impliquent **une transposition française de la Directive REDIII (IRICC) sans plafond d'incorporation de biométhane** ou avec des plafonds d'incorporation globaux et adaptés qui n'entravent pas le développement des filières mobilité biométhane.

D'autre part, une fixation des objectifs de réduction de gaz à effet de serre cohérente avec celles retenues par les autres États membres de l'UE pour le secteur maritime afin d'éviter toute délocalisation du soutage, activité fortement sensible à la concurrence intra et extra UE, est nécessaire.

4) Contrats de gré à gré (BPA) industrie

La trajectoire proposée de biométhane valorisé *via* des contrats de gré à gré dans le secteur de l'industrie marque la reconnaissance que le biométhane fait partie des solutions incontournables pour décarboner l'industrie. Le niveau proposé apparaît toutefois peu crédible en l'absence, à ce stade, de mécanismes favorisant réellement ce type de contractualisation.

Aujourd'hui, le système ETS 1, qui reconnaît le biométhane, constitue le seul mécanisme structurant en faveur des usages industriels. Or, les contrats de biométhane conclus de gré à gré se négocient à des niveaux de prix largement supérieurs au coût actuel de la tonne de CO_2 évitée. Dans ces conditions, seules les garanties d'origine certifiées durables associées au tarif d'achat permettent aujourd'hui aux industriels de contribuer à leurs objectifs de décarbonation dans le cadre ETS

Jusqu'à 2030, dans l'attente de la concrétisation de ces dispositifs, une bascule d'une part de ces volumes vers les BPA mobilité pourrait être envisagée. L'objectif est l'atteinte des objectifs inscrits dans la trajectoire (fourchette haute) de la PPE3. Il sera nécessaire de travailler à la mise en place au plus vite **des mécanismes complémentaires favorisant la demande industrielle en gaz renouvelables** pour atteindre les objectifs de décarbonation de l'industrie.

II. Autres éléments nécessaires au développement

Dans un souci de rationalisation des finances publiques, l'Etat a mis fin au développement de la cogénération biogaz. Les cogénérateurs en fonctionnement devront trouver une solution de pérennisation de leurs installations dans les mois et années qui viennent. Si une minorité pourra passer en injection, une grande majorité devra trouver un autre cadre de valorisation pour assurer sa pérennité (gaz porté, autoconsommation collective, chaleur…). Il est prioritaire d'entamer des travaux avec les pouvoirs publics pour accompagner ces transitions. La filière demande à nouveau **la mise en place d'un GT Cogénération** réunissant les acteurs impliqués dans la filière et les pouvoirs publics.

L’accès au foncier pour les projets de méthanisation s’avère de plus en plus complexe, du fait de la concurrence avec d’autres priorités d’aménagement du territoire. Il serait opportun d’identifier, en concertation avec les parties prenantes, des solutions permettant de garantir la faisabilité des projets dans le respect des objectifs de sobriété foncière.

Par ailleurs, les délais d’instruction des projets s’allongent dans un contexte réglementaire instable et hétérogène selon les territoires, rendant difficile la reproductibilité des modèles de projets. Les exigences administratives, notamment environnementales et sanitaires, peuvent en outre évoluer de manière imprévisible en cours de développement. Dans ce contexte, une simplification structurelle est nécessaire : elle passerait par la standardisation des demandes administratives, le renforcement des effectifs et la montée en compétence des services déconcentrés, afin de fluidifier et sécuriser l’instruction des dossiers.