

Consultation sur la trajectoire post-2028 d'incorporation de biométhane via le dispositif de certificats de production de biogaz (CPB)

Projet de contribution de Coénove à la consultation publique

Coénove salue la mise en consultation de la trajectoire post-2028 des CPB, mécanisme extrabudgétaire créé pour soutenir l'injection de biométhane et appelé à devenir le principal dispositif de développement des gaz renouvelable.

Attendue depuis plus d'un an par la filière, cette proposition de trajectoire est un élément essentiel pour libérer les investissements dans le développement de nouveaux projets, sans impact sur les finances publiques.

La consultation rappelle à juste titre que :

- La PPE3 fixe 44 TWh de biométhane injecté dans les réseaux en 2030 et une fourchette de 47 TWh à 82 TWh en 2035
- L'horizon d'investissement d'un projet de production de biométhane est de 10 à 15 ans
- Le dispositif des CPB est assis sur le secteur des bâtiments et repose sur une obligation des fournisseurs proportionnelle à leurs livraisons de gaz aux consommateurs finaux résidentiels et tertiaires, avec une pénalité de 100 €/CPB manquant.

Notre réponse vise :

- à sécuriser la visibilité sur les besoins de développement,
- à atteindre les ambitions nationales
- à réduire les risques de mise en œuvre du dispositif.

1. Concernant la trajectoire proposée : l'intention est bonne, mais la coupure de 2032 empêchera de fait les investissements

Nous partageons l'objectif d'améliorer l'alignement entre une trajectoire « en volumes » et les coefficients d'obligation (référence à R. 446-113 du code de l'énergie mentionnée dans la consultation).

En revanche, rendre indicative la trajectoire dès 2033, et ne rendre ferme que la trajectoire sur la période 2029-2032, est en opposition avec l'horizon d'investissement de 10-15 ans de la majorité des projets de production de biométhane : cela renchérit le coût du capital, complique les financements et ralentit l'émergence des projets.

- **Proposition 1 : aligner la trajectoire des CPB sur la gouvernance SNBC/PPE, avec une visibilité glissante à +15 ans**

Concrètement, il s'agit de rendre ferme la trajectoire jusqu'en 2035 et de proposer une trajectoire prévisionnelle à 15 ans, soit jusqu'en 2041.

Cette trajectoire prévisionnelle pourrait être l'objet d'une révision en 2030, puis en 2035. Chaque révision donnerait à voir une trajectoire prévisionnelle à 15 ans.

Cette proposition répond directement à la nécessité d'apporter de la visibilité aux fournisseurs d'énergie pour qu'ils puissent lancer leurs investissements. Elle aurait également l'avantage de la cohérence en s'alignant sur l'horizon 2035 donné pour le dispositif de l'IRICC.

- **Proposition 2 : s'aligner sur la trajectoire haute de la PPE 3**

La trajectoire proposée dans le document conduit à un total 62,1 TWh en 2035, dont 28,2 TWh via CPB (et avec des hypothèses de volumes de BPA importantes).

Or, la PPE affiche une fourchette avec une borne haute à 82 TWh en 2035.

Nous proposons donc d'assumer une trajectoire cohérente avec cette ambition et de d'augmenter la trajectoire dès 2032, de manière constante, afin d'atteindre la borne haute de la PPE, sachant que la filière indique même qu'elle pourrait aller au-delà de cet objectif.

- **Proposition 3 : inclure les nouvelles filières de production de biométhane dans le dispositif des CPB**

Le dispositif des CPB concerne, à ce jour, uniquement la production de biométhane faite par méthanisation. Il est donc essentiel d'inclure les nouvelles filières de production (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, méthanation) pour apporter également de la visibilité aux industriels qui développent ces technologies et diversifier la production de biométhane dont le pays aura in fine besoin dans son mix énergétique 2050. Cette mesure serait complémentaire à la mise en place d'un dispositif de soutien par l'Etat pour les premiers projets. Elle permettrait aussi d'augmenter la trajectoire globale des CPB.

2. Principaux freins au développement du biométhane dans ce cadre

- **Proposition 4 : réindexer la pénalité par CPB manquant sur l'inflation**

La pénalité est fixée à 100 €/CPB manquant. Pour sécuriser les décisions d'investissement sur 10-15 ans, il est nécessaire de réindexer la pénalité sur l'inflation : sans quoi sa valeur réelle décroît, la lisibilité économique se dégrade et le signal d'investissement devient plus incertain.

- **Proposition 5 : le signal politique doit encourager la demande et distinguer l'usage du gaz fossile par rapport au gaz renouvelable, notamment dans le bâtiment**

La consultation rappelle que le coût des CPB sera répercuté sur les consommateurs assujettis (secteurs du résidentiel et du tertiaire).

Dans ce contexte, des messages publics qui assimilent seulement l'énergie gaz à une énergie fossile fragilisent la demande de gaz renouvelable et rendent plus risquée la montée en charge des CPB.

Il est donc crucial de reconnaître explicitement le gaz renouvelable dans les politiques publiques encadrant le secteur du bâtiment : construction neuve et rénovation d'ampleur, afin de stimuler la demande d'énergie décarbonée et d'encourager les fournisseurs d'énergie à traiter le dispositif des CPB dans une approche de marché et non pas dans une logique règlementaire limitante.

- **Proposition 6 : aider à maîtriser la hausse des coûts en promouvant les solutions gaz performantes**

Le document chiffre un surcoût indicatif de 8,5 €/MWh en 2030 et de 15,3 à 19,6 €/MWh en 2035 (en €2026). Dans ce cadre, l'atteinte de la trajectoire suppose une politique plus cohérente d'accompagnement vers des solutions performantes (chaudière THPE, PAC hybride, etc.) et un soutien à la rénovation thermique des bâtiments, afin de réduire la consommation et donc l'impact facture pour les ménages et entreprises.

3. Les questions que soulèvent la trajectoire publiée

- **Quel cadre futur pour un tel niveau de Biomethane Purchase Agreement (BPA) ?**

La trajectoire publiée inclut des volumes de BPA significatifs dès 2026 (notamment « hors mobilité »), alors que ce modèle de financement du biométhane est insuffisamment développé aujourd'hui.

Nous proposons de préciser le cadre incitatif que l'Etat mettra en place pour encourager ce modèle, dont la réussite passe principalement par la reconnaissance du biométhane, dans la comptabilité carbone pour les industriels d'une part, et dans le DPE pour le secteur du bâtiment d'autre part.

- **Proposer un volume d'obligation d'achat (OA) plus élevé, autour de 20 TWh jusqu'en 2035**

Le potentiel de développement de méthaniseurs < 25 GWh / an, par des agriculteurs, est encore conséquent. Il semble nécessaire de sécuriser ce modèle de la méthanisation agricole, notamment au regard de ses externalités positives (traitement des déchets, complément financier pour l'exploitation agricole, etc.), en complément du basculement extrabudgétaire. Cette sécurisation doit a minima passer par le maintien des dispositions prévues actuellement par l'arrêté de juin

- **Clarifier les facteurs d'émission à utiliser et la valorisation réglementaire associée**

La consultation indique que le surcoût des CPB sera supporté par les consommateurs assujettis, c'est-à-dire le secteur résidentiel et tertiaire. Cela appelle à une clarification quant à la possibilité pour ces consommateurs de valoriser dans leur DPE l'usage du biométhane qu'ils financent. Dans le cas contraire, cela crée une asymétrie qui fragilisera l'adhésion des consommateurs au dispositif.

Il serait également nécessaire de clarifier les facteurs d'émission à retenir dans les différents secteurs d'usage (bâtiment, industrie, mobilité)

- **Préciser la fongibilité des CPB avec l'ETS 2**

La future entrée en vigueur de l'ETS2 va mécaniquement renchérir le coût des combustibles fossiles pour les fournisseurs d'énergie. Il est donc nécessaire de préciser dans quelle mesure les CPB seront reconnus comme un instrument permettant aux fournisseurs de réduire leur exposition à l'ETS 2. Une telle fongibilité permettrait d'atténuer l'impact sur la facture des consommateurs finaux, qui supporteront à la fois le surcoût des CPB et, indirectement, le coût carbone de l'ETS 2 répercuté par leurs fournisseurs.