

# Propositions de la filière méthanisation au projet de PPE pour permettre le décollage d'une filière biométhane compétitive

25 Mars 2019

---

# Propositions de la filière méthanisation au projet de PPE pour permettre le décollage d'une filière biométhane compétitive

## 1 Contexte

### → Un projet de PPE qui met en danger la survie de la filière biométhane

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a été publié par le Gouvernement le 25 janvier 2019. Cette feuille de route des pouvoirs publics décline de manière opérationnelle la stratégie bas carbone pour les dix ans à venir.

**Dès la publication de ce texte, la filière biométhane s'est inquiétée d'un projet qui met en danger sa survie.** Les objectifs de production de biométhane du projet de PPE pour 2023 (6 TWh) sont inférieurs aux projets déjà enregistrés en file d'attente (14 TWh début mars) et en retrait par rapport à la précédente PPE, qui prévoyait 8 TWh/an. Par ailleurs des objectifs de baisse de coûts sont peu réalistes.

La PPE diminue ainsi la trajectoire de référence pour la production de biométhane, atteignant 6 TWh injectés en 2023 puis 14 TWh en 2028 (versus 8 TWh en 2023 dans la PPE 2016 et autour de 40 TWh en 2030 en se basant sur l'objectif de la LTECV de 10% de gaz renouvelable dans la consommation). La PPE conditionne par ailleurs cette trajectoire à la concrétisation d'une réduction des coûts de production du biométhane, de sorte à atteindre 67 €/MWh en 2023 puis 60 €/MWh en 2028 (soit une baisse de 30-40% en 5 ans).

### → La filière s'est mobilisée pour proposer des objectifs réalistes

**A la demande d'Emmanuelle WARGON, Secrétaire d'État auprès du ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire, la DGEC a organisé le 27 février 2019 une réunion de travail sur le soutien au développement du biométhane.** A cette occasion, la DGEC a rappelé que le soutien de la filière reste conditionné à des baisses de coûts importantes.

Rappelons que l'enveloppe consacrée à l'ensemble des énergies renouvelables est de l'ordre de 8 milliards en 2018 (coût budgétaire).

Lors du salon de l'agriculture 2019, François de RUGY a annoncé entre 800 et 900 millions d'euros par an, à partir de 2028, pour la filière méthanisation », une enveloppe qui excluait la cogénération.

Rappelons que la loi de finances pour 2019 (CAS « Transition énergétique ») prévoit 5,2 milliards d'euros (hors dette avec échéance 2019 de 1,7 milliard) en faveur de la production d'électricité renouvelable, contre 132 millions d'euros à l'injection de bio-méthane.

Au-delà de ces contraintes budgétaires, le MTES a demandé à l'ensemble de la filière de hiérarchiser 7 à 10 leviers sur lesquels agir.

**Par cette note, la filière souhaite proposer des leviers à actionner pour permettre un développement compétitif du biométhane injecté dans une enveloppe budgétaire contrainte.**

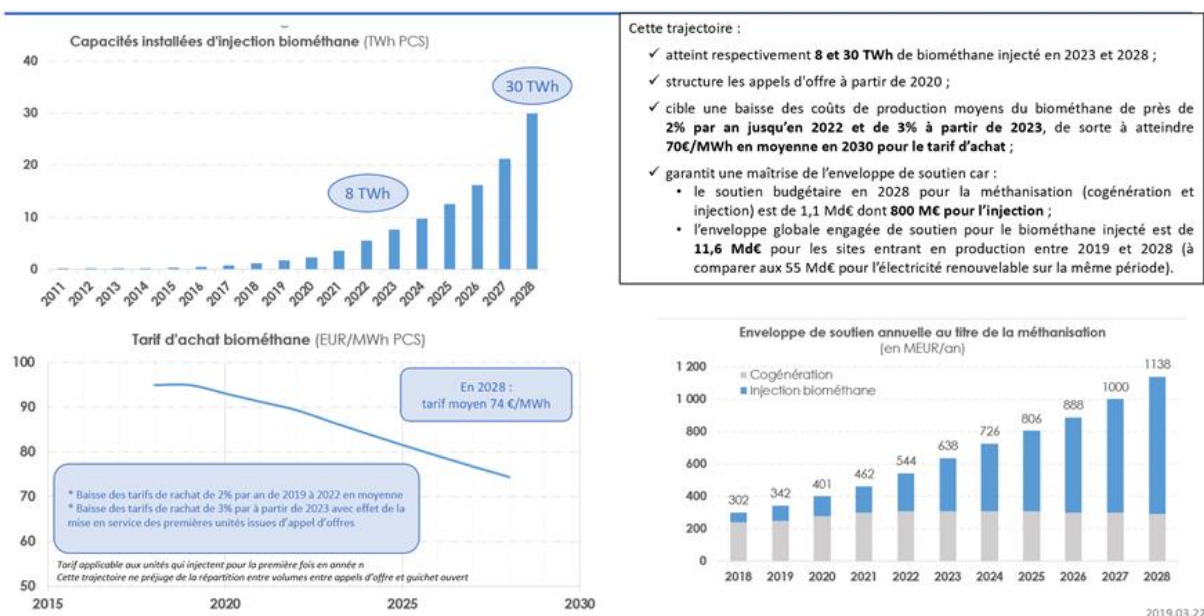
## 2 La filière a identifié plusieurs leviers à actionner

### 2.1 Les 8 leviers prioritaires sont les suivants :

#### Levier 1 : Fixer une nouvelle trajectoire de tarifs, de volumes, et de montants prévisionnels tout en respectant au mieux la contrainte budgétaire

- **Pourquoi ?**
  - Pour permettre un décollage de la filière en se basant sur l'effet volume pour entamer une baisse des coûts réaliste.
  - L'objectif est d'infléchir le projet de PPE actuel sur la période 2019-2023 pour que la baisse des coûts soit moins drastique et permettre, pour la période 2023-2028, de fixer de nouvelles trajectoires sur la base des premiers retours d'expérience.
- **Comment ?**
  - Par la fixation d'un objectif de 8 TWh en 2023 en cohérence avec le volume de projets en file d'attente (14 TWh).
  - **Par une baisse des coûts et dès lors des tarifs d'achat entre 2019 et 2023 de 2% par an.**
  - **Sur la base d'un retour d'expérience de la première période, une baisse des coûts et dès lors des tarifs entre 2023 et 2028 a minima de 2 % par an, selon les types de projets.**
  - Pour obtenir cette trajectoire plusieurs couples volume/prix sont envisageables. Le graphique suivant fourni un couple possible avec des volumes de 8 TWh en 2023 et 30 TWh en 2030 et des prix décroissants entre aujourd'hui (95 €/MWh) et 2028 74 €/MWh.

#### POUR UNE TRAJECTOIRE D'INJECTION DE BIOMÉTHANE RÉALISTE ET COHÉRENTE AVEC LES ATTENTES DES TERRITOIRES



- **A quel coût ?** Le coût de cette trajectoire est de l'ordre de 1,1 milliard d'euros. Par rapport au projet de PPE actuel, le surcoût est de l'ordre de 0,2 milliard (en comparaison, à cette période le financement des autres ENR sera de l'ordre de 8 milliards).

## Levier 2 : Objectiver/quantifier les externalités positives, et principalement celles qui impactent les finances publiques : eau, air (GES et particules), sols, emploi

- **Pourquoi ?** Le biométhane présente de nombreuses externalités positives comme le souligne le rapport ENEA en annexe.



- La filière demande un accord de principe sur la prise en compte des externalités et la mise en place d'un mécanisme de soutien qui les inclus. Leur quantification et objectivisation sont en cours et devront être intégrées.
- **Comment ?** Une approche économique est en cours d'étude à l'initiative de la filière dans le cadre du Comité Stratégique de Filière. En accord avec l'Etat, celle-ci devrait aboutir fin 2019.
- **A quel coût ?** Travail en cours.

## Levier 3 : Allonger la période d'achat du biométhane de 15 à 20 ans (en cohérence avec la durée de vie des installations)

- **Pourquoi ?**
  - Cela permettra de diminuer le coût de production des unités de biométhane de l'ordre de 2%, en prenant en compte un besoin de réinvestissement à hauteur de 25% du CAPEX la 15<sup>e</sup> année.
  - Cela permettra de donner de la visibilité et de la stabilité aux porteurs de projets et de motiver leurs investissements. Les banques auront également une garantie supplémentaire pour accorder des emprunts.
- **Comment ?** Augmenter de 5 ans la durée des tarifs d'achats.
- **A quel coût ?** Le coût supplémentaire sera celui des cinq dernières années mais l'allongement de la durée de soutien contribue aussi à faire baisser le coût annuel moyen.

## Levier 4 : Fixer à 40 GWh le seuil envisagé pour les futurs appels d'offres et les mettre en œuvre en 2021

- **Pourquoi ?** Le seuil communiqué de 15 GWh est trop bas et met en danger les petits projets. La filière est encore en cours de structuration et présente des spécificités qui sont mal adaptées aux AO : forte implication du monde agricole, complexité des montages partenariaux. **Un lancement dès 2019 est prématuré pour la filière à ce stade de maturité.**
- **Comment ?** Relever le seuil de 15 à 40 GWh/an pour les futurs appels d'offres avec une première mise en œuvre en 2021.
  - Ce seuil à 40 GWh estimé sur la base des projets en file d'attente permet d'avoir une répartition équilibrée des projets en volume (50% par appel d'offres et 50% par guichet).

- Demander aux projets dont la capacité est comprise entre 15 et 40 GWh/an la production d'un business plan détaillé permettant d'évaluer le projet.
- **A quel coût ?** Le coût reste complexe à estimer.

#### **Levier 5 : Conforter et rendre plus transparent le système français des garanties d'origine biométhane jusqu'à ce que la filière soit mature**

- **Pourquoi ?** Les garanties d'origine sont un outil efficace pour faire des offres de gaz verts aux clients finaux. La réglementation mérite d'être clarifiée afin de permettre un meilleur suivi par les pouvoirs publics.
- **Comment ?**
  - Il s'agit de faciliter le développement de la filière en permettant aux fournisseurs d'être partie prenante de son émergence en contrepartie d'une transparence accrue sur les mécanismes de réversion.
  - Afin de favoriser le déploiement des offres gaz vert, il convient en lien direct avec la CRE d'adapter les mécanismes de réversion pour en simplifier l'application et favoriser la compétitivité des offres de biométhane, tout en permettant une juste allocation des revenus générés.
- **A quel coût ?** Le coût du maintien du système français de garanties d'origine serait nul.

#### **Levier 6 : Mettre en place un pilotage filière pour l'industrialisation et la baisse des coûts du biométhane**

- **Pourquoi ?** Il s'agit de changer d'échelle et de faire entrer la filière dans un schéma vertueux d'industrialisation et de réelle amélioration de la compétitivité.
- **Comment ?**
  - Dans le cadre du CSF, plusieurs acteurs de la filière se sont engagés pour établir et décliner un plan d'action structurant pour l'industrialisation de la filière (labels qualité pour les acteurs de la construction, partage de bonnes pratiques, utilisation des plateformes d'innovation industrielle pour garantir la performance) tout en veillant à préserver voire augmenter la part des équipements qui sont produits en France.
  - Il est cependant clé que la filière dispose d'une visibilité suffisante ainsi que d'un cadre tarifaire et réglementaire stable et favorable pour réaliser les investissements nécessaires à la mise en œuvre de ce plan.
- **A quel coût ?** Le coût dépend du contrat de filière et de l'engagement respectif de l'Etat et des entreprises.

#### **Levier 7 : Finaliser le dispositif de droit à l'injection et accorder aux collectivités et syndicats de l'énergie le droit de contribuer au dispositif pour permettre l'utilisation des potentiels plus éloignés des réseaux**

- **Pourquoi ?** Les gisements agricoles sont souvent situés dans des zones rurales éloignées des réseaux de gaz naturel ou proche du réseau de distribution mais sur des mailles du réseau saturées sur lesquelles le biométhane ne peut pas être injecté en période de faible production ou proche du réseau de transport et doit être injecté en moyenne pression.
- **Comment ?** Le projet de décret « droit à l'injection du biométhane dans les réseaux » définit des conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements de renforcement des réseaux de gaz nécessaires pour faciliter l'injection de biométhane dans les réseaux. Le projet de décret indique également les modalités de répartition du coût de ces investissements entre les gestionnaires des réseaux et les producteurs de biogaz.

Les collectivités doivent pouvoir intervenir pour contribuer dans certains cas à l'atteinte des critères technico-économiques déclenchant les investissements.

- **A quel coût ?** Le coût sera nul pour l'Etat s'il est intégré dans le tarif d'acheminement et/ou porté en partie par les collectivités. Il convient d'adopter ces dispositions dans le décret en préparation sur le droit à l'injection qui garantira le recours à la solution de raccordement la moins coûteuse pour le consommateur final.

#### **Levier 8 : Proposer des leviers et évolutions tarifaires**

- **Pourquoi ?** Intégrer une partie des coûts d'adaptation des réseaux nécessaires au développement de la filière biométhane dans les tarifs permet à l'ensemble des consommateurs de gaz naturel ou de biogaz de participer à son essor.
- **Comment ?**
  - Permettre dans des conditions économiques encadrées les renforcements des réseaux par extension, des rebours ou des maillages. Cela permettra d'assurer une couverture et un accès le plus homogène possible des gisements méthanogènes à l'injection de biomasse.
  - Dématérialiser les procédures et réduire les délais d'instruction des dossiers.
- **A quel coût ?** Le coût est nul pour l'Etat dans la mesure où ces leviers seraient intégrés dans les tarifs d'acheminement.

## **2.2 En complément de ces leviers, la filière a identifié des pistes complémentaires**

### **Annualiser le calcul du dépassement de la quantité maximale autorisée (Cmax)**

- **Pourquoi ?** Les tarifs d'achats sont garantis jusqu'à une certaine production mensuelle pour les porteurs de projets. Au-delà, les tarifs ne sont plus assurés. Ce fonctionnement n'est pas adapté à des productions dépendantes des saisons et ne permet pas de compenser les périodes de dysfonctionnement.
- **Comment ?** Le tarif de référence doit être calculé sur une moyenne annuelle de débit de biométhane injecté et non mensuelle.
- **A quel coût ?**
  - Le coût sera quasi nul puisque l'annualisation permettra uniquement d'étaler les productions exceptionnelles sur les mois où la production est faible.
  - Cette annualisation permettra aussi de compenser les périodes de dysfonctionnement.

### **Bonifier les tarifs (guichet et AO) en cas de financement participatif**

- **Pourquoi ?** Le financement des projets de méthanisation par des acteurs locaux permet une meilleure acceptation et une prise en compte des adaptations locales.
- **Comment ?**
  - La mise en place de système de financement en ligne ouvert aussi bien aux riverains des projets qu'aux acteurs publics (collectivités) qu'aux particuliers favorise une meilleure acceptation. Pour développer cette pratique, des incitations fiscales doivent être mises en place.
  - Ce mécanisme pourrait être assez similaire à celui qui est actuellement en cours pour les AO ou tarifs des ENR électriques.
- **A quel coût ?** Le coût pour le budget de l'Etat sera à déterminer en fonction du succès de la démarche participative.

### **Simplifier, raccourcir et fluidifier la mise en place et la gestion des projets**

- **Pourquoi ?** Deux points sont cruciaux :
  - Les délais de mise en œuvre des projets sont trop longs et peuvent être allongés de deux à trois ans.
  - Le montage et la gestion quotidienne des projets peuvent être complexes.
- **Comment ?** Il s'agit de limiter le nombre de recours à un seul recours devant la Cour administrative d'appel pour réduire les délais d'instruction des dossiers.
- **A quel coût ?** Pas de coût supplémentaire a priori, voire même une optimisation des coûts administratifs liés à la mise en place du guichet unique.

### **Assurer une formation complète pour les agriculteurs**

- **Pourquoi ?** La mise en place des projets et leurs gestions quotidiennes nécessitent d'être accompagnées.
- **Comment ?** Il s'agit de délivrer des formations aux agriculteurs qui veulent monter un dossier pour les accompagner du montage à la gestion. A ce titre, l'agriculteur qui suivrait les formations dispensées par l'Association des Méthaniseurs de France et adhérerait à leur charte pourrait obtenir une certification qui aiderait à rassurer les parties prenantes (agriculteur lui-même, habitants, banques).
- **A quel coût ?** A titre d'exemple, un stagiaire sur 6 mois en exploitation agricole spécifiquement sur une unité de méthanisation coûte environ 21 000 €.

### **Clarifier le mécanisme actuel de réversion par les fournisseurs de la valorisation de la Garantie d'Origine vers la caisse des dépôts et consignation**

- **Pourquoi ?** Le déploiement des offres « gaz vert » est possible par la traçabilité du biométhane (mécanisme de garantie d'origine) et la compensation des surcoûts de l'achat de biométhane par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC). Le commercialisateur remet à la CDC 75% de la valorisation qu'il fait des Garanties d'Origine (0% pour un usage BioGNV). Pour les offres commerciale, cette valorisation est calculée en comparant les offres classiques avec celle intégrant une part de biométhane. Sur le marché BtoC, l'offre classique n'étant pas définie précisément, le calcul est subjectif et difficilement opposable (notamment avec la disparition des tarifs réglementés du gaz). La promotion du biométhane par les fournisseurs auprès du grand public est dès lors freinée.
- **Comment ?** Afin de favoriser le déploiement des offres gaz vert, il convient en lien direct avec la CRE de clarifier la notion d'offre commerciale classique.
- **A quel coût ?** Coût nul.

### **Permettre l'utilisation des potentiels de production non raccordables aux réseaux**

- **Pourquoi ?** Une partie du gisement mobilisable est situé dans des zones trop éloignées des réseaux de gaz naturel pour être raccordé.
- **Comment ?** Des mécanismes de soutien sont nécessaires pour faire décoller la filière du « gaz porté » : la production de biométhane peut alors être valorisée localement pour des usages carburant. Il peut être envisagé d'étendre et d'adapter les mécanismes de soutien existants au biométhane non injecté dans les réseaux et de définir un mécanisme de traçabilité pour développer la filière BioGNV. Dans le cadre des discussions de la loi « d'orientation des mobilités » sont envisagés des tarifs d'achat pour le gaz porté et des contrats de gré à gré pour le gaz non injecté.
- **A quel coût ?** A définir, le mécanisme envisagé doit être aussi proche que possible des mécanismes existants pour des projets similaires.