



# Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française :

De nombreux leviers activables à court  
et moyen termes

**OCTOBRE 2018**

Synthèse des conclusions de l'étude  
Rapport complet à paraître fin 2018



## À PROPOS



ENEA est un cabinet de conseil en stratégie contribuant à la mise en œuvre de la transition énergétique et environnementale et au développement de l'accès à l'énergie dans le monde, basé à Paris, à Melbourne et à Hong Kong. Depuis 2007, ENEA conseille et accompagne les acteurs industriels et institutionnels sur l'ensemble des filières et des marchés de la transition énergétique partout dans le monde.



[enea-consulting.com](http://enea-consulting.com)



[linkedin.com/company/enea-consulting](https://linkedin.com/company/enea-consulting)



ASTRADE est un bureau d'études dont l'unique activité est l'ingénierie et le développement de projets de méthanisation et de valorisation du biométhane. Depuis 10 ans, il intervient en France et en Amérique du Nord en étant plutôt spécialisé sur les projets de taille importante.



[astrade.fr](http://astrade.fr)



[linkedin.com/company/astrade](https://linkedin.com/company/astrade)

## AUTEURS ET CONTACTS



**Laurent BLAISONNEAU**  
Directeur, ENEA Consulting  
+33 6 08 49 40 04  
[laurent.blaisonneau@enea-consulting.com](mailto:laurent.blaisonneau@enea-consulting.com)



**Damien WIEDMER**  
Manager, ENEA Consulting



**Clément LEFEBVRE**  
Consultant, ENEA Consulting



**Jacky BONNIN**  
Gérant, ASTRADE  
+33 2 51 13 03 46  
[contact@astrade.fr](mailto:contact@astrade.fr)

## COMITÉ DE PILOTAGE



## COMITÉ DE REVUE



À travers la Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), la France s'est dotée d'un objectif d'intégration de 10% de gaz renouvelable dans sa consommation totale de gaz à horizon 2030. En plein développement, la filière biométhane française contribue à l'atteinte de cet objectif.

Des acteurs clefs représentants de la filière (GRDF, GRTgaz, le Club Biogaz de l'ATEE<sup>1</sup> et le Syndicat des Énergies Renouvelables), se sont associés dans l'élaboration d'une feuille de route industrielle pour renforcer la compétitivité de la filière biométhane française. Cette feuille de route a été partagée avec de nombreuses parties prenantes de la filière (développeurs de projet, bureaux d'étude, équipementiers, financeurs, etc.). Celles-ci ont été sollicitées à la fois dans la collecte de données et pour apporter un regard critique sur les différentes hypothèses et analyses formulées.

L'ADEME<sup>2</sup> et la DGE<sup>3</sup> ont également été engagées dans le suivi de ce travail.

L'étude a été conduite par ENEA Consulting, société internationale de conseil en stratégie, spécialiste de la transition énergétique et environnementale ; et par ASTRADE, bureau d'études reconnu sur la filière méthanisation.

SOLAGRO, bureau d'études, a apporté un regard critique sur la méthodologie et les hypothèses retenues, en tant que Comité de revue.

Une première synthèse des résultats est proposée à travers ce document. **L'ensemble des hypothèses, analyses et résultats seront partagés prochainement dans un rapport public.**

#### POUR RAPPEL

*Le biométhane est produit à partir de la fermentation de matière organique issue d'exploitations agricoles, des ménages ou encore de l'industrie. Dénommés Intrant ou Substrat, ces derniers sont dégradés par fermentation par un processus biologique, appelé méthanisation. La méthanisation produit ainsi :*

- *Un biogaz, composé majoritairement de méthane, principal composant du gaz naturel. Ce biogaz est ensuite épuré jusqu'à la qualité du gaz naturel. On parle ainsi de biométhane.*
- *Un digestat sous forme liquide composé des fractions non dégradables des intrants. Riche en fertilisant, ce digestat est principalement valorisé via les activités agricoles.*

## Un coût de production du biométhane entre 65 €/MWh et 85 €/MWh est atteignable dès 2030 sur la base de leviers de compétitivité déjà identifiés, soit une baisse de l'ordre 30 % du coût de production par rapport à la situation actuelle.

L'étude se base sur trois cas types représentatifs de la filière biométhane française :

- Une unité Agricole Autonome ayant une capacité d'injection de 100 Nm<sup>3</sup>/h de biométhane et dont les intrants sont majoritairement des effluents agricoles
- Une unité Agricole Territoriale ayant une capacité d'injection de 200 Nm<sup>3</sup>/h de biométhane et dont les intrants sont majoritairement des lisiers, fumiers et CIVE<sup>4</sup>
- Une unité Industrielle Territoriale à socle agricole ayant une capacité d'injection de 300 Nm<sup>3</sup>/h de biométhane et dont les intrants sont majoritairement des biodéchets avec un socle d'intrants agricoles

Cet exercice a permis d'évaluer les coûts complets (LCOE pour Levelized Cost of Energy<sup>5</sup>) actuels et, à travers l'activation de leviers de compétitivité, les coûts complets atteignables à court (2020-2025) et moyen termes (2025-2030). Les résultats sont présentés en **Tableau 1**.

La projection des coûts de production du biométhane s'est appuyée sur la méthodologie suivante :

1. Une modélisation technico-économique des projets types menée selon une méthodologie similaire au développement d'un projet réel (étude d'ingénierie, bilan matière, etc.) sur la base des conditions techniques et économiques actuelles.
2. Pour chacune des hypothèses techniques et économiques du modèle<sup>6</sup>, une analyse de leurs évolutions possibles, à la hausse comme à la baisse, a été réalisée. Cette analyse de sensibilité s'est uniquement basée sur des leviers pouvant être quantifiés à court et moyen termes. D'autres leviers restent activables à plus long terme, notamment par le développement de technologies de ruptures, mais n'ont pas été chiffrés dans le cadre de cette étude afin de raisonner uniquement sur des impacts quantifiables. Ils contribueront à poursuivre cette dynamique d'amélioration de la compétitivité de la filière.
3. Une modélisation technico-économique de ces mêmes projets intégrant l'impact de ces leviers de compétitivité. Une attention particulière a été portée à la prise en compte des possibles interactions entre leviers (caractère non cumulable de certains leviers) pour aboutir à une vision agrégée du coût à court et moyen termes. En conclusion, une baisse de 30 % du coût de production est atteignable sur la base des leviers identifiés à ce jour.

<sup>4</sup> CIVE : Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique

<sup>5</sup> Coûts complets calculés sur une durée de vie des unités de 15 ans

<sup>6</sup> La modélisation technico-économique s'est appuyée pour chaque cas sur un ensemble de plus de 100 hypothèses permettant ainsi de refléter les caractéristiques réelles des projets

Tableau 1

## Perspectives d'évolution à court et moyen termes des coûts complets d'installations de production de biométhane

	<b>Agricole Autonome (AA)</b>	<b>Agricole Territorial (AT)</b>	<b>Industriel Territorial à socle agricole (IT)</b>
Capacité d'injection	100 Nm <sup>3</sup> /h (9 180 MWh/an)	200 Nm <sup>3</sup> /h (18 411 MWh/an)	300 Nm <sup>3</sup> /h (27 640 MWh/an)
Caractéristiques principales	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unités à dominante effluents agricoles (fumiers et lisiers représentent 86 % du gisement), autonomes sur les gisements</li> <li>Regroupement de quelques agriculteurs</li> <li>Injection sur le réseau de distribution de gaz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unités incluant une part importante de CIVE<sup>4</sup> (54%) en complément des lisiers, fumiers et biodéchets/déchets IAA</li> <li>Groupement important d'agriculteurs</li> <li>Injection sur le réseau de distribution de gaz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unités centrées sur la valorisation de biodéchets et des déchets IAA<sup>7</sup> (33%) avec une part importante de CIVE (47%) et un apport limité des fumiers et lisiers</li> <li>Injection sur le réseau de transport de gaz</li> </ul>
LCOE <sup>8</sup> actuels sans et avec subvention <sup>9</sup>	122 €/MWh 107 €/MWh	105 €/MWh 94 €/MWh	94 €/MWh 85 €/MWh
LCOE atteignable à court terme sans subvention (2020-2025)	97 €/MWh	87 €/MWh	76 €/MWh
LCOE atteignable à moyen terme sans subvention (2025-2030)	82 €/MWh	75 €/MWh	66 €/MWh

<sup>7</sup> IAA : Industries Agro-Alimentaires

<sup>8</sup> Les coûts complets de l'énergie (LCOE) ont été modélisés sur 15 ans avec un coût moyen pondéré du capital (WACC pour Weighted Average Cost of Capital) de 5 %

<sup>9</sup> Actuellement, un nombre important de projets sont soutenus par des subventions lors de l'investissement (ADEME ou autres). Deux cas ont été modélisés pour les LCOE actuels : sans subvention et avec une subvention de 20 % sur les CAPEX. Les modélisations à court et moyen termes n'intègrent pas de subventions.

Point d'attention : Le choix de ces trois modèles s'est basé sur une typologie représentative des projets actuellement en développement. Dans l'optique d'un fort développement de la filière biométhane, ces trois typologies apparaissent comme hautement répliquables. Cependant, chaque unité de biométhane étant spécifique par rapport aux caractéristiques locales et territoriales, ces cas types ne peuvent donc pas correspondre à la diversité de toutes les situations rencontrées.

On observe notamment le développement de projet de plus grande capacité (supérieure à 300Nm<sup>3</sup>/h de production de biométhane) dont les effets d'échelles associés peuvent être l'un des leviers de compétitivité. Après retours des acteurs de la filière, il a été convenu d'étendre la présente étude sur une unité de taille supérieure. Les conclusions de ce cas supplémentaire seront publiées en fin d'année.

## L'évaluation des gains associés à chaque levier a permis d'obtenir une projection des coûts de production à court et moyen termes et d'identifier dix thématiques prioritaires pour la compétitivité de la filière.

L'évaluation des coûts atteignables à court et moyen termes est le résultat de l'analyse détaillée de plus d'une trentaine de leviers. Ces différents leviers ont pu être catégorisés en 10 thématiques prioritaires pour la compétitivité de la filière au regard leur impact significatif sur le coût de production :



Pour illustration, les contributions à l'amélioration de la compétitivité de chacune de ces thématiques sont présentées en **Figure 1** pour le cas d'une unité Industrielle Territoriale à socle agricole :

- Un premier gain d'environ 20% est atteignable à court terme permettant d'abaisser le coût de production à 76 €/MWh d'ici 3 à 7 ans.
- Un gain supplémentaire d'environ 15% est atteignable à moyen terme, permettant d'abaisser le coût de production à 66 €/MWh d'ici 7 à 12 ans.

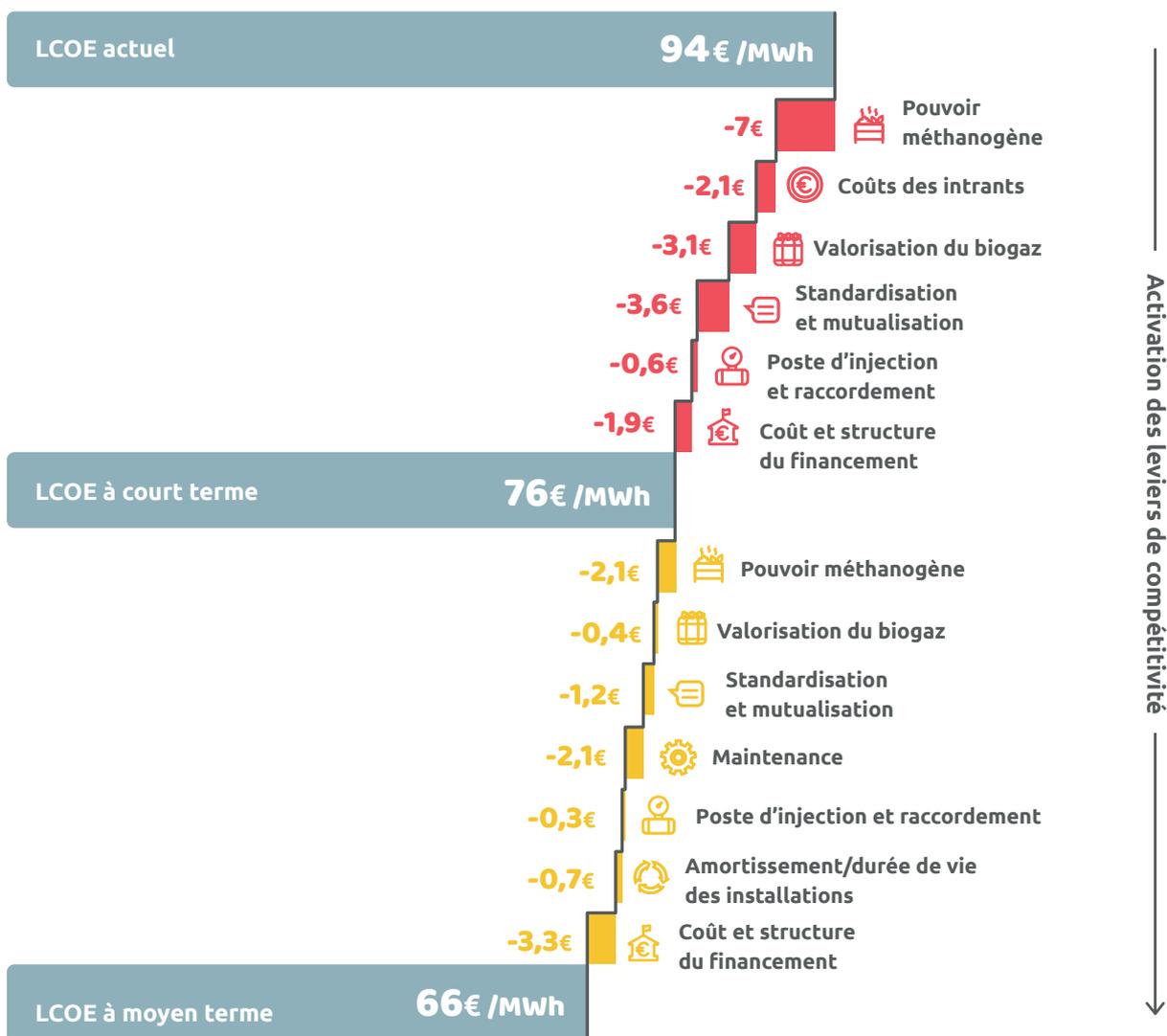
Pour chacune de ces thématiques, une description générale des principaux leviers est proposée en **Annexe 1**.

Pour chaque levier, des actions concrètes sont proposées (diffusion de bonnes pratiques, structuration de la filière, recherche et développement, etc.) et pourront être portées par les différentes parties prenantes de la filière (porteurs de projet, équipementiers, opérateurs de réseau, etc.). Ces actions dessinent une feuille de route qui permettra aux organes représentatifs de la filière d'axer les efforts de développement sur les sujets prioritaires. Le futur Centre Technique du Biométhane et de la Méthanisation (CTBM), en cours de structuration, portera notamment cette dynamique.

Un rapport complet présentant le détail de la méthodologie employée, l'ensemble des hypothèses et des analyses effectuées sera publié dans les semaines à venir pour chacun des cas.

Figure 1

### Évolution du coût de production du biométhane pour le cas Industriel Territorial à court et moyen termes par levier de compétitivité



## La filière biométhane apporte un ensemble de services à la collectivité au-delà de la production d'énergie. Le coût de production du biométhane doit être mis en regard de ces bénéfices additionnels qui peuvent représenter entre 55 et 85 € pour chaque mégawattheure produit.

La filière biométhane est génératrice de multiples externalités positives, que ce soit d'un point de vue énergétique (production d'une énergie non variable et stockable, renforcement de l'indépendance énergétique, etc.), environnemental (réduction des émissions de gaz à effet de serre, réduction des pollutions des nappes phréatiques, création de dynamiques d'économie circulaire sur des territoires ruraux, etc.) et économique (création d'emploi, réduction des coûts de traitement des biodéchets, etc.).

Par rapport à une situation de référence sans biométhane, ces externalités positives correspondent à des bénéfices additionnels pour différents acteurs (l'État au sens de la collectivité, les consommateurs d'énergie, les producteurs de biodéchets et les agriculteurs). Certaines de ces externalités peuvent être traduites en valeurs économiques, permettant de rendre compte des gains pour les acteurs associés (voir [Tableau 2](#)). Compte tenu de la diversité des situations rencontrées et de la complexité de certains phénomènes étudiés, cette évaluation économique constitue une première approche de monétisation des bénéfices de la filière. Il sera donc nécessaire d'approfondir cette première évaluation. Lorsque les

liens avec des bénéfices économiques sont trop indirects, les externalités n'ont pas été monétisées et seule une évaluation qualitative a été proposée.

Une synthèse des externalités positives et des méthodologies d'évaluation est présentée en [Annexe 2](#) sur la base de l'exemple du cas Agricole Territorial. L'ensemble des analyses seront détaillées dans le rapport public.

L'évaluation de la pertinence économique du biométhane doit être faite à la lumière de l'ensemble de ses externalités positives, en particulier lors de sa comparaison avec le prix du gaz naturel. Le coût de production d'un mégawattheure de biométhane couvre également de nombreux autres services énergétiques, environnementaux et sociétaux au-delà de la production renouvelable d'une molécule de méthane.

L'importance de ces externalités positives dans la valeur globale du biométhane pose la question du rôle attribué à la filière (production d'énergie décarbonée, gestion des déchets, catalyseur de la transition écologique et agricole), et par conséquent, des assiettes de financement associées.

Tableau 2

## Cartographie et évaluation des externalités positives de la filière biométhane par type de bénéficiaires

Bénéficiaires	Valeur estimée des bénéfices	Détails des externalités
 État	<b>33 à 35 €/MWh</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Émissions de gaz à effet de serre évitées<sup>10</sup></li> <li>• Coût évité pour le traitement de la pollution des nappes phréatiques</li> <li>• Création d'emploi</li> <li>• Bénéfices additionnels non monétisés :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- -10 % à -30 % importation de NG (indépendance énergétique et balance commerciale)</li> <li>- Dynamique Transition Énergétique au sein des territoires et du monde agricole</li> <li>- Création d'emploi en territoire rural</li> </ul> </li> </ul>
 Consommateurs d'énergies (industriels, particuliers)	<b>21 €/MWh</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Production d'une énergie non variable et stockable (pour un usage final chaleur, coût d'adaptation du réseau gaz pour le biométhane inférieur à celui de l'intégration des EnR<sup>11</sup> variables sur le réseau électrique)</li> <li>• Limitation de l'augmentation des coûts de distribution et de transport du gaz, grâce au maintien d'un certain volume de gaz en transit</li> </ul>
 Producteurs de biodéchets (IAA, collectivités)	<b>0 à 24 €/MWh</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réduction des coûts de traitement des biodéchets</li> </ul>
 Agriculteurs	<b>3 à 4 €/MWh</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diminution du recours aux engrais minéraux azotés</li> <li>• Bénéfices additionnels non monétisés :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Diminution du recours aux autres intrants minéraux (phosphore, potassium, etc.)</li> <li>- Impact positif des CIVE sur la culture principale</li> <li>- Préservation de la biodiversité en lien avec le développement des CIVE (pollinisateurs)</li> <li>- Diversification des sources de revenus</li> </ul> </li> </ul>

<sup>10</sup> Sur la base d'une valeur tutélaire du carbone de 100 €/tCO<sub>2</sub>eq

<sup>11</sup> EnR : énergies renouvelables

## ANNEXE 1

### 10 AXES DE TRAVAIL POUR RENFORCER LA COMPÉTITIVITÉ DE LA FILIÈRE BIOMÉTHANE



#### Maximiser le pouvoir méthanogène des intrants

Ce levier consiste à **maximiser la production de biogaz** pour un volume d'intrant donné.

**Une meilleure gestion du stockage des intrants** (en particulier des fumiers et lisiers qui perdent de leur pouvoir méthanogène avec un stockage trop long), la sélection d'intrants pertinents (par exemple par le choix de CIVE à haut pouvoir méthanogène et leur récolte à un stade pertinent de maturité) ou encore l'amélioration des prétraitements (broyage des pailles, fumiers et CIVE à court terme, développement de technologies de pré-traitements enzymatiques ou d'endommagement cellulaires à plus long terme) sont des voies pour optimiser cette production.

**Une meilleure connaissance des mécanismes biologiques** à l'œuvre dans le méthaniseur pourra également permettre une optimisation de l'activité biologique (par l'ajustement des conditions, de la composition de la ration, l'ajout de nutriments, l'adaptation d'inoculum de bactéries pertinentes) et donc de la productivité.

**Ce levier constitue un élément majeur de la compétitivité du biométhane.** En particulier, un grand nombre des actions envisagées sont activables à court terme par la diffusion de bonnes pratiques. La poursuite de l'amélioration de ce levier à moyen et long termes est également envisagée à travers des activités de recherche fondamentale et appliquée.



#### Limiter le coût des intrants

**Le coût d'approvisionnement en CIVE représente un poste important des modèles de méthanisation présentés**, en particulier les modèles Agricole Territorial et Industriel Territorial qui en incorporent une large part (respectivement 54 et 33%).

Différentes stratégies peuvent être mises en place pour réduire le coût de production de ces CIVE (**minimisation des coûts** des pratiques culturales, **maximisation du rendement** à l'hectare en matière de pouvoir méthanogène). Le choix d'une **stratégie de culture** doit être pensé en fonction du **contexte pédoclimatique, de l'intégration avec le cycle des cultures principales, etc.**

**Les bénéfices des CIVE** pour l'agriculteur (bénéfices pour la culture principale, gestion des intrants chimiques, etc.) et pour l'État (réduction des risques de pollutions aquatiques) **doivent également être pris en compte dans l'évaluation économique des CIVE et la détermination de leur prix de vente.**



#### Maximiser la valorisation du biogaz

Une part du méthane obtenu en sortie de méthaniseur n'est finalement pas injectée dans les réseaux gaz.

Tout d'abord, **le maintien en température du digesteur** nécessite une consommation de biogaz ou de biométhane. L'investissement dans des équipements améliorant **l'isolation des digesteurs et gazomètres** et **l'efficacité des chaudières** permet de limiter cette consommation.

De plus, des contraintes opérationnelles (disponibilité des unités d'épuration et d'injection) ou réglementaires (capacité d'injection à respecter définie à l'échelle mensuelle) impliquent qu'il ne puisse **être garanti d'injecter l'intégralité du biométhane disponible.**

La **fiabilisation des équipements** associée à l'engagement des fournisseurs sur des taux de disponibilité importants et la **flexibilisation de la réglementation** (annualisation de la capacité d'injection qui permettrait des rattrapages et une adaptation au contexte plus importants) sont des voies qui permettraient de **maximiser le volume de biométhane injecté pour une unité donnée.**



### Renforcer la standardisation et mutualisation

Le nombre encore limité d'unités de biométhane en France, associé à la diversité des contextes dans lesquels elles sont développées, induit actuellement des coûts importants notamment en matière d'investissement.

La massification de ce secteur et l'acquisition d'expérience dans le contexte français (effet d'échelle chez les fournisseurs, réduction des marges de sécurité excessives sur le dimensionnement des équipements), le développement d'acteurs industriels français, la standardisation autour de quelques typologies types de projets (équipements standardisés et contenu-risé) et la structuration des porteurs de projets (groupements d'achat) permettront de réduire significativement les investissements associés au développement d'unités de biométhane.



### Développer la formation des opérateurs et optimiser la maintenance

Afin de garantir un niveau de disponibilité important des unités de biométhane et donc de sécuriser les revenus associés, la filière s'accorde à dire actuellement qu'il est nécessaire de planifier une maintenance importante et de souscrire à des contrats de maintenance clefs en main comprenant des garanties de disponibilité. Cette étape semble nécessaire afin de professionnaliser et d'industrialiser la filière pour justifier de sa fiabilité.

L'augmentation du nombre d'unités de biométhane, associée à l'accumulation d'expérience sur les unités existantes, permettra d'ajuster les efforts en matière de maintenance, en formant les exploitants et en internalisant une partie des actions de maintenance ou en faisant appel à des réseaux locaux de maintenance.



### Limiter les coûts de raccordement et poste d'injection

Les opérateurs de réseaux ont engagé des réflexions sur l'optimisation des coûts de raccordement et du poste d'injection.

Cette optimisation des coûts peut être atteinte tant pour la voie technologique par le développement d'équipements plus performants (trancheuse pour la pose de conduites gaz) qu'en mutualisant certains coûts sur plusieurs unités (vision globale et prospective des raccordements afin d'optimiser l'intégration de plusieurs unités de méthanisation, mutualisation du poste d'injection).



### Bénéficier des effets d'échelle liés à la taille des unités

L'augmentation de la taille des unités permet de bénéficier d'effets d'échelle importants en particulier sur les CAPEX mais aussi sur les ressources humaines.

La gestion des intrants et celle des digestats restent toutefois des postes de coûts importants qui peuvent au contraire augmenter avec la taille des unités (en particulier du fait de coûts de transport plus élevés en augmentant les rayons de collectes des intrants et de redistribution du digestat).

Un équilibre doit donc être trouvé, celui-ci étant directement dépendant du contexte de chaque unité de méthanisation, en particulier agricole (disponibilité de CIVE et de surfaces d'épandage) et agro-industriel (gisement de biodéchets disponibles).



### Valoriser les unités sur une durée de vie prolongée

Les coûts de production sont actuellement évalués sur 15 ans.

Les unités de production de biométhane sont cependant des actifs à la durée de vie importante qui peuvent être valorisés sur des temps plus longs.

Un **réinvestissement limité en année 15** permet d'envisager une production sur des durées plus importantes (par exemple 25 ans) et donc de **valoriser davantage l'investissement initial et de réduire le coût global de production.**



### Optimiser le coût et la structure du financement

Malgré un développement important, une fiabilisation des unités et une professionnalisation du secteur, la filière biométhane peut parfois être perçue par les acteurs du financement comme à risque.

Cela a pour conséquence qu'un nombre limité d'acteurs sont présents et que les conditions de financement pour les porteurs de projets demeurent difficiles.

Le développement de la filière, **en continuant de dérisquer les projets et en les structurant** de façon à les rendre plus facilement finançables, associé à **l'accompagnement des acteurs du financement** pour **renforcer leur compréhension de cette filière** permettra de faciliter l'accès au financement pour les porteurs de projets et d'améliorer ces conditions.



### Mitiger l'impact des facteurs exogènes induisant une potentielle hausse des coûts

Un certain nombre de facteurs exogènes pourraient avoir **un impact négatif sur la filière et augmenter les coûts associés à la production du biométhane.**

**Il convient de bien identifier ces contraintes pouvant être conjoncturelles** (augmentation du prix de l'électricité, manque de main d'œuvre qualifiée, compétition sur les intrants) **ou réglementaires** (obligation d'hygiénisation des intrants, prise en charge des coûts d'adaptation des réseaux), **de quantifier leurs impacts sur le coût de production et de les limiter.**

## ANNEXE 2

### DÉTAILS DES EXTERNALITÉS SUR LE CAS AGRICOLE TERRITORIAL

Externalité	Type de bénéfice	Bénéficiaires	Méthodologie d'évaluation
Diminution des émissions de gaz à effet de serre	Environnement – Climat	Intérêt public	20,6 €/MWh (cas carbone à 100 €/tCO <sub>2</sub> eq) de coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre évités sur la base du différentiel entre les facteurs d'émissions du biométhane et du gaz naturel
Production d'une énergie non variable et stockable	Économie – Coût de l'énergie	Consommateur d'énergie	12,5 €/MWh en comparant les coûts d'adaptation du réseau pour le biométhane par rapport à celui du réseau électrique pour l'intégration d'EnR variables (usage final chaleur comme référence)
Indépendance énergétique et balance commerciale	Politique et économique – Indépendance énergétique	Intérêt public	Réduction envisageable d'environ 1,6 Mds € (scénario 10% de biométhane) à 4,8 Mds € (scénario 30% de biométhane) d'importations de gaz naturel
Valorisation des réseaux de gaz	Économie – Coût de l'énergie	Consommateur d'énergie	8,7 €/MWh de surcoût évité pour les consommateurs de gaz (lié à une moindre utilisation des réseaux de gaz qui conduirait à une augmentation du coût de transport et de distribution dans des scénarios où le biométhane ne serait pas produit et injecté et non remplacé par du gaz naturel)
Dynamique territoriale TEE	Environnement – Climat	Intérêt public	De nombreux exemples de territoires où une dynamique transition énergétique a été initiée grâce au biométhane (non monétisé)
Voie traitement et de valo. des biodéchets	Économie – Traitement des déchets	IAA, Collectivités	6,2 €/MWh de baisse de coûts de traitement des biodéchets pour les collectivités territoriales et l'IAA par rapport aux filières de référence (incinération, stockage en ISDND <sup>12</sup> )
Diminution du recours aux engrais minéraux	Économie – Réduction des coûts	Agriculteur	3,0 €/MWh liés à la réduction des coûts d'engrais azotés en considérant la meilleure assimilation et gestion de l'azote du digestat par rapport à l'épandage direct d'effluents agricoles, l'apport externe de l'azote venant des biodéchets et l'amélioration de la gestion de l'azote liée aux CIVE (ne prend pas en compte les bénéfices liés aux autres intrants chimiques par exemple le phosphore et le potassium)

<sup>12</sup> ISDND : Installation de Stockage des Déchets Non Dangereux

Externalité	Type de bénéfice	Bénéficiaires	Méthodologie d'évaluation
Limitation de la pollution des eaux	Environnement – Qualité des sols et des eaux	Intérêt public	6,5€/MWh correspondant à un lessivage réduit des nitrates vers les nappes phréatiques grâce à la meilleure gestion du digestat par rapport aux effluents agricoles et au développement des CIVE
Impact positif des CIVE sur les cultures principales	Économie – Augmentation des revenus	Agriculteur	Amélioration de la teneur en C des sols, diminution de l'érosion, limitation des adventices (non monétisés)
Préservation de la biodiversité grâce aux CIVE	Environnement – Biodiversité	Intérêt public	Services écologiques rendus par la biodiversité préservée grâce aux CIVE, par exemple les pollinisateurs (non monétisés)
Réduction des odeurs dues à la mise en champ des fumiers et lisiers	Économie – Réduction des coûts	Intérêt public	Réduction des odeurs liées au traitement des effluents agricoles (non monétisé)
Développement d'une démarche TEE dans le monde agricole	Environnement – Climat	Intérêt public	De nombreux exemples de démarches agricoles (biologique, raisonnée, ENR, etc.) initiées par la méthanisation (non monétisé)
Création de valeur ajoutée française	Économie – Génération d'activité économique	Intérêt public	7,7€/MWh liés à la création d'emplois directs et indirects (coûts évités pour l'État) Pour 1 € dépensé dans la filière biométhane, 0,79 € bénéficie à des entreprises françaises
Création d'emploi local	Économie – Génération d'activité économique	Intérêt public	Une part importante de ces emplois sont créés en zone rurale (non monétisé)
Diversification des sources de revenus pour les activités agricoles	Économie – Diversification des revenus	Intérêt public	Diversification et sécurisation des revenus pour les agriculteurs par la participation à un projet de méthanisation ou la vente de CIVE (non monétisé)



# accompagne tous les acteurs du secteur de l'énergie et de l'environnement



[enea-consulting.com](http://enea-consulting.com)



[linkedin.com/company/enea-consulting](https://www.linkedin.com/company/enea-consulting)