

SYNTHESE

# Le biogaz dans l'économie circulaire : impacts sur les communes et l'agriculture

Date de la conférence : 4 avril 2019

Octobre 2019

Auteure :  
Lena Müller-Lohse, OFATE • [lena.muller-lohse@developpement-durable.gouv.fr](mailto:lena.muller-lohse@developpement-durable.gouv.fr)

Soutenu par :



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Soutenu par :





## Synthèse

Cette synthèse présente les principaux résultats de la conférence sur le biogaz dans l'économie circulaire (voir le [programme](#) de la conférence). Cette manifestation organisée par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE) s'est déroulée le 4 avril 2019, dans les locaux du Ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) à Paris.

Cette conférence a été l'occasion pour les participants d'échanger sur les thématiques suivantes : le cadre réglementaire du biogaz ([chapitre I](#)), les coûts et externalités du biométhane ([chapitre II](#)), la production de biogaz agricole et ses impacts ([chapitre III](#)), la valeur ajoutée communale de la production de biogaz ([chapitre IV](#)) et les perspectives pour la filière du biogaz ([chapitre V](#)).

Les présentations (en anglais) des intervenants à cette conférence sont téléchargeables sur le [site internet de l'OFATE](#). Les enregistrements sonores de ces interventions et de la table ronde sont consultables après connexion à l'espace réservé aux membres. La présente synthèse n'est pas une transcription littérale de ces interventions. Elle reprend en revanche les sujets abordés en les examinant plus en détail dans le contexte franco-allemand.

## Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.



## Table des matières

<b>I. Cadre réglementaire du biogaz</b>	<b>4</b>
I.1 Situation en Allemagne	4
I.2 Situation en France	5
<b>II. Coûts et externalités de la production du biométhane</b>	<b>8</b>
II.1 Coûts de production du biométhane	8
II.2 Impacts généraux de la production de biogaz	9
II.3 Cartographie et évaluation des externalités positives	10
<b>III. Production de biogaz agricole et impacts associés</b>	<b>12</b>
III.1 Impact économique sur les activités agricoles en France	13
III.2 Développement des cultures énergétiques en Allemagne	14
III.3 Acceptabilité locale des installations de biogaz en France	16
III.4 Biogaz et agriculture : complémentarité ou concurrence pour les sols ?	17
<b>IV. Valeur ajoutée communale de la production de biogaz</b>	<b>18</b>
IV.1 Projet de cogénération dans le département français de la Mayenne	18
IV.2 Projets communaux en Allemagne	19
IV.3 Utilisation du biométhane comme carburant à Lille	20
<b>V. Perspectives pour la filière du biogaz</b>	<b>21</b>
V.1 Rentabiliser l'épuration du biogaz : exemples de projets	21
V.2 Exemple de calcul d'un modèle économique	22
V.3 Situation et perspectives pour les exploitants d'installations de biogaz en France et en Allemagne	23



## I. Cadre réglementaire du biogaz

Interventions :

- **Cadre réglementaire de la production de biogaz en Allemagne** – Stefan Meierhofer, Haut fonctionnaire au bureau des affaires énergétiques et bioénergies, Ministère allemand de l’Alimentation et de l’Agriculture (BMEL)
- **Cadre réglementaire de la production de biogaz en France** – Gérard Denoyer, Chargé de mission biomasse et biogaz, Ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES)

L’ensemble des présentations (en anglais) et des enregistrements des interventions peut être téléchargé sur le [site internet de l’OFATE](#).

### I.1 Situation en Allemagne

Le biogaz, en Allemagne, est valorisé principalement pour la production d’électricité et de chaleur. Selon Stefan Meierhofer (BMEL), l’injection du biométhane dans le réseau gazier est peu développée. Les multiples réformes de la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG), entrée en vigueur en 2000, ont d’après lui provoqué une **détérioration constante des modalités de soutien à la production du biogaz**. La dernière réforme de la loi EEG a eu lieu en 2017.

#### Loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG) 2017

**Les centrales d’une puissance installée supérieure à 150 kW sont tenues, depuis 2017, de passer par des procédures d’appels d’offres.**

Peuvent participer à ces appels d’offres aussi bien les nouvelles centrales que les installations existantes. Celles-ci peuvent ainsi se voir assurer une aide décennale supplémentaire. S’il était encore possible, après l’entrée en vigueur de la loi EEG 2009, d’obtenir des tarifs d’achat de plus de 22 ct/kWh compte tenu de l’ensemble des primes perçues, le **prix moyen lors du dernier appel d’offres** du 1<sup>er</sup> avril 2019 **était de 12,34 ct/kWh**.<sup>1</sup> Le volume des appels d’offres se fonde sur la **trajectoire de développement pour la biomasse**, qui prévoit que le **rythme de nouvelles installations passe de 150 MW/an actuellement** à 200 MW/an à compter de 2020 ; la trajectoire de développement n’est cependant fixée que jusqu’en 2022.

Les multiples réformes de la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG) ont provoqué une détérioration constante des modalités de soutien à la production du biogaz.

Stefan Meierhofer, BMEL

Quant aux installations de biogaz d’une puissance installée inférieure à 150 kW, elles peuvent bénéficier d’un tarif d’achat fixe.<sup>2</sup> Le montant de référence fixé à l’article 42 de la loi EEG 2017 est de 13,32 ct/kWh. Le tarif est garanti pendant 20 ans, moyennant une dégressivité.<sup>3</sup> Il peut en outre être réduit en cas de manquement de l’exploitant à ses obligations contractuelles.

#### Évolution de la production d’électricité issue du biogaz

Depuis l’entrée en vigueur de la loi EEG en 2000, la **quantité annuelle d’électricité issue du biogaz** a augmenté, passant de 445 GWh à environ **32 400 GWh**.<sup>4</sup> Le parc installé est passé de 200 à près de 9 000 installations.

<sup>1</sup> Agence fédérale allemande des réseaux (BNetzA), appel d’offres clôturé le 1<sup>er</sup> avril 2019 (téléchargeable [ici](#) en allemand). Les tarifs proposés s’échelonnaient entre un minimum de 9,53 ct/kWh et un maximum de 16,56 ct/kWh (installation existante) et 14,43 ct/kWh (nouvelle centrale).

<sup>2</sup> Toute installation de biogaz à la puissance installée supérieure à 100 kW doit être surdimensionnée.

<sup>3</sup> Le tarif d’achat de référence diminue, depuis le 1<sup>er</sup> avril 2017, de 0,5% par semestre, tous le 1<sup>er</sup> avril et 1<sup>er</sup> octobre.

<sup>4</sup> Situation en 2018, comparée aux chiffres de 2000.



### Substrats

Les mécanismes allemands de soutien en faveur du biogaz ne font, en général, **pas de distinction selon les matières premières**. Est éligible aux subventions tout biogaz issu de la biomasse telle que définie dans l'ordonnance sur la biomasse. Ne sont pas considérés comme de la biomasse le bois de récupération, le papier, les textiles, les déchets urbains non triés et les sous-produits animaux.

La biomasse provenant de cultures énergétiques et la biomasse issue de déchets et de résidus sont considérées comme équivalentes. En Allemagne, une **large part de la biomasse provient de cultures énergétiques**, l'économie agricole fournissant dans une large mesure de la biomasse provenant de cultures de maïs, de colza ou de soja.

Les **petites installations de méthanisation à base de lisier** constituent une exception à ce traitement indifférencié des substrats. Si leur puissance installée n'excède pas 75 kW, elles peuvent prétendre à un tarif d'achat fixe de 23,14 ct/kWh.

Par ailleurs, la règle dite du « **plafond de maïs** » fixe comme condition d'éligibilité aux subventions une part maximale des graines céréalières et du maïs dans le substrat de 47 %. Cette limite est abaissée à 44 % à partir de 2021.

## I.2 Situation en France

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTCEV)<sup>5</sup> a été publiée en août 2015. Ses objectifs contraignants et ses prescriptions lui donnent valeur de loi-cadre pour la transition énergétique française. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe à chaque filière un objectif de volume spécifique.<sup>6</sup>

Le tableau ci-dessous propose un aperçu des principaux textes qui, publiés depuis août 2015 par le Ministère de la transition écologique et solidaire (MTES), forment le cadre réglementaire régissant le domaine du biogaz :

Texte	Date de publication
Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTCEV)	Loi publiée le 17 août 2015 (à consulter <a href="#">sur ce lien</a> )
Revalorisation du tarif d'achat du biogaz	Arrêtés ministériels du 30 octobre 2015 (à consulter <a href="#">sur ce lien</a> ) et du 23 septembre 2016 (à consulter <a href="#">sur ce lien</a> )
Appel d'offres pour les filières de méthanisation et de bois-énergie (> 500kW)	Publié le 4 février 2016 (résultats à consulter <a href="#">sur ce lien</a> )
Appel d'offres pour l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel	Ordonnance du 7 avril 2016 (à consulter <a href="#">sur ce lien</a> )
Objectifs de développement des énergies renouvelables	Arrêté ministériel du 24 avril 2016 (à consulter <a href="#">sur ce lien</a> )
Obligation d'achat et complément de rémunération	- Arrêté ministériel du 27 mai 2016 (à consulter <a href="#">sur ce lien</a> ) - Arrêté ministériel du 9 mai 2017 relatif à la méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées (à consulter <a href="#">sur ce lien</a> ) - En cours d'élaboration : arrêté sur le gaz de décharge
Cultures alimentaires et énergétiques	Décret du 7 juillet 2016 (à consulter <a href="#">sur ce lien</a> )
Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse et d'élaboration de schémas régionaux biomasse	Décret du 19 août 2016 (à consulter <a href="#">sur ce lien</a> )

<sup>5</sup> Le texte de loi peut être consulté [sur ce lien](#).

<sup>6</sup> La loi relative à la transition énergétique prévoit une révision de la PPE tous les cinq ans. La dernière révision de la PPE a été publiée en janvier 2019 (le projet de PPE peut être consulté [sur ce lien](#) et la synthèse [sur ce lien](#)).

Méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale (< 500 kW)

Arrêté ministériel du 13 décembre 2016 (à consulter [sur ce lien](#))

Raccordement des énergies renouvelables aux réseaux d'électricité

- En cours d'élaboration : règles pour les délais de procédure pour le raccordement au réseau  
- Arrêté ministériel du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordement aux réseaux d'électricité. Réfaction appliquée en particulier aux petites installations en zones rurales (à consulter [sur ce lien](#))

**Tableau 1** – Aperçu du cadre réglementaire régissant le domaine du biogaz, publié par le MTES.

Source : présentation de Gérard Denoyer, MTES. Mise en forme : OFATE.

En France, les **cultures alimentaires** sont destinées prioritairement à la production de denrées alimentaires ; aussi l'ordonnance du 7 juillet 2016 réduit-elle leur **valorisation par les installations de biogaz**. Celles-ci ne peuvent représenter plus de **15 % des substrats** employés.<sup>7</sup>

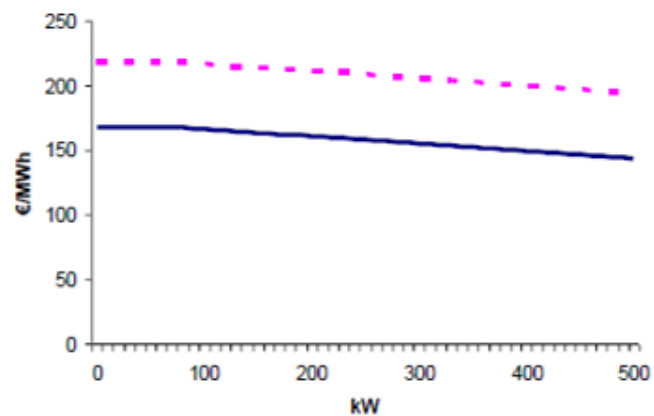
Il existe des dispositifs de soutien aux différents secteurs :

- L'appel d'offres **pour les installations de biogaz d'une puissance installée supérieure à 500 kW** a été lancé en 2016 pour soutenir la production **d'électricité issue du biogaz**. Quant aux installations de biogaz d'une puissance installée inférieure à 500 kW, elles peuvent prétendre à un tarif d'achat fixe.
- Dans le secteur du chauffage, l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) propose des aides financières.
- Dans le secteur des transports, il existe des projets en faveur de la mobilité propre ainsi que des bonus écologiques pour les véhicules automobiles. Peut prétendre à un tel bonus, par exemple, l'acquéreur d'une voiture remplaçant un véhicule à forte émission de CO<sub>2</sub>.
- S'agissant de **l'injection du biométhane dans le réseau gazier**, les producteurs sont éligibles à une **rémunération fixe**.

#### Électricité issue du biogaz

Le prix de l'électricité issue du biogaz s'élève actuellement à 167 €/MWh<sup>8</sup> pour une puissance installée maximale de 80 kW (courbe bleue dans la figure 1). Ce tarif baisse à mesure que la puissance installée s'accroît, atteignant 143 €/MWh pour une puissance installée de 500 kW. À cette rémunération peut s'ajouter une **prime d'un montant maximal de 50 €/MWh** pour la **valorisation du lisier** (courbe en pointillés), à condition que celui-ci constitue au moins 60 % de la matière entrante.

Selon Gérard Denoyer, la prime pour la valorisation du lisier manifeste la volonté française de soutenir les installations de biogaz agricoles.



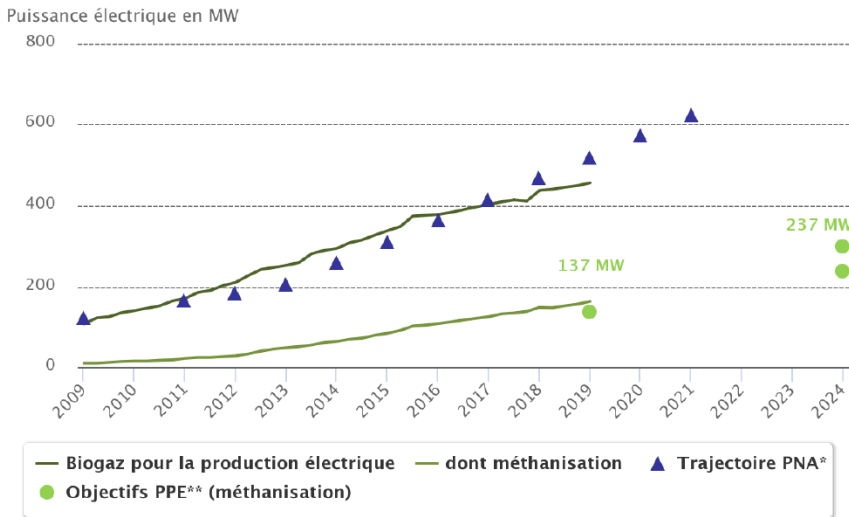
**Figure 1** – Tarif d'achat pour l'électricité issue du biogaz, janvier 2019.

Source : présentation de Gérard Denoyer, MTES.

<sup>7</sup> Sont concernées par cette ordonnance toutes les installations exploitées depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017.

<sup>8</sup> 1 €/MWh correspond à 0,1 ct/kWh.

Depuis octobre 2017 / début 2018, les **tarifs d'achat d'électricité issue du biogaz** sont soumis au **principe de dégressivité** : les taux de rémunération **diminuent de 0,5 % à l'issue de chaque trimestre**.<sup>9</sup> L'objectif du gouvernement, selon Gérard Denoyer, est de ramener à long terme le prix des énergies renouvelables au prix du marché.



**Figure 2** – Évolution du parc des installations de production d'électricité à partir du biogaz.  
Source : présentation de Gérard Denoyer, MTES.

\* Développement prévu par le Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables

\*\* La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe comme premier objectif de développement une puissance installée de 137 MW à fin 2018, et une fourchette-cible de 237 MW à 300 MW à fin 2023.

Les installations qui produisent de l'électricité à partir du biogaz regroupent les unités de méthanisation, les installations valorisant les déchets ménagers et les stations d'épuration des eaux usées. Le tracé vert foncé situé en haut du graphique de la figure 2 représente la puissance électrique installée que totalisent ces installations. Le tracé situé en dessous illustre la seule puissance installée des unités de méthanisation. L'objectif, fixé pour fin 2018, de 137 MW de puissance installée dans les unités de méthanisation a été atteint avec un an d'avance.

On observe en revanche une tendance à la stagnation, voire à la baisse, des raccordements d'installations valorisant les déchets ménagers et de stations d'épuration des eaux usées. Aussi la puissance électrique totale reste-t-elle en-deçà des objectifs du Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables<sup>10</sup>.

La **puissance moyenne des installations est d'environ 250 kW**. D'après Gérard Denoyer, la plupart des unités sont de petite ou de moyenne taille, et les grandes installations (> 500 kW) restent rares.

Le Plan de libération des énergies renouvelables de 2018 prévoit de faire bénéficier le secteur de l'énergie de fonds publics dans un cadre réglementaire efficace. L'objectif est de réduire le coût des énergies renouvelables. Le **coût du biogaz est nettement plus important que celui des autres énergies renouvelables**. Le gouvernement, selon Gérard Denoyer, estime donc que la filière du biogaz doit se développer rapidement, son coût actuel étant trop élevé.

Un groupe de travail « méthanisation » s'est réuni en mars 2018 au MTES. Ses conclusions<sup>11</sup> ont été remaniées au cours d'une deuxième session en janvier 2019. Parmi les priorités identifiées figurent les projets suivants :

- Lancement d'un processus d'appel d'offres destiné aux installations qui injectent du biométhane dans le réseau de gaz naturel
- Complément de rémunération en faveur des installations de biogaz d'une puissance installée de 500 kW à 1 MW<sup>12</sup>

<sup>9</sup> Dispositions en annexe de l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016 (à consulter [sur ce lien](#)) et de l'article 16 de l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017 (à consulter [sur ce lien](#)). Pour un aperçu de l'évolution des prix, consulter [ce lien](#) : à l'origine, le tarif était de 175 €/MWh pour une puissance installée de 80 kW et de 150 €/MWh pour une puissance installée de 500 kW.

<sup>10</sup> Pour plus d'informations, consulter le Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables disponible [sur ce lien](#).

<sup>11</sup> MTES 2018, Conclusions du groupe de travail « méthanisation » (à consulter [sur ce lien](#)).



- Accès facilité aux crédits bancaires
- Utilisation de biocarburants dans le secteur des transports

### Injection de biométhane dans le réseau de gaz

L'injection de biométhane a connu au cours des trois dernières années en France un essor bien supérieur à la production d'électricité issue du biogaz. L'objectif est **que le gaz vert atteigne en 2030 7 % de la consommation totale de gaz**<sup>13</sup> voire 10 % en cas de réduction significative des prix. Des appels d'offres sont prévus deux fois par an. Le **tarif de rachat maximal est appelé à baisser pour atteindre 87 €/MWh en 2023 et 80 €/MWh en 2028**. Le volume des appels d'offres sera adapté en fonction des évolutions de prix, une baisse de prix engendrant un plus grand volume d'appels d'offres qu'à prix constants.

## II. Coûts et externalités de la production du biométhane

Interventions :

- **Coûts et externalités de la production de biométhane : vers quel modèle économique ?** – Thierry Gauthier, Responsable prospective économie circulaire, IFP Énergies nouvelles
- **Qu'est-ce que la valeur ajoutée communale et quelle contribution du biogaz ?** Joachim Pertagnol, Collaborateur scientifique, Institut des systèmes énergétiques du futur (IZES)
- **Valeur ajoutée locale de la filière du biogaz** – Laurent Blaisonneau, Directeur, ENEA Consulting

L'ensemble des présentations (en anglais) et des enregistrements des interventions peut être téléchargé sur le [site internet de l'OFATE](#).

### II.1 Coûts de production du biométhane

Les **coûts de production du biométhane** s'élèvent à **environ 100 €/MWh**, indique Thierry Gauthier (IFP Énergies nouvelles), soit un surcoût significatif par rapport au prix d'environ 20 €/MWh du gaz naturel. Si le prix du gaz naturel est appelé à augmenter pour atteindre près de 30 €/MWh d'ici 2030, cet écart important n'en subsistera pas moins ; aussi, selon Thierry Gauthier, la filière doit-elle bénéficier d'un tarif d'achat fixe. Le tableau suivant présente le budget de subventions en France :

La filière du biogaz doit bénéficier d'un tarif d'achat fixe.

Thierry Gauthier,  
IFP Énergies nouvelles

Année	Scénario	Coût estimé de la production de biométhane, en €/MWh	Prix du gaz naturel, en €/MWh	Objectif, en TWh	Budget de subventions, en millions €/an
2016	Actuellement	~100	~20	0,215	17,2
2023	PPE 2016	~100	~20	8	640
2028	LTE 2015	~100	~30	30	2 100
2023	PPE 2019	67*	~20	6	282
2028	PPE 2019	60*	~30	22	660

**Tableau 2** – Budget de subventions en faveur de la filière du biométhane – scénarios potentiels.

Source : présentation de Thierry Gauthier, IFP Énergies nouvelles. Mise en forme : OFATE.

\* Les appels d'offres sont basés sur une trajectoire de tarif d'achat de référence (tarif d'achat maximal de 87 €/MWh en 2023 et de 80 €/MWh en 2028) ; cf. p. 91 du Projet de la nouvelle PPE (à consulter [sur ce lien](#)).

<sup>12</sup> L'OFATE met à disposition de ses lecteurs allemands une note complète sur le modèle français du complément de rémunération pour les énergies renouvelables en France (juin 2016, [uniquement en allemand](#)).

<sup>13</sup> Outre le biométhane, le « gaz vert » désigne aussi par exemple le gaz d'épuration des eaux usées.



Une telle dépense est-elle justifiée, notamment au regard des autres filières d'énergies renouvelables ? Thierry Gauthier souligne certains avantages du biogaz sur les énergies éolienne et solaire :

- Production constante d'énergie
- Potentiels d'exploitation divers (électricité, chauffage, carburant)
- Bénéfices supplémentaires tels que le traitement des déchets

La complexité des projets d'exploitation du biogaz, en revanche, représente un inconvénient, chaque projet ayant des caractéristiques spécifiques.

La situation en France contraste nettement avec celle des autres pays européens, d'une part par l'importance accordée à la méthanisation des déchets et d'autre part par l'attention portée aux petites installations : la **puissance moyenne d'une installation de biométhane** est d'environ 150 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h en France, tandis qu'elle est **quatre fois supérieure en Europe**, soit d'environ 600 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h. Cela affecte la rentabilité de l'installation : Thierry Gauthier explique que la purification du gaz représente près de 20 % du coût d'investissement d'un projet d'exploitation du biométhane. L'effet d'échelle se fait rapidement ressentir sur ce point ; encore a-t-il peu de conséquences sur le coût global en raison de la faible proportion qu'y représente la purification (cf. ligne bleue dans la figure 3). C'est la méthanisation, en effet, qui représente l'essentiel du coût d'investissement ; or on n'y observe d'effet d'échelle qu'à partir de 250 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h (cf. ligne rouge) :

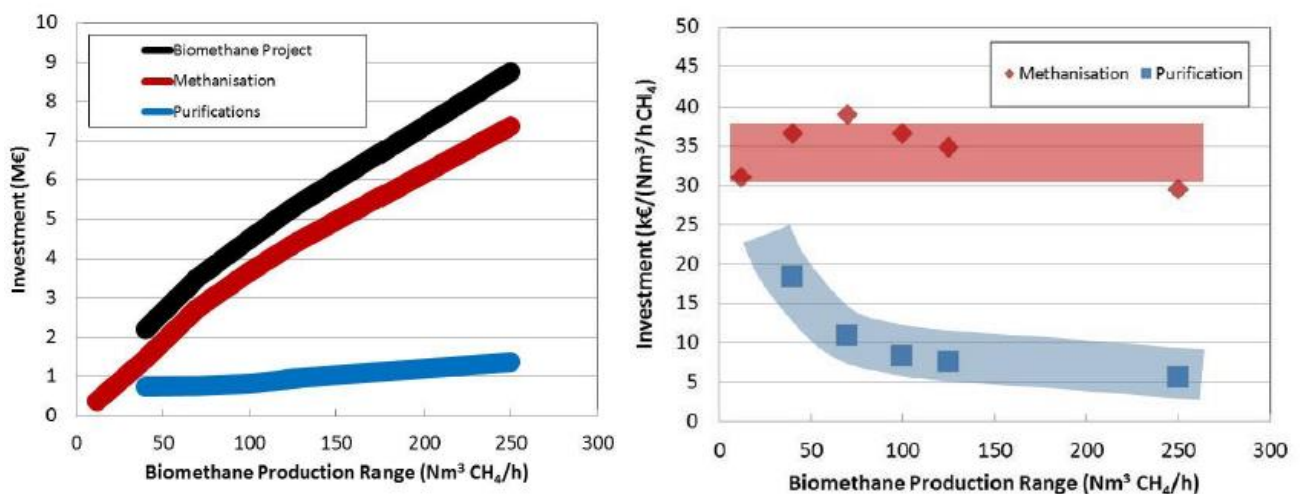


Figure 3 - Coût d'investissement pour les projets biométhane. Source : présentation de Thierry Gauthier, IFP Énergies nouvelles.

Le coût de production moyen des installations de biométhane agricoles se situe entre 90 et 120 €/MWh. Il comprend les coûts d'exploitation (*operational expenditures*, OPEX), c'est-à-dire les coûts liés au substrat, à l'épandage des digestats, etc., à hauteur de 45-60 €/MWh. Par ailleurs, Thierry Gauthier indique que 50-80 % du circuit financier se situe au niveau local.

## II.2 Impacts généraux de la production de biogaz

Joachim Pertagnol (IZES), détaillant les bénéfices du biogaz outre la production d'électricité, relève les apports suivants :

- **Services système dans le secteur de l'électricité**

Le caractère flexible de la production d'électricité permet aux installations de biogaz d'intervenir en compensation dans le secteur électrique, dont la production est de plus en plus variable du fait de l'énergie solaire et éolienne.



- **Chaleur produite en cogénération**

Les installations de biogaz permettent une production combinée de chaleur et d'électricité. Le projet de recherche BE2oplus (à consulter sur ce [lien](#) en allemand) a permis d'établir qu'il serait possible, dans 50 % des installations de biogaz allemandes produisant de l'électricité, de récupérer et de mettre à disposition la chaleur générée.

La production exclusive d'électricité sans récupération de la chaleur ne constituera plus à l'avenir, en Allemagne, un modèle rentable. Les quelque 50 % d'installations qui ne fournissent pas de chaleur devront élaborer d'autres stratégies. Une option possible est la transformation de biogaz en biométhane injecté ensuite dans le réseau de gaz naturel.

- **Contribution à la gestion des déchets**

Le cadre juridique régissant la valorisation des déchets est différent outre-Rhin. Joachim Pertagnol explique ainsi que les déchets de jardinage provenant de particuliers ne peuvent pas être utilisés dans les installations agricoles : visés par la loi relative aux déchets, ils doivent être traités dans une unité de traitement des déchets, système complexe et onéreux. Une large partie des déchets pourrait pourtant faire l'objet d'une transformation, affirme Joachim Pertagnol qui relève que leur transformation en biogaz permettrait à l'Allemagne de valoriser environ 6 millions de déchets verts par an, et d'économiser ainsi 210 millions d'euros de coûts de gestion des déchets.

- **Réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur agricole et gestion des déchets**

Le lisier valorisé dans les installations de biogaz contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre. De plus, le digestat issu de ces installations constitue une alternative aux engrais artificiels.

- **Protection des eaux et biodiversité**

Des plantations telles que les bandes fleuries permettent, d'après Joachim Pertagnol, de protéger la biodiversité. Elles forment une biomasse susceptible d'être réutilisée comme substrat. Joachim Pertagnol cite en exemple le projet Bienenstrom (*l'électricité pour les abeilles* - [lien](#) en allemand) mené en Bade-Wurtemberg, qui offre aux consommateurs d'électricité, moyennant un surcoût, l'assurance qu'une partie de l'argent sera allouée à la création et à l'entretien de zones fleuries.

## II.3 Cartographie et évaluation des externalités positives

Laurent Blaisonneau (ENEA Consulting) souligne dans sa présentation que la production de biogaz, loin d'être seulement une source d'énergie, génère en outre de **nombreuses externalités positives**. Le principe d'origine qui sous-tendait le développement de la filière était d'épurer les eaux usées, de réduire les déchets et de diminuer les émissions de CO<sub>2</sub>, le biogaz lui-même étant considéré comme une externalité. Dans le cadre de la transition énergétique, **l'accent a été mis de plus en plus fortement sur le facteur énergétique au détriment des considérations initiales**.

ENEA Consulting a mené une étude<sup>14</sup> impliquant un grand nombre d'acteurs de la filière du biogaz, avec deux objectifs :

1. Outre la production d'énergie, la méthanisation génère d'autres types de valeur ajoutée. Il s'agissait de cartographier, décrire et évaluer financièrement ces « services supplémentaires non énergétiques ».
2. L'étude entendait identifier et évaluer les différents moyens possibles d'augmenter la compétitivité de la production de biométhane.

---

<sup>14</sup> ENEA Consulting, octobre 2018, « Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française » (à consulter sur ce [lien](#)). Le document offre une première synthèse des résultats de l'étude. Une présentation plus détaillée sera publiée prochainement.

Cinq types standard de producteurs de biométhane se distinguent en France :

- Stations d'épuration des eaux usées (STEP)
- Installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND)
- Installations industrielles
- Installations agricoles autonomes
- Installations collectives

On aurait tort de ne faire correspondre les coûts d'exploitation (OPEX) qu'à la production de biométhane. Laurent Blaisonneau souligne le poids des autres externalités qu'engendrent les installations de biogaz. L'étude a mis en lumière trois types d'externalités relevant des axes suivants (cf. figure 4) :

1. Énergie et gestion des déchets
2. Pratiques agricoles
3. Économie

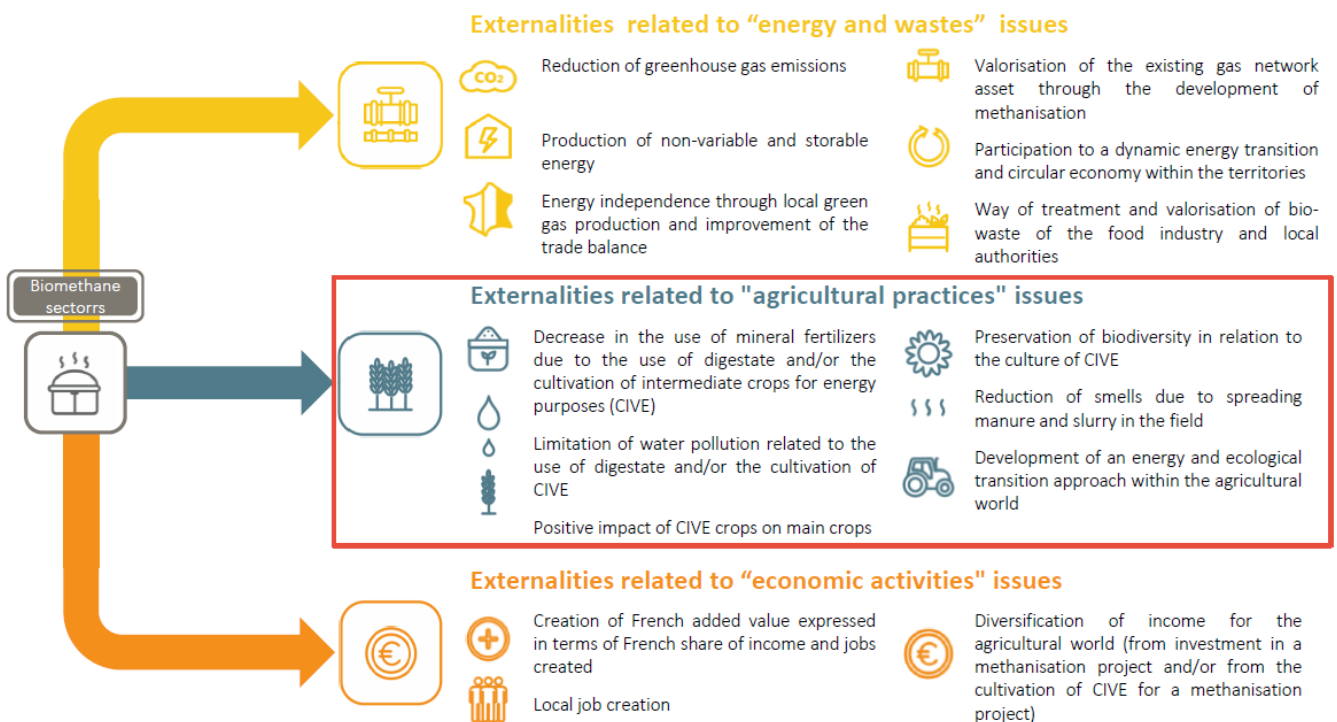


Figure 4 – Externalités de la production de biométhane. Source : présentation de Laurent Blaisonneau, ENEA Consulting.

Chaque externalité a été considérée sous trois angles, l'objectif étant d'établir si elle pouvait être analysée, mesurée et évaluée financièrement, et de comprendre qui, outre les producteurs de biogaz, en étaient les bénéficiaires. En définitive, une valeur pécuniaire a été associée à près de 15 des 50 externalités environ qui avaient été identifiées. Laurent Blaisonneau relève la difficulté qu'a représenté cette analyse coûts-bénéfices. De nombreuses externalités n'ont pas pu faire l'objet d'une estimation financière du fait de leur complexité.

Pour illustrer le procédé, Laurent Blaisonneau prend l'exemple des installations agricoles. La valeur de l'externalité pour la société, par exemple, a été examinée, ainsi que la dépense qui aurait été consentie si la méthanisation n'avait pas eu lieu (pour l'amélioration de la qualité de l'eau, par exemple). Une valeur économique ou écologique a été attribuée aux externalités ; les bénéficiaires ont été identifiés et la valeur ajoutée a été quantifiée en termes financiers.



Il en résulte ainsi par exemple, pour l'État, une valeur de plus de 30 €/MWh (cf. figure 5). Une somme que la collectivité devrait payer pour éviter l'émission de gaz à effet de serre dans les mêmes proportions que la méthanisation. D'après les calculs effectués par ENEA Consulting, on peut ainsi attribuer à un **mégawatt-heure** une **valeur de 55 à 85 €**. Celle-ci correspond aux externalités de la production de biogaz, exception faite de son rendement en matière d'énergie.





Stakeholders	Externalities	Estimation of the beneficiaries
 State	<ul style="list-style-type: none"><li>▶ GHG emissions avoided*</li><li>▶ Avoided pollution of slicks</li><li>▶ Job creation</li><li>▶ Additional benefits not monetized:<ul style="list-style-type: none"><li>-30% import of natural gas (independence and trade balance)</li><li>- Energy transition dynamic within the territories and the agricultural world</li><li>- Job creation in rural areas</li></ul></li></ul>	33 to 35 €/MWh
 Energy consumers (industrial, individual)	<ul style="list-style-type: none"><li>▶ Production of non-variable and storable energy (reduced network adaptation cost)</li><li>▶ Valorisation of gas networks (limitation of the increase in distribution and transmission costs)</li></ul>	20 €/MWh
 Biowaste producers (agro-industry, collectivities)	<ul style="list-style-type: none"><li>▶ Reduction of bio-waste treatment costs</li></ul>	0 to 24 €/MWh
 Farmers	<ul style="list-style-type: none"><li>▶ Decrease in the use of nitrogenous mineral fertilizers</li><li>▶ Additional benefits not monetized<ul style="list-style-type: none"><li>- Decrease in the use of mineral inputs (phosphorus, potassium, etc.)</li><li>- Positive impact of CIVEs on the main culture</li><li>- Biodiversity conservation (pollinator)</li><li>- Diversification of revenue sources</li></ul></li></ul>	3 to 4 €/MWh

Figure 5 – Estimation chiffrée de la performance. Source : présentation de Laurent Blaisonneau, ENEA Consulting.

### III. Production de biogaz agricole et impacts associés

Interventions :

- **Impact économique de la production de biogaz sur les activités agricoles en France** – Nicolas Tonnet, Service forêt, agriculture et bioéconomie, Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME)
- **Développement des cultures énergétiques pour la production de biogaz en Allemagne** – Christian Weiser, Chargé de mission gestion de projets, Agence allemande des matières premières renouvelables (FNR)
- **Acceptabilité locale des installations de biogaz en France** – Anne Lafferrerie, Chargée de développement biométhane, Gaz Réseau Distribution France (GRDF)
- Table ronde : **Biogaz et agriculture : entre complémentarité et concurrence pour les sols** – avec Christian Knops, Responsable de la communication, certification du « gaz vert », Label d'énergie verte (*Grüner Strom Label*) ; Julien Jimenez, Directeur adjoint énergie-climat, Région Nouvelle-Aquitaine ; Laurent Paquin, Membre du Conseil d'administration de la Fédération nationale des syndicats d'exploitants agricoles (FNSEA) ; Stefan Rauh, Directeur, Association allemande du biogaz (*Fachverband Biogas*)

L'ensemble des présentations (en anglais) et des enregistrements des interventions peut être téléchargé sur le [site internet de l'OFATE](#).

### III.1 Impact économique sur les activités agricoles en France

Dans sa présentation, Nicolas Tonnet (ADEME) expose les conclusions d'une étude publiée par l'ADEME en février 2018.<sup>15</sup> L'objectif était de déterminer la part des exploitations agricoles dans la production d'énergies renouvelables et en l'occurrence de biogaz.

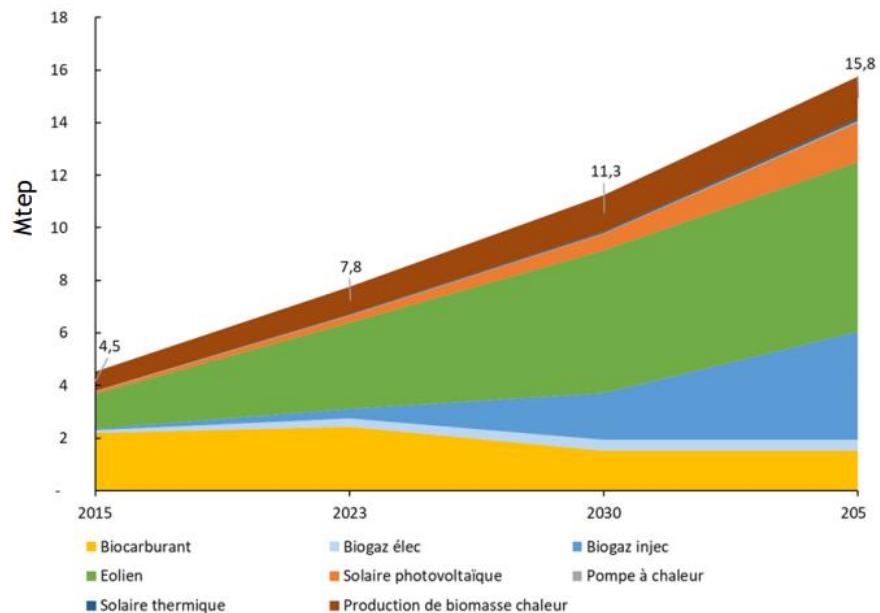
L'ADEME a établi que les **exploitations agricoles contribuent à hauteur de 20% à la production d'énergies renouvelables**. Au total, **environ 50 000 exploitations agricoles sont concernées**. Les biocarburants et l'énergie éolienne concentrent l'essentiel de cette contribution. En comparant les quantités d'énergie produite et consommée, l'ADEME a constaté dans son étude que l'agriculture apportait une contribution à la production d'énergie à peu près équivalente à sa consommation d'énergie (respectivement 4,6 Mtep et 4,5 Mtep).

Selon les calculs de l'ADEME, la production d'énergies renouvelables rapporte au secteur agricole un **revenu annuel de 1,4 milliards d'euros**. Un chiffre à comparer à son revenu total d'environ 69 milliards d'euros.

Ces recettes proviennent de diverses sources :

- **Vente de biomasse** destinée à la production de biocarburants, à la combustion ou à la méthanisation
- **Vente d'énergie** (électricité, gaz)
- **Autoconsommation**
- **Location de surfaces** (telles que les toits ou les champs) pour des installations éoliennes ou photovoltaïques

L'étude entendait aussi déterminer l'évolution de la participation des exploitants agricoles à la production d'énergies renouvelables d'ici 2050. Il en ressort deux prévisions majeures : d'une part une forte croissance de la filière éolienne, d'autre part une hausse de la production de biogaz (cf. figure 6). L'étude fait l'hypothèse que d'ici 2050, ce sont quelque 300 000 exploitations agricoles, soit six fois leur nombre actuel, qui participeront à la production d'énergies renouvelables.



**Figure 6** - Évolution du bouquet d'énergies renouvelables produites par les exploitations agricoles. Source : présentation de Nicolas Tonnet, ADEME.

L'étude propose une analyse détaillée de onze types de modèles économiques, en examinant la répartition des coûts d'investissement dans les exploitations agricoles. L'un de ces modèles, présenté plus en détail par Nicolas Tonnet, est celui de la petite installation de biogaz agricole (30-80 kW). S'il n'en existait que 25 au début de l'année 2018, Nicolas Tonnet estime qu'elles sont appelées à se multiplier. Encore faut-il parvenir à réduire les coûts d'investissement.

<sup>15</sup> ADEME (2018), « Agriculture et énergies renouvelables : contributions et opportunités pour les exploitations agricoles » (synthèse à consulter sur ce [lien](#)).

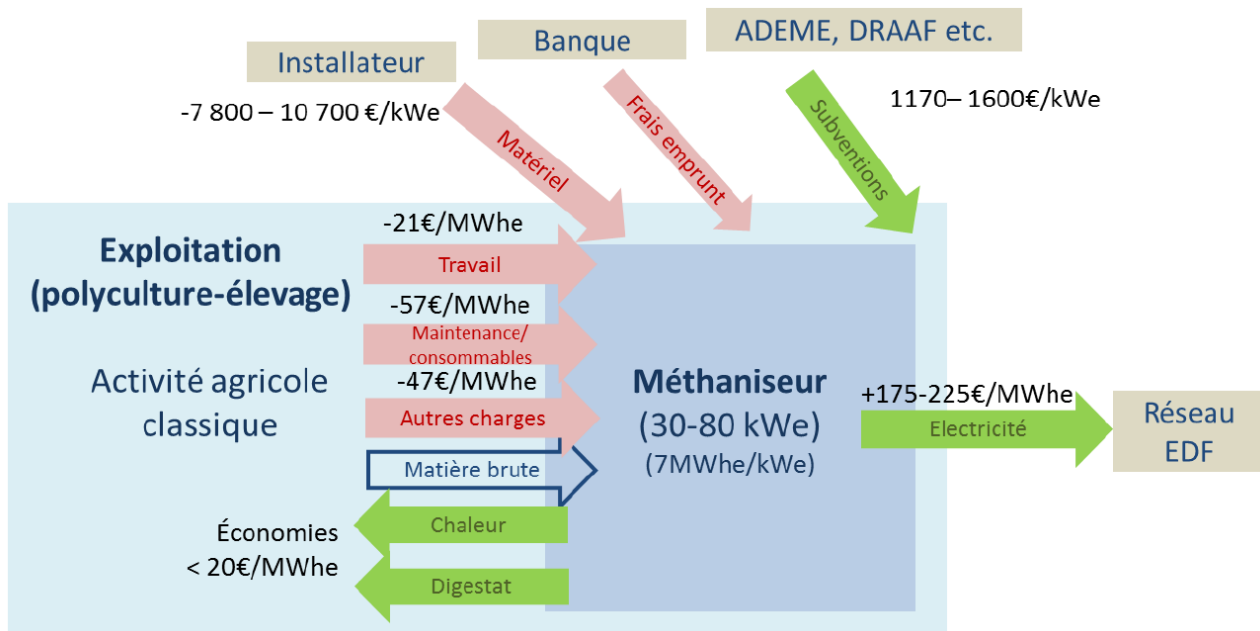


Figure 7 – Modèle économique : méthanisation dans l'exploitation. Source : présentation de Nicolas Tonnet, ADEME.

Nicolas Tonnet présente en outre le projet de recherche [MéthalaE](#), qui a recueilli les témoignages d'exploitants agricoles sur les effets de la production de biogaz sur leur activité :

- Meilleure gestion de leur cycle de l'azote
- Meilleure teneur en carbone des sols
- Meilleure rentabilité économique de l'exploitation
- Diversification grâce à une approche non plus centrée sur la seule activité agricole mais élargie au fonctionnement de l'installation
- Mise en réseau des acteurs d'un même territoire
- Acquisition de nouvelles compétences

### III.2 Développement des cultures énergétiques en Allemagne

Christian Weiser (FNR) souligne que la construction d'installations de biogaz connaît un quasi-arrêt depuis quelques années. Le surdimensionnement d'installations existantes assure néanmoins une légère croissance de la puissance électrique installée.

La surface agricole utile est d'environ 17 millions d'hectares en Allemagne, dont près de 12 millions d'hectares de terres arables. Christian Weiser indique qu'au début de l'année 1990, l'ensemble des cultures énergétiques<sup>16</sup> couvrait quelque 370 000 hectares. Cette superficie atteignait plus de 2,6 millions d'hectares à la fin de l'année 2017 (cf. figure 8). **Les cultures énergétiques** représentaient la majeure partie, avec une superficie de **plus de 2,3 millions d'hectares** dont plus d'1,3 million d'hectare destiné à la production de biogaz.

Plus d'1,3 million d'hectare de cultures énergétiques est destiné à la production de biogaz.

Christian Weiser, FNR

<sup>16</sup> Soit l'ensemble des plantes industrielles destinées par exemple au recyclage des matières, et des cultures énergétiques.

Christian Weiser relève que la courbe reproduite dans la figure 8 arrive à un palier.

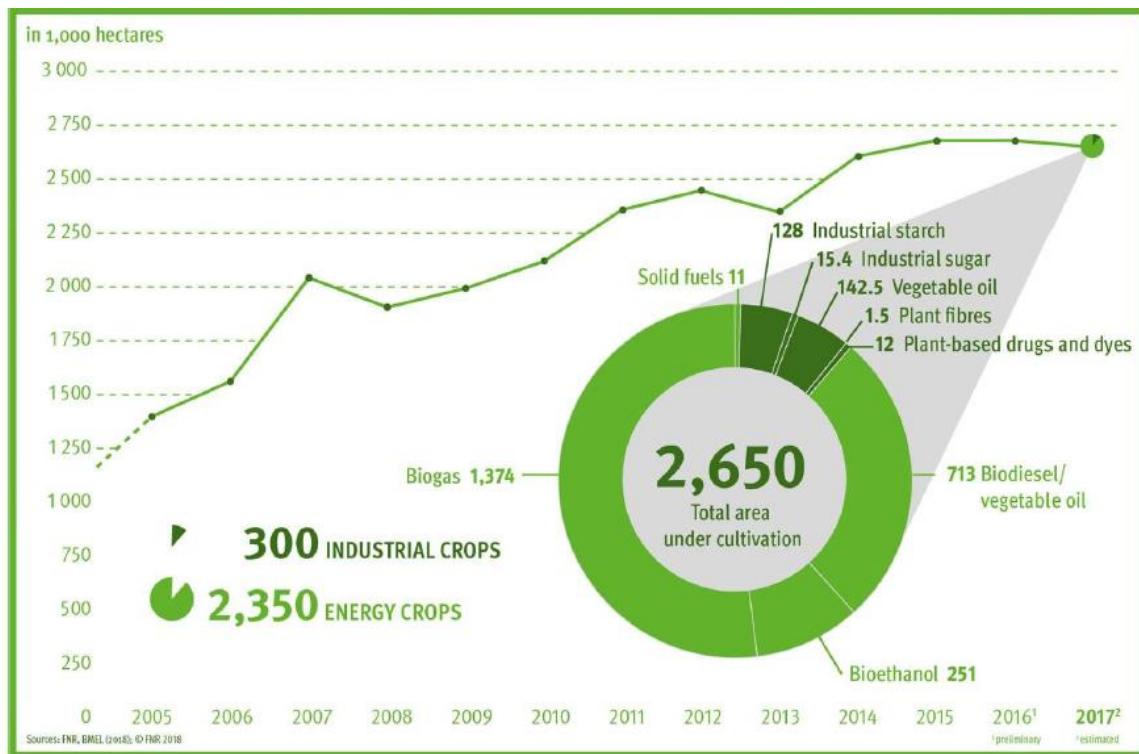


Figure 8 – Culture de ressources renouvelables en Allemagne. Source : présentation de Christian Weiser, FNR.

Si les cultures énergétiques représentent la majeure partie du substrat servant à produire du biogaz (51,2 % en 2018), la valorisation des déchets animaux y contribue aussi largement (41,4 %). Le maïs constitue l'essentiel des cultures énergétiques valorisées en méthanisation (72,8 %) en raison de sa teneur énergétique élevée. Au total, d'après Christian Weiser, **un tiers des 2,5 millions d'hectares de terres agricoles consacrés à la culture du maïs sert à produire du biogaz**. Encore la culture du maïs est-elle, en raison de la spécialisation de l'agriculture, fortement concentrée dans certains territoires tels que le nord-ouest et le sud-est de l'Allemagne.

La **silphie perfoliée** représente une autre option intéressante, son rendement étant aussi voire plus élevé que celui du maïs ; sa teneur en méthane est néanmoins légèrement inférieure. Culture permanente, elle protège efficacement le sol contre l'érosion ; elle offre en outre un refuge aux insectes grâce à sa longue floraison. Christian Weiser cite encore les mélanges de plantes sauvages ; s'ils sont cultivés à plus petite échelle pour un rendement qui n'atteint que la moitié de celui du maïs, ils jouent cependant un rôle significatif en faveur de la biodiversité et de la protection des insectes.



### III.3 Acceptabilité locale des installations de biogaz en France

Dans sa présentation, Anne Lafferrerie (GRDF) revient sur une étude menée par GRDF sur l'acceptabilité locale des installations de biogaz agricoles en France.<sup>17</sup> L'observation portait sur dix installations de biogaz injectant du biométhane dans le réseau de gaz naturel et mises en service entre 2013 et 2016. Les implantations étaient variées, certaines installations se trouvant à proximité de villages, d'autres isolées dans la campagne. L'échantillon comprenait plus de 300 personnes, 80 % d'entre elles étant des riverains et près d'un tiers des consommateurs de gaz. L'étude a permis d'établir que la **consommation de gaz renouvelable** grâce au raccordement au réseau de gaz **n'a aucune influence sur la perception de l'installation de biogaz**.

En outre, il est apparu que le processus de méthanisation reste peu connu du public, seules 20 % des personnes interrogées pouvant expliquer de quoi il s'agissait. De l'avis même des personnes interrogées, elles étaient peu au fait du fonctionnement de l'installation de biogaz dans leur voisinage.

Parmi les personnes mieux informées, on observait un équilibre entre appréciations positives et critiques sur l'installation de biogaz : s'il s'en trouvait pour qualifier d'innovantes les installations de biogaz ou pour mentionner leur avantage pour l'environnement, certaines voix s'élevaient contre l'augmentation du trafic et du bruit engendré, ou contre les odeurs désagréables. Certains riverains exprimaient même leur crainte que leur bien immobilier se déprécie du fait de la proximité de l'installation de biogaz.

Anne Lafferrerie souligne le poids d'une bonne communication entre porteurs du projet et riverains, et l'importance d'identifier un emplacement approprié pour construire l'installation de biogaz. Plusieurs critères contribuent à former les opinions sur un site :

- Perception de la sécurité : par exemple, présence de gardiens de nuit, clôture, formation de l'exploitant sur le fonctionnement de son installation
- Proximité des habitations
- Visibilité du site et impact sur le paysage
- Nuisances telles que les odeurs, le trafic, etc.

La plupart des personnes interrogées ont pris connaissance du projet de méthanisation au cours d'une conversation, par leurs voisins par exemple, voire par hasard. La communication gagnerait à s'opérer en ligne ou via le journal local. Anne Lafferrerie relève qu'une visite guidée de l'installation est une proposition très appréciée. **De manière générale, l'opinion des riverains sur l'installation de biogaz est meilleure s'ils se sont vus associer et informer en amont.**

Anne Lafferrerie recommande notamment plusieurs pratiques pour rallier les opinions locales :

- Initier le dialogue avec les habitants aussi tôt que possible, sans hésiter à associer les élus locaux.
- Proposer plusieurs sites potentiels pour l'implantation de l'installation de biogaz.
- Prendre en compte les préoccupations et les plaintes des riverains ; pallier les nuisances potentielles telles que les mauvaises odeurs.
- Veiller à ce que le porteur du projet reste disponible après la construction de l'installation.

---

<sup>17</sup> GRDF (2017), « Méthanisation agricole. Retour d'expérience sur l'appropriation locale des sites en injection » (à consulter sur ce [lien](#)).



### III.4 Biogaz et agriculture : complémentarité ou concurrence pour les sols ?

Christian Knops (Label d'énergie verte - *Grüner Strom Label*) présente, dans le cadre de la table ronde, le label de gaz vert créé en 2013. Le label se fonde sur une liste de critères précis qui permet de définir un biogaz de qualité et respectueux de l'environnement. Le label propose trois types de certifications selon la provenance du biogaz :

- Ressources renouvelables
- Résidus biogènes
- Boues d'épuration

L'association Label d'énergie verte n'intervient qu'en qualité de contrôleur, et non de vendeur, du biogaz. Il s'agit d'une certification volontaire qui attire une clientèle diverse dont, par exemple, les régies municipales. Le processus de certification comprend une analyse de l'ensemble de la chaîne de production. L'idée d'origine, qui était de créer un label universel susceptible d'être appliqué aussi bien dans le secteur du chauffage que dans celui des transports, n'a pas encore abouti. **Pour le moment, la demande de gaz vert reste nettement moins forte que la demande d'électricité verte.**

La Nouvelle-Aquitaine, une importante région agricole en France, a vu naître plusieurs projets d'installations de biogaz. Julien Jimenez souligne l'importance, pour le secteur agricole, de se positionner vis-à-vis de la méthanisation, devenue un instrument supplémentaire de développement des exploitations. **Fondamentalement, l'agriculture bénéficie de la méthanisation.** Selon Julien Jimenez, il existe une réelle volonté de poursuivre l'essor de la filière du biogaz, mais aussi des **questions encore en suspens**, notamment s'agissant du recours aux cultures énergétiques. Les régions, indique-t-il, sont fortement en faveur du développement de cultures intercalaires aux effets écologiques positifs, grâce notamment à leur couverture permanente du sol qui joue un rôle de protection contre l'érosion.

Le recours aux cultures énergétiques est un facteur de sécurisation des financements de projets

Julien Jimenez,  
Région Nouvelle-Aquitaine

D'après Julien Jimenez, le recours aux cultures énergétiques apparaît comme un facteur de sécurisation des financements de projets. Le succès du substrat issu de cultures énergétiques tient ici moins à l'engouement des exploitants qu'aux exigences des banques. Car comme l'explique Laurent Paquin (FNSEA), lui-même agriculteur, le **calendrier de livraison des substrats** est au cœur de la sécurisation des financements ; d'où le recours constant aux cultures énergétiques qui assurent un rendement régulier. Ce n'est pas le cas des déchets animaux, par exemple, car la présence du bétail sur les pâturages en été empêche de rassembler les excréments comme on le fait l'hiver dans l'étable.

Julien Jimenez constate que **les cultures énergétiques**, en France, **ne sont valorisées que dans de petits projets de méthanisation agricoles**, pour garantir l'approvisionnement en substrats. Les cultures énergétiques sont absentes des grands projets industriels.

**Les cultures énergétiques couvrent actuellement 2 à 3 % de la superficie de la France.** Laurent Paquin n'estime pas nécessaire de relever le plafond d'utilisation des plantes énergétiques au-delà de 15 % actuels. La priorité, plaide-t-il, est plutôt d'instaurer plus de flexibilité. Les agriculteurs ont besoin de visibilité sur le cadre réglementaire à moyen et à long terme. Les baisses prévues du tarif d'achat, selon Laurent Paquin, interviendraient trop tôt. À titre personnel, il ne sait pas comment adapter sa production.

Laurent Paquin souligne qu'un **agriculteur** qui se lance dans un projet de méthanisation n'est **pas un expert en énergie**. Il entreprend ce projet en plus du fonctionnement courant de son activité, par exemple pour réduire les émissions provenant de son élevage.



Julien Jimenez déplore la difficulté à concilier l'existence d'une stratégie nationale avec la mise en œuvre locale de projets. Pour éviter la concurrence pour les sols, il est important d'accompagner les projets de méthanisation sur le terrain, objectif que s'est donné la région Nouvelle-Aquitaine en collaboration avec l'ADEME.

Stefan Rauh (Association allemande du biogaz - *Fachverband Biogas*), explique qu'en Allemagne le biogaz n'était encore qu'un sujet émergent entre 2000 et 2004, date à laquelle une surproduction de produits agricoles a conduit à un gel de terres. Les sols laissés à l'abandon ont alors été affectés aux cultures énergétiques, les agriculteurs privilégiant le maïs pour sa rentabilité supérieure. Quelques années plus tard, l'essor des cultures énergétiques suscitait le **débat « carburant ou nourriture » (« Tank vs. Teller »)**. S'en sont suivis, sur le plan politique, une nouvelle modification de la loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG) et un coup d'arrêt à la promotion des cultures énergétiques.<sup>18</sup>

Néanmoins leur plantation, indique Stefan Rauh, connaît actuellement un léger regain en Allemagne, et on observe une hausse de la valorisation des sous-produits, résidus et déchets.

Biogaz et biodiversité vont de pair.

Stefan Rauh,  
Association allemande du biogaz

L'un des objectifs est de pratiquer, sur des **bandes fleuries**, des cultures énergétiques alternatives telles que la silphie perfoliée pour lutter contre le phénomène de mortalité des abeilles observé dans tout le pays. Mais du fait de la croissance des installations de méthanisation et de la baisse des tarifs d'achat, il est difficile de se tourner vers d'autres plantes. L'Association allemande du biogaz appelle donc de ses vœux **une politique agricole européenne plus incitative permettant de conjuguer au mieux écologie et économie**.

## IV. Valeur ajoutée communale de la production de biogaz

Interventions :

- **Projet AGRIMAINE** – Matthieu Kuzdzal, Associate, Finergreen & Laurent Taupin, Directeur général, Agrimaine Méthanisation
- **Un aperçu des projets allemands pour une économie circulaire écologique** – Florence Gautier, Analyste de marché de l'énergie, Veolia
- **Utilisation du biométhane comme carburant** – Erwan Lemarchand, Directeur énergie, développement durable et transition énergétique, Métropole européenne de Lille (MEL)

L'ensemble des présentations (en anglais) et des enregistrements des interventions peut être téléchargé sur le [site internet de l'OFATE](#).

### IV.1 Projet de cogénération dans le département français de la Mayenne

Matthieu Kuzdzal (Finergreen) présente le projet « Agrimaine Méthanisation » aux côtés de Laurent Taupin, agriculteur et porteur du projet. Initié en 2009, le projet est encore au stade de sa conception au moment de la conférence ; il devrait passer en phase de production à la fin de l'année 2019. L'installation prévue, située dans le nord du département de la Mayenne, assurera une production combinée de chaleur et d'électricité d'environ 3,6 MW.

Le **défi** à relever, souligne Laurent Taupin, était **double : identifier pour la vente du chauffage un client pertinent, et assurer un volume suffisant de biomasse pour garantir la rentabilité de l'installation**. Le consommateur de chauffage sera une grande fromagerie qui se procurera auprès de l'installation au moins 25 % de ses besoins en chaleur.

<sup>18</sup> Loi EEG 2009 : introduction d'un système de bonification, comprenant notamment une prime pour la production d'électricité provenant de matières premières renouvelables. Loi EEG 2014 : suppression des primes dans le secteur du biogaz.

Le projet associe 170 agriculteurs, qui pour la plupart gèrent des exploitations de vaches laitières. Aussi le fumier et le lisier constituent-ils l'essentiel du substrat (90 %). Les avantages escomptés par les agriculteurs avec cette nouvelle installation sont multiples, relève Laurent Taupin :

- Meilleure valorisation des déchets agricoles
- Production autonome d'engrais
- Adaptation aux modifications anticipées du cadre juridique, s'agissant par exemple de la qualité de l'air et de l'eau
- Amélioration du bilan carbone des exploitations
- Diversification des recettes

Mais l'installation profite aussi à son territoire d'implantation :

- Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>
- Soutien à l'agriculture
- Innovation
- Création d'emplois locaux

Finergreen, société de conseil française spécialisée dans le financement de projets dédiés aux énergies renouvelables, est intervenue dans la phase de financement, c'est-à-dire au cours de la dernière année de développement du projet. Si les exploitants assument une partie du financement, celui-ci est en majorité assuré par les banques (à 60-80 %). Ont été sollicitées des banques situées en France mais également en Europe, en raison de l'ampleur du projet (investissement à hauteur de 25 millions d'euros). Les exploitants restent les principaux actionnaires.

## IV.2 Projets communaux en Allemagne

Veolia coopère avec plusieurs communes allemandes dans le domaine de l'eau, des déchets et de l'énergie. Selon Florence Gautier (Veolia), le **partenariat avec des communes permet un développement rentable de projets de biogaz**. Les communes, explique-t-elle, peuvent influencer le projet à travers la procédure d'approbation des demandes de permis de construire. Plusieurs projets de production de biogaz ont été développés en coopération entre des communes et des organismes de service public locaux ; les communes bénéficient ainsi, par exemple, de la production de chaleur pour les résidences et les bâtiments municipaux.

Parmi les projets présentés par Florence Gautier figure le projet Oelper mené à Brunswick. La ville est alimentée par un réseau de chaleur long de 250 km ; la chaleur distribuée provient de diverses sources dont le biogaz. Veolia travaille étroitement avec la municipalité et assure notamment le réseau d'assainissement des eaux usées. Les eaux usées se voient réutilisées dans un cycle énergétique créant une économie circulaire (cf. figure 9).

Co-operation between BS|ENERGY, Association for Sewerage Treatment Brunswick (municipal partner) and SE|BS (affiliate of BS|ENERGY)

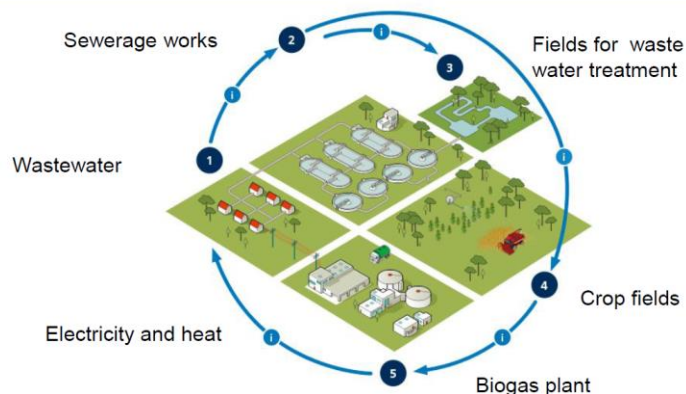


Figure 9 – Projet Oelper à Brunswick.

Source : présentation de Florence Gautier, Veolia.



Les quelque 2 MW de puissance électrique générés permettent d'alimenter près de 4 000 foyers en électricité et 1 000 foyers en chauffage. Ce sont ainsi 12 000 tonnes de CO<sub>2</sub> qui sont économisées au total par an.

Autre programme présenté par Florence Gautier, la coopération entre la ville de Schönebeck et Veolia Wasser Deutschland GmbH, dans le cadre de laquelle Veolia exploite les stations d'assainissement des eaux. Les boues d'épuration permettent de produire un gaz qui est utilisé dans une unité de cogénération pour une production combinée de chaleur et d'électricité, lesquelles à leur tour servent au traitement des eaux usées.

### IV.3 Utilisation du biométhane comme carburant à Lille

Lille, rappelle Erwan Lemarchand (MEL), a été la première métropole française à introduire il y a 20 ans le bus roulant au biogaz. La ville compte aussi la première installation à avoir injecté, en 2011, du biométhane dans le réseau de gaz naturel. 430 bus y roulent actuellement au bioGNV (gaz naturel pour les véhicules)<sup>19</sup>.

Le secteur des transports est responsable de 46 % des émissions de CO<sub>2</sub> dans la métropole lilloise ; il génère à lui seul 35 % des particules fines. Le seuil fixé par les normes sur la qualité de l'air a été dépassé 60 fois à Lille au cours de l'année 2018. D'où, explique Erwan Lemarchand, l'ambition d'une transition vers le bioGNV.

Le **bioGNV présente plusieurs avantages** :

- **Moins d'émissions de CO<sub>2</sub>** (- 80 % par rapport au diesel)
- Les véhicules roulant au bioGNV émettent 90 % de **moins de particules fines** que les moteurs à essence
- **Réduction du bruit** de l'ordre de 50 %

L'objectif fixé avec GRDF est d'atteindre, d'ici 2030, une part de 30 % de biométhane dans le réseau. Lille mène donc depuis 2016 une stratégie résolue de développement du biométhane :

- Toutes les stations d'épuration des eaux usées vont être rénovées pour que le gaz d'épuration des eaux puisse être recueilli et valorisé.
- Le label Eurométhanisation, introduit en 2019, permet d'encourager le développement de projets agricoles.<sup>20</sup>

À la fin de l'année 2017, la ville a délibéré sur la stratégie de développement du bioGNV. Plusieurs points clé ont été identifiés pour promouvoir le développement du bioGNV dans la mobilité des poids lourds :

- Cartographier le potentiel de développement au niveau territorial, en relevant les lieux d'implantation potentiels des stations de distribution. Sont à prendre en compte la localisation des sites des transporteurs, la présence de réseaux de gaz, la disponibilité de terrains et la proximité d'axes routiers appropriés.
- Sensibilisation et mobilisation des sociétés de transport pour les encourager à s'engager à un remplacement partiel de leur flotte, et créer des conditions favorables pour des investisseurs prêts à financer de nouvelles stations-service.

Plusieurs **obstacles** freinent encore le développement du GNC au service de la mobilité, au rang desquels le **coût plus élevé du véhicule** et le **maillage encore insuffisant des stations de distribution**. Mais le GNC compte aussi nombre d'**avantages**, rappelle Erwan Lemarchand, notamment le **prix réduit du carburant** et les **incitations fiscales**.

La métropole lilloise entend apporter son soutien financier aux véhicules roulant au GNC, et implanter des stations de distribution supplémentaires. La région dispose pour ce faire d'un budget annuel de 900 000 €.

D'autres régions françaises ont déjà engagé des actions en faveur du GNC dans le secteur des transports : Auvergne-Rhône-Alpes, Nouvelle Aquitaine et Normandie.

---

<sup>19</sup> Le bioGNV, obtenu grâce à la méthanisation de déchets organiques, provient donc de sources d'énergie renouvelables. Il existe deux sortes de GNV, les GNC (gaz naturels comprimés) et les GNL (gaz naturels liquides).

<sup>20</sup> Le label va de pair avec un soutien technique, juridique et financier ; ainsi la MEL entend-elle encourager les projets agricoles de qualité.



La baisse du tarif d'achat prévue par la PPE envoi, selon Erwan Lemarchand, un signal négatif susceptible de freiner l'essor de la filière. À baisser trop rapidement le tarif d'achat du biométhane, on s'expose à ne laisser subsister que les grands projets industriels qui ne sont pas toujours adaptés à la réalité territoriale.

## V. Perspectives pour la filière du biogaz

Interventions :

- **Qu'est-ce que la valeur ajoutée communale et quelle contribution du biogaz ?** – Joachim Pertagnol, Collaborateur scientifique, Institut des systèmes énergétiques du futur (IZES)
- **Coûts et externalités de la production de biométhane : vers quel modèle économique ?** – Thierry Gauthier, Responsable prospective économie circulaire & Kader Lettat, Chef de projet biométhane, IFP Énergies nouvelles
- Table ronde : **Développement de la filière du biogaz en France et en Allemagne : quels modèles d'affaires sont prometteurs ?** – avec Armelle Damiano, Responsable biogaz, Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement (Aile) ; Frédéric Flipo, Directeur et fondateur, Evergaz ; Gustav Wehner, Membre du Conseil d'administration de l'Association des énergies renouvelables de Basse-Saxe / Brême ; Jaqueline Daniel-Gromke, Directrice du groupe de travail optimisation des systèmes, Centre allemand de recherche sur la biomasse (DBFZ)

L'ensemble des présentations (en anglais) et des enregistrements des interventions peut être téléchargé sur le [site internet de l'OFATE](#).

### V.1 Rentabiliser l'épuration du biogaz : exemples de projets

Joachim Pertagnol (IZES) relève que l'**épuration du biogaz** étant **onéreuse**, les quantités de biométhane produites et injectées dans le réseau de gaz naturel restent relativement faibles en Allemagne. Le procédé n'est pas rentable pour les **petites installations**, à moins qu'elles **s'associent pour mutualiser l'épuration du biogaz**. Ainsi du projet **BIOM-ID** accompagné par IFP Énergies nouvelles en France et présenté par Kader Lettat (IFP Énergies nouvelles).

L'objectif de ce projet, initié en 2018, est de permettre aux petites installations agricoles de procéder elles aussi à des injections dans le réseau de gaz.<sup>21</sup> Cela nécessite d'optimiser les OPEX et les CAPEX<sup>22</sup> tout au long de la chaîne de production. À cela s'ajoute une étude d'impact sur l'environnement, qui compare les effets environnementaux de l'injection décentralisée et de l'injection classique. Le projet associe plusieurs installations agricoles ; chacune continue à produire son propre biogaz et en assure la purification partielle, puis la compression et le stockage. Le biogaz est alors collecté et subit une dernière purification dans une unité partagée avant d'être injecté dans le réseau de gaz naturel. L'objectif est de baisser les coûts de production du biométhane.

Autre initiative présentée par Kader Lettat, le **projet BIOMET** (déjà achevé). Il s'agit de la première démonstration, en France, de purification du biogaz par la technologie de lavage aux amines. Une unité pilote assure depuis mars 2017 l'injection de biométhane dans le réseau de gaz. Le projet a démontré la performance d'un nouveau solvant qui permet de diminuer la quantité de chaleur nécessaire et de récupérer la chaleur in situ. Cette innovation, relève

L'injection du biométhane n'est pas rentable pour les petites installations.

Joachim Pertagnol, IZES

<sup>21</sup> L'objectif est que le biométhane représente en 2030 10 % de l'approvisionnement du réseau de gaz. Cette part est actuellement inférieure à 0,3 %, selon Kader Lettat.

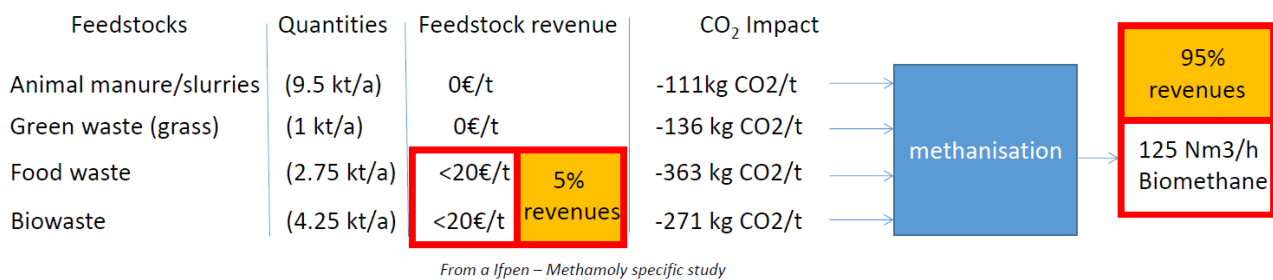
<sup>22</sup> Les CAPEX (Capital expenditures) sont les dépenses en capital consacrées aux biens ayant une valeur à long terme, tels que les machines.

Kader Lettat, entraîne une réduction considérable des pertes d'énergie thermique et une meilleure rentabilité du biométhane.

## V.2 Exemple de calcul d'un modèle économique

Si l'essor des technologies de production du biométhane permet une réduction des coûts de production, Thierry Gauthier (IFP Énergies nouvelles) estime que ce **potentiel est limité**. Ce qui mérite de poser la question de la valeur des « effets corollaires de la méthanisation » tels que la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

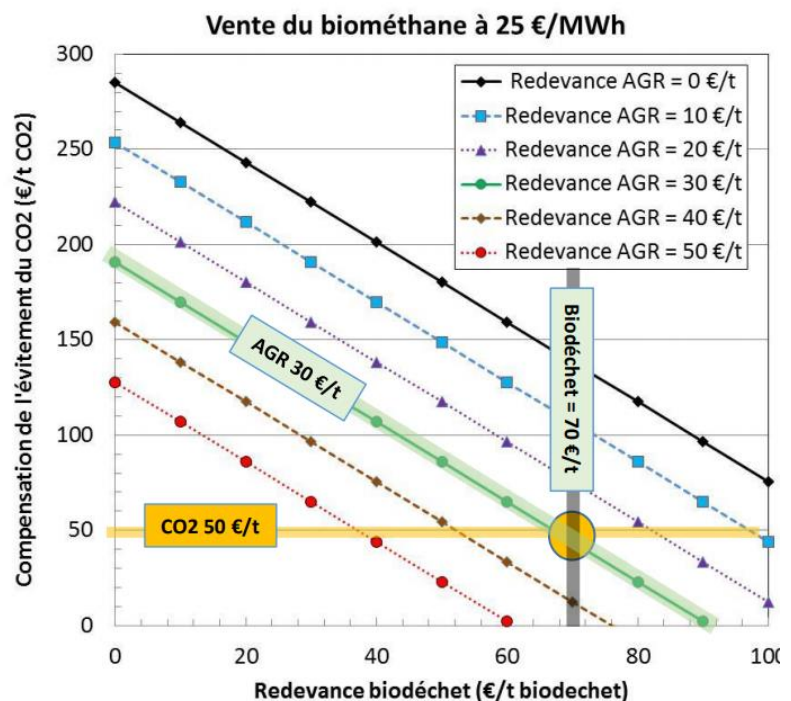
En guise d'illustration, Thierry Gauthier présente le projet Méthamoly, dans le cadre duquel une analyse économique et environnementale a été menée en collaboration avec le porteur de projet. L'installation produit 125 Nm<sup>3</sup>/h de biométhane à partir de 17 500 tonnes de déchets et de fumier, ce qui représente une réduction de 3 300 tonnes de CO<sub>2</sub> (cf. figure 10 pour le détail des sources de déchets).



**Figure 10** – Analyse économique et environnementale du projet de méthanisation Méthamoly.  
Source : présentation de Thierry Gauthier, IFP Énergies nouvelles.

Les revenus sont assurés à 95 % par la valorisation énergétique, c'est-à-dire par la vente du biométhane. La valorisation des biodéchets, quant à elle, ne représente que 5 % des revenus. Si la performance environnementale de ce projet est significative, les avantages économiques sont faibles, conclut Thierry Gauthier.

IFP Énergies nouvelles a donc souhaité tester un autre modèle économique pour comprendre s'il est possible d'atteindre un coût de production du biométhane de 25 €/MWh, soit celui du gaz naturel. C'est ce qu'a permis d'établir le projet Méthamoly. Le modèle théorique élaboré maintient la structure des coûts ; seul le prix de vente du biométhane est réduit à 25 €/MWh. Les prix des matières premières et du CO<sub>2</sub> sont considérés comme des variables. La figure 11 montre les différentes possibilités de structure du prix.



**Figure 11** – Modèle économique du projet de méthanisation Méthamoly.  
Source : présentation de Thierry Gauthier, IFP Énergies nouvelles

Pour préciser un scénario réaliste parmi les multiples possibilités de ce modèle, le prix de compensation de l'évitement du CO<sub>2</sub> a été fixé à 50 €/t. La redevance

biodéchets a été paramétrée proportionnellement aux émissions de CO<sub>2</sub>. On obtient ainsi un prix de 70 €/t pour les biodéchets et un prix de 30 €/t pour les excréments animaux. Dans ces conditions d'indemnisation, conclut Thierry Gauthier, il est possible de vendre du biométhane à 25€/MWh.

Il estime qu'un prix de 70 €/t pour les biodéchets est parfaitement réaliste. Il en va autrement pour le tarif des excréments animaux, qui pourrait néanmoins être atteint, par exemple, par un mécanisme de subventions agricoles.

## V.3 Situation et perspectives pour les exploitants d'installations de biogaz en France et en Allemagne

Armelle Damiano, au cours de la dernière table ronde, évoque un fort potentiel de développement du biogaz en France. Elle travaille pour une association française d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement (Aile) qui apporte son soutien à la conception et au développement de projets de biogaz à l'échelle européenne.

Pour qu'un tel projet soit viable, il faut réunir plusieurs éléments : taille adaptée de l'installation, exploitation optimale, bonne coopération avec les acteurs locaux. **La production de biogaz exige une optimisation continue**, notamment par une augmentation de la puissance ou une meilleure utilisation de la chaleur dans l'unité de cogénération. Il est important de rester autonome, affirme Armelle Damiano, notamment s'agissant du plan d'approvisionnement : à trop compter sur les apports des cultures énergétiques, on risque d'en être dépendant.

**Plusieurs modèles économiques prometteurs coexistent en France**, chacun d'eux représentant une approche intéressante ; on observe une grande diversité s'agissant de la taille des exploitations, des types de substrats utilisés et des technologies. Chacun des modèles permet d'atteindre la rentabilité.

Frédéric Flipo est le fondateur et le directeur d'Evergaz, un bureau français spécialisé dans la production de biogaz, son développement et ses applications. Evergaz intervient dans la conception, le développement et la gestion de projets en Allemagne, en France et en Belgique. Frédéric Flipo dresse un tableau contrasté de ces trois pays, qui ont notamment instauré des systèmes différents de valorisation des substrats. L'Allemagne, par exemple, encadre le choix des substrats du biogaz en imposant une alternative entre un mélange de cultures énergétiques et d'excréments animaux d'une part, et la valorisation des déchets d'autre part.

La question du traitement et de la valorisation des digestats est elle aussi centrale. Ainsi, en Belgique, le digestat issu des installations de biogaz n'est pas autorisé à l'export car classé comme « déchets ». Or, de grandes quantités de digestat sont produites en Belgique, si bien que les surfaces agricoles ne peuvent pas absorber ces excédents. En dépit de ces différences, Frédéric Flipo constate un rapprochement des cadres juridiques des trois pays.

Jaqueline Daniel-Gromke travaille pour le Centre allemand de recherche sur la biomasse, qui réalise notamment des évaluations économiques d'installations de biogaz et de biométhane, et assure un suivi des installations de biogaz. Les exploitants d'installations de biogaz allemands, note-t-elle, sont dans une situation difficile. Il faut s'attendre à la **fermeture de nombreuses installations de biogaz** dès l'année prochaine, lorsque les premières installations perdront le bénéfice du tarif d'achat fixe auquel elles pouvaient prétendre en vertu de la loi EEG. En effet, elles n'ont pas encore atteint la **rentabilité**. Frédéric Flipo relève lui aussi que d'après les prévisions des experts, près d'un tiers des installations de biogaz existantes fermeront d'ici 2030 si le cadre juridique allemand n'évolue pas.

La **puissance électrique installée des installations de biogaz allemandes est actuellement d'environ 5 GW**. On dénombre **environ 9 000 installations au total**, dont **plus de 8 500 sont des installations agricoles**. Les exploitants sont donc pour la plupart à la fois agriculteurs et producteurs d'énergie, et ils ont la responsabilité difficile de commercialiser eux-mêmes l'électricité, le gaz et les digestats qu'ils produisent. La filière du biogaz manquant par ailleurs de perspective, les exploitants, selon Jaqueline Daniel-Gromke, n'investissent presque plus dans leurs



installations. Pour rester rentable, une possibilité est de **flexibiliser les installations de biogaz**, une solution adoptée dans près du tiers du parc.<sup>23</sup>

Le biométhane devrait être employé là où il représente la seule solution, comme dans le secteur des transports.

Jaqueline Daniel-Gromke, DBFZ

Selon Jaqueline Daniel-Gromke, il faut changer de paradigme et prendre en compte, dans le calcul des coûts, les autres aspects positifs de la biomasse. Le biogaz, estime-t-elle, devrait être employé là où il représente la seule solution d'énergie renouvelable : ainsi du **recours au biométhane pour la mobilité des poids-lourds et la navigation intérieure**. En mettant en place les bons mécanismes d'incitation, on pourrait motiver les acteurs au changement.

Gustav Wehner, de l'Association des énergies renouvelables de Basse-Saxe / Brême, évoque à propos du biogaz une énergie menacée en Allemagne. Les banques, souligne-t-il, n'investissent plus dans le biogaz faute de sécurité juridique et de capacité à apprécier le risque politique. L'introduction, par le passé, du tarif d'achat sur 20 ans avait laissé escompter un remboursement des crédits sur 12 à 14 ans et un excédent pour l'exploitant de l'installation de biogaz. Le cadre juridique, devenant de moins en moins favorable, a obligé les exploitants à moderniser sans cesse leurs installations, **s'endettant ainsi davantage** sans pouvoir rembourser leurs crédits. Les échéances de remboursement n'ayant pas été honorées du fait d'investissements supplémentaires, les banques refusent de poursuivre leurs investissements dans les installations de biogaz, selon Gustav Wehner. L'introduction d'un prix du CO<sub>2</sub> ou la modification des conditions du marché du biométhane pourrait sauver la filière du biogaz ; faute de changements, Gustav Wehner estime que celle-ci n'a plus aucun avenir.

Si, d'après Jaqueline Daniel-Gromke et Gustav Wehner, les **exploitations d'installations de biogaz allemandes n'ont aucune perspective à moyen et à long termes**, Frédéric Flipo reste optimiste. La situation actuelle de la filière ne lui inspire aucune inquiétude, l'Allemagne ne pouvant renoncer à la production d'électricité à partir du biogaz notamment dans la mesure où elle entend cesser d'exploiter le charbon. En outre, des compétences considérables ont été accumulées dans ce domaine outre-Rhin.

La France ne connaît pas une telle dépendance, estime-t-il : la filière du biogaz y est moins développée et la production d'électricité à partir du biogaz est relativement faible. La production et l'injection de biométhane connaissent un essor ; en revanche, il considère qu'il faudrait utiliser davantage le biogaz dans des unités de cogénération, en particulier dans les zones mal desservies par le réseau de gaz naturel.

---

<sup>23</sup> La loi EEG 2012 a introduit une prime de flexibilité pour les installations qui produisent de l'électricité à partir de biogaz (article 33i), l'exploitant touchant alors, pour la puissance installée supplémentaire produite avec une exploitation flexible, 130 €/kW par an, sur 10 ans maximum. La loi EEG 2014 a maintenu cette prime (article 54) en la réduisant à 40 €/kW sur 20 ans. Pour plus d'informations, cf. la note de synthèse de l'OFATE sur la [flexibilisation des unités de méthanisation en Allemagne](#) (mars 2016).