



**MINISTÈRES
TRANSITION ÉCOLOGIQUE
COHÉSION DES TERRITOIRES
MER**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

CONCOURS INTERNE D'INGÉNIEUR DES TRAVAUX PUBLICS DE L'ÉTAT SESSION 2021

ÉPREUVE N°1 NOTE DE PROBLÉMATIQUE

Cette épreuve est destinée à apprécier les qualités rédactionnelles du candidat, sa capacité de raisonnement et à comprendre des textes juridiques et/ou techniques. La note de problématique doit permettre de juger les qualités de réflexions des candidats. L'épreuve consiste en la rédaction d'une note de problématique prenant appui sur plusieurs documents fournis au candidat (textes réglementaires, articles de presse, éléments d'information divers). Le candidat pourra, le cas échéant, être amené à proposer des solutions et à les argumenter.

| | | | |
|-----------------------|----------------------------------|-----------------|---------------|
| Concours interne ITPE | Épreuve de note de problématique | | Session 2021 |
| Épreuve n°1 | Durée : 4 h | Coefficient : 2 | Page de garde |

Concours interne ITPE 2021 – Note de problématique

Consignes

Seul l'usage de l'encre bleue ou noire est autorisé.
Toute autre couleur, considérée comme signe distinctif, est interdite.

Informations liminaires

Le caractère volontairement redondant de certains documents a pour but de permettre aux candidats de s'appropriier le sujet plus facilement et de les aider à répondre de façon pertinente à la commande formulée ci-après.

SUJET

Le développement de la méthanisation en France

Contexte

La méthanisation est un procédé permettant de produire du biogaz (ou biométhane) à partir de produits agricoles (effluents d'élevage, céréales...) ou d'autres ressources organiques (biodéchets...).

Le biogaz ainsi produit peut se substituer à différentes sources d'énergie non renouvelables (gaz naturel fossile, produits pétroliers). Dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie, publiée en avril 2020, la France s'est fixée un objectif annuel de production de biogaz de 14 TWh en 2023.

Commande

En prenant appui sur les documents fournis, vous rédigerez une note de problématique de 4 à 6 pages qui présentera les enjeux du développement de la méthanisation en France et les leviers actuellement utilisés par l'Etat pour soutenir son développement.

Vous soulignerez également les difficultés auxquelles doit faire face le développement de la méthanisation et présenterez de façon argumentée les pistes d'action qui, selon vous, peuvent permettre de lever ces difficultés.

Documents

| N° | Nombre de pages | Intitulé du document | Auteur |
|----|--------------------|---|---|
| 1 | 2 pages | Article « La méthanisation, un procédé qui fait de plus en plus débat en Bretagne » - 30 septembre 2020 | La Tribune |
| 2 | 11 pages | « La méthanisation en 10 questions » – Octobre 2019 | Agence de la transition écologique (ADEME) |
| 3 | 7 pages (extraits) | Synthèse « Stratégie française pour l'énergie et le climat – Programmation pluriannuelle de l'énergie » - avril 2020 | Ministère de la transition écologique (MTE) |
| 4 | 8 pages (extrait) | Rapport « Bilan technique et économique des installations de production de biométhane » - 19 décembre 2018 | Commission de régulation de l'énergie (CRE) |
| 5 | 9 pages | Mémo « Méthanisation agricole et retombées économiques en France et en Allemagne » - Mars 2020 | Office franco-allemand de la transition énergétique (OFATE) |
| 6 | 7 pages (extraits) | Guide « Biodéchets – Du tri à la source à la valorisation finale, quelles obligations réglementaires » - juin 2019 | Direction régionale et interdépartementale de l'environnement et de l'énergie d'Île-de-France (DRIEE) |
| 7 | 3 pages | Article « Spéculation et accaparement de terres : les dérives de la production du « gaz vert » » (en Allemagne) – 26 février 2020 | Site d'information BastaMag.net |
| 8 | 8 pages (extrait) | Rapport « Conditions d'exploitation du méthaniseur de Gramat : expertise et pistes d'avenir » - septembre 2019 | Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) |

DOCUMENT n°1

Journal La Tribune

**Article « La méthanisation, un procédé
qui fait de plus en plus débat en
Bretagne »**

30 septembre 2020

Consulté le 09/02/2021

La méthanisation, un procédé qui fait de plus en plus débat en Bretagne

Par Hélène Duvigneau, AFP | 30/09/2020, 7:00

En Bretagne, le plan biogazier signé fin 2019 prévoit de multiplier par six la production de gaz renouvelable d'ici 2030.

Spéculation foncière, nuisances liées au transport, risques de pollution... Interrogé par la députée socialiste Claudia Rouaux sur les "dérives" de la méthanisation, le ministre de l'Agriculture Julien Denormandie a estimé qu'il fallait "établir des garde-fous" vis-à-vis de cette technique alors que, sur le terrain, la résistance s'organise.

Promue pour valoriser les déchets organiques et lutter contre le réchauffement climatique, la méthanisation suscite aujourd'hui des interrogations, notamment en Bretagne, première région dans de nombreux secteurs de l'élevage, qui recensait 130 unités de méthanisation au 1er janvier 2020, avec plusieurs dizaines d'autres en projet, selon l'association Aile.

Le 22 septembre, la députée socialiste d'Ille-et-Vilaine Claudia Rouaux interpellait le ministre de l'Agriculture Julien Denormandie sur les "dérives" de cette technique encouragée par l'État, notamment via des tarifs de rachat d'énergie garantis.

Accaparement des terres agricoles au profit de cultures à vocation énergétique, spéculation foncière, interrogations sur le bilan carbone réel, nuisances liées au transport, risques de pollution ou encore disparition de productions laitières insuffisamment rémunératrices étaient entre autres pointés du doigt.

En réponse, le ministre a estimé qu'il fallait "établir des garde-fous vis-à-vis de la méthanisation". "Je défends la méthanisation et je ne voudrais pas qu'ici et là des dérives viennent jeter l'opprobre sur la méthanisation", a-t-il poursuivi. Une concertation avec la filière biogaz doit s'ouvrir d'ici quelques semaines pour discuter mécanismes de soutien et tarifs de rachat.

Sur le terrain, les oppositions se multiplient

En Bretagne, le plan biogazier signé fin 2019 prévoit de multiplier par six la production de gaz renouvelable d'ici 2030. Mais sur le terrain, les oppositions se multiplient, comme le reconnaît le directeur de l'Ademe Bretagne, Jean-Noël Guerre, pour qui "on assiste à la montée d'une inquiétude légitime chez les riverains".

À l'échelle nationale, le Collectif scientifique national pour une méthanisation raisonnée (CSNM) recense également une "opposition croissante aux projets de méthanisation avec 172 associations luttant sur 168 sites".

"Il y a une défiance grandissante de la population qui porte d'abord sur les effets sanitaires, les pollutions et les nuisances", estime Daniel Chateigner, membre du CSNM, qui comptabilise "environ un accident tous les 15 jours sur les méthaniseurs installés en France, ce depuis quatre ans".

Cette opposition semble aller de pair avec un agrandissement des structures. *"On assiste depuis deux ou trois ans à un engouement avec une amplification des projets de méthanisation, principalement en biométhane. Ce n'est plus seulement un revenu complémentaire mais c'est devenu un vrai métier"*, note Pierre Quido, conseiller technique à la chambre d'agriculture.

Dans un courrier envoyé le 18 septembre à la préfecture, le porte-parole de la Confédération paysanne de Bretagne Jean-Marc Thomas réclame un moratoire sur les installations. *"Force est de constater que le développement de la méthanisation agricole en Bretagne se fait exclusivement sous la forme de grosses unités et de projets individuels. [...] Comment protéger l'eau, les sols, l'air, les voisins de nouveaux accidents polluants?"*, interroge le syndicat agricole, qui préconise un *"audit du parc en service"* avant toute nouvelle installation.

DOCUMENT n°2

**Agence de la transition écologique
(ADEME)**

« La méthanisation en 10 questions »

Octobre 2019

ENJEUX

LA MÉTHANISATION EN 10 QUESTIONS

ÉDITION
OCTOBRE
2019

— PRODUIRE DE L'ÉNERGIE
À PARTIR DES DÉCHETS
ORGANIQUES



ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie

SOMMAIRE

- 4 Les déchets organiques, des ressources énergétiques
- 6 En quoi la méthanisation est essentielle en France ?
- 8 La méthanisation, comment ça marche ?
- 10 À quoi servent le biogaz et le digestat ?
- 11 Peut-on parler d'une installation à risques ?
- 13 Une unité de méthanisation émet-elle des odeurs ?
- 14 Une unité de méthanisation fait-elle du bruit ?
- 14 Quel trafic est généré par la logistique ?
- 15 Quel est son impact sur le paysage ?
- 16 Comment sont prises les décisions pour installer une unité de méthanisation ?
- 19 Comment fonctionne un projet participatif ou citoyen ?

GLOSSAIRE

Biogaz

Gaz produit par la fermentation de matières organiques en l'absence d'oxygène. Il est composé principalement de méthane et de dioxyde de carbone.

Digestat

C'est l'un des deux produits issus du processus de méthanisation (digestion sans oxygène) de matières organiques, l'autre produit étant le biogaz. Il s'agit d'un résidu solide ou liquide composé d'éléments organiques non dégradés et de minéraux.

Méthaniseur

Également appelé digesteur, il s'agit de la cuve dans laquelle les déchets organiques sont transformés en biogaz et en digestat.

Culture Intermédiaire à Valorisation Énergétique (CIVE)

Culture implantée et récoltée entre deux cultures principales dans une rotation culturale. Les CIVE sont récoltées pour être utilisées en tant qu'intrant dans une unité de méthanisation agricole.

Décibel : dB et dB(A)

dB: unité exprimant le niveau du bruit. L'échelle des décibels est logarithmique (non linéaire) : une augmentation de seulement 3 dB équivaut au doublement de l'intensité sonore.
dB(A) : unité tenant compte de la sensibilité de l'oreille et utilisée pour évaluer le confort sonore d'un lieu.

La méthanisation, une technologie à découvrir

Utiliser les déchets pour produire de l'énergie est un procédé mature mais encore assez peu développé en France, contrairement à nos voisins européens (Italie, Danemark...), qui comptent chacun plusieurs milliers d'unités de méthanisation en fonctionnement.

La méthanisation permet de produire un biogaz issu de la fermentation des déchets, des effluents d'élevages, des résidus de cultures... Ce gaz est utilisé pour produire de la chaleur, de l'électricité et pour faire fonctionner des véhicules.

Cette technologie contribue à réduire la dépendance énergétique de la France et à atteindre ses objectifs de développement des énergies renouvelables. C'est aussi une véritable opportunité au niveau local, notamment pour les agriculteurs ou les collectivités.

La méthanisation est encore peu connue des Français et génère des interrogations de la part des futurs riverains d'unités de méthanisation.

Ce guide apporte des réponses aux 10 questions les plus fréquentes sur ce sujet.

TOUS LES GUIDES ET FICHES DE L'ADEME SONT CONSULTABLES SUR :
www.ademe.fr/guides-fiches-pratiques

LES GUIDES PEUVENT ÊTRE COMMANDÉS AUPRÈS DE :
www.ademe.fr/contact



Les déchets organiques, des ressources énergétiques

Des unités de méthanisation de toute taille s'installent sur le territoire français. Elles représentent une véritable opportunité, en particulier pour les agriculteurs et les collectivités, en leur permettant de produire du biogaz pour leur propre consommation ou pour le vendre, mais aussi de trouver une solution pour les déchets organiques qui sont transformés en engrais naturels.



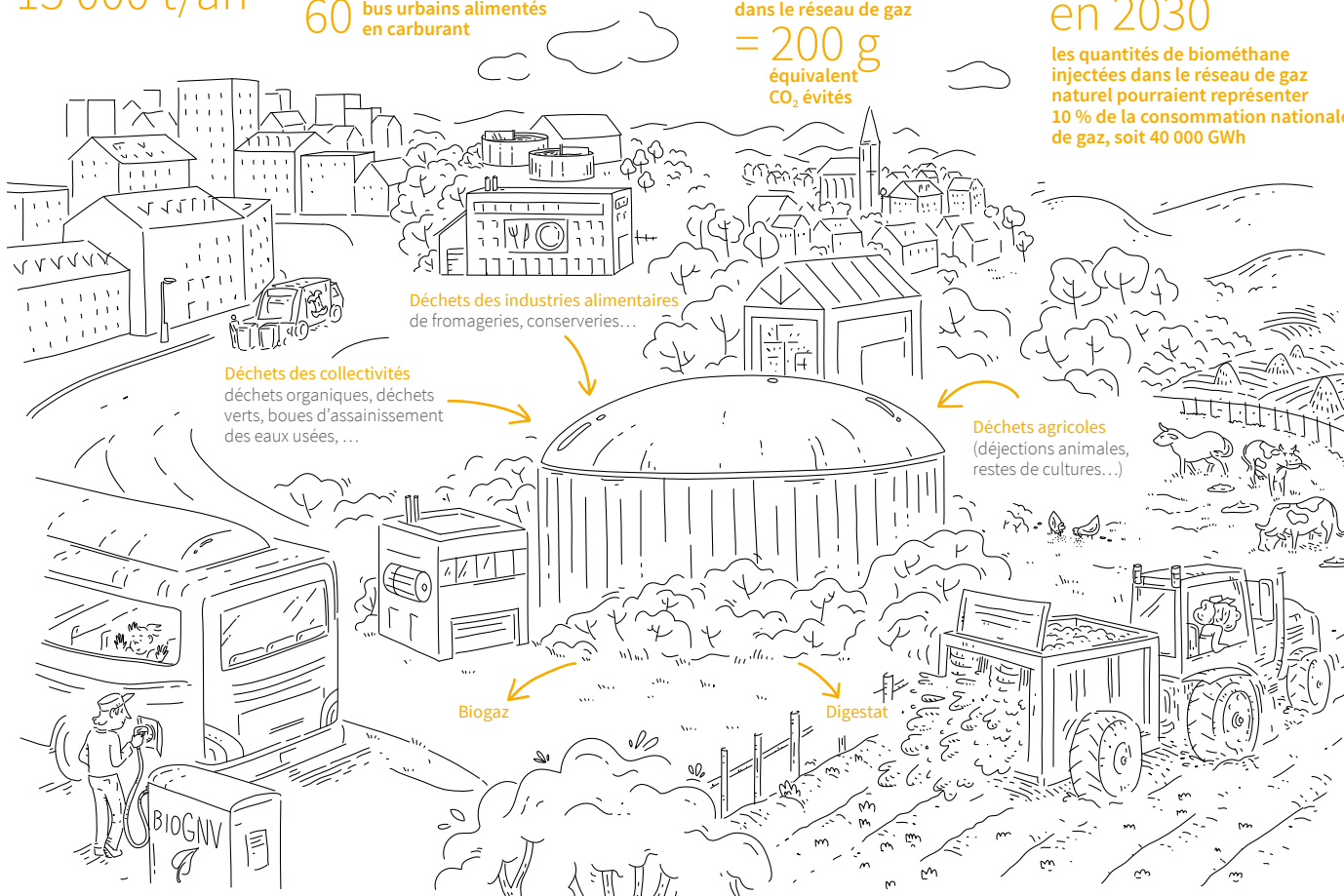
► 710 unités de méthanisation en France au 1^{er} janvier 2019

Un méthaniseur traitant
15 000 t/an = 500 maisons chauffées
ou 60 bus urbains alimentés en carburant

1 kWh
de biométhane injecté
dans le réseau de gaz
= 200 g
équivalent
CO₂ évités

en 2030

les quantités de biométhane injectées dans le réseau de gaz naturel pourraient représenter 10 % de la consommation nationale de gaz, soit 40 000 GWh



1 En quoi la méthanisation est essentielle en France ?

Le biogaz participe au bouquet énergétique de la France

La part des énergies renouvelables devra doubler d'ici 2030 pour représenter 32 % de la consommation d'énergie en France.

Nous disposons de nombreuses énergies renouvelables sur notre territoire qui se complètent pour diversifier la production énergétique et réduire notre dépendance aux énergies fossiles. La France détient notamment le 1^{er} gisement éolien, le 3^e gisement solaire et la 4^e surface forestière d'Europe. De son côté, le biogaz prend une place grandissante dans le mix énergétique : en 2030, il devrait représenter 10 % de la consommation de gaz naturel en France.

La méthanisation permet de lutter contre le changement climatique

Elle contribue doublement à la réduction de nos émissions de gaz à effet de serre. D'abord parce que le biogaz peut être utilisé en remplacement de ressources fossiles (pétrole, gaz, charbon) pour chauffer des bâtiments, faire rouler des véhicules, produire de l'électricité. Ensuite parce que le procédé permet de capter le méthane, puissant gaz à effet de serre, naturellement produit lors de la décomposition de la matière organique, en particulier les effluents d'élevage.

Les déchets sont mieux gérés et à moindre coût

Les méthaniseurs permettent de valoriser une grande diversité de déchets organiques, y compris les déchets gras ou très humides qui ne peuvent pas être compostés. Ce sont autant de déchets en moins à incinérer et à mettre en décharge.

La facture s'en ressent : le coût du traitement des déchets par méthanisation est de l'ordre de 50 € la tonne, contre une centaine d'euros pour l'incinération ou pour le stockage des déchets non dangereux.

La méthanisation préserve et crée des emplois

Construire des unités de méthanisation, organiser le transport et la logistique, assurer la maintenance nécessitent de la main d'œuvre. Sur le territoire français, des milliers d'emplois devraient être créés dans les années à venir, avec l'installation de centaines de sites. La méthanisation permet également de pérenniser les emplois agricoles existants.

Des économies pour les agriculteurs

Les agriculteurs disposant d'une unité de méthanisation sur leur exploitation peuvent utiliser le biogaz pour produire de la chaleur et l'utiliser directement dans leur ferme. Ils diminuent ainsi leurs factures d'énergie.

En utilisant le digestat pour fertiliser leurs cultures, ils réduisent les dépenses liées à l'achat d'engrais industriels.

Les agriculteurs peuvent également vendre la totalité ou le surplus du biogaz produit.



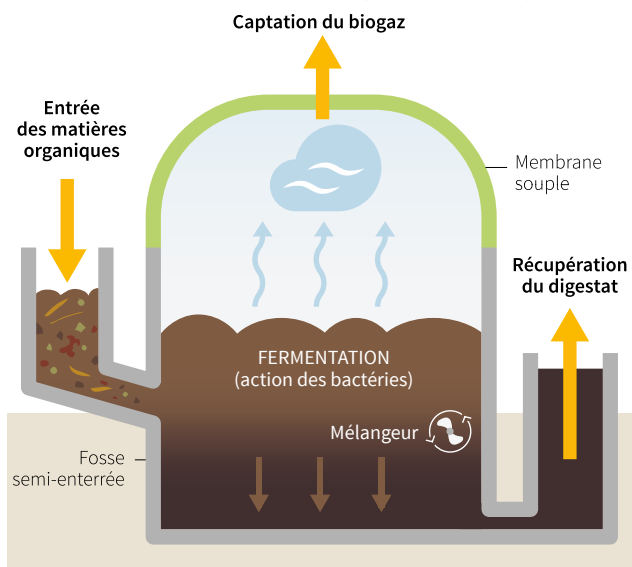
La méthanisation offre une solution efficace et rentable aux agriculteurs pour traiter les déjections de leurs animaux d'élevage.

2 La méthanisation, comment ça marche ?

Le méthaniseur transforme la matière organique en biogaz et en digestat

La méthanisation utilise un processus biologique naturel. En l'absence d'oxygène et sous l'effet de la chaleur (38 °C), des bactéries transforment la matière organique en méthane, appelé le biogaz, et en un résidu, appelé le digestat.

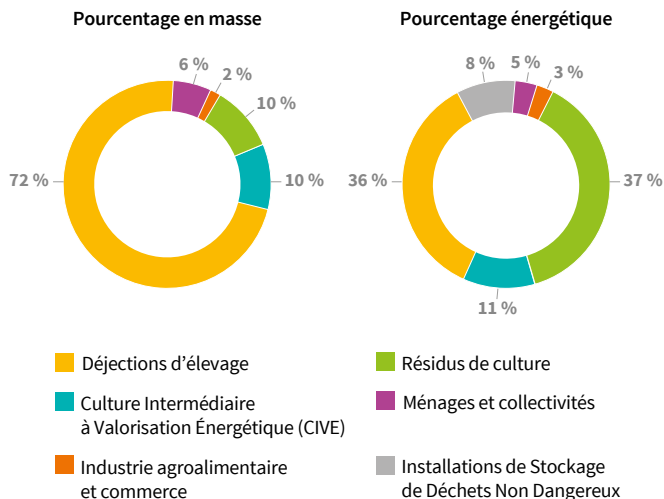
LE FONCTIONNEMENT D'UN MÉTHANISEUR (en anaérobiose à 38 °C)



De nombreux déchets organiques peuvent être méthanisés

Aujourd'hui, les effluents d'élevage constituent l'essentiel des matières méthanisées : les fumiers et les lisiers apportent les bactéries nécessaires à la dégradation des matières organiques. Cependant, ces effluents doivent être complétés par des matières contenant plus de carbone, comme des résidus de cultures par exemple, pour permettre de produire suffisamment de méthane.

POURCENTAGE EN MASSE ET EN ÉNERGIE DES RESSOURCES MOBILISABLES PAR LA MÉTHANISATION À L'HORIZON 2030



Le gisement mobilisable à l'horizon 2030 est principalement agricole (90%).

Source : avis de l'ADEME sur la méthanisation



Les déjections d'élevage représentent la plus grosse part des déchets méthanisés.

3 À quoi servent le biogaz et le digestat ?

Le biogaz est une source d'énergie renouvelable

Ce mélange gazeux, principalement composé de méthane (CH_4) et de dioxyde de carbone (CO_2), peut :

- ▶ être utilisé comme combustible dans une chaudière pour produire de la chaleur ;
- ▶ alimenter un moteur pour fabriquer de l'électricité et de la chaleur en même temps : c'est ce qu'on appelle la cogénération ;
- ▶ servir de carburant pour les véhicules : on parle alors de bio Gaz Naturel Véhicule (bioGNV) ;
- ▶ être purifié et injecté dans le réseau de gaz naturel : on parle alors de biométhane.

Le biogaz est parfois utilisé directement par les agriculteurs pour sécher le foin ou encore chauffer une serre, et par les collectivités pour chauffer des bâtiments publics et faire circuler des flottes de bus roulant au bioGNV. Moins bruyants, ces bus sont aussi nettement moins polluants : ils ne rejettent presque aucune particule fine et génèrent 80 % de CO_2 en moins.



Les véhicules qui roulent au bioGNV permettent de limiter la pollution de l'air.

Le digestat sert à nourrir les cultures

Le digestat peut être utilisé comme fertilisant, pour nourrir les cultures agricoles, ou comme amendement, pour l'équilibre des sols. En plus de réduire le recours aux engrais de synthèse, c'est un engrais d'excellente qualité facilement assimilable par les plantes.

4 Peut-on parler d'une installation à risques ?

Les risques d'incendie ou d'explosion liés au biogaz sont très limités

La production de biogaz est encadrée par une réglementation stricte et nécessite des précautions.

Les niveaux de danger et de risques potentiels d'incendie et d'explosion liés au biogaz sont du même ordre, voire moins élevés, que ceux liés au stockage du gaz naturel et du pétrole. Une unité de méthanisation n'est donc pas plus dangereuse qu'une station essence.

En tant que mélange potentiellement explosif, le biogaz nécessite des précautions mais peu d'accidents relatifs à son stockage sont survenus en France. De 1992 à 2017, 18 cas d'incendie et 15 cas d'explosion ont été recensés en France par le ministère en charge de l'environnement, avec peu de conséquences pour les populations riveraines et pour l'environnement. Les risques concernent surtout le personnel qui travaille sur les sites de méthanisation.

Les sites sont dotés de détecteurs de gaz, d'extincteurs, d'une voie d'accès pour les pompiers.

Ils sont également équipés d'un dispositif de destruction du biogaz (d'une torche par exemple).



La torche est mise en fonctionnement pour des raisons de sécurité lorsqu'il faut détruire le biogaz.

Les risques liés au digestat sont également sous contrôle

Les risques de rejet d'ammoniac dans l'air ou de pollution des eaux liés au digestat sont maîtrisés grâce à des règles strictes :

- ▶ les fosses de stockage de digestat sont couvertes et ventilées si nécessaire ;
- ▶ la qualité agronomique et sanitaire du digestat est contrôlée avant l'épandage ;
- ▶ l'épandage respecte les distances d'isolement par rapport aux cours d'eau et aux habitations ;
- ▶ l'épandage respecte des délais minimum avant le retour du bétail sur les parcelles épandues (prairies) ;
- ▶ l'épandage est réalisé avec des techniques qui limitent les émissions d'ammoniac.



L'épandage du digestat par pendillard permet de limiter les émissions d'ammoniac.

5 Une unité de méthanisation émet-elle des odeurs ?

Des odeurs peuvent provenir des déchets avant méthanisation

Lors de la méthanisation, la décomposition des déchets est réalisée en absence d'oxygène, sans contact avec l'air ambiant et donc sans odeur. Au terme du process, les acides gras volatils responsables des odeurs sont détruits : le digestat produit est pratiquement inodore, même une fois épandu dans les champs. D'ailleurs, de nombreux agriculteurs recourent à la méthanisation pour réduire les odeurs d'épandage agricole des fumiers et des lisiers.

Des odeurs peuvent parfois être émises lors du transport, du stockage, du déchargement et du chargement des déchets organiques avant méthanisation.

Des mesures sont prises pour les réduire au maximum

- ▶ Le transport se fait dans des camions étanches.
- ▶ Les allers et retours des camions sont réduits au maximum.
- ▶ Les chargements et déchargements ont lieu dans un hangar fermé et étanche.
- ▶ Les camions sont lavés ou rincés fréquemment.
- ▶ Les bâtiments de stockage sont soumis à une ventilation forcée et l'air vicié est aspiré et traité dans une unité de désodorisation.

Pour lui permettre de réagir rapidement si des mauvaises odeurs gênent les riverains, l'exploitant peut aussi mettre en place une surveillance sur le site et dans le voisinage, en associant les riverains au sein d'un « jury de nez ».

ET LES MOUCHES ?

Les matières organiques étant stockées dans un local fermé et étanche, les mouches ne sont pas attirées et ne prolifèrent pas autour du méthaniseur.

6 Une unité de méthanisation fait-elle du bruit ?

Les émissions sonores d'une unité de méthanisation sont minimales

Lorsque l'installation de méthanisation est équipée d'une unité de cogénération pour produire à la fois de l'électricité et de la chaleur, un moteur tourne en continu. Ce moteur est placé dans un caisson insonorisé qui permet de réduire le bruit à moins de 51 dB (soit le niveau sonore d'une machine à laver) dans un rayon de 50 mètres.

Le matériel de manutention et les engins de chantier utilisés à l'intérieur de l'installation sont également conformes aux limites réglementaires en matière d'émissions sonores, soit moins de 70 dB en journée. Ils sont utilisés pendant les horaires de travail habituels, de 8h à 18h en semaine.

7 Quel trafic est généré par la logistique ?

Le trafic est optimisé et limité au maximum

Une grosse installation de méthanisation (unité industrielle) nécessite le passage de 10 camions par jour travaillé.

Pour une unité de méthanisation plus petite (à la ferme), le trafic n'augmente que d'un camion par jour durant les horaires de travail.

Le transport est toujours optimisé pour réduire les distances, limiter les désagréments pour les riverains et réduire la consommation de carburant. De même, les horaires et les trajets de circulation sont adaptés pour éviter les heures de pointe et les zones les plus fréquentées.

8 Quel est son impact sur le paysage ?

Tout est fait pour rendre l'installation la moins visible possible

Pour créer une harmonie visuelle et gêner le moins possible les riverains, plusieurs solutions existent comme le choix de teintes de matériaux adaptées aux milieux environnants, l'enfouissement partiel des cuves de stockage ou des digesteurs, l'implantation de haies autour du site...

Les porteurs de projet sont également fortement incités à recourir à un architecte expert en intégration paysagère.



L'intégration paysagère est à prendre en compte dès le choix du site d'installation de l'unité de méthanisation. Des couleurs proches de celles de la nature permettent de mieux intégrer les bâtiments dans leur environnement.

9 Comment sont prises les décisions pour installer une unité de méthanisation ?

Les porteurs de projet potentiels sont multiples

- **Un agriculteur ou un groupement d'agriculteurs** : un projet de méthanisation vient en complément de leur activité, pour valoriser les effluents d'élevage et les sous-produits agricoles.
- **Un collectif d'agriculteurs, une collectivité territoriale ou un collectif de citoyens** dans le cadre d'un projet territorial. Non seulement le projet permet de traiter les effluents agricoles et les déchets du territoire mais il implique aussi les citoyens.
- **Des industries (agroalimentaires, chimiques, papeteries...)** pour mieux valoriser leurs déchets ;
- **Des stations d'épuration des eaux usées** pour méthaniser leurs boues ;
- **Des collectivités pour valoriser les déchets organiques** récupérés auprès des habitants.



Plusieurs stations d'épuration intègrent désormais un méthaniseur au sein de leur site afin de valoriser leurs boues d'épuration.

Un dialogue est instauré avec les riverains pour un projet partagé

Les acteurs du projet et les habitants doivent pouvoir dialoguer. Les échanges, souvent facilités par la collectivité qui accueille le projet, se déroulent en 3 étapes :

- étape 1 : information de la population ;
- étape 2 : consultation pour connaître l'avis des habitants et des usagers ;
- étape 3 : concertation pour permettre le dialogue et rechercher un accord entre toutes les parties intéressées pour lancer le projet.

Informés sur les enjeux de la méthanisation pour leur commune, rassurés sur les risques et les nuisances éventuels, consultés sur l'aménagement paysager et les pistes de valorisation de l'énergie produite..., les habitants deviennent souvent les premiers ambassadeurs de l'unité de méthanisation.

EN SAVOIR PLUS

Guide de l'ADEME « Informer et dialoguer autour d'un projet de méthanisation » : www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/guideinformeretdialoguermethanisation-032018.pdf

Le Méthascope de France Nature Environnement : www.fne.asso.fr/publications/methascope



Une visite sur site peut être organisée par les porteurs de projet pour expliquer, montrer, rassurer, faire entendre des témoignages et créer du lien.

Plusieurs critères sont pris en compte pour l'implantation

Le choix du site se fait en concertation avec les riverains, en fonction des critères suivants :

- ▶ le respect du cadre de vie existant, de la sécurité et de l'environnement ;
- ▶ la proximité des gisements de matières organiques, pour faciliter la logistique ;
- ▶ les opportunités de valorisation du biogaz : proximité des réseaux de gaz, d'électricité, de chaleur... ;
- ▶ les surfaces au sol disponibles.

Des autorisations sont nécessaires

Pour construire une unité de méthanisation, le porteur de projet doit réaliser plusieurs démarches et obtenir des autorisations. Il doit :

- ▶ soumettre une déclaration préalable auprès de la mairie ou obtenir un permis de construire ;
- ▶ répondre aux exigences de la réglementation des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE) : déclaration, enregistrement ou autorisation.
- ▶ pour des volumes traités supérieurs à 60 tonnes de déchets par jour, réaliser une étude de dangers, une étude d'impacts, une enquête publique et obtenir l'avis de l'Autorité environnementale.

La construction peut être interdite si l'installation est située sur un site classé, visible depuis un monument historique, trop proche d'un captage d'eau potable, située en zone inondable, entraîne un trafic excessif...

Enfin, les unités de méthanisation sont suivies et contrôlées. En cas de manquement, des mesures administratives sont prises pouvant aller jusqu'au retrait de l'autorisation d'exploiter l'unité.

EN SAVOIR PLUS

Site d'information sur les projets susceptibles d'avoir un impact sur l'environnement : www.projets-environnement.gouv.fr/pages/home/

10 Comment fonctionne un projet participatif ou citoyen ?

Les citoyens peuvent participer à un projet de deux façons

▶ **Investir dans le capital des sociétés portant les projets**, ce qui permet une implication dans leur gouvernance : c'est ce qu'on appelle des projets citoyens.

▶ **Financer les projets sans participer à la gouvernance** : c'est ce qu'on appelle un projet participatif ou un financement participatif obtenu parfois grâce à une campagne de « crowdfunding ».

La participation financière de citoyens à des projets pour développer les énergies renouvelables est courante au Danemark et en Allemagne, où 50 % des capacités de production d'électricité renouvelable installées entre 2000 et 2010 sont détenues par des citoyens (dont 11 % par des agriculteurs).

Les citoyens se mobilisent pour développer leur territoire

En soutenant ces projets citoyens, les habitants permettent de :

- ▶ valoriser les ressources économiques et énergétiques des territoires ;
- ▶ promouvoir une dynamique collective de transition énergétique, dans laquelle les habitants s'expriment et participent aux prises de décision ;
- ▶ renforcer l'intégration locale des projets d'énergies renouvelables ;
- ▶ participer à un projet qui a du sens pour le territoire ;
- ▶ maintenir et créer des emplois ;
- ▶ développer de nouvelles compétences sur le territoire...

Début 2018, plus de 260 projets citoyens, en développement et en exploitation, sont recensés partout en France.

Ce document est édité par l'ADEME

ADEME | 20, avenue du Grésillé | 49000 Angers

Conception graphique : Agence Giboulées

Rédaction : ADEME

Illustrations : Olivier Junière

Photos : page 7 : Adobe Stock – © Fabian Faber page 9 : Adobe Stock – © Jamrooferpix

page 10 : Terra – © Arnaud Bouissou page 11 : Terra – © Arnaud Bouissou page 12 : Adobe Stock – © A.

page 15 : Adobe Stock – © manfredxy page 16 : Terra – © Laurent Mignaux page 17 : Adobe Stock – © auremar



L'ADEME à vos côtés

À l'ADEME nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le changement climatique et la dégradation des ressources.

Nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, gaspillage alimentaire, déchets, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions. À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

www.ademe.fr

ÊTRE ACCOMPAGNÉ POUR RÉNOVER VOTRE LOGEMENT



Les Espaces Info Énergie, membres du réseau **FAIRE**, vous conseillent gratuitement pour diminuer vos consommations d'énergie.

Pour prendre rendez-vous avec un conseiller et être accompagné dans votre projet :



www.faire.fr

0 808 800 700

Service gratuit
+ prix appel



ISBN 979-10-297-1429-0



010587 | Octobre 2019

DOCUMENT n°3

**Ministère de la transition écologique
(MTE)**

Extraits

**Synthèse « Stratégie française pour
l'énergie et le climat – Programmation
pluriannuelle de l'énergie »**

Avril 2020

SYNTHÈSE



STRATÉGIE FRANÇAISE POUR L'ÉNERGIE ET LE CLIMAT

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023

2024-2028





Un projet élaboré de manière concertée

La programmation pluriannuelle de l'énergie a été élaborée à partir de juin 2017 en associant de très nombreux acteurs :

- Juin 2017 : préparation à l'élaboration de la révision de la PPE pour l'année 2018, en associant de nombreux acteurs (comité de suivi constitué du Conseil national de la transition écologique et du Conseil supérieur de l'énergie) ;
- D'octobre 2017 à janvier 2018 : 24 ateliers de travail ont été organisés pour l'élaboration de la révision de la PPE ;
- De mars à juin 2018 : un débat public a été organisé par la Commission nationale du Débat public ;
- Janvier 2019 : un projet de PPE a été rendu public en janvier 2019. Plusieurs instances ont été consultées formellement : l'Autorité environnementale sur l'Évaluation Environnementale Stratégique, le Conseil national de la transition écologique, le Conseil supérieur de l'énergie, du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, le Conseil supérieur de la construction et de l'efficacité énergétique, et le Comité du système de distribution publique d'électricité. Leurs avis ont été rendus publics sur le site du Ministère ;
- De décembre 2018 à septembre 2019 : une concertation post-débat a été organisée, avec des présentations dans plusieurs régions françaises, différentes réunions ciblées sur des problématiques spécifiques, une réunion avec les porteurs des 86 débats locaux sur la PPE, et une réunion d'échanges avec des membres du G400 Energie, groupe de 400 personnes de la France entière qui avaient été tirées au sort pour participer activement au débat public sur la PPE. Les pays voisins de la France ont été consultés formellement, et une réunion à leur attention organisée le 1er mars ;
- Du 20 janvier au 20 février 2020 : une consultation du public a été organisée sur le site internet du ministère de la transition écologique et solidaire.

1. Programmation pluriannuelle de l'énergie : une dynamique d'action cohérente pour la transition énergétique

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie afin d'atteindre les objectifs de politique énergétique définis par la loi. L'ensemble des piliers de la politique énergétique et l'ensemble des énergies sont traités dans une même stratégie : maîtrise de la demande en énergie, maîtrise des coûts des énergies, promotion des énergies renouvelables, garantie de sécurité d'approvisionnement et indépendance énergétique, etc. Cela permet de construire une vision cohérente et complète de la place des énergies et de leur évolution souhaitable dans la société française.

La PPE est un outil opérationnel engageant pour les pouvoirs publics. Elle décrit les mesures qui permettront à la France de décarboner l'énergie afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Les 10 prochaines années permettront de prendre le virage qui rendra faisable cette ambition nécessaire. Le scénario énergétique de la PPE est le même que celui de la stratégie nationale bas carbone (SNBC) pour la période qu'elle couvre.

La PPE en quelques chiffres

| | |
|--|---|
| Consommation finale d'énergie | Baisse de 7,6 % en 2023 et de 16,5 % en 2028 par rapport à 2012 <i>Soit une réduction de 6,3 % en 2023 et de 15,4 % en 2028 par rapport à 2018</i> |
| Consommation primaire des énergies fossiles | Baisse de 20 % de la consommation primaire d'énergies fossiles en 2023 et de 35 % en 2028 par rapport à 2012 |
| Émissions de gaz à effet de serre issues de la combustion d'énergie | 277 MtCO ₂ en 2023 227 MtCO ₂ en 2028 <i>Soit une réduction de 14 % en 2023 et de 30 % en 2028 par rapport à <u>2016</u> (322 MtCO₂)</i> <i>Soit une réduction de 27 % en 2023 et 40 % en 2028 par rapport à <u>1990</u>.</i> |
| Consommation de chaleur renouvelable | Consommation de 196 TWh en 2023 Entre 218 et 247 TWh en 2028 Soit une augmentation de 25 % en 2023 et entre 40 et 60 % en 2028 de la consommation de chaleur renouvelable de 2017 (154 TWh) |
| Production de gaz renouvelables | Production de biogaz à hauteur de 24 à 32 TWh en 2028 sous l'hypothèse d'une baisse des coûts (4 à 6 fois la production de 2017) |
| Capacités de production d'électricité renouvelables installées | 73,5 GW en 2023, soit + 50 % par rapport à 2017 101 à 113 GW en 2028, doublement par rapport à 2017 |
| Capacités de production d'électricité nucléaire | 4 à 6 réacteurs nucléaires fermés d'ici 2028 dont ceux de Fessenheim. Fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035, date d'atteinte d'une part de 50 % d'électricité nucléaire dans le mix électrique. |
| Croissance économique | Hausse de 1,3 point de PIB en 2023 par rapport au scénario tendanciel, et de 2,1 point en 2028 |
| Emplois | Création d'environ 238 000 emplois en 2023 par rapport au scénario tendanciel et de 440 000 emplois en 2028 |
| Revenu disponible brut des ménages | Hausse du pouvoir d'achat des ménages de 1 point en 2023, par rapport au scénario tendanciel et de 2,2 points en 2028 |

Afin de tenir compte des incertitudes et de garantir l'approvisionnement en énergie de la France, la programmation pluriannuelle de l'énergie envisage deux scénarios de besoins énergétiques, reposant notamment sur différentes hypothèses d'évolution de la démographie, de la situation économique et d'efficacité énergétique. Les résultats qui sont présentés ici sont ceux du scénario de référence, considéré comme le plus probable.

Le scénario pris en compte dans cette PPE est structuré pour que l'évolution des différents paramètres constitutifs de la PPE, depuis la production d'énergie jusqu'à sa consommation, permette d'atteindre tous les objectifs qui ont été fixés par la loi. La trajectoire correspondante diffère légèrement de celle qui avait été présentée dans le projet de PPE publié en janvier 2019. En particulier, l'objectif d'efficacité énergétique dans les secteurs des bâtiments et de l'industrie a été relevé, en tenant compte des mesures prises ou décidées au cours de l'année 2019.

Les mesures détaillées explicitement dans ce document devront être complétées par des mesures supplémentaires pour atteindre l'ensemble des objectifs à l'horizon 2030. Quelques mesures sont en effet



nécessaires pour obtenir des effets similaires à ceux de la composante carbone dont la croissance a été arrêtée en novembre 2018. La définition de ces mesures s'appuiera notamment sur les propositions de la Convention citoyenne pour le climat, ainsi que des recommandations du Haut conseil pour le climat.

La PPE en 2023 ce sera :

- 2,5 millions de logements rénovés supplémentaires par rapport à fin 2018 ;
- 3,4 millions d'équivalents logements raccordés à un réseau de chaleur ;
- Le remplacement de 10 000 chauffages charbon (la moitié de ceux restants) et 1 million de chaudières fioul (sur un parc restant de 3,5 millions) par des moyens de production de chaleur renouvelable, des pompes à chaleur ou des chaudières au gaz à très haute performance énergétique ;
- 9,5 millions de logements chauffés au bois avec un appareil efficace ;
- 1,2 million de voitures particulières électriques en circulation (électriques et hybrides rechargeables) et plus de 100 000 points de recharge publics ;
- 1 million de Français ayant bénéficié d'une aide pour changer de véhicule ;
- 20 000 camions au gaz en circulation ;
- L'ensemble du territoire français couvert par une autorité organisatrice de la mobilité pour construire des solutions adaptées aux besoins des citoyens ;
- L'arrêt de la production d'électricité à partir de charbon ;
- 2 réacteurs nucléaires arrêtés (Fessenheim) ;
- 200 000 sites photovoltaïques en autoconsommation, dont 50 opérations d'autoconsommation collective.

3.3. Le gaz naturel doit être progressivement remplacé par du biogaz ou des gaz de synthèse

Le gaz naturel est aujourd'hui une énergie essentielle au système énergétique français. Sa capacité de stockage est nécessaire pour passer les pointes d'hiver de chauffage et de production d'électricité. Par ailleurs, le gaz naturel est l'énergie fossile la moins carbonée et permet donc de réduire les émissions de CO₂ et de polluants atmosphériques quand elle se substitue à du pétrole, par exemple dans les transports. Le gaz naturel n'en reste pas moins une énergie fossile et nécessite donc d'être remplacé à terme par du biogaz ou des nouveaux gaz de synthèse produits avec des énergies décarbonées : l'hydrogène ou le *power to gas* (fabrication de gaz de synthèse, en particulier du méthane, en utilisant de l'électricité renouvelable).

En 2018, la consommation primaire de gaz naturel a été de 470 TWh PCS. A l'horizon 2023, les mesures de maîtrise de la demande en énergie devraient porter la consommation de gaz à 470 TWh et à 420 TWh en 2028.

Le biogaz présente de nombreux atouts qui justifient de maintenir un soutien public important à condition de mieux structurer la filière et de diminuer les coûts

Le biogaz présente de nombreux atouts. C'est une énergie renouvelable qui :

- se stocke facilement ;
- peut être produite par des agriculteurs, leur offrant ainsi une opportunité de revenus complémentaires ;
- permet de valoriser les déchets pour produire de l'énergie et des matières fertilisantes, qui devront offrir toutes les garanties de qualité sanitaire et environnementale ;
- permet d'utiliser un réseau énergétique existant sur une partie importante du territoire qui dessert les industries et les transports.

Les coûts de production des gaz renouvelables sont aujourd'hui environ quatre fois ceux du gaz naturel, mais des perspectives de baisse de coûts sont mises en avant par les acteurs de ces filières. Le développement de capacités de production accrues devrait permettre de matérialiser ces baisses de coûts, notamment par le biais d'économies d'échelle. La PPE prévoit une adaptation du rythme de construction de nouvelles capacités de production en fonction de la baisse des coûts réellement observée.

Le GNV (gaz naturel véhicule) est une solution alternative aux carburants d'origine fossile qui permet de



limiter les rejets de polluants atmosphériques. En outre, il peut, via le bioGNV, devenir un carburant totalement décarboné. Ce nouvel usage se développe pour les véhicules lourds et il est appelé à croître. Il semble judicieux d'orienter principalement la production de biogaz vers ces moyens de transport difficiles à décarboner plutôt que vers des usages dans le bâtiment où existent d'autres alternatives bas carbone.

Les objectifs de la PPE s'inscrivent dans la perspective que le biogaz atteigne 7 % de la consommation de gaz en 2030 si les baisses de coût visées dans la trajectoire de référence sont bien réalisées et jusqu'à 10 % en cas de baisse de coûts supérieure.

| 2016 | 2023 | 2028 |
|-------------------------------------|----------------------------------|---|
| 5,4 TWh PCS Dont 0,4 TWh injecté | 14 TWh PCS Dont 6 TWh injecté | 24 à 32 TWh PCS Dont 14 à 22 TWh injecté |

Tableau 3 : Objectif de production de biogaz (en TWh PCS)

Principales mesures de promotion du gaz renouvelable non injecté :

- Mettre en place un dispositif de soutien adapté pour le biométhane non injecté dans les réseaux de gaz naturel (en particulier biométhane utilisé directement pour des véhicules au bioGNV) ;
- Favoriser le GNV et le bioGNV notamment grâce au suramortissement à l'achat de véhicules compatibles.

Principales mesures de promotion du gaz renouvelable injecté :

- Donner de la visibilité en adoptant un calendrier d'appel d'offres pour le biométhane injecté : deux appels d'offres, pour un objectif de production annuelle de 350 GWh PCS/an chacun, seront lancés chaque année ;
- Consolider l'obligation d'achat de biogaz à un tarif réglementé et lancer des appels d'offres permettant d'atteindre les objectifs de production à un coût maîtrisé grâce à de fortes baisses des coûts :
 - Les appels d'offres seront construits sur une trajectoire de tarif d'achat de référence, utilisée pour dimensionner l'enveloppe budgétaire, dont la cible sera d'atteindre une moyenne de 75 €/MWh PCS pour les projets de biométhane injecté sélectionnés en 2023 et 60 €/MWh PCS en 2028. Si ce prix moyen n'est pas atteint, les volumes alloués seront réduits afin de ne pas dépasser le niveau de dépense publique visé. Une trajectoire de tarif d'achat maximal atteignant 90 €/MWh PCS pour le biométhane injecté en 2023 et 80 €/MWh PCS en 2028 sera également mise en place.
 - Le volume de l'appel d'offres sera adapté à la hausse si les tarifs moyens demandés dans le cadre des offres sont inférieurs à la trajectoire de tarif d'achat de référence. Le tarif d'achat proposé en guichet ouvert pour les installations de petite taille sera ajusté à la baisse en cas de contractualisation de capacités de production de biogaz supérieures à l'objectif de 800 GWh PCS par an sur l'ensemble des filières de valorisation.

DOCUMENT n°4

**Commission de régulation de l'énergie
(CRE)**

Extraits

**Rapport « Bilan technique et économique
des installations de production de
biométhane »**

19 décembre 2018

RAPPORT

19 décembre 2018

BILAN TECHNIQUE ET ECONOMIQUE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOMETHANE

Trois filières permettent la production de biogaz : la méthanisation, les stations d'épuration et les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND).

Le développement de la méthanisation poursuit des objectifs de politique publique variés : (1) la production d'énergie renouvelable, (2) la diversification des revenus des agriculteurs, (3) la gestion des déchets agricoles notamment dans les régions d'élevage en excédent structurel d'azote, (4) l'économie circulaire par l'utilisation du digestat comme fertilisant et (5) la création d'emplois en zone rurale. Le biogaz produit peut être valorisé sous différentes formes : en cogénération, en injection dans un réseau de gaz le cas échéant après portage ou comme carburant pour véhicules. Dans ces deux derniers cas, il permet de réduire l'empreinte carbone des usages historiques du gaz ainsi que la dépendance aux importations d'énergies fossiles. Le développement de ces usages nécessite toutefois des infrastructures spécifiques, souvent inexistantes localement et dont le développement peut s'avérer coûteux.

Les stations d'épuration et les ISDND sont des infrastructures de traitement de déchets dont la construction est extrinsèque à la production de biogaz. Au surplus, pour les stations d'épuration, les équipements de production de biogaz permettent de réduire la quantité de matières sèches à traiter. L'accroissement de la production de biogaz par ces filières est limité par le nombre d'infrastructures existantes n'étant pas encore équipées pour produire de l'électricité ou du gaz.

Le mécanisme de soutien au biométhane injecté dans un réseau de gaz a été mis en place en 2011 sur des bases de coûts prospectifs et de technologies peu matures. Par ailleurs, la prise en charge d'une partie des coûts de raccordement par les gestionnaires de réseaux et la baisse de la prestation d'injection pour les installations raccordées au réseau de distribution, mises en place récemment, modifient le périmètre des coûts à prendre en compte pour établir le niveau du soutien.

Les ambitions fortes de la programmation pluriannuelle de l'énergie présentée en novembre 2018 concernant le gaz renouvelable renforcent la nécessité que le dispositif de soutien soit défini au plus juste pour que celles-ci soient soutenables ; elles sont en outre explicitement conditionnées à une baisse des coûts de production.

Le présent bilan technique et économique a pour objet de constater les coûts, les recettes et la rentabilité des installations actuellement en service en vue d'analyser la pertinence du mécanisme de soutien en vigueur et de formuler des recommandations en vue de son amélioration. Il constituera une base de données essentielle pour définir les contours d'un nouveau mécanisme de soutien dont le but sera d'accompagner la baisse des coûts de la filière et d'atteindre les objectifs de politique publique qui lui ont été assignés.

Les trois premiers chapitres présentent le contexte du bilan, les principes de la méthanisation ainsi que le mécanisme de soutien en vigueur. Le quatrième chapitre présente l'analyse économique réalisée par la CRE sur la base de laquelle elle formule, dans un dernier chapitre, plusieurs propositions sur l'organisation du soutien pour atteindre les objectifs de politique publique tout en maîtrisant le coût pour la collectivité.

SOMMAIRE

| | |
|--|-----------|
| 1. CONTEXTE DU BILAN TECHNIQUE ET ECONOMIQUE ET OBJECTIFS DE POLITIQUE ENERGETIQUE | 3 |
| 2. LES PRINCIPES DE LA PRODUCTION DE BIOGAZ, DE L'EPURATION ET DE L'INJECTION SUR LE RESEAU | 4 |
| 3. LE MECANISME ACTUEL DE SOUTIEN AU BIOMETHANE | 5 |
| 3.1 STRUCTURE ET NIVEAU DU TARIF D'ACHAT..... | 5 |
| 3.2 CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE LIEES AU BIOMETHANE | 7 |
| 3.3 GARANTIES D'ORIGINE BIOMETHANE..... | 7 |
| 3.4 SUBVENTIONS A L'INVESTISSEMENT | 8 |
| 4. ANALYSE ECONOMIQUE DES INSTALLATIONS EN FONCTIONNEMENT | 8 |
| 4.1 FLEXIBILITE ET SAISONNALITES | 9 |
| 4.2 COUTS D'INVESTISSEMENTS..... | 10 |
| 4.3 COUTS D'EXPLOITATION..... | 11 |
| 4.4 REVENUS LIES AU DIGESTAT ET AUX RECETTES POUR LE TRAITEMENT DES DECHETS..... | 14 |
| 4.5 INTRANTS..... | 15 |
| 4.5.1 Typologie des intrants..... | 15 |
| 4.5.2 Origine des intrants | 16 |
| 4.5.3 Coûts, recettes et potentiels méthanogènes des intrants | 16 |
| 4.6 COUTS DE PERSONNEL | 17 |
| 4.7 CALCUL ET ANALYSE DE LA RENTABILITE DES INSTALLATIONS | 17 |
| 4.7.1 Des retraitements ont été nécessaires pour calculer les rentabilités..... | 18 |
| 4.7.2 La rentabilité moyenne des installations s'élève à 11 % avant impôts..... | 18 |
| 4.7.3 Recherche des paramètres influençant la rentabilité | 19 |
| 4.7.4 Analyse de sensibilité | 21 |
| 4.8 COUT DE PRODUCTION DU BIOMETHANE..... | 21 |
| 4.9 FINANCEMENT..... | 23 |
| 5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS..... | 24 |

1. CONTEXTE DU BILAN TECHNIQUE ET ECONOMIQUE ET OBJECTIFS DE POLITIQUE ENERGETIQUE

Le cadre réglementaire du bilan technique et économique

L'article D. 446-15 du code de l'énergie dispose qu'« [...] afin d'établir le bilan technique et économique de la filière, le producteur transmet au ministre chargé de l'énergie, à sa demande, les éléments techniques et financiers nécessaires à l'appréciation de la rentabilité financière de son installation de production de biométhane en fonction des conditions du contrat d'achat mentionné à l'article D. 446-8 qu'il a conclu. »

En application de cet article, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a sollicité mi-octobre 2017 par courrier tous les producteurs de biométhane bénéficiaires d'un contrat d'achat à cette date, soit 44 installations¹. Un questionnaire téléchargeable en ligne a été mis à leur disposition sur le site internet du ministère de la transition écologique et solidaire². La CRE a été associée à la définition du format de déclaration et des exigences en termes de nature et de qualité des justifications, afin de prendre en considération l'intégralité des paramètres ayant un impact sur la rentabilité de l'activité.

La CRE a mené plusieurs exercices similaires pour les filières de production d'électricité renouvelable. Après les analyses ayant donné lieu à son rapport sur les coûts des filières photovoltaïque, éolienne et biomasse en 2014³, elle a réalisé un bilan technique et économique des installations de production d'électricité à partir de méthanisation dont les conclusions ont alimenté ses avis du 8 juillet⁴ et du 27 juillet 2016⁵ sur deux arrêtés organisant le soutien à cette filière⁶.

Le présent exercice poursuit deux objectifs. D'une part, il vise à constituer une base de données détaillée des coûts d'investissement et d'exploitation des filières concernées, de nature à conforter les hypothèses retenues par les pouvoirs publics en vue de la définition d'un nouveau cadre de soutien. Il répond, en ce sens, à la demande formulée par la Cour des comptes dans son rapport public thématique sur la politique de développement des énergies renouvelables, qui recommandait la mise en place de tels dispositifs.

D'autre part, il permet d'évaluer la rentabilité des installations bénéficiant de l'obligation d'achat, en construisant le tableau des flux de trésorerie générés par leur exploitation sur la durée de vie du projet. Sur la base de ces évaluations, la CRE formule des propositions d'évolution des mécanismes de soutien.

Objectifs de politique énergétique

La France est engagée dans la transition énergétique avec des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables pour lesquels la filière biogaz est concernée au titre du gaz renouvelable et de la méthanisation.

S'agissant du gaz renouvelable, la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et la première programmation pluriannuelle de l'énergie⁷ (PPE) fixent pour objectifs⁸ d'atteindre une production annuelle (i) de biométhane injecté dans le réseau de 8 TWh à l'horizon 2023 et (ii) de 2 TWh de bioGNV (gaz naturel pour véhicules) en 2023. Par ailleurs, la LTECV fixe un objectif de 10 % d'énergie renouvelable dans la consommation de gaz en France en 2030. En 2017, les 44 sites d'injection de biométhane en service en France ont injecté 407 GWh, équivalent à environ 0,2 % de la consommation finale de gaz.

S'agissant de la méthanisation, la première PPE a défini un objectif de 1,8 TWh de gaz produit et de 137 MW de puissance électrique installée à fin 2018. Si l'objectif portant sur la capacité électrique installée a été atteint dès la fin 2017, les dernières projections tablent sur un volume de 1 TWh de gaz injecté fin 2018.

Le document présentant la deuxième PPE⁹ fixe un objectif pour le gaz renouvelable de 24 à 32 TWh en 2028 conditionné à une baisse des coûts de production. L'objectif de capacité installée de production d'électricité à partir de méthanisation est fixé entre 340 et 410 MW en 2028.

¹ A la date d'approbation de ce rapport, on compte désormais 67 installations.

² <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/biogaz#e4>

³ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/couts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine/consulter-le-rapport>

⁴ Délibération de la CRE du 8 juillet 2016 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

⁵ Délibération de la CRE du 27 juillet 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute.

⁶ Arrêté du 24 février 2017 modifiant la durée des contrats d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visés au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

⁷ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

⁸ Les deux objectifs ne sont pas exclusifs.

⁹ https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2018.11.27_MTES_dp_PPE_SNBC_strategiefrancaiseenergieclimat.pdf

2. LES PRINCIPES DE LA PRODUCTION DE BIOGAZ, DE L'EPURATION ET DE L'INJECTION SUR LE RESEAU

La méthanisation est le processus de digestion anaérobie par des micro-organismes d'une matière organique en conditions contrôlées. Ce processus biologique produit un gaz composé principalement de méthane et de gaz carbonique ainsi qu'un co-produit humide appelé le digestat.

Le processus biologique de méthanisation nécessitant une température maîtrisée supérieure à la température ambiante, le digesteur doit être chauffé une grande partie de l'année. Dans le cas d'une production d'électricité, la production concomitante de chaleur permet le maintien à température du digesteur. Dans le cas d'une installation d'injection de biométhane, la chaleur fatale produite par l'équipement de compression du gaz¹⁰ y contribue totalement ou partiellement, l'éventuel appoint étant assuré par la combustion d'une partie du biogaz produit.

Les installations de stockage de déchets non dangereux produisent spontanément du gaz dans des conditions non contrôlées. Elles ne sont pas équipées de digesteur.

Les stations d'épuration sont équipées de digesteurs et produisent du biogaz par le processus de méthanisation. Elles se différencient principalement selon le type d'intrants qu'elles traitent.

Le gaz produit peut être brûlé dans un moteur en vue de produire de l'électricité ou épuré afin d'atteindre le niveau de qualité requis pour être injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Dans la suite du document, le méthane produit et injecté dans les réseaux sera désigné par « biométhane ».

Le digestat

Le digestat produit par méthanisation doit être épandu ou traité et la démonstration de la capacité du producteur à trouver un débouché au digestat qu'il produit est vérifiée par l'administration. L'épandage sur des terres agricoles est le débouché le plus courant et le plus efficace, d'autant plus que le digestat fertilise le sol et peut se substituer à des engrais chimiques. La valorisation du digestat peut ainsi constituer une dépense évitée pour l'exploitation agricole et être traitée comme l'équivalent d'un revenu complémentaire pour l'installation de méthanisation.

L'épandage du digestat peut toutefois nécessiter l'achat d'équipements dédiés (pendillards par exemple) et un temps supérieur à celui nécessaire pour l'épandage d'engrais chimiques. Ces coûts d'exploitation supplémentaires sont plus importants pour les exploitations agricoles qui n'épandaient pas de matière en phase liquide, comme les effluents d'élevage, en l'absence de méthanisation.

Dans les zones en excédent d'azote ou de phosphore, un traitement du digestat (séchage, séparation de phases, compostage, filtration, traitement biologique) parfois coûteux peut être nécessaire pour résorber la concentration de ces éléments fertilisants.

Le principe de l'épuration du biogaz

L'épuration du gaz produit consiste à éliminer les substances indésirables (dioxyde de carbone, eau, azote, oxygène, sulfure d'hydrogène, ammoniac, traces d'autres éléments gazeux ou métalliques) afin d'obtenir un gaz conforme aux exigences d'injection dans le réseau. Elle est principalement réalisée, pour les installations du panel, par la technologie de séparation membranaire, la membrane agissant comme un filtre laissant passer le méthane.

Les trois autres technologies utilisées sont

- L'adsorption par variation de pression (ou PSA pour Pressure Swing Adsorption),
- L'absorption par lavage aux amines (solvant chimique),
- L'épuration cryogénique (exclusivement utilisée par les installations de stockage de déchets non dangereux en raison de la forte présence d'éléments indésirables).

Le tableau ci-dessous présente la répartition des différentes technologies utilisées par les producteurs :

| Technologie | Séparation membranaire | Adsorption par variation de pression | Absorption par lavage aux amines | Épuration cryogénique |
|----------------|------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|-----------------------|
| Part de marché | 78 % | 11 % | 4% | 7% |

L'injection

Le biométhane est envoyé au poste d'injection qui l'odorise¹¹ et contrôle sa conformité aux spécifications de qualité du réseau. Le cas échéant, il est compté puis injecté sur le réseau auquel l'installation est raccordée. Dans le cas contraire, il est refoulé et brûlé dans une torchère dont l'installation par le producteur est obligatoire.

Pour être raccordées à un réseau de gaz, les installations doivent s'inscrire au registre des capacités. Celui-ci constitue une file d'attente dans laquelle les projets arrivés les premiers réservent sur une zone une capacité d'injection

¹⁰ La compression est indispensable pour injecter le gaz à la pression du réseau, certaines technologies d'épuration exigent une compression à un niveau supérieur à la pression du réseau.

¹¹ L'odorisation peut également être réalisée par le producteur.

de biométhane. L'inscription est effectuée après réalisation d'une étude détaillée, dont le coût s'élève à 10 k€ pour un raccordement au réseau de distribution.

Le raccordement au réseau de gaz est facturé au producteur selon des modalités différentes. Sur le réseau de distribution, le raccordement est facturé sur devis, il n'inclut pas le poste d'injection. En revanche, les installations injectant sur un réseau de distribution doivent souscrire à une prestation annexe réalisée à titre exclusif par les gestionnaires de réseau. Cette prestation consiste pour ce dernier à investir, entretenir et exploiter le poste d'injection en échange d'une contribution financière du producteur.

Sur le réseau de transport, le raccordement est divisé en différentes prestations, payées au forfait dès lors que la distance de l'installation jusqu'au réseau est inférieure à un certain seuil et sur devis dans les autres cas. Les installations injectant sur un réseau de transport investissent dans le poste d'injection et paient des prestations pour la maintenance du poste d'injection et du branchement. Ils paient en outre des prestations de contrôle de la qualité de biométhane à échéance régulière ou en cas de non-conformité.

Structure des réseaux de gaz et limitation de la capacité d'injection

Les infrastructures de gaz ont été construites pour assurer le transport du gaz depuis des points d'entrée sur le réseau peu nombreux (zones de production nationales, interconnexions avec les pays voisins, terminaux méthaniens) vers les zones de consommation. A partir du réseau de transport, des mailles (ou poches) du réseau de distribution assurent sa chalandise jusqu'aux consommateurs à des pressions de plus en plus basses. Les infrastructures de gaz ne permettent pas, sauf investissement spécifique, de faire remonter le gaz à des niveaux de pression supérieure. Ceci, sans empêcher l'accueil d'une production décentralisée, peut en contraindre le développement, dans la mesure où une installation ne peut injecter qu'à concurrence de la consommation de la poche dans laquelle elle injecte (étages de pression inférieure qui lui sont rattachés compris).

Des ouvrages de réseaux peuvent permettre de créer des exutoires à la production d'une installation qui saturerait à un moment de l'année la maille de distribution sur laquelle elle injecte :

- Le maillage : deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement ;
- Le rebours : l'installation d'un compresseur permet d'injecter le gaz sur un réseau de pression supérieure.

En pratique, la majorité des installations en service ont dimensionné leur projet en fonction des quantités de gaz consommées sur cette poche de distribution sans recourir à de tels investissements. Les gestionnaires de réseaux informent les producteurs, par l'intermédiaire de l'étude de faisabilité du raccordement de leur projet au réseau, du profil de consommation de la maille sur laquelle ils souhaitent injecter. Ce profil est très dépendant des types de consommateurs : des industries ou des hôpitaux peuvent par exemple consommer du gaz toute l'année alors que les particuliers voient leurs consommations estivales réduites aux besoins de cuisson ou d'eau chaude.

Un producteur qui choisit de dimensionner son installation de manière à ce que la capacité maximale d'injection (comptée en m^3/h) dépasse la consommation instantanée de gaz de la poche de distribution à un moment de l'année se voit contraint de limiter la production de biogaz de son installation, de le stocker temporairement ou de le brûler en torchère.

Les effets de la congestion locale sont peu observables sur les installations en fonctionnement. Ceci peut néanmoins être dû au fait que les producteurs qui auraient pu être concernés ont dimensionné leur projet en tenant compte de cette contrainte.

3. LE MECANISME ACTUEL DE SOUTIEN AU BIOMETHANE

La vente de biogaz est régie par les articles L. 446-1 et suivants du code de l'énergie. Huit décrets et arrêtés ont été pris en novembre 2011 pour spécifier les conditions d'application de l'obligation d'achat du biométhane. Certains de ces textes ont été modifiés depuis, notamment pour permettre la double valorisation du biogaz (électricité et gaz naturel) ou pour autoriser la production de biométhane à partir des boues des stations d'épuration.

Parmi eux, l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel définit le niveau du tarif d'achat en fonction de la capacité maximale de production des installations et des intrants utilisés.

3.1 Structure et niveau du tarif d'achat

Capacité maximale d'injection

La capacité maximale d'injection – notée C_{max} dans les textes réglementaires et exprimée en Nm^3/h – est la variable principale caractérisant le niveau du tarif d'achat d'une installation. Les modalités de son calcul n'étant néanmoins pas explicitées dans les textes réglementaires, elle fait l'objet d'une déclaration par chaque producteur sur la base

d'un arbitrage économique, révisable tout au long du contrat, dans le cadre des règles prévues par l'arrêté et par le modèle de contrat d'achat :

- L'énergie effectivement injectée au-delà de l'énergie théorique injectable par l'installation – calculée comme le produit (1) de la capacité maximale d'injection, (2) du nombre d'heures dans le mois et (3) de la capacité calorifique du gaz – n'ouvre pas droit au tarif d'achat et est vendue à un tarif négocié entre le producteur et l'acheteur. Ceci a pour effet d'inciter le producteur à augmenter la C_{max} .
- Le tarif d'achat est dégressif en fonction de C_{max} , ce qui incite le producteur à la réduire. Le modèle de contrat approuvé par le ministre en charge de l'énergie prévoit néanmoins que si le plafond est dépassé trois mois au cours de l'année civile, le producteur doit demander au préfet de région une modification de son attestation ouvrant droit à l'achat du biométhane pour constater formellement la hausse de sa C_{max} et la baisse subséquente du tarif unitaire d'achat.

En 2017, 19 installations sur les 44 en service ont dépassé au moins un mois leur C_{max} . Parmi celles-ci, 15 ont dépassé au moins trois mois leur C_{max} au cours de l'année civile. La CRE a relevé qu'au moins 3 producteurs n'ont pas demandé au préfet la modification de l'attestation ouvrant droit à l'achat du biométhane.

Les volumes d'énergie en dépassement sont généralement payés à un tarif reflétant les prix de marché de gros, de l'ordre de 15 à 20 €/MWh en 2017. Deux acheteurs ont toutefois déclaré payer les volumes d'énergie en dépassement de deux producteurs au niveau du tarif d'achat.

Niveau et structure du tarif d'achat

Le niveau du tarif d'achat est défini comme suit :

S'agissant des ISDND

Le tarif d'achat est décroissant en fonction de la capacité maximale de production déclarée par le producteur.

| Capacité maximale de production (C_{max}) | Tarif (€/MWh) |
|---|---------------------------------------|
| Inférieure ou égale à 50 Nm ³ /h | 95 |
| Comprise entre 50 et 350 Nm ³ /h | Interpolation linéaire entre 95 et 45 |
| Supérieure ou égale à 350 Nm ³ /h | 45 |

S'agissant des autres installations

Le tarif dépend de la capacité maximale de production et du type d'intrants utilisés qui ouvrent droit aux primes synthétisées dans le tableau ci-dessous :

| Capacité maximale de production (C_{max}) | Tarif de base (€/MWh) | Prime en fonction de la part des déchets de collectivité, des ménages ou de la restauration | Prime en fonction de la part de matières agricoles ou provenant de l'agroindustrie | Prime en fonction de la part d'eaux usées |
|---|-----------------------|---|--|---|
| Inférieure ou égale à 50 Nm ³ /h | 95 | 5 | 30 | 39 |
| Comprise entre 50 et 100 Nm ³ /h | [95 - 86,5]* | | [30 - 20] | [39 - 34] |
| Comprise entre 100 et 150 Nm ³ /h | [86,5 - 78] | | | |
| Comprise entre 150 et 200 Nm ³ /h | [78 - 73] | | | [34 - 21] |
| Comprise entre 200 et 250 Nm ³ /h | [73 - 68] | | | |
| Comprise entre 250 et 300 Nm ³ /h | [68 - 66] | | | [21 - 1] |
| Comprise entre 300 et 350 Nm ³ /h | [66 - 64] | | | |
| Supérieure ou égale à 350 Nm ³ /h | 64 | | | 20 |

* [X - Y] correspond à une interpolation linéaire entre les deux valeurs entre crochet

Un producteur déclarant une capacité maximale de production de 50 Nm³/h et dont l'installation traite en tonnage 20 % de déchets de collectivité, 70 % de matières agricoles et 10 % d'eaux usées bénéficie d'un tarif calculé comme suit :

$$\text{Tarif} = 95 + 0,2 \times 5 + 0,7 \times 30 + 0,1 \times 39 = 120,9 \text{ €/MWh}$$

Indexation

Les tarifs d'achat sont indexés selon deux coefficients :

- Le coefficient « K » tient compte de l'évolution du coût horaire du travail dans les industries mécaniques et électriques ainsi que de l'évolution des prix à la production de l'industrie entre la date de publication de l'arrêté et la date de signature du contrat d'achat ;
- Le coefficient « L » fait évoluer le tarif d'achat chaque 1^{er} novembre à partir de la date de mise en service de l'installation en fonction de l'évolution des mêmes indices.

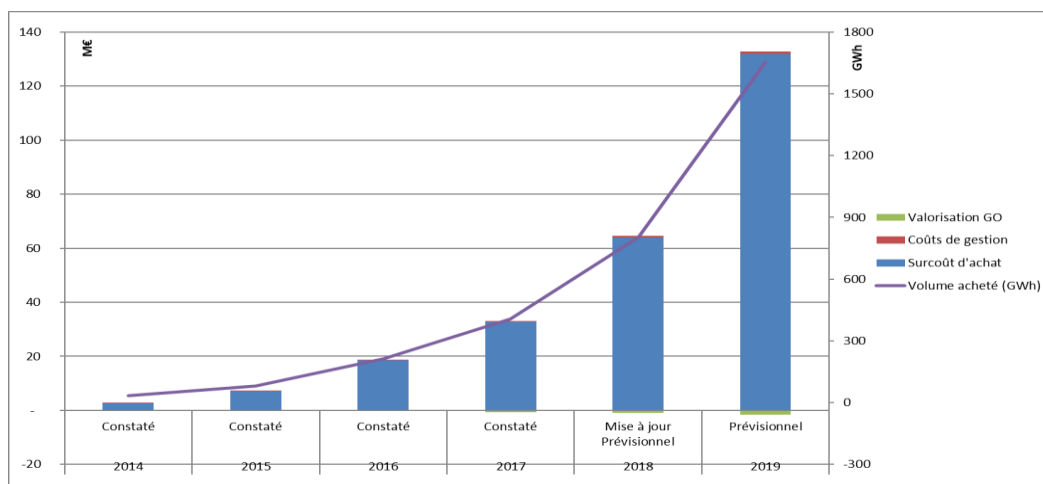
Cas des installations existantes

Les installations dont l'un des éléments principaux a déjà servi à la production ou à la valorisation de biogaz peuvent bénéficier d'un contrat d'achat. Le cas échéant, les tarifs présentés ci-dessus sont minorés afin de refléter l'amortissement des investissements. Le coefficient d'abattement, noté « S » dans l'arrêté tarifaire, est décroissant en fonction du nombre d'années de fonctionnement de l'installation ou de l'élément principal concerné. Cette modalité détermine le cadre applicable aux installations qui changent de valorisation (électricité ou chaleur) vers l'injection de biométhane ou aux installations qui procédaient jusqu'alors à une méthanisation sans valorisation énergétique. Les ISDND ne sont pas visées par cette décote et bénéficient toujours du tarif plein exposé *supra*.

3.2 Charges de service public de l'énergie liées au biométhane

Les producteurs peuvent signer un contrat d'achat de quinze ans avec le fournisseur de gaz de leur choix. Les surcoûts engendrés par l'achat de biométhane ainsi que les frais de gestion de ces contrats sont inclus dans les charges de service public de l'énergie et sont compensés aux fournisseurs de gaz par le biais du compte d'affectation spécial « Transition énergétique ».

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des charges de service public ainsi que le volume de biométhane correspondant. Le volume de biométhane injecté dans les réseaux double chaque année et entraîne une hausse des charges de service public suivant la même dynamique.



Graphique 1 : Evolution des charges de service public de l'énergie liées au biométhane

A tarif d'achat et prix du gaz constants, l'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie représentera un coût pour les finances publiques de 640 M€ pour l'année 2023 et de 1,9 à 2,6 Md€¹² en 2028.

3.3 Garanties d'origine biométhane

Les acheteurs de biométhane subrogent les producteurs dans leur droit à émettre des garanties d'origine aux termes de l'article D. 446-17 du code de l'énergie. Les frais liés à l'inscription sur le registre des garanties d'origine des installations sous contrat d'achat et d'émission des garanties d'origine sont intégralement compensés aux acheteurs.

Les acheteurs de biométhane peuvent valoriser les garanties d'origine en les associant (i) à du carburant pour véhicules (bio GNV), (ii) à du gaz consommé par leur clients (offre verte), (iii) à du gaz consommé pour alimenter un réseau de chaleur ou (iv) en les cédant à un autre opérateur inscrit sur le registre des garanties d'origine.

¹² Le document présentant la deuxième PPE explique que « les coûts de production des gaz renouvelables sont aujourd'hui élevés mais des perspectives de baisse de coûts sont indiquées par les acteurs de ces filières. La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe l'objectif de 24 à 32 TWh de biogaz produit en 2028, en fonction de la baisse des coûts réellement observée. Des plafonds de prix seront mis en place, et si les coûts de production ne baissent pas autant qu'attendu, le rythme de construction de nouvelles capacités de production sera adapté ».

Une part de cette valorisation vient en déduction des charges de service public supportées par le fournisseur de gaz en application de l'article R. 121-31 du code de l'énergie. L'arrêté du 23 novembre 2011¹³ fixe cette part à 0 % pour le carburant pour véhicules et à 75 % pour les autres usages.

Il n'existe pas de valeur de marché des garanties d'origine biométhane. Aussi, leur niveau de valorisation est calculé au périmètre de chacun des acheteurs de biométhane. En conséquence, les déductions de charges sont très variables et dépendent des pratiques commerciales de chacun des acteurs.

3.4 Subventions à l'investissement

Cette filière reste l'une des seules à bénéficier de subventions à l'investissement cumulables avec le tarif d'achat. Cette situation tient au fait d'une part que le développement de celle-ci poursuit des finalités aussi diverses que l'aménagement du territoire, le soutien à l'agriculture, la réduction des rejets de gaz à effet de serre dus à l'agriculture ou encore le traitement des déchets. D'autre part, les subventions peuvent être assimilées à des fonds propres par les autres financeurs de l'installation – les banques en particulier.

Les subventions sont attribuées par différents organismes tels que l'ADEME, les fonds européens, les régions, les agences de l'eau, etc. Principal bailleur de subventions à l'investissement, l'ADEME se fonde sur des critères économiques, énergétiques, technologiques et relatifs aux intrants. Les subventions sont allouées individuellement et visent, dans la limite d'un plafond, à atteindre un objectif de rentabilité.

La CRE avait noté dans son avis du 27 juillet 2016 sur l'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par des installations de méthanisation que « *Les analyses menées par la CRE [...] montrent que les rentabilités permises par le tarif envisagé sont à la fois disparates et globalement insuffisantes, en l'absence de subventions. L'attribution des niveaux de subvention maximaux autorisés par l'ADEME peut en revanche donner lieu à d'importantes augmentations de rentabilité, et la cohabitation des deux systèmes de soutien est susceptible de méconnaître les dispositions de l'article L. 314-7 du code de l'énergie. La CRE recommande en conséquence de porter une attention particulière à la bonne articulation des deux dispositifs.* »

4. ANALYSE ECONOMIQUE DES INSTALLATIONS EN FONCTIONNEMENT

La DGEC a sollicité l'intégralité des producteurs de biométhane bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat à la fin de l'année 2017, représentant 44 installations, afin de constater les coûts d'investissement et d'exploitation, les intrants traités, les conditions de financement et les rentabilités permises par les mécanismes de soutien en vigueur. Dans un souci de disposer d'informations complémentaires sur les coûts d'investissement, la DGEC a interrogé en mai 2018 16 installations supplémentaires mises en service en début d'année 2018. L'ensemble des réponses obtenues ont été transmises à la CRE pour qu'elle établisse le présent bilan.

La CRE relève une certaine réticence des producteurs à transmettre leurs informations techniques, économiques et financières. Sur les 60 installations interrogées :

- 11 installations ont transmis les éléments permettant de justifier l'essentiel des coûts ;
- 7 installations ont transmis les éléments permettant de justifier les coûts d'investissement uniquement ;
- 10 installations ont déclaré des coûts sans transmettre d'élément justificatif ;
- Enfin, 32 installations n'ont transmis aucun élément de coûts.

L'échantillon exploitable est donc relativement restreint, en particulier pour une filière qui présente une grande diversité technique et économique.

La CRE recommande en conséquence que la transmission d'informations par les producteurs soit rendue obligatoire sur le modèle des dispositions applicables aux installations de production d'électricité prévues aux articles R. 311-27-6 et R. 314-14 du code de l'énergie.

Cas particulier des stations d'épuration

Le digesteur présente un intérêt pour la station d'épuration, y compris en l'absence de production de biométhane, en ce qu'il permet de réduire le volume de matière à traiter, de simplifier son traitement et de limiter les nuisances olfactives. Dans la mesure où les charges de service public de l'énergie n'ont pas vocation à financer les activités relevant du traitement des eaux usées, pour lesquelles l'exploitation perçoit une redevance d'assainissement, seuls les coûts d'investissement liés aux équipements de captage et de conversion du biogaz en biométhane ont été pris en compte.

Les déclarations des producteurs mêlent souvent le périmètre du traitement des eaux et celui de la production d'énergie. L'analyse de rentabilité de ces installations n'en est que plus complexe. Si la CRE présente quelques constats et conclusions sur ces installations, elle les a écartées d'une partie des développements du rapport et considère qu'une analyse complémentaire devra être menée pour cette filière.

¹³ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

DOCUMENT n°5

Office franco-allemand de la transition énergétique (OFATE)

Mémo « Méthanisation agricole et retombées économiques en France et en Allemagne »

Mars 2020

Méthanisation agricole et retombées économiques au niveau local en France et en Allemagne

Mars 2020

Auteure :

Marie Pouliquen, OFATE - marie.pouliquen@developpement-durable.gouv.fr

Contact :

Léna Müller-Lohse, OFATE - lena.muller-lohse@developpement-durable.gouv.fr

Veillez trouver le disclaimer sur la deuxième page du document.

Résumé

Ce papier explore les différentes externalités accompagnant la méthanisation agricole en France et en Allemagne, en adoptant tant la perspective de l'agriculteur que celle de la collectivité locale. La commercialisation du biogaz et du biométhane ainsi que l'autoconsommation de la chaleur issue de la cogénération d'une part permettent une augmentation et une stabilisation des revenus agricoles. D'autre part, sur le plan économique et agro-écologique, les gains liés à l'épandage des digestats et les services écosystémiques des cultures intermédiaires à vocations énergétiques sont avérés. En ce qui concerne les territoires, la méthanisation agricole impacte différemment la chaîne de valeur en France et Allemagne.

Soutenu par :



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par :





Table de matières

| | |
|--|----------|
| I. Contexte | 3 |
| II. L'impact économique de la production de biogaz pour l'agriculteur en France et en Allemagne | 4 |
| II.1 Les gains directs liés à la commercialisation du biogaz | 4 |
| II.2 Les gains indirects liés aux digestats et à l'auto-consommation d'énergie | 5 |
| III. Création de valeur pour la collectivité locale | 7 |
| III.1 Développement local et création d'emplois | 7 |
| III.2 valorisation des déchets et production d'énergie pour les communes | 8 |

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.



I. Contexte

La production de biogaz fait partie intégrante du mix énergétique en France et en Allemagne. Elle représente un enjeu important dans la cadre de la décarbonation de l'électricité, mais aussi de la chaleur, des carburants, et in fine, du secteur agricole.

La France s'est ainsi dotée d'objectifs de développement du biogaz dès 2013 : une cible de 1 000 unités de méthanisation agricole d'ici 2020 était prévue dans le plan Énergie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA)¹. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), actuellement en phase de consultation finale², prévoit également un objectif de production de 14 TWh de biogaz, dont 6 TWh de biométhane injecté dans les réseaux de gaz³ ainsi qu'un objectif de capacité installée de cogénération⁴ biogaz agricole de 270 MW pour fin 2023⁵.

En Allemagne, la loi sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*, EEG) définit un couloir de développement qui fixe le volume d'appels d'offres pour les installations de biomasse à une capacité annuelle de 200 MW entre 2020 et 2022⁶. La trajectoire de développement n'est cependant déterminée que jusqu'en 2022.

Il faut souligner que **la production de biogaz en France et en Allemagne s'effectue dans des contextes réglementaires différents**. Ainsi, si elle est soutenue par des tarifs d'achats fixes (jusqu'à 500 kW en France, 150 kW en Allemagne) et des appels d'offres réguliers dans les deux pays, ceux-ci ne soutiennent pas le même type de méthanisation.

En effet, l'Allemagne a développé les cultures énergétiques dédiées comme le maïs dont l'utilisation est limitée depuis 2012 à 47 % des intrants (44 % à partir de 2021)⁷, alors que la France a misé davantage sur la valorisation des effluents agricoles et des déchets, l'usage des cultures énergétiques y étant en effet plafonné à 15 %⁸.

L'utilisation du biogaz est également différente : celui-ci est avant tout consacré à la production d'électricité en Allemagne, particulièrement pour contribuer à la fourniture de la pointe électrique. La France privilégie plutôt l'épuration du biogaz en biométhane pour injection dans le réseau gazier. Les centrales biogaz d'une capacité installée supérieure à 300 kW ont généralement l'obligation de produire du biométhane, sauf si un raccordement au réseau gazier est impossible⁹.

Au-delà de ces deux approches, les perspectives de développement ne sont pas les mêmes : l'Allemagne, avec environ 8 420 installations de méthanisation agricole¹⁰ d'une capacité installée totale de plus de 4,3 GW, auxquelles s'ajoutent environ 200 installations de biométhane, voit la construction de nouvelles centrales stagner, et se concentre sur la

¹ Ministère de l'Agriculture et de l'Alimentation 2018, EMAA ([lien](#) vers le document).

² La PPE prévoit des mesures concrètes pour atteindre les objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). La PPE actuelle définit les objectifs pour 2018 et 2023. La PPE II, en cours de finalisation, révisé les objectifs pour 2023 et fixe ceux de 2028.

³ Ministère de la transition écologique et solidaire (MTES) 2020, PPE, p. 100 ([lien](#) vers le document).

⁴ Le processus au cours duquel le biogaz est transformé en électricité produit également de la chaleur. Cette dernière, peut être récupérée et valorisée, on parle alors de cogénération.

⁵ MTES 2020, PPE, p. 125 ([lien](#) vers le document).

⁶ EEG 2017, Art. 28 ([lien](#), en allemand).

⁷ EEG 2017, Art. 39h ([lien](#), en allemand).

⁸ Décret du 7 juillet 2016 ([lien](#) vers le document).

⁹ Arrêté du 13 décembre 2016 sur les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz ([lien](#) vers le document). Pour plus d'informations, voir le mémo de l'OFATE sur le biogaz en France et en Allemagne ([lien](#) vers le document).

¹⁰ Institut pour les systèmes d'énergies du futur (*Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme*, IZES) et Centre allemand de recherche sur la biomasse (*Deutsches Biomasseforschungszentrum*, DBFZ) 2018, Rapport final : Analyse des effets économiques globaux des installations de biogaz, p. 21 ([lien](#), en allemand). Dans ce rapport, une distinction est faite entre les petites installations de méthanisation à base de lisier (*Güllekleinanlagen*), les installations de méthanisation à base de matières premières renouvelables (*NawaRo-BGA*), les centrales de cogénération de biométhane (*Biomethan-BHKW*) et les installations de méthanisation à base de déchet (*Abfall-BGA*). Ces dernières sont négligées dans ce mémo.



flexibilisation et la montée en puissance des centrales existantes, quand la France dispose de près de 600 installations de méthanisation agricole avec plusieurs projets en attente d'autorisation¹¹.

La question de la rentabilité des projets de biogaz se pose, le coût complet moyen de production demeurant aujourd'hui parmi les plus élevés des énergies renouvelables¹². Si la méthanisation permet de produire une énergie renouvelable et faible en carbone - on estime en effet qu'un méthaniseur agricole de 190 kW permet d'éviter jusqu'à 454 teq CO₂¹³ - elle est également à l'origine d'autres externalités positives économiques et environnementales pour l'agriculteur mais aussi la collectivité, analysées ci-après.

II. L'impact économique de la production de biogaz pour l'agriculteur en France et en Allemagne

En France, les unités de méthanisation agricole sont à la fois plus nombreuses et en moyenne plus petites que les autres installations de biogaz, basées sur les déchets non dangereux (ISDND) ou les eaux usées (Step). Au 31 décembre 2019, les 597 installations agricoles, d'une puissance moyenne de 340 kW, représentaient 77 % des installations biogaz du pays mais uniquement 41 % de leur puissance installée cumulée.

En Allemagne, la méthanisation agricole représente au contraire plus de 87 % de la capacité installée de biogaz. Il convient cependant de relever la distinction établie par le cadre réglementaire entre d'une part les 420 installations limitées à une puissance maximale de 75 kW et dont le substrat ne peut être composé à plus de 20 % de maïs ou grain de blé (*Güllekleinanlagen*) et d'autre part les près de 8 000 unités d'une puissance moyenne supérieure à 500 kW et dont la limitation en cultures énergétiques est plus proche de 47 % (*NawaRo-Biogasanlagen*)¹⁴.

Pour un agriculteur, la valeur économique de telles installations ne se limite pas aux revenus de la vente d'électricité ou de chaleur (partie II.1) mais comprend également les économies réalisées sur l'exploitation agricole (digestats ou chauffage par exemple, partie II.2). Certains bénéfiques, notamment écosystémiques, demeurent toutefois plus difficiles à monétiser.

II.1 Les gains directs liés à la commercialisation du biogaz

Pour un agriculteur, l'un des intérêts principaux de la production de biogaz est l'augmentation, la diversification et la sécurisation de son revenu, comme le souligne une étude de l'ADEME de 2018¹⁵. En effet, en France la vente de l'électricité constitue 90 % des revenus issus de la méthanisation agricole¹⁶. De plus, les tarifs d'achat ou compléments de rémunération, même en baisse, sont garantis sur 20 ans en France¹⁷ et en Allemagne¹⁸.

Il existe différents modèles d'affaires. En France, le plus fréquent est actuellement celui de la méthanisation à la ferme en petit collectif et une valorisation du biogaz en cogénération. Dans la majorité des cas, l'installation est détenue par moins de 10 agriculteurs¹⁹. La commercialisation du biogaz issu de ces installations, d'une puissance

¹¹ Statinfo 2019, Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité. Quatrième trimestre ([lien vers le document](#)). Une distinction entre les types d'installation suivants est faite : méthanisation (méthaniseurs produisant du biogaz essentiellement à partir de résidus agricoles, mais aussi à partir de biodéchets), installations valorisant le biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) et les installations valorisant le biogaz issu de stations d'épuration urbaines ou industrielles (Step). Dans ce mémo, seulement la méthanisation est considérée.

¹² ADEME 2020, Coûts des énergies renouvelables et de récupération, p. 13 ([lien vers le document](#)).

¹³ Club Biogaz de l'ATEE 2016, Vers l'autonomie énergétique des territoires : méthanisation et biogaz, une filière d'avenir, p. 10 ([lien vers le document](#)).

¹⁴ IZES-DBFZ 2018, Rapport final : Analyse des effets économiques globaux des installations de biogaz, p. 21 ([lien](#), en allemand).

¹⁵ ADEME 2018, Agriculture et énergies renouvelables : contributions et opportunités pour les exploitations agricoles, p. 41 ([lien vers le document](#)).

¹⁶ Idem, p. 111 ([lien vers le document](#)).

¹⁷ Arrêté du 13 décembre 2016 sur les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz ([lien vers le document](#)).

¹⁸ EEG 2017, Art. 25 ([lien](#), en allemand). De plus, en Allemagne, les installations de biogaz déjà existantes ont la possibilité de postuler aux appels d'offres, et d'obtenir un complément de rémunération pour 10 ans supplémentaires (Art. 39 g).

¹⁹ ADEME 2018, Agriculture et énergies renouvelables : contributions et opportunités pour les exploitations agricoles, p. 108 ([lien vers le document](#)).



comprise entre 80 kW et 500 kW, est tout d'abord soutenue par des tarifs d'achat compris entre 144 €/MWh et 168 €/MWh (au 1^{er} janvier 2020)²⁰. S'y ajoute une prime de 50 €/MWh si les effluents d'élevage (lisier et fumier) représentent au moins 60 % des substrats utilisés. Pour une installation de 80 kW mise en service début 2020, les revenus peuvent ainsi s'élever à 218 €/MWh.

En ce qui concerne l'injection de biométhane, plus coûteuse à mettre en œuvre en raison de la phase d'épuration, les unités de méthanisation bénéficient d'un tarif d'achat sur 15 ans compris entre 64 et 95 €/MWh²¹. Là aussi, une prime (de 20 à 30 €/MWh) peut être perçue pour la valorisation des déchets provenant de l'agriculture et de l'agroalimentaire.

En Allemagne, les unités de méthanisation inférieures à 150 kW peuvent percevoir un tarif d'achat fixe de 133,2 €/MWh²². Les installations au-delà de 150 kW doivent se soumettre depuis la loi EEG 2017 à des appels d'offres. La valeur de référence moyenne était de 124,7 €/MWh lors de l'appel d'offres de novembre 2019²³, pour des valeurs maximales autorisées de 145,8 €/MWh pour les nouvelles installations et 165,6 €/MWh pour les unités existantes²⁴. L'utilisation des intrants est réglementée davantage par des plafonds de cultures énergétiques que par des primes. L'injection de biométhane ne fait quant à elle plus l'objet d'un soutien direct spécifique depuis 2014. La priorité est ici à la disponibilité de capacités de production lors des pointes électriques. Une prime dite de flexibilité (de l'ordre de 40 €/kW installé) encourageait l'augmentation de la puissance des unités existantes de plus de 100 kW mais le volume d'installations acceptées dans ce programme est désormais épuisé²⁵.

II.2 Les gains indirects liés aux digestats et à l'autoconsommation d'énergie

Si la commercialisation du biogaz est à l'origine de la majeure partie des gains, **d'autres externalités positives, dont certaines sont plus difficilement quantifiables en termes monétaires, induisent une baisse des charges d'exploitation ou une diversification des activités** et doivent être prises en considération.

Le digestat, c'est-à-dire les résidus solides et liquides de la méthanisation, peut en effet être épandu sur les cultures et ainsi être utilisé comme amendement ou fertilisant, en lieu et place des engrais chimiques²⁶. Ainsi, d'après une étude française publiée par ENEA Consulting²⁷, la diminution du recours aux engrais de synthèse, estimée à 20 % en moyenne²⁸, permet à l'agriculteur d'économiser entre 3 à 4 €/MWh, tout en gagnant en indépendance. L'épandage du digestat est également justifié par une meilleure absorption de l'azote par les sols, comparé à l'épandage direct d'effluents agricoles²⁹.

D'après une étude menée par le Centre allemand de recherche sur la biomasse (DBFZ) et l'Institut pour les systèmes d'énergies du futur (IZES), la vente des substrats en Allemagne est également susceptible de générer des revenus compris entre 2,90 et 10,30 €/m³, une fois le digestat séché et séparé³⁰.

Notons toutefois que l'usage du digestat doit être restreint dans les régions à forte concentration de nitrates, en accord avec la directive européenne « Nitrates » de 1991. Il s'agit justement le plus souvent de territoires caractérisés par une forte présence de l'élevage³¹.

²⁰ CRE 2019, Arrêtés tarifaires biogaz ([lien](#) vers le document). Chaque trimestre, le tarif diminue de 0,5 %.

²¹ Arrêté du 23 novembre 2011 ([lien](#) vers le document). Même tarif d'achat pour les stations d'épuration des eaux usées (Step). Pour les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), le tarif d'achat s'élève à entre 45 et 95 €/MWh.

²² EEG 2017, Art. 42 ([lien](#), en allemand).

²³ Agence fédérale des réseaux (BNetzA) 2019, Résultats des appels d'offres ([lien](#), en allemand). La valeur la plus basse d'un projet qui a été attribuée est de 93,5 €/MWh. La valeur la plus élevée est de 165,6 €/MWh.

²⁴ EEG 2017, Art. 39b et 39f ([lien](#), en allemand). Les valeurs maximales envisagées diminuent de 1 % tous les ans à partir de 2018.

²⁵ La prime de flexibilité (*Flexibilitätsprämie*) avait été introduite dans la loi EEG 2012 ([lien](#), en allemand). Elle était ouverte aux seules installations de plus de 100 kW et versée pour 20 ans. La loi prévoyait d'accorder cette prime à 1 000 MW de puissance, quota atteint en septembre 2019.

²⁶ L'épandage de digestats de méthanisation agricole en tant que matières fertilisantes est autorisé en France depuis l'arrêté du 13 juin 2017 ([lien](#) vers le document).

²⁷ ENEA Consulting 2019, Revue des externalités positives de la filière biométhane, p. 2 ([lien](#) vers le document).

²⁸ Solagro 2018, MethalAE, un levier pour l'agroécologie ([lien](#) vers le document).

²⁹ ENEA Consulting 2019, Revue des externalités positives de la filière biométhane, p. 10 ([lien](#) vers le document).

³⁰ IZES-DBFZ 2018, Rapport final : Analyse des effets économiques globaux des installations de biogaz, p. 99 ([lien](#), en allemand).

³¹ UBA 2019, Stickstoff ([lien](#) vers le site web).

Du point de vue agronomique, d'autres bénéfiques sont également à prendre en considération, comme ceux liés aux cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE), utilisées comme intrant pour la production de biogaz. Celles-ci ont un impact positif non seulement sur la **biodiversité**, mais également sur la **qualité des sols et des eaux**³². Ces services dits « écosystémiques » demeurent toutefois plus difficiles à évaluer et surtout à traduire monétairement.

D'autres gains sont également à attendre de **l'autoconsommation de l'énergie**, principalement de la chaleur cogénérée lors de la production de l'électricité à partir de biogaz. En effet, si cette chaleur est en général d'abord utilisée pour assurer l'hygiénisation des intrants et le chauffage du digesteur³³ (« traitement des digestats », voir la figure ci-contre), elle peut également permettre de chauffer l'entrepôt de stockage (« multi-séchages » etc.), des bâtiments d'élevage voire même un local dédié à une autre activité, comme par exemple les serres. Par conséquent, tout comme les recettes, les économies réalisées sont également à prendre en compte.

En 2015, un parc de 237 unités de méthanisation agricole a été installé en France, avec lequel, d'après l'ADEME, 142 GWh de chaleur ont pu être valorisés, essentiellement en autoconsommation, soit l'équivalent de la consommation énergétique d'environ 7 000 maisons de 100 m²³⁴.

En Allemagne, 60 % de la chaleur produite est ainsi utilisée pour la propre consommation de l'exploitant³⁵.

La consommation de **bioGNV par les machines agricoles** est aussi envisageable. Le groupe de travail « méthanisation », réuni en 2018 par le gouvernement, a prévu de rendre une telle utilisation possible en France³⁶. En Allemagne, cette voie est en cours de développement. Cela passe notamment par le déploiement de tracteurs dotés d'un système à double réservoir. D'après l'Agence allemande des matières premières renouvelables (FNR), l'adoption du carburant biométhane par les agriculteurs dépendra tant du champ d'application des technologies que des aides financières³⁷.

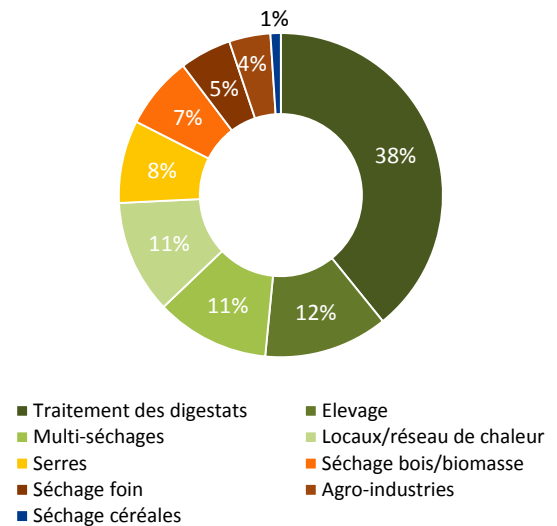


Figure 1 : Répartition de l'usage de la chaleur dans les unités de méthanisation agricole en France.
Source : ADEME 2016. Représentation : OFATE.

³² IZES-DBFZ 2018, Rapport final : Analyse des effets économiques globaux des installations de biogaz, p. 89 ([lien](#), en allemand).

³³ Club Biogaz ATEE 2016, Vers l'autonomie énergétique des territoires : méthanisation et biogaz, une filière d'avenir, p. 7 ([lien](#) vers le document).

³⁴ Cerema 2018, Développer l'offre de chaleur issue de la méthanisation, p. 19 ([lien](#) vers le document).

³⁵ IZES-IFEU 2016, Biogaz : Quo vadis, p. 23 ([lien](#), en allemand).

³⁶ MTES 2018, Conclusions du groupe de travail méthanisation, p. 8 ([lien](#) vers le document).

³⁷ FNR 2019, Le méthane à partir du biogaz ([lien](#), en allemand).



III. Création de valeur pour la collectivité locale

Les externalités positives de la méthanisation agricole ne se limitent pas aux bénéfiques économiques, énergétiques et agronomiques pour les exploitations agricoles. **La production de biogaz a également des impacts au niveau des territoires³⁸, par la création d'activité (III.1), la production locale d'énergie et la mise en place d'une économie circulaire (III.2).**

III.1 Développement local et création d'emplois

Au-delà des revenus supplémentaires pour les exploitations agricoles, la filière biogaz est également créatrice d'emplois dans différents secteurs d'activité, des bureaux d'études, à la construction en passant par la maintenance et l'exploitation.

En France, comme le souligne l'ADEME, la filière du biogaz est dynamique, le nombre d'emploi ayant augmenté de 25 % entre 2015 et 2016, et de 15 % entre 2016 et 2017. Celle-ci comptait ainsi plus de 2 100 emplois temps plein en 2016, répartis entre les études préalables, la phase de construction et la maintenance³⁹. D'après GRTgaz, c'est ainsi trois à quatre emplois qui seraient créés en moyenne par installation, seulement pour l'exploitation⁴⁰. L'estimation du Club Biogaz se situe plutôt à lui un emploi créé pour chaque tranche de 300 kW⁴¹. Depuis 2016, la méthanisation n'est pas soumise à la taxe foncière⁴², elle ne représente donc pas directement une source de revenus pour les communes.

En Allemagne, la situation est différente : les collectivités perçoivent des bénéfiques plus directs, les installations de biogaz étant également soumises aux impôts locaux. En ce qui concerne l'emploi, la production de biogaz était à l'origine d'entre 40 000 et 49 000 postes en 2018⁴³, soit environ 40 % des emplois dans le secteur de la biomasse⁴⁴. Ces chiffres sont toutefois en baisse en raison de la stagnation de la construction de nouvelles unités de méthanisation agricole, au profit du repowering⁴⁵.

Un autre impact territorial de la production de biogaz réside dans l'augmentation des prix des baux agricoles en Allemagne, notamment dans les Länder de Rhénanie du Nord-Westphalie, de Basse-Saxe et de Schleswig-Holstein (voir figure 2 ci-dessous). Les prix des baux dans ces trois Länder atteignent en effet respectivement 546 €/ha dans le Land de Rhénanie du Nord-Westphalie, 539 €/ha dans le Land de Basse-Saxe et 506 €/ha dans le Land de Schleswig-Holstein en 2016, pour une moyenne nationale se situant à 328 €/ha⁴⁶. Cela représente une augmentation de 49 %, 67 % et 73 % des prix des baux en presque 10 ans dans ces régions⁴⁷. Celle-ci est entre autre due à l'utilisation de culture dédiée comme le maïs. Si certains experts voient dans cette augmentation une revalorisation des terres

³⁸ IZES-IFEU 2016, Biogas : Quo vadis, p. 89 ([lien](#), en allemand).

³⁹ Seuls les emplois directs sont pris en considération dans cette étude, Source : ADEME 2019, Marchés & emplois concourant à la transition énergétique et écologique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération, p. 86 ([lien](#) vers le document).

⁴⁰ GRTgaz 2018, Panorama du gaz renouvelable en 2018, p. 4 ([lien](#) vers le document).

⁴¹ Club Biogaz ATEE 2016, Vers l'autonomie énergétique des territoires : méthanisation et biogaz, une filière d'avenir, p. 11 ([lien](#) vers le document).

⁴² Code Général des impôts 2017, Art. 1382 14° ([lien](#) vers le document).

⁴³ Association du biogaz (*Fachverband Biogas*) 2019, Chiffres clés de la filière et pronostics, p. 6 ([lien](#), en allemand). Cette intensivité de la méthanisation en emplois apparente pourrait être entre autre liée à la plus grande taille des installations en Allemagne, en moyenne de 500 kW, mais aussi refléter des questions d'ordre méthodologique.

⁴⁴ FNR 2019, Basisdaten Bioenergie Deutschland 2019, p. 8 ([lien](#), en allemand).

⁴⁵ Prévision pour 2019 était à 48 000 postes. Source : Fachverband Biogas 2019, Chiffres clés de la filière et pronostics, p. 6 ([lien](#), en allemand).

⁴⁶ Destatis 2019, Rapport annuel statistique, p. 495 ([lien](#), en allemand).

⁴⁷ Destatis 2010, Rapport annuel statistique, p. 342 ([lien](#), en allemand).

agricoles et création de valeur⁴⁸, d'autres craignent qu'elle ne fragilise certains types d'exploitations agricoles plus vulnérables⁴⁹.

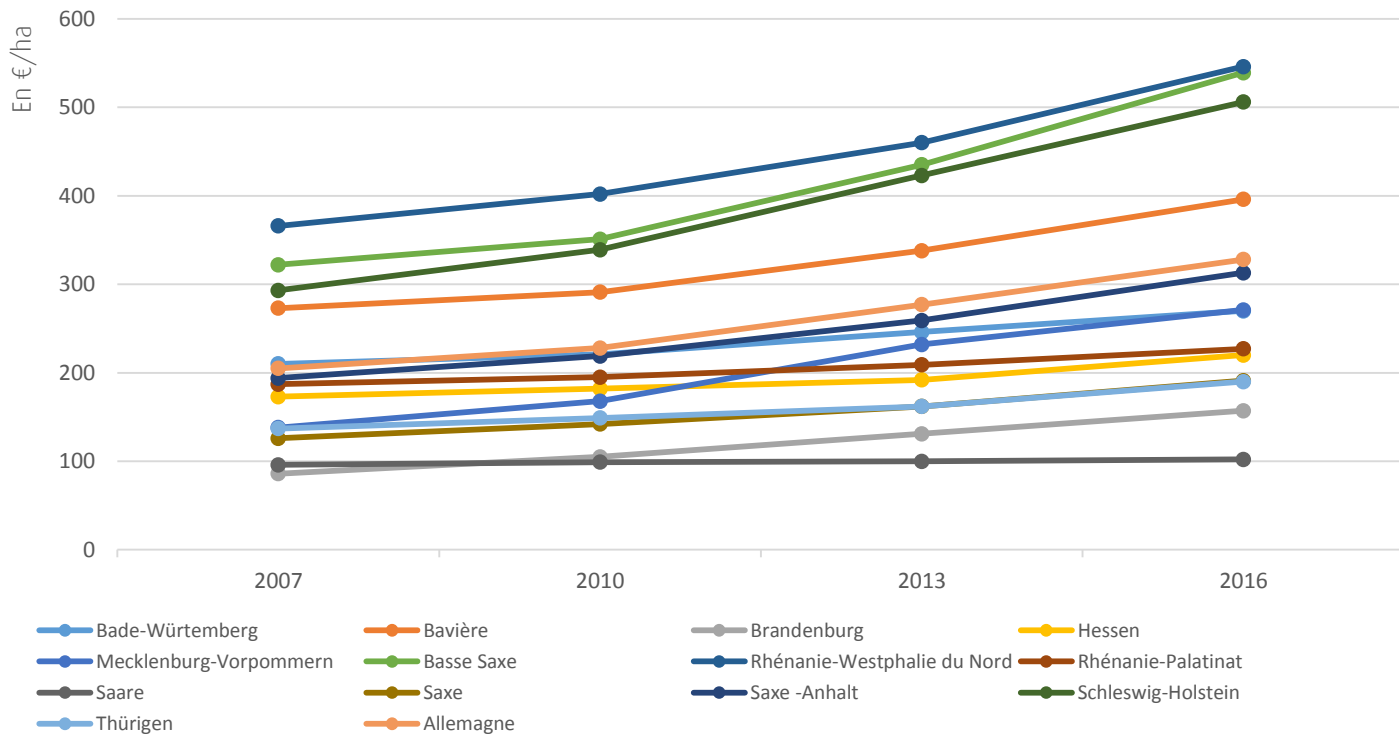


Figure 2 : Evolution du prix des loyers des terres arables en Allemagne de 2007 à 2016 (en €/ha). Source : Destatis⁵⁰. Représentation : OFATE.

III.2 Valorisation des déchets et production d'énergie pour les communes

Au-delà de la création d'emplois, une unité de production de biogaz est également à l'origine d'autre bénéfices pour la collectivité locale, notamment en ce qui concerne le traitement et la valorisation de certains déchets ainsi que la production de chaleur et de carburants.

L'utilisation de déchets agricoles et ménagers pour la production de biogaz permet à la collectivité de les valoriser dans une démarche d'économie circulaire, tout en réduisant les coûts liés à leur traitement. En France, ces économies peuvent s'élever jusqu'à 6,2 €/MWh par rapport aux filières de référence (incinération, installation de stockage de déchets non dangereux)⁵¹. En Allemagne, le traitement de ces mêmes déchets par la méthanisation s'avère plus compétitif que leur valorisation à travers le compostage, avec une réduction des coûts de l'ordre de 30-35 € la tonne⁵².

Un autre bénéfice potentiel pour la collectivité locale est constitué par **l'alimentation d'un réseau de chaleur** à partir d'unités de biogaz, soit par cogénération lors de la méthanisation soit par chaudière à gaz, afin d'approvisionner les équipements municipaux et les habitations, si celles-ci sont assez proches (la densité thermique doit être d'au moins 1,5 MWh/m)⁵³.

⁴⁸ IZES-DBFZ 2018, Rapport final : Analyse des effets économiques globaux des installations de biogaz, p. 54 ([lien](#), en allemand).

⁴⁹ Welf Guenther-Luebbens et Ludwig Theuvsen 2015, Les effets économiques régionaux de la production régionale de biogaz : le cas de la Basse-Saxe ([lien](#), en allemand).

⁵⁰ Destatis 2008-2019, Rapports annuels statistiques.

⁵¹ ENEA Consulting 2019, Revue des externalités positives de la filière biométhane, p. 3 ([lien](#) vers le document).

⁵² IZES-DBFZ 2018, Rapport final : Analyse des effets économiques globaux des installations de biogaz, p. 36 ([lien](#), en allemand).

⁵³ Club Biogaz ATEE 2016, Vers l'autonomie énergétique des territoires : méthanisation et biogaz, une filière d'avenir, p. 7 ([lien](#) vers le document).

En France, l'utilisation du biogaz issu de la méthanisation pour alimenter un réseau de chaleur urbain participe à son classement⁵⁴, facilitant ainsi son développement. En effet, on compte parmi les critères de classement du réseau un taux d'énergie renouvelable et de récupération de 50 %, dont le biogaz fait partie⁵⁵. Pour les industries agro-alimentaires situées à proximité, la chaleur peut également être utilisée pour certains processus (vaporisation d'eau, pasteurisation, hygiénisation).

En Allemagne, d'après un sondage réalisé par la fédération professionnelle *Fachverband Biogas*, 33 % de la chaleur issue de la production de biogaz est destinée au chauffage de bâtiments publics et 5 % à celui des écoles et crèches⁵⁶ (voir la figure ci-contre). Cet usage est notamment lié à la présence des réseaux de chaleur, également dans les zones rurales. La chaleur est vendue à un prix moyen de 2,6 ct/kWh⁵⁷.

D'après une étude du DBFZ, le potentiel de valorisation de la chaleur demeure important. Le taux moyen d'utilisation de la chaleur restant après l'autoconsommation nécessaire au chauffage du digesteur est de plus de 50 %⁵⁸. Les principaux freins à une valorisation complète de la chaleur en Allemagne sont les fortes variations saisonales été-hiver des besoins en chauffage, et notamment de l'installation elle-même. La fin des soutiens publics représente également un autre obstacle⁵⁹.

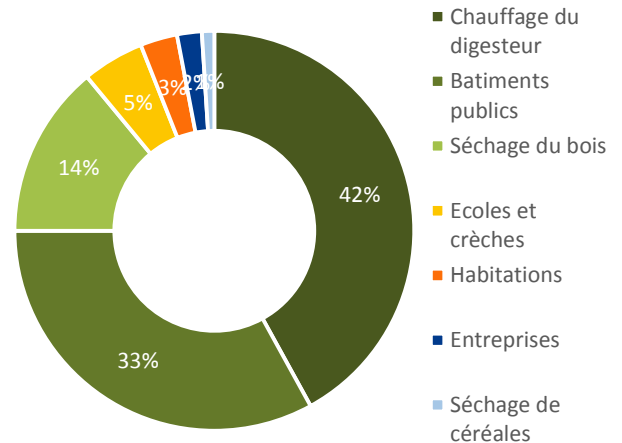


Figure 3 : Répartition des différentes utilisations de la chaleur en Allemagne en 2016.

Source : [Fraunhofer IEE](#). Représentation : OFATE.

La **production de biocarburants** pour les poids lourds et les transports public à partir de biométhane peut aussi être prise en considération. On estime en effet que la production de biogaz issue de 25 tonnes de fumiers peut remplacer 1 000 litres de fuel⁶⁰. Des projets et démonstrateurs sont mis en place en France comme en Allemagne sur le sujet⁶¹, mais la rentabilité économique n'est pas encore acquise. La loi française relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe des objectifs concernant les flottes de transport public dans les collectivités territoriales. Entre 2020 et 2025, 50 % du renouvellement d'autobus devra s'effectuer avec des véhicule « propres », dont le bioGNV fait partie.

La production et l'injection de biométhane à partir du biogaz pourraient porter, à moyen terme, le développement de la filière. Des instituts cherchent à chiffrer les bénéfices possible d'un déploiement plus large du biogaz. D'après l'une d'entre elle, menée par le cabinet de conseil E-Cube⁶², la valeur socio-économique créée par le biométhane sur la période 2018-2030, en prenant comme référence le scénario « 30 % gaz verts »⁶³, est estimée à 27 milliards d'euros. Sur le plan réglementaire, on peut observer que les collectivités territoriales s'emparent du sujet et planifie le développement de la filière biogaz à plus long terme. Cela se traduit concrètement en France par l'adoption de Plan Régionaux de la biomasse, comme en Bretagne ou en Ile-de-France, des stratégies locales qui encadrent entre autres le développement de la méthanisation adoptée à la suite de la LTECV.

⁵⁴ Le classement d'un réseau de chaleur ou de froid correspond à une procédure par laquelle une collectivité peut rendre obligatoire le raccordement au réseau pour les nouveaux bâtiments, si celui-ci remplit un certain nombre de critères, dont le taux d'EnR. Source : Cerema 2013, Classer un réseau de chaleur ou de froid ([lien vers le document](#)).

⁵⁵ Cerema 2013, Classer un réseau de chaleur ou de froid ([lien vers le document](#)).

⁵⁶ Fraunhofer IEE 2018, Rapport d'expérience de la loi EEG, p. 80-81 ([lien](#), en allemand).

⁵⁷ Idem.

⁵⁸ DBFZ 2019, Utilisation de la chaleur par les installations de biogaz, p. 6 ([lien](#), en allemand).

⁵⁹ Fraunhofer IEE 2018, Rapport d'expérience de la loi EEG, p. 80-81 ([lien](#), en allemand).

⁶⁰ Club Biogaz ATEE 2016, Vers l'autonomie énergétique des territoires : méthanisation et biogaz, une filière d'avenir, p. 9 ([lien vers le document](#)).

⁶¹ Gaz-mobilité 2019, De la méthanisation à la station bioGNV : Agribiométhane témoigne à Biogaz Europe ([lien vers le document](#)).

⁶² E-Cube 2018, Valeur socioéconomique liée au développement de la filière biométhane en France ([lien vers le document](#)).

⁶³ Il s'agit du scénario le plus ambitieux parmi les trois développés par GRDF dans son bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2017-2035. La part du gaz vert dans le réseau y atteint les 30 %. Source : GRDF 2017, Bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2017-2035, p. 41 ([lien vers le document](#)).

DOCUMENT n°6

**Direction régionale et
interdépartementale de l'environnement
et de l'énergie d'Île-de-France (DRIEE)**

Extraits

**Guide « Biodéchets – Du tri à la source à
la valorisation finale, quelles obligations
réglementaires »**

Juin 2019



BIODÉCHETS



**DU TRI À LA SOURCE À LA VALORISATION FINALE,
QUELLES OBLIGATIONS RÉGLEMENTAIRES ?**



TABLE DES MATIÈRES



GÉNÉRALITÉS SUR LES BIODÉCHETS

7

- 111 Définition d'un biodéchet 7
- 121 Obligation de tri à la source 7
- 131 Mélanges de biodéchets 9
- 141 Caractérisation des déchets fermentescibles 10



RÉGLEMENTATION RELATIVE AUX SOUS-PRODUITS ANIMAUX

11

- 111 Sous-produits animaux et statut de déchet 11
- 121 Les différentes catégories de sous-produits animaux 11
- 131 Valorisation des biodéchets (potentiellement SPAn C2 et C3) en méthanisation et compostage et conditions associées 12
- 141 Agrément sanitaire 13



TRAITEMENT MÉCANO-BIOLOGIQUE (TMB)

15

- 111 Réglementation européenne 15
- 121 Réglementation française 15
- 131 Contentieux et jurisprudence 16



IV MÉTHANISATION

18

- 111 Nomenclature 18
- 121 État des lieux des méthaniseurs franciliens 18
- 131 Capacités en projet 19
- 141 Procédures applicables à la méthanisation 19
- 151 Production de biogaz 20
- 161 Prescriptions contraignantes de l'arrêté ministériel à anticiper 21



V COMPOSTAGE

23

- 111 Nomenclature 23
- 121 État des lieux des unités de compostage franciliennes 23
- 131 Capacités récentes en projet 24
- 141 Procédures applicables au compostage 25
- 151 Prescriptions contraignantes de l'arrêté ministériel à anticiper 25
- 161 Le règlement sanitaire départemental et la circulaire de 2002 26



VI RETOUR AU SOL EN SORTIE DE TRAITEMENT

27

- 111 Principes 27
- 121 Procédures applicables pour l'épandage (hors boues de station d'épuration, STEP) 27
- 131 Sortie de statut de déchets des matières fertilisantes et supports de culture 28
- 141 Le cas particulier des boues de STEP 31

IV MÉTHANISATION

11 Nomenclature

La méthanisation peut être classable sous les rubriques 2781 et 3532 de la nomenclature des installations classées. Cette nomenclature définit des seuils d'exigence croissante : déclaration (D), déclaration avec contrôles périodiques (DC), enregistrement (E), autorisation (A) :

« 2781 Installation de méthanisation de déchets non dangereux ou de matière végétale brute, à l'exclusion des installations de méthanisation d'eaux usées ou de boues d'épuration urbaines lorsqu'elles sont méthanisées sur leur site de production :

1. Méthanisation de matière végétale brute, effluents d'élevage, matières stercoraires⁵, lactosérum⁶ et déchets végétaux d'industries agroalimentaires :
 - a) La quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 100 t/j (A)
 - b) La quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 30 t/j, mais inférieure à 100 t/j (E)
 - c) La quantité de matières traitées étant inférieure à 30 t/j (DC)
2. Méthanisation d'autres déchets non dangereux :
 - a) La quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 100 t/j (A)
 - b) La quantité de matières traitées étant inférieure à 100 t/j (E) »

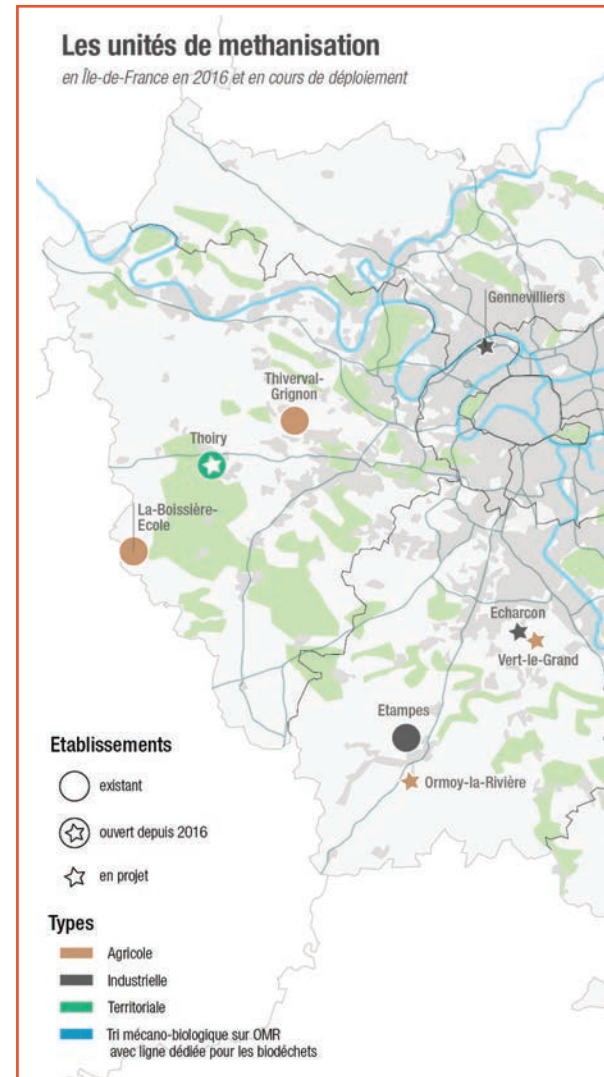
« 3532 Valorisation ou mélange de valorisation et d'élimination de déchets non dangereux non inertes **avec une capacité supérieure à 75 tonnes par jour** et entraînant une ou plusieurs des activités suivantes, à l'exclusion des activités relevant de la directive 91/271/CEE :

Traitement biologique - Prétraitement des déchets destinés à l'incinération ou à la coïncinération - Traitement du laitier et des cendres - Traitement en broyeur de déchets métalliques, notamment déchets d'équipements électriques et électroniques et véhicules hors d'usage ainsi que leurs composants (A).

Nota. : lorsque la seule activité de traitement des déchets exercée est la **digestion anaérobie, le seuil de capacité pour cette activité est fixé à 100 tonnes par jour** »

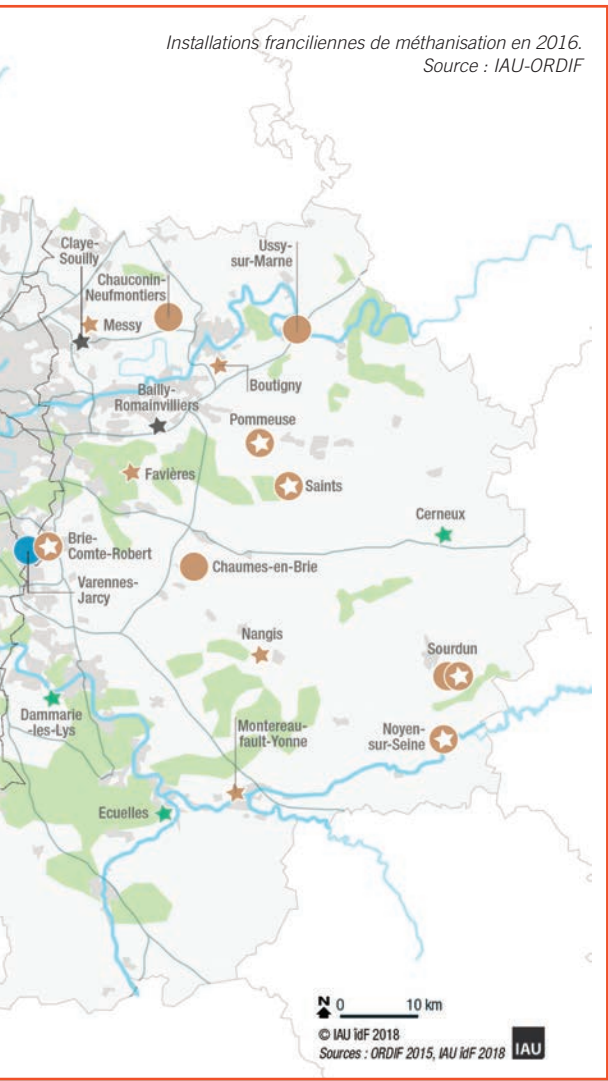
12 État des lieux des méthaniseurs franciliens

Seules les installations industrielles (Etampes et Varennes-Jarcy) traitent actuellement des biodéchets SPAN3 (dans les ordures ménagères résiduelles pour le site de Varennes-Jarcy). Par ailleurs, une troisième installation dispose d'un agrément sanitaire (La Boissière-Ecole) sans déclarer en faire usage dans le cadre du Plan Régional de Prévention et de Gestion des Déchets. Ces 3 installations représentent une capacité administrative de traitement annuelle disponible de 72 200 tonnes de déchets.



⁵ Matières stercoraires : matières issues de l'appareil digestif (relatif aux matières fécales)

⁶ Lactosérum : aussi appelé petit-lait est la partie liquide issue de la coagulation du lait constituée à 94 % d'eau



3| Capacités en projet

Selon le Plan Régional de Prévention et de Gestion des Déchets :

« 7 projets d'unités de méthanisation prévoient de recevoir des déchets alimentaires SPAn3 :

- les 4 unités industrielles traiteraient en priorité des biodéchets SPAn3 (Baille-Romainvilliers (77), Claye-Souilly (77), Echarcon (91) et Gennevilliers (92)) ;
- les 3 unités territoriales (Cerneux (77), Dammarie-les-Lys (77) et Ecuelles (77)) pourraient prévoir un mix de biodéchets SPAn3 dans leurs intrants ;
- l'unité agricole de Boutigny (77) pourrait accueillir des biodéchets en seconde phase d'exploitation.

Soit une capacité annuelle supplémentaire estimée entre 250 000 et 280 000 tonnes. »

4| Procédures applicables à la méthanisation

Une installation de méthanisation peut être soumise à autorisation environnementale, à enregistrement (autorisation simplifiée) ou à déclaration en fonction de la nature des déchets traités et de sa capacité en termes de tonnage journalier des intrants.

Toutefois, la méthanisation produit des digestats qui sont destinés le plus souvent à l'épandage sans compostage préalable. Si les digestats ne sortent pas du statut de déchets en application

de l'article L. 255-12 du code rural et de la pêche maritime, alors l'épandage peut être soumis à déclaration ou à autorisation au titre de la rubrique 2.1.4.0 de la nomenclature des installations, ouvrages, travaux et activités (IOTA)

4.1 | Quelle procédure est applicable ?

Exemple : l'articulation entre méthanisation (rubrique 2781 ICPE) et épandage (rubrique 2.1.4.0 IOTA).

| | ICPE (2781) | AUTORISATION (> 100 tonnes par jour) | ENREGISTREMENT (Entre 30 et 100 t/j pour intrants 2781-1 ou < 100 t/j pour intrants 2781-2) | DÉCLARATION (< 30 t/j d'intrants en 2781-1) |
|---|-------------|---|--|--|
| IOTA (2.1.4.0) | | | | |
| AUTORISATION (Azote total supérieur à 10 t/an ou volume annuel supérieur à 500 000 m³/an ou DBO5 supérieure à 5 t/an) | | Autorisation environnementale | Enregistrement si épandage connexe à l'installation de méthanisation | Autorisation environnementale ou procédures séparées au choix du pétitionnaire |
| DÉCLARATION (Azote total compris entre 1 t/an et 10 t/an ou volume annuel compris entre 50 000 et 500 000 m³/an ou DBO5 comprise entre 500 kg et 5 t/an) | | Autorisation environnementale | Enregistrement si épandage connexe à l'installation de méthanisation | Déclaration ICPE si épandage connexe à l'installation de méthanisation |

4.2 | Articulation des procédures enregistrement et évaluation environnementale

Lorsque le projet de méthanisation est soumis à enregistrement au titre de la rubrique 2781 et qu'il comprend un épandage soumis à cas par cas au titre de la rubrique 26 du R.122-2 du code de l'environnement, ce cas par cas porte à la fois sur la rubrique 1b et sur la rubrique 26 (cf. alinéa IV de l'article R. 122-2 du code de l'environnement). En effet les installations connexes à l'installation à enregistrement ne sont pas soumises aux règles de procédure IOTA mais elles entrent pour autant dans le champ de l'article L214-1.

Le cas par cas est alors demandé avec le CERFA n° 14734*03 (CERFA du cas général et non de la demande d'enregistrement).

Si le cas par cas conduit à soumettre le projet à évaluation environnementale, l'instructeur est :

- le service police de l'eau si la bascule est principalement motivée par le sujet de l'épandage ;
- L'inspection des installations classées sinon.

4.3 | Autres points particuliers

- Si une installation nécessite, pour le stockage de digestat, des lagunes déportées et que l'installation n'est soumise qu'à déclaration alors les lagunes sont à classer sous la rubrique 2716. Elles relèvent de l'enregistrement au-delà d'un volume de 1 000 m³. De telles lagunes peuvent donc modifier le classement ou l'étendue de l'enquête ou de la consultation du public.
- Un changement de la nature des intrants peut modifier le classement et le régime de l'installation.
- La modification du plan d'épandage peut constituer une modification substantielle.

15 | Production de biogaz

En application de l'article L446-2 du code de l'énergie, tout producteur de biogaz peut conclure avec un fournisseur de gaz naturel un contrat de vente de biogaz produit sur le territoire national et bénéficier d'un tarif d'achat du biogaz. Les modalités pour bénéficier du tarif d'achat sont définies par le décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 modifié relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel. Un dossier est à déposer en Préfecture de département décrivant la technique de production, le stockage et l'épuration des gaz, la capacité de production et la nature des intrants utilisés (Formulaire CERFA n° 14909). Est joint à la demande un document de l'opérateur précisant les conditions de faisabilité technique du raccordement. La nature des intrants utilisés sont définis par l'arrêté du 24 juin 2014 modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant la nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel. Le biométhane destiné à être injecté dans les réseaux de gaz naturel ne peut être produit qu'à partir des intrants suivants :

- 1° les déchets ménagers et assimilés en installation de stockage de déchets non dangereux ;
- 2° les déchets non dangereux en digesteur :
 - biodéchets ou déchets ménagers ;
 - déchets organiques agricoles (effluents d'élevage et déchets végétaux) ;
 - déchets de la restauration hors foyer ;
 - déchets organiques de l'industrie agro-alimentaire et des autres agroindustries ;
- 3° les produits agricoles en digesteur ;
- 4° les matières, telles que boues, graisses, liquides organiques, résultant du traitement des eaux usées, traitées en digesteur.

Après instruction par les services de l'État, une attestation de raccordement est délivrée au producteur.

161 Prescriptions contraignantes de l'arrêté ministériel à anticiper

Les textes de référence sont :

- Arrêté ministériel du 10 novembre 2009 modifié fixant les règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation soumises à autorisation en application du titre Ier du livre V du code de l'environnement ;
- Arrêté ministériel du 12 août 2010 modifié relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation relevant du régime de l'enregistrement au titre de la rubrique n° 2781 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement ;
- Arrêté ministériel du 10 novembre 2009 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation soumises à déclaration sous la rubrique 2781-1 ;
- Arrêté ministériel du 13 juin 2017 approuvant un cahier des charges pour la mise sur le marché et l'utilisation de digestats de méthanisation agricoles en tant que matières fertilisantes.

Il s'ajoute à cela l'application des meilleures techniques disponibles (MTD) relatives au traitement de déchets (MTD 38 notamment et MTD 33, 34 et 35, voire MTD 16 pour les torchères) dont les conclusions ont fait l'objet de la décision d'exécution (UE) 2018/1147 de la commission du 10 août 2018 établissant les conclusions sur les meilleures techniques disponibles (MTD) pour le traitement des déchets, au titre de la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil.

| Natures des prescriptions contraignantes à anticiper | AUTORISATION (> 100 t/j) | ENREGISTREMENT (Entre 30 et 100 t/j d'intrants sous la 2781-1 ou < 30 t/j d'intrants sous la rubrique 2781-2) | DÉCLARATION (< 30 t/j d'intrant sous la 2781-1) |
|--|--|--|--|
| Distances | <p>Sans préjudice des règlements d'urbanisme, l'installation [ou les lieux d'implantation de l'aire ou des équipements de stockage des matières entrantes et des digestats] n'est pas située dans le périmètre de protection rapproché d'un captage d'eau destinée à la consommation humaine, et l'aire ou les équipements de stockage des matières entrantes et des digestats sont distants d'au moins 35 mètres des puits et forages de captage d'eau extérieurs au site, des sources, des aqueducs en écoulement libre, de toute installation souterraine ou semi-enterrée utilisée pour le stockage des eaux destinées à l'alimentation en eau potable, à des industries agroalimentaires ou à l'arrosage des cultures maraîchères ou hydroponiques ; la distance minimale aux rivages et berges des cours d'eau, égale à 35 mètres dans le cas général, peut toutefois être réduite en cas de transport par voie d'eau.</p> <p>La distance entre les digesteurs et les habitations occupées par des tiers ne peut pas être inférieure à 50 mètres, à l'exception des logements occupés par des personnels de l'installation et des logements dont l'exploitant ou le fournisseur de substrats de méthanisation ou l'utilisateur de la chaleur produite a la jouissance. Cf. <i>article 4 (A), article 6 (E), et point 2.1 (D).</i></p> | | |
| Implantation | Absence de locaux occupés dans les zones à risques (A - art. 31) | Non concerné | Non concerné |
| Planchers supérieurs | <p>Les planchers supérieurs des bâtiments abritant les installations de méthanisation et, le cas échéant, d'épuration, de compression, de combustion ou de stockage du biogaz ne peuvent pas accueillir de locaux habités, occupés par des tiers ou à usage de bureaux, à l'exception de locaux techniques nécessaires au fonctionnement de l'installation. Cf. <i>article 4 (A), article 6 (E), et point 2.3 (D)</i></p> | | |
| Réception de SPAN | <p>Les équipements de réception, d'entreposage, de traitement par stérilisation sont implantés à au moins 200 mètres des locaux et habitations habituellement occupés par des tiers, des stades ou des terrains de camping agréés, ainsi que des zones destinées à l'habitation par des documents d'urbanismes opposables aux tiers (<i>sauf équipements d'entreposages confinés et réfrigérés</i>).</p> <p>Le stationnement des véhicules de transport des sous-produits animaux est installé à au moins 100 mètres des habitations occupées par des tiers.</p> <p>Nécessite une installation de lavage des conteneurs et l'obtention d'un agrément sanitaire.</p> <p>Nécessite une stérilisation et une cheminée de hauteur minimale de 10 mètres. Cf. <i>article 52-2 (A) et 55 bis (E)</i></p> | | Non concerné |
| Stockage de digestats | <p>Capacité suffisante pour permettre le stockage de l'ensemble du digestat produit pendant une période correspondant à la plus longue période pendant laquelle son évacuation ou son traitement n'est pas possible. Cf. <i>article 9 (A), article 34 (E) et point 2.15 (D).</i></p> | | |
| Rétentions | <p>L'installation est en outre munie d'un dispositif de rétention, le cas échéant effectué par talutage, d'un volume au moins égal au volume du contenu liquide de la plus grosse cuve, qui permet de retenir le digestat ou les matières en cours de traitement en cas de débordement ou de perte d'étanchéité du digesteur ou de la cuve de stockage du digestat. Cf. <i>article 42 (A), article 30 (E), et point 2.10 (D).</i></p> | | |

... suite du tableau page suivante ➡

DOCUMENT n°7

Site d'information BastaMag.net

Article « Spéculation et accaparement de terres : les dérives de la production du « gaz vert » » (en Allemagne)

26 février 2020

Consulté le 09/02/2021

Spéculation et accaparement de terres : les dérives de la production du « gaz vert »

par [Rachel Knaebel](#) 26 février 2020

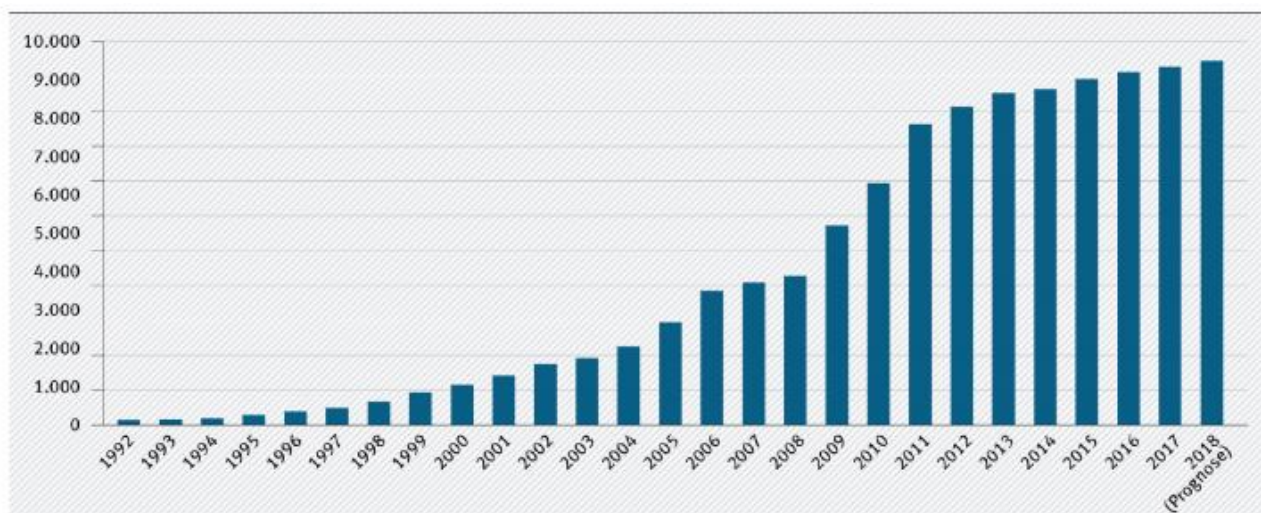
L'Allemagne a développé le biogaz à grand échelle depuis le début des années 2000. Mais les installations industrielles ont rapidement pris le contrôle du secteur, accaparant de plus en plus de terres agricoles.

Il n'y a pas d'agriculteurs à l'horizon, pas de vaches. Mais plusieurs dizaines de dômes verts alignés les uns à côtés des autres. Vu du ciel, l'installation ressemble plus à un village, ou à un parking d'ovnis, qu'à une entreprise agricole. C'est que l'installation de biogaz de Güstrow, dans le nord de l'Allemagne, a beaucoup plus à voir avec une usine qu'avec une ferme. Lors de son ouverture en 2009, elle était la plus grande installation de production de biogaz du monde, ses dizaines de bio-digesteurs accumulant une capacité de production de 50 mégawattheures (MWh). Aujourd'hui, Güstrow, tout comme l'autre installation gigantesque de la région, ouverte quelques années plus tôt à Penkun, est devenu le symbole de la dérive du biogaz allemand.

« Nous avons de nombreuses très grandes installations de biogaz dans la région. Alors que l'idée, au départ, était que les agriculteurs transforment sur place leurs résidus agricoles en énergie », explique Sebastian von Schie, porte-parole des Verts dans la région du Mecklembourg-Poméranie, qui abrite les deux installations géantes. *« Mais l'économie de marché capitaliste est tournée vers le profit maximum. Alors, la bonne idée du début a été détournée pour devenir une industrie »,* déplore-t-il.

De grandes entreprises achètent des terres à tour de bras

Le biogaz fait partie des énergies renouvelables soutenues en Allemagne par le dispositif dit « EEG » (pour « loi sur les énergies renouvelables »), démarré en 2000. Comme l'électricité photovoltaïque ou éolienne, l'électricité produite par le biogaz bénéficie de tarifs d'achat avantageux, à l'origine garantis sur vingt ans. Cette politique a vite porté ses fruits : le nombre d'installations a explosé, passant d'un millier en 2000 à plus de 7000 en 2011. Aujourd'hui, l'Allemagne compte environ 9500 installations de production de biogaz, qui représentent 5 % de la consommation électrique allemande. Mais ce succès a ses parts d'ombre.



Quelle: Umweltbundesamt unter Verwendung von Daten des Fachverbands Biogas [2]

L'évolution du nombre d'installations de biogaz en Allemagne.

Les parcs géants de production de biogaz de Güstrow et Penkun appartiennent à une entreprise nommée Nawaro. Celle-ci s'est créée en 2005 dans le but de produire du biogaz « à échelle industrielle ». La firme gère aussi des parcs en Croatie, en Lettonie, en Ukraine. « *Au lieu d'utiliser des résidus pour produire du gaz, ce qui est le concept de départ, ces installations utilisent une ressource première, des cultures alimentaires, qui sont spécifiquement cultivées pour la méthanisation* », explique Sebastian von Schie. Pour produire du biogaz à échelle industrielle, les grandes installations ont des besoins importants en cultures, essentiellement du maïs, qui offre le meilleur rendement de gaz lors de sa fermentation dans les bio-digesteurs. Il leur faut donc de grandes surfaces de terres.

Plus subventionné que l'agriculture bio

Conséquence de ce développement fulgurant : les surfaces de maïs sont en nette expansion en Allemagne. En 2011 déjà, le pays comptait 700 000 hectares de maïs cultivés pour le biogaz. En 2018, quasiment un million d'hectares – c'est-à-dire plus que la superficie de la Corse. Tandis que la surface de colza pour le biodiesel a de son côté diminué : 713 000 hectares en 2017, contre 910 000 en 2011.

Dans ce contexte, au début des années 2010, le sujet du biogaz est devenu hautement polémique en Allemagne. Les petites fermes n'ont alors plus accès au foncier, voyant le prix des fermages exploser sous l'effet de l'intérêt de gros investisseurs pour l'énergie, et des territoires entiers se retrouvent avec des monocultures de maïs. « *En Basse-Saxe, il y a toujours plus de maïs planté pour produire du biogaz, il y a toujours plus d'agriculteurs bio qui perdent leurs terrains. La raison : l'électricité issue du maïs est plus subventionnée par l'État que les produits bio* », déplore le groupement d'agriculteurs bio Bioland en 2015. Au printemps 2019, l'office fédéral de l'environnement pointe un nouveau danger du doigt : les accidents du travail. Depuis 2005, au moins 17 travailleurs sont morts dans des installations de production de biogaz, et 74 ont été blessés.

« Il ne faut pas répéter l'erreur ailleurs en Europe »

Face à ces problèmes, en 2014, une réforme de la loi EEG a revu à la baisse les soutiens publics au biogaz. Les prix d'achat de cette électricité ont été réduits, une limite du volume de

maïs introduit dans les installations a été fixée à 60%, puis abaissée à 50 % en 2017. Elle doit maintenant tomber à 44 % d'ici 2022. Depuis, le nombre des nouvelles installations a largement chuté : seulement 122 ont été lancées en 2017, et 113 en 2018. Mais les plus anciennes bénéficient toujours des tarifs avantageux des débuts.

Des associations écologistes et des centres de recherche tentent aussi de développer une production de biogaz à partir de plantes sauvages, pour que le développement de cette énergie ne détruise pas la biodiversité. « *Nous voulons montrer que c'est possible. Semer, récolter, les bio-digesteurs... Techniquement, le processus fonctionne à tous les niveaux avec les plantes sauvages* », souligne Jochen Goedecke, qui a conduit l'expérimentation au sein de l'association environnementale Nabu dans la région du Bade-Wurtemberg, dans le sud-ouest de l'Allemagne.

Reste que le rendement des plantes sauvages est bien moindre que le maïs en termes de production de gaz. « *Les plantes sauvages présentent de nombreux avantages, pour les sols, pour la biodiversité. Malgré tout, elles ne peuvent pas entièrement remplacer le maïs pour le biogaz, admet le responsable associatif. Mais il serait possible de pousser les agriculteurs à utiliser plus de plantes sauvages dans leurs méthaniseurs en subventionnant le procédé, soit via le volet verdissement de la Politique agricole commune, soit via les politiques de subventions agricoles des États-régions allemands.* »

Pour le Vert Sebastian von Schie, cette alternative ne sera pas suffisante pour freiner tous les effets négatifs de la méthanisation à grande échelle. « *Il faudrait avant tout réduire les besoins en énergie au lieu de remplacer un carburant par un bio-carburant, dit-il. Nous avons fait en Allemagne l'expérience de ce développement industriel du biogaz. Il ne faut pas répéter l'erreur ailleurs en Europe.* »

Rachel Knaebel

DOCUMENT n°8

Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD)

Extrait

Rapport « Conditions d'exploitation du méthaniseur de Gramat : expertise et pistes d'avenir »

Septembre 2019



MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

Conditions d'exploitation du méthaniseur de Gramat : expertise et pistes d'avenir

Rapport n° 012750-01

établi par
Thierry GALIBERT (coordonnateur) et Pascal KOSUTH

Septembre 2019



Les auteurs attestent qu'aucun des éléments de leurs activités passées ou présentes n'a affecté leur impartialité dans la rédaction de ce rapport

| Statut de communication | |
|-------------------------------------|--|
| <input type="checkbox"/> | Préparatoire à une décision administrative |
| <input type="checkbox"/> | Non communicable |
| <input type="checkbox"/> | Communicable (données confidentielles occultées) |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Communicable |

Sommaire

| | |
|--|-----------|
| Résumé..... | 4 |
| Introduction..... | 7 |
| 1. La présentation du dossier de méthaniseur de BioQuercy..... | 8 |
| 1.1. Le principe politique de projet de territoire..... | 8 |
| 1.2. L'unité de méthanisation, les intrants, les produits..... | 9 |
| 1.2.1. L'unité de méthanisation..... | 9 |
| 1.2.2. Les intrants..... | 9 |
| 1.2.3. Les produits, le digestat..... | 10 |
| 1.3. Les singularités du méthaniseur et du digestat de BioQuercy..... | 10 |
| 1.4. De l'enquête publique à l'arrêté préfectoral d'autorisation..... | 11 |
| 2. Les contestations à la mise en exploitation du méthaniseur..... | 12 |
| 2.1. Les nuisances avérées imputables à BioQuercy..... | 12 |
| 2.1.1. Les odeurs..... | 12 |
| 2.1.2. Les incidents de stockage du digestat hors site industriel..... | 13 |
| 2.2. Les craintes et suspicions de nuisance..... | 14 |
| 2.2.1. Le risque de pollution des milieux aquatiques..... | 14 |
| 2.2.2. Le risque d'atteinte à la biodiversité..... | 15 |
| 2.2.3. Le risque de pollution des sols et des sous-sols..... | 16 |
| 2.2.4. Transport et trafic..... | 17 |
| 2.3. Les contestations du modèle de développement..... | 17 |
| 2.3.1. Le méthaniseur accusé de justifier un modèle d'agriculture intensifiée..... | 17 |
| 2.3.2. Le méthaniseur accusé de drainer les déchets des départements voisins..... | 18 |
| 2.3.3. Les agriculteurs confrontés à une tolérance réduite à leurs activités..... | 18 |
| 3. Les actions pour la résolution des problèmes..... | 19 |
| 3.1. Le respect de la réglementation..... | 19 |
| 3.1.1. Le suivi par l'Inspection..... | 19 |
| 3.1.2. Les vérifications effectuées dans le cadre de la mission..... | 22 |
| 3.2. La concertation : la commission locale de suivi..... | 29 |
| 3.2.1. La commission locale de suivi..... | 29 |
| 3.2.2. Le comité des riverains du méthaniseur..... | 30 |

| | |
|---|-----------|
| 3.2.3. <i>Le partenariat avec le rucher école de Rocamadour</i> | 31 |
| 3.3. Les problèmes ayant fait l'objet d'amélioration des process et pratiques..... | 32 |
| 3.3.1. <i>Traitement des odeurs au niveau de l'unité</i> | 32 |
| 3.3.2. <i>Amélioration des conditions de stockage externe du digestat</i> | 33 |
| 3.3.3. <i>Actualisation du plan d'épandage avec le parc naturel régional</i> | 34 |
| 3.4. Des dispositifs de suivi pour objectiver les suspicions de nuisance..... | 35 |
| 3.4.1. <i>La sensibilité des sols, des eaux et des zones karstiques</i> | 35 |
| 3.4.2. <i>Surveillance des impacts de l'épandage du digestat sur la biodiversité</i> | 36 |
| 3.4.3. <i>Un suivi départemental coordonné des plans d'épandage</i> | 36 |
| 4. Améliorer l'intégration territoriale de l'unité de méthanisation : vigilance collective, efficacité des mesures | 38 |
| 4.1. Une démarche collective pour une meilleure maîtrise de la méthanisation..... | 38 |
| 4.1.1. <i>Les acteurs du territoire mobilisés - mobilisables autour de la méthanisation</i> | 38 |
| 4.1.2. <i>Poursuite des travaux de la CLS, auto-contrôles, contrôles de l'administration</i> . | 40 |
| 4.2. Un guide des bonnes pratiques sur l'épandage en zone karstique..... | 41 |
| 4.3. Un dispositif participatif de veille et de signalement..... | 42 |
| 4.4. Vers un observatoire territorial, scientifique et participatif, de la méthanisation..... | 42 |
| 4.4.1. <i>Les thèmes à traiter</i> | 43 |
| 4.4.2. <i>Principes d'un observatoire scientifique participatif</i> | 45 |
| 4.4.3. <i>Pistes pour le montage de l'observatoire</i> | 46 |
| Conclusion | 48 |
| Annexes | 49 |
| 1. Lettre de mission | 50 |
| 2. Liste des personnes rencontrées / contactées | 52 |
| 3. Unité de méthanisation de BioQuercy : description du site | 57 |
| 4. Etude d'impact, avis de l'autorité environnementale, enquête publique | 58 |
| 5. L'arrêté préfectoral n° E 2016-281, arrêté ministériel du 02 février 1998 | 60 |
| 6. Stratégie nationale « économie circulaire » et « énergie renouvelable » | 64 |
| 7. Stratégie énergétique régionale : place de la méthanisation | 65 |

| | |
|---|-----------|
| 8. Nuisances olfactives au niveau du méthaniseur..... | 66 |
| 9. Incidents de stockage de digestat hors site industriel..... | 68 |
| 10. Mise en conformité suite aux inspections ICPE..... | 70 |
| 11. Intrants autorisés et fournisseurs..... | 71 |
| 12. Bilan des intrants 2018, contrôle des intrants de juillet..... | 73 |
| 13. Résultats d’autocontrôle du digestat BioQuercy..... | 75 |
| 14. Cartographie du plan d’épandage initial..... | 76 |
| 15. Mortalité sortie hiver 2018-2019 Rucher école de Rocamadour..... | 78 |
| 16. Plan d’action sanitaire apicole du Lot - Fiche de déclaration..... | 79 |
| 17. Schéma d’aménagement et de gestion des eaux (SAGE) Dordogne amont et SAGE Célé..... | 83 |
| 18. Exemple de guide de bonnes pratiques sur l’épandage en milieu karstique...84 | |
| 19. Impacts agronomiques et environnementaux de l’épandage de digestat : les expérimentations scientifiques..... | 88 |
| 20. Glossaire des sigles et acronymes..... | 90 |

Résumé

La mise en fonctionnement du méthaniseur « industriel » de BioQuercy à Gramat, dans le Lot, a rencontré, dès son démarrage à l'automne 2017, des difficultés d'exploitation avec notamment des émissions d'odeurs sur le site, des fuites sur les stockages intermédiaires et des contestations sur les effets de l'épandage de digestat sur la faune des sols et les abeilles. Ces dysfonctionnements ont alimenté des réactions de défiance renforçant les inquiétudes exprimées lors de l'enquête publique. Par-delà le méthaniseur de Gramat, ces incidents et les contestations qui en résultent peuvent porter un discrédit sur l'ensemble de la filière de méthanisation, à une période où elle contribue aux stratégies de l'État pour les énergies renouvelables et l'économie circulaire, et au projet « Occitanie, région à énergie positive en 2050 ».

La mission s'est rendue trois fois sur place, a rencontré, écouté et lu les propos de l'ensemble des acteurs : élus, industriel, habitants, agriculteurs, coopérative, associations, institutions, services de l'État, pour identifier et comprendre les problèmes liés aux nuisances effectivement constatées comme les questionnements liés aux craintes de nuisances potentielles.

Trois grands axes se dégagent, attachés aux spécificités du projet de BioQuercy : les difficultés de l'exploitant pour parvenir à la maîtrise des odeurs liées à la composition particulière des intrants du méthaniseur ; les caractéristiques du digestat, conformes à la réglementation mais dont les particularités suscitent des suspicions sur de potentiels impacts sur la biodiversité ; la nature karstique des causses du Quercy qui exacerbe les craintes d'une vulnérabilité des eaux et du sous-sol aux épandages de digestat.

La mission a tout d'abord constaté une série de dysfonctionnements au démarrage de l'installation qui a exacerbé les contestations qui s'étaient partiellement exprimées lors de l'enquête publique. Ces dysfonctionnements objectifs, liés aux odeurs émanant de l'unité de méthanisation et aux stockages déportés de digestat, sont imputables directement ou indirectement à BioQuercy et ont fait l'objet de rappels de l'inspection des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) qui se sont traduits par deux arrêtés préfectoraux de mise en demeure en 2018. La mission a procédé à la vérification du respect de certains autres points de la réglementation : traçabilité des intrants, qualité du digestat, mise en œuvre du plan d'épandage. À quelques observations près, qui ont fait l'objet de recommandations, les pratiques se sont avérées conformes à la réglementation.

À côté de ces constats objectifs de dysfonctionnements pour lesquels des solutions paraissent avoir été apportées ou sont en cours de mise en œuvre (odeurs, stockages externes du digestat), persistent des craintes essentiellement liées à l'utilisation du digestat en épandage : les risques d'atteinte à la biodiversité (abeilles et microfaune du sol) et les risques de pollution des eaux et du sous-sol particulièrement sur le Causse compte tenu de sa nature karstique.

Concernant les risques d'atteinte à la biodiversité, présentés par les contestations comme inhérents au digestat, les éléments recueillis au cours de la mission ne permettent pas, à ce stade, d'en identifier un fondement objectif. Le principal obstacle à leur confirmation ou infirmation est l'absence de dispositifs de suivi adaptés et l'absence (ou à la faiblesse) de connaissances sur le sujet.

- Concernant la sensibilité des abeilles au digestat il n'existe pas aujourd'hui d'observatoire permettant de détecter objectivement un tel phénomène et d'en identifier la cause. Aucun signalement auprès des services de l'État n'a été enregistré. Le témoignage d'apiculteur cité dans l'article du Monde début 2019 n'est pas remis en cause mais l'origine de la mortalité n'a pu être objectivée par un dispositif technico-scientifique valide, et il reste à notre connaissance un cas isolé. Les données de mortalité de la sortie d'hiver 2018-2019 recueillies par le rucher-école de Rocamadour ne mettent pas en lumière de corrélation entre mortalité et épandage de digestat sur la commune. La volatilité du digestat (notamment de l'ammoniac) devra être analysée et le cas échéant les modalités d'épandage adaptées.

- Concernant la micro-faune du sol, les informations existantes sont lacunaires et contradictoires. Seul un protocole scientifique sur la durée pourra permettre de tirer des conclusions sérieuses. Compte tenu des spécificités du digestat de BioQuercy et des limites de transposabilité des expériences, le protocole devra être construit localement en s'intéressant à la microfaune des sols lotois et au digestat de BioQuercy.

Concernant la protection des eaux et sous-sols du Causse, la mission a étudié le plan d'épandage du digestat, sa programmation annuelle via le plan d'épandage prévisionnel et la traçabilité de sa réalisation. Au vu de ce dispositif exigeant et des quantités réglementairement autorisées à l'épandage (15 m³ à 20 m³ par hectare par an), le risque de percolation du produit liquide dans le sous-sol est quasiment nul pour des pratiques respectant l'arrêté préfectoral (quantité, conditions météorologiques, parcelles recevant antérieurement des lisiers ou des fertilisants minéraux, utilisation de pendillards). Il n'en reste pas moins patent que ce territoire, aux sols peu épais et au sous-sol karstique, n'a pas la même capacité à accueillir des effluents organiques liquides que des zones de sol profond. La révision concertée du plan d'épandage en cours s'est attachée à encore réduire ce risque en tenant compte des observations et demandes des acteurs territoriaux et notamment du parc naturel régional des causses du Quercy. L'effort à conduire doit donc porter sur le plein respect de la réglementation d'épandage et des bonnes pratiques correspondantes, sur la mise en place de dispositifs de suivi et signalement d'anomalies, sur la réactivité pour corriger les éventuels problèmes détectés. Cet effort gagnerait à porter sur l'épandage de toute matière organique liquide sur ce type de sols. La mission souligne que le risque associé à l'épandage de digestat est significativement inférieur à celui associé à l'épandage de lisiers dont les conditions réglementaires sont moins contraignantes en termes de qualité sanitaire et de doses apportées. La mission recommande de mettre en œuvre une charte d'épandage des effluents liquides en zone karstique lotoise.

Concernant la qualité du digestat et son possible impact sur la qualité des eaux, les suspicions reposent essentiellement sur l'éventuelle présence de substances (éléments traces métalliques, composés traces organiques, bactéries) non contenues dans le lisier mais pouvant provenir des autres matières premières entrant dans le méthaniseur (sous-produits d'abattoirs, boues de station d'épuration d'industries agro-alimentaires notamment). La surveillance de la composition du digestat prévue dans l'arrêté préfectoral et vérifiée par la mission atteste que ce problème est maîtrisé. La levée des inquiétudes peut également passer par l'amélioration globale du suivi de la qualité des eaux du sous-sol karstique, utilisant et amplifiant les travaux de l'observatoire intra-karst du Parc naturel régional des Causses du Quercy.

La mission a noté une mobilisation intense des acteurs du territoire, se traduisant notamment par une forte participation à la commission locale de suivi (CLS), mise en place et accompagnée par la préfecture du Lot. La CLS a d'ores et déjà construit des outils de surveillance, d'information et de concertation, même si les oppositions de principe et la méfiance entre acteurs restent entières sur certains sujets. Les travaux de la commission doivent être poursuivis dans un souci d'information et de transparence porté à la fois par BioQuercy et par l'administration, en renforçant le rôle des différents protagonistes actifs du territoire (observatoire des odeurs, rucher-école et GDSA, observatoire intra-karst et agence régionale de santé (ARS)...).

La mission suggère d'appuyer ses travaux sur un observatoire participatif de la méthanisation, à organiser localement en faisant intervenir des compétences reconnues, notamment scientifiques, sur les différents sujets identifiés par la CLS, ceci en articulation avec les dispositifs nationaux et régionaux existants ou à construire.

Liste des recommandations

Recommandation 1. Modifier l'arrêté préfectoral d'autorisation pour y intégrer les spécifications des stockages de digestat chez les agriculteurs et la responsabilité de leurs conditions d'exploitation. Confier l'inspection et le suivi de l'ensemble du stockage du digestat, y compris chez les agriculteurs, au service chargé de l'inspection de l'unité de méthanisation (Préfet).....20

Recommandation 2. Améliorer la traçabilité des entrées de produits et de sortie du digestat, en identifiant systématiquement sur le registre entrée-sortie les dénomination et localisation du fournisseur ou du destinataire, en sécurisant l'enregistrement des entrées et sorties et la traçabilité des erreurs matérielles de saisie des informations (BioQuercy).....23

Recommandation 3. Améliorer la mise en ligne des autocontrôles : accessibilité, actualisation, complétude, valeurs absolues des mesures (BioQuercy).....25

Recommandation 4. Améliorer le suivi du plan d'épandage en intégrant, dans le plan prévisionnel d'épandage de chaque agriculteur les modalités de fertilisation des zones inaptées à l'épandage du digestat et en vérifiant, par comparaison entre les cahiers d'épandage et les données de Météo-France, le respect des conditions climatiques des épandages réalisés (BioQuercy).....27

Recommandation 5. Systématiser l'utilisation du filtre à charbon actif et prévoir, si c'est techniquement réalisable, un couplage en série avec le biofiltre (BioQuercy). Demander à La Quercynoise de procéder à la recherche de ses sources de nuisances olfactives et à leur traitement (Préfet).....33

Recommandation 6. Imposer aux acteurs responsables de plans d'épandage autorisés sur le département du Lot que les données correspondantes, qui doivent être tenues à disposition des services de l'État, soient fournies sous forme de couches d'information géographique, ceci afin de faciliter le contrôle de leur cohérence et de pouvoir réagir rapidement à des signalements de pratiques non conformes ou d'impacts environnementaux (Préfet).....37

Recommandation 7. Mettre en place un dispositif de veille et de signalement d'observations à la commission locale de suivi (CLS, BioQuercy).....42

Recommandation 8. Mettre en place un observatoire scientifique participatif de la méthanisation permettant de : (1) suivre les mortalités apicoles, mettre à jour d'éventuelles (ou l'absence de) relations avec les épandages de digestat ; (2) caractériser l'évolution de la microfaune du sol sous différents modes de fertilisation ; (3) étudier la dynamique d'infiltration du digestat ; (4) suivre la qualité des eaux souterraines sur les causses du Quercy, développer les méthodes permettant d'identifier et séparer les causes possibles d'atteinte à cette qualité ; (5) caractériser la valeur agronomique du *digestat* (tous acteurs).....47