



## 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

<b>1. CONTEXTE DU BILAN TECHNIQUE ET ECONOMIQUE ET OBJECTIFS DE POLITIQUE ENERGETIQUE .....</b>	<b>3</b>
<b>2. LES PRINCIPES DE LA PRODUCTION DE BIOGAZ, DE L'EPURATION ET DE L'INJECTION SUR LE RESEAU .....</b>	<b>4</b>
<b>3. LE MECANISME ACTUEL DE SOUTIEN AU BIOMETHANE .....</b>	<b>5</b>
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
<b>4. ANALYSE ECONOMIQUE DES INSTALLATIONS EN FONCTIONNEMENT .....</b>	<b>8</b>
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
<b>5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>24</b>

## 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 installations<sup>1</sup>. Un questionnaire téléchargeable en ligne a été mis à leur disposition sur le site internet du ministère de la transition écologique et solidaire<sup>2</sup>. 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 2014<sup>3</sup>, 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 juillet<sup>4</sup> et du 27 juillet 2016<sup>5</sup> sur deux arrêtés organisant le soutien à cette filière<sup>6</sup>.

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'énergie<sup>7</sup> (PPE) fixent pour objectifs<sup>8</sup> 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 PPE<sup>9</sup> 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.

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

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

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

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> 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.

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

<sup>8</sup> Les deux objectifs ne sont pas exclusifs.

<sup>9</sup> [https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2018.11.27\\_MTES\\_dp\\_PPE\\_SNBC\\_strategiefrancaiseenergieclimat.pdf](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 gaz<sup>10</sup> 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'odorise<sup>11</sup> 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

<sup>10</sup> 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.

<sup>11</sup> 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<sup>3</sup>/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<sup>3</sup>/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 <sup>3</sup> /h	95
Comprise entre 50 et 350 Nm <sup>3</sup> /h	Interpolation linéaire entre 95 et 45
Supérieure ou égale à 350 Nm <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /h	95	5	30	39
Comprise entre 50 et 100 Nm <sup>3</sup> /h	[95 - 86,5]*		[30 - 20]	[39 - 34]
Comprise entre 100 et 150 Nm <sup>3</sup> /h	[86,5 - 78]			
Comprise entre 150 et 200 Nm <sup>3</sup> /h	[78 - 73]			[34 - 21]
Comprise entre 200 et 250 Nm <sup>3</sup> /h	[73 - 68]			
Comprise entre 250 et 300 Nm <sup>3</sup> /h	[68 - 66]			[21 - 1]
Comprise entre 300 et 350 Nm <sup>3</sup> /h	[66 - 64]			
Supérieure ou égale à 350 Nm <sup>3</sup> /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 Nm<sup>3</sup>/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 :

Tarif = 95 + 0,2 x 5 + 0,7 x 30 + 0,1 x 39 = 120,9 €/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<sup>er</sup> novembre à partir de la date de mise en service de l’installation en fonction de l’évolution des mêmes indices.

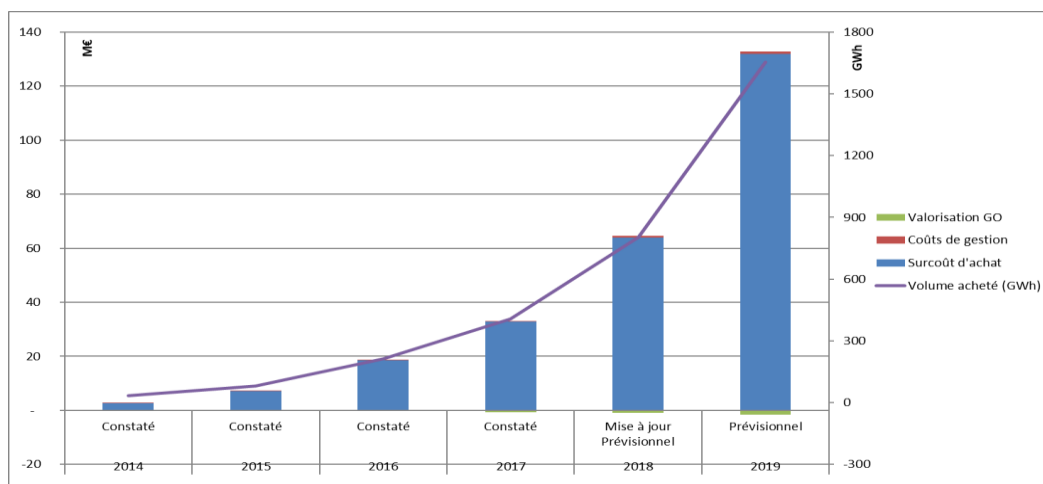
Cas des installations existantes

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€<sup>12</sup> 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.

<sup>12</sup> 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 2011<sup>13</sup> 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.

<sup>13</sup> 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.



#### 4.1 Flexibilité et saisonnalités

La quantité injectée par les installations est flexible pour des courtes durées.

Les relevés d'injection des installations mettent en évidence leur capacité à faire varier fortement leur injection pour des courtes durées, cette flexibilité pour des courtes durées pouvant s'expliquer par une petite capacité de stockage de la production dans les installations ou par une modulation de la production de biogaz.

À titre d'exemple, une installation est raccordée à une poche de distribution sur laquelle un consommateur industriel permet une injection importante du lundi au vendredi et faible le samedi et le dimanche pendant l'été (de juin à septembre). Cette installation ayant déclaré une capacité maximale de production de 80 Nm<sup>3</sup>/h parvient à produire 87 Nm<sup>3</sup>/h en moyenne par jour pendant 5 jours et à descendre à 35 Nm<sup>3</sup>/h pendant 2 jours tout l'été. Cette flexibilité ne se traduit pas, sur le cas étudié, par des coûts d'investissement ou d'exploitation supérieurs aux autres installations comparables n'assurant pas ce suivi de charge.

Par ailleurs, plusieurs installations du panel dépassent régulièrement, plusieurs jours consécutifs, leur capacité maximale de production en prévision d'une maintenance programmée ou à la suite d'un fortuit. Cette stratégie de production permet de maximiser le taux de charge à  $C_{max}$ .

Enfin, la CRE a identifié trois installations qui dépassent, en moyenne sur une journée, leur capacité maximale de production déclarée de 17, 31 et 33 %. Ce dépassement montre que les producteurs de ces installations ont investi dans des équipements permettant de produire davantage de gaz que la capacité maximale de production qu'ils ont déclarée.

##### Dimensionnement des installations

Certains producteurs connaissent une saisonnalité de leur approvisionnement en intrants, en particulier lorsque les intrants sont issus de cultures ou que le cheptel n'est pas élevé hors sol. Ils peuvent choisir deux stratégies pour le dimensionnement de leur installation.

	AVANTAGES	INCONVENIENTS
<i>UTILISER LES EQUIPEMENTS AU MAXIMUM DE LEUR CAPACITE TOUTE L'ANNEE EN STOCKANT LES INTRANTS</i>	Les équipements – digesteur et épurateur – sont amortis sur une production correspondant à leur dimensionnement.	Un investissement dans des capacités de stockage complémentaires est nécessaire.  Une production de gaz plus faible en raison du potentiel méthanogène des intrants décroissant plus ou moins rapidement dans le temps.
<i>SUIVRE LA SAISONNALITE DE PRODUCTION DES INTRANTS</i>	Le stockage des intrants est minimal.  Le potentiel méthanogène des intrants est valorisé au mieux.	Surinvestissement dans l'épurateur et le digesteur qui ne sont utilisés à pleine capacité qu'une partie de l'année.

À ces deux manières de concevoir le fonctionnement de l'installation pour faire face à la saisonnalité des intrants se superpose l'anticipation d'une exploitation ultérieure d'un gisement plus important, ou la volonté d'augmenter la production de biométhane de façon provisoire pour répondre à une opportunité de traitement d'intrants particulièrement méthanogènes. Des installations peuvent paraître surdimensionnées au moment de l'analyse car les producteurs les ont construites dans cette perspective. Par ailleurs, l'installation peut faire face à une saisonnalité de la consommation de gaz du réseau sur lequel elle injecte, qui ne correspond pas nécessairement à la saisonnalité des intrants et qui peut contraindre l'injection.

Pourtant, malgré ces différentes contraintes de saisonnalité que connaissent certaines installations, la CRE ne constate pas de saisonnalité particulière de l'injection. La CRE considère que ce comportement est au moins en partie induit par la structure tarifaire, qui donne un tarif équivalent à deux installations ayant la même  $C_{max}$  mais produisant avec des taux de charges différents.

La saisonnalité de l'injection pouvant permettre dans certains cas, lorsqu'elle correspond à la saisonnalité de consommation de la poche de réseau, d'éviter des renforcements de réseaux pour évacuer le gaz produit pendant les périodes de faible consommation, il paraît souhaitable de mener des analyses plus poussées avant de déterminer si cette saisonnalité de la production doit être encouragée par la structure du mécanisme de soutien dans les cas opportuns, dans une logique de co-optimisation des coûts de réseau et des coûts de soutien. Si cela devait être le cas, le niveau de soutien ne pourrait rester basé uniquement sur la capacité maximale de production, le taux de charge cible de l'installation impactant également le coût unitaire de production.

Pour mener ces analyses d'une part, et pour dimensionner le tarif en fonction d'un critère objectif de taille de l'installation, d'autre part, la puissance publique doit avoir plus de visibilité sur les caractéristiques des installations. Actuellement, la puissance publique ne dispose, en matière de critère caractérisant la taille de l'installation, que de la  $C_{max}$ , donnée déclarative qui ne correspond pas à une donnée technique relative aux équipements. Ceci rend

difficile l'analyse économique des coûts d'investissement. Il importe donc que la filière mette à la disposition des pouvoirs publics un critère caractéristique du dimensionnement réel des installations et fournisse les données afférentes pour les installations existantes.

#### 4.2 Coûts d'investissements

La nature très différente des investissements consentis par les producteurs d'ISDND, de stations d'épuration et de méthanisation justifie de les présenter de manière séparée.

Les producteurs ne disposent pas tous de la même précision en matière de décomposition des coûts, raison pour laquelle la CRE a procédé à des regroupements en grands postes homogènes.

##### ISDND

Seules deux installations injectaient du biométhane lors de l'envoi des sollicitations par la DGEC.

##### Stations d'épuration

Pour les six stations d'épuration du panel ayant transmis des informations exploitables, les coûts d'investissement s'évaluent de 0,4 à 8,4 M€ et les quantités de biométhane produites sont quant à elles comprises entre 6 et 17 GWh/an.

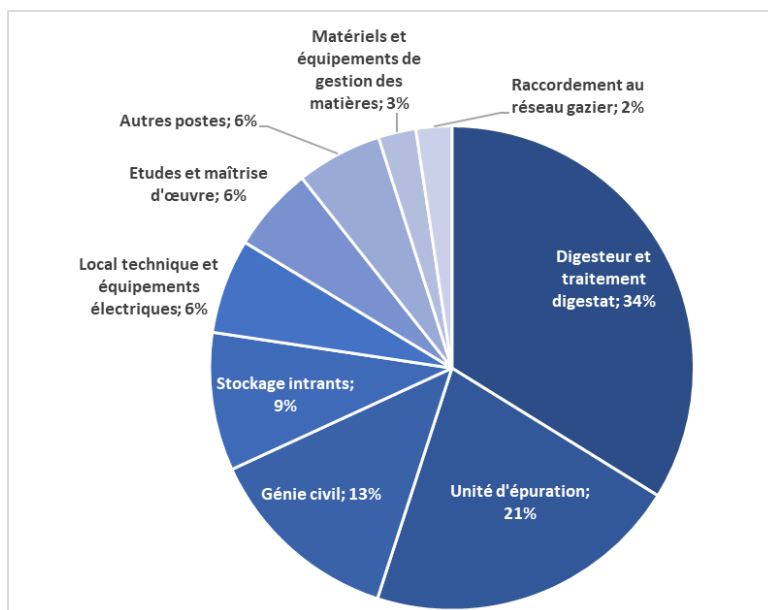
##### Méthanisation

20 installations de méthanisation ont transmis leurs coûts d'investissement avec un niveau de détail exploitable. Le graphique ci-dessous présente les coûts d'investissement de ces installations en fonction de leur capacité maximale de production.

*Le graphique « répartition des coûts d'investissement en fonction de la capacité maximale de production » a été remplacé par le tableau ci-dessous*

Montant en millions d'euros	Investissement minimum	Investissement maximum	Moyenne
30 à 100 Nm <sup>3</sup> /h	1,7	3,2	2,5
100 à 150 Nm <sup>3</sup> /h	2,9	9,6	5,2
150 à 200 Nm <sup>3</sup> /h	2,8	5,6	4,5
200 à 600 Nm <sup>3</sup> /h	8,6	16,6	11,9

Le graphique ci-après donne la répartition des coûts d'investissement des 20 installations de méthanisation ayant transmis des données exploitables. Plus de la moitié des coûts d'investissements sont portés par les équipements de production du biométhane, à savoir le digesteur et l'unité d'épuration.



Graphique 3 : ventilation par poste des coûts d'investissement

Les coûts d'investissement relatifs à l'injection et au raccordement ne représentent que 2 % du coût total. En effet, d'une part la distance médiane au réseau est de 500 mètres pour les installations raccordées au réseau de distribution. D'autre part, seules les installations raccordées à un réseau de transport de gaz investissent dans le poste d'injection. Les installations raccordées à un réseau de distribution souscrivent auprès du gestionnaire de réseau une prestation d'injection comptée dans leurs coûts d'exploitation (cf. partie 2).

Influence du taux d'effluents d'élevage sur le coût d'investissement

La CRE compare les coûts d'investissement de trois installations de taille équivalente en les retraitant des coûts du raccordement, extérieurs à l'économie propre de l'installation :

	Installation 1	Installation 2	Installation 3
Taux d'effluents d'élevage	0 %	17 %	86 %
Taux d'intrants issus de l'agriculture ou de l'industrie agroalimentaire	100 %	100 %	100 %
Coûts d'investissement retraités du raccordement	2,9 M€	4,7 M€	6,6 M€ <sup>14</sup>
Tonnes de matières traitées annuellement	9 300	14 200	29 500

La faible capacité méthanogène des effluents d'élevage et leur difficulté de stockage en comparaison des matières végétales ou des déchets de l'industrie contraignent les producteurs traitant des effluents d'élevage, d'une part à traiter une quantité de matières significativement supérieure pour produire la même quantité d'énergie et, d'autre part, à construire des infrastructures de stockage plus conséquentes – fosses à lisier par exemple – et à se doter d'équipements spécifiques pour les manipuler – vérins compatibles avec l'acidité des effluents par exemple.

Le producteur d'une installation de traitement d'effluents d'élevage doit consentir des investissements plus élevés que s'il traitait d'autres types d'intrants.

Le mécanisme de soutien ne prévoit pas de prime spécifique pour les effluents d'élevage et attribue le même soutien aux installations traitant des intrants issus de l'agriculture ou des industries agroalimentaires.

**4.3 Coûts d'exploitation**

Les coûts d'exploitation présentés ci-après tiennent compte des valeurs constatées au cours des premières années d'exploitation des installations ainsi que des coûts futurs communiqués par une partie des producteurs du panel. Ils sont exprimés en € de l'année 2018.

Les coûts d'exploitation ont été rassemblés en 6 grandes catégories :

- La part « matières » rassemble le coût d'achat ou de cession interne<sup>15</sup> des intrants, leur coût de transport ainsi que le coût supplémentaire représenté par l'épandage du digestat par rapport à la situation antérieure à la construction de la méthanisation (cf. paragraphe 4.5) ;

<sup>14</sup> Les coûts d'investissement de cette installation sont significativement supérieurs en raison du portage de gaz qu'elle réalise jusqu'à un point d'injection délocalisé. Les surcoûts liés à la liquéfaction du gaz et au transport de celui-ci sont de l'ordre de 1 M€. L'investissement dans cette installation demeure supérieur à celui de l'installation 2.

<sup>15</sup> La CRE entend par cession interne le statut des intrants (par exemple des cultures intermédiaires à vocation énergétique) produits par l'exploitation agricole elle-même dont le coût réel de production ne fait pas l'objet d'une facturation.



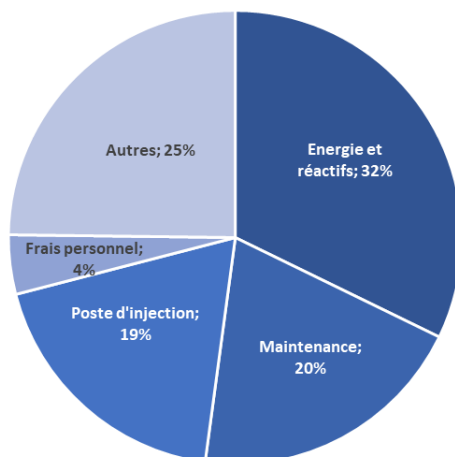
- La part « énergie et réactifs » est portée principalement par l'électricité nécessaire au processus d'épuration mais également par les réactifs et consommables nécessaires au fonctionnement du digesteur et de l'unité d'épuration ;
- La part « maintenance » inclut la maintenance courante ainsi que les gros entretiens renouvellement. Les hypothèses d'évolution de la maintenance et de gros entretiens renouvellements présentés au paragraphe 4.7 sont prises en compte dans la moyenne des coûts présentés ;
- La part « poste d'injection » représente le loyer annuel payé par les producteurs au gestionnaire de réseau de gaz au titre de la prestation d'injection ;
- La part « frais de personnel » inclut le salaire versé aux salariés travaillant sur l'exploitation de méthanisation ainsi que l'équivalent d'un salaire pour l'exploitant agricole même si celui-ci n'est pas inscrit en comptabilité au sens où sa rémunération correspond aux bénéfices des sociétés qu'il détient ;
- La part « Autres » inclut les frais d'assurances, de gestion, les taxes ainsi que tous les autres coûts.

### Stations d'épuration

Les coûts d'exploitation de la plupart des installations sont compris entre 40 et 65 €/MWh.

Parmi les six stations d'épuration ayant répondu, deux ont des modèles d'affaires spécifiques. Pour l'une, l'entreprise réalisant l'épuration et l'injection du biométhane achète le biogaz produit par une autre entité exploitant la station d'épuration. Pour l'autre, tous les surcoûts de gestion du digestat et des boues résiduelles ont été imputés à l'installation de production de biométhane. Le graphique ci-dessous présente la répartition des coûts d'exploitation des quatre stations d'épuration ayant déclaré des informations comparables.

Les stations d'épuration n'ont pas de surcoûts liés à la matière car, d'une part, elles n'ont pas à proprement parler d'intrants mais disposent d'une matière fatale à traiter et, d'autre part, la réduction du volume de boues n'engendre pas de surcoûts de traitement des matières mais au contraire un avantage pour les stations d'épuration.



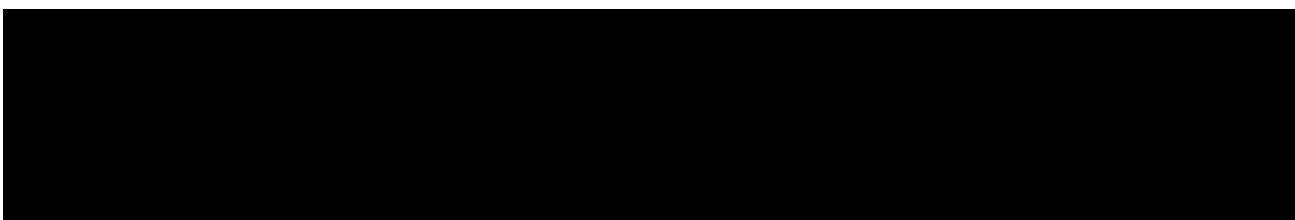
Graphique 4 : Répartition par poste des coûts d'exploitation des stations d'épuration

### Méthanisation

17 installations de méthanisation ont fourni des coûts d'exploitation présentant un niveau de complétude et de détail satisfaisant.

Le graphique ci-dessous présente les coûts unitaires d'exploitation, diminués des recettes perçues pour le traitement de déchets et la valorisation du digestat, en fonction de la quantité annuelle de biométhane produit. Certaines installations mettant en place une logistique coûteuse (transport de matières, déconditionnement, etc.) afin de toucher des recettes pour le traitement des déchets ou pour valoriser le digestat, il est nécessaire de considérer les coûts d'exploitation comme indissociables des revenus autres que la vente de biométhane qu'ils permettent de générer. Les données et les analyses s'agissant de ces revenus sont présentées au paragraphe 4.4.

Les coûts d'exploitation, nets des éventuelles recettes perçues pour le traitement des déchets, de la plupart des installations sont compris entre 45 et 75 €/MWh.



Le graphique « coûts d'exploitation nets des éventuelles recettes autres en fonction de la production annuelle » a été remplacé par le tableau ci-dessous :

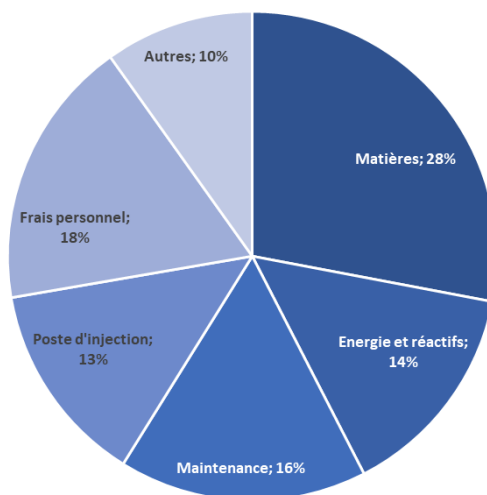
Montant en euros par MWh	Coûts d'exploitation nets minimum	Coûts d'exploitation nets maximum	Moyenne des coûts d'exploitation nets
2,5 à 10 GWh	56	86	73
10 à 15 GWh	39	76	55
Supérieurs à 15 GWh	33	50	42

Les coûts d'exploitation sont décroissants en fonction de la quantité de biométhane que les installations produisent. En particulier, les frais de maintenance et la prestation d'injection rapportés à l'énergie produite sont décroissants en fonction de la taille de l'installation.

- La prestation d'injection ne dépend pas de la taille de l'installation et pèse donc plus lourd pour une installation plus petite ;
- Les prestations de maintenance comportent un temps de travail des prestataires similaires pour une grande part des installations.

Alors que la somme de ces deux postes représente 30 % (20 €/MWh) des coûts d'exploitation en moyenne sur l'ensemble des installations du panel, elle s'élève de 35 à 65 % (25 à 54 €/MWh) pour les plus petites installations.

Le graphique ci-dessous présente la répartition des coûts d'exploitation pour les installations de méthanisation.



Graphique 6 : répartition par poste des coûts d'exploitation des installations de méthanisation

Si le poste « matières » demeure le poste de coûts le plus important en moyenne, son montant varie fortement d'une installation à l'autre (entre 4 et 38 €/MWh avant prise en compte des recettes autres, cf. paragraphe 4.7) et son poids dans les coûts d'exploitation varie de 5 à 50 %.

Le poste « énergie et réactifs » est important, principalement en raison de la forte consommation électrique de l'épuration.

La CRE constate que les coûts d'exploitation évoluent au cours de la vie de l'installation selon des dynamiques différentes :

- Les catégories « poste d'injection », « frais de personnel » et « autres » évoluent avec l'inflation ;
- La catégorie « énergie et réactifs » varie avec la production annuelle de biométhane et l'inflation ;
- La principale incertitude sur l'évolution des coûts d'exploitation porte sur les catégories « matières » – le développement de la méthanisation et la mise en concurrence entre des exutoires de plus en plus nombreux pourrait avoir un impact sur le coût des intrants – et « maintenance » – les besoins réels en maintenance et en gros entretiens renouvellement sur la durée de vie de l'installation demeurent mal connus en raison de la jeunesse de la filière.

Le traitement des effluents d'élevage pèse sur les coûts d'exploitation

Afin de mettre en évidence le coût plus important associé au traitement d'effluents d'élevage sur les coûts d'exploitation, le tableau ci-dessous présente les coûts d'exploitation de deux installations de taille équivalente et se différenciant principalement par le taux d'effluents d'élevage qu'elles traitent.

	Installation 1	Installation 2
Type d'intrants dominants	Effluents d'élevage : 80 %	Déchets végétaux : 97 %
Taux d'intrants issus de l'agriculture ou de l'industrie agroalimentaire	100 %	100 %
Coûts d'exploitation	95 €/MWh	61 €/MWh
Coûts d'exploitation retraités des revenus liés aux recettes pour le traitement des déchets et à la valorisation du digestat	71 €/MWh	55 €/MWh

Les coûts d'exploitation d'installations traitant principalement des effluents d'élevage sont plus élevés notamment en raison d'un potentiel méthanogène plus faible et donc de coûts équivalents pour produire une quantité de gaz plus faible.

En raison d'une prime non spécifique aux effluents d'élevage, mais liée à la part d'intrants issus de l'agriculture ou de l'industrie agroalimentaire, ces deux installations bénéficient de la même prime.

#### 4.4 Revenus liés au digestat et aux recettes pour le traitement des déchets

##### Digestat

La valeur agronomique du digestat peut permettre de le substituer aux engrais chimiques pour la fertilisation des terres. Sa valeur économique, au même titre que les surcoûts liés à son épandage, est fortement liée au contexte agronomique et écologique local.

La CRE a constaté de fortes disparités dans les modes de valorisation du digestat. Certains producteurs échangent avec des exploitations agricoles voisines le digestat produit par leur installation contre des intrants, d'autres achètent les intrants et vendent le digestat. Ces transactions peuvent également être, pour tout ou partie, réalisées avec l'exploitation agricole appartenant au producteur. Des exploitants considèrent que le digestat ne représente ni un avantage ni une charge pour leur installation. La diversité des situations rend difficile l'établissement de la valeur économique du digestat.

Seuls quatre producteurs ont chiffré la valeur du digestat. Les revenus qu'ils en tirent représentent entre 1,25 et 5,7 €/MWh de biométhane produit pour une moyenne de 3 €/MWh de biométhane produit. Cette valeur devrait augmenter à l'avenir. En effet, des dispositions réglementaires devraient faciliter l'homologation des digestats et permettre l'élargissement des possibilités de sa commercialisation. La CRE n'a toutefois pas considéré de hausse de cette valorisation au-delà de l'inflation.

La CRE ne peut exclure que certains exploitants ne déclarent pas de valeur économique faute de pouvoir l'établir. De même, certains échanges de digestat contre des effluents d'élevage peuvent être inégaux en termes de valeur économique et peuvent éventuellement être compensés par d'autres services exogènes à la méthanisation.

Des agriculteurs ont également fait savoir à la CRE que l'épandage du digestat améliorerait la qualité des sols et augmentait le rendement à l'hectare. A défaut de disposer d'un retour d'expérience précis et quantifié, aucune valeur économique n'a été attribuée à cette externalité.

##### Recettes pour le traitement de déchets

Pour le traitement des déchets issus d'activités diverses comme l'industrie agroalimentaire, le tri sélectif des déchets des ménages ou des collectivités, la restauration ou la grande distribution, les installations de méthanisation peuvent percevoir des recettes dont la fixation du niveau relève d'une logique de marché et des conditions locales de concurrence qui s'exercent sur ces déchets. Le niveau de ces recettes dépend notamment de l'adéquation du développement de la filière méthanisation au gisement local de déchet. La plupart des exploitants concernés envisagent dès lors leur suppression progressive.

Neuf installations déclarent toucher des recettes pour le traitement de déchets. Rapportées à la quantité de biométhane produit, celles-ci représentent entre 1 et 27 €/MWh pour une moyenne de 10,6 €/MWh.

## 4.5 Intrants

### 4.5.1 Typologie des intrants

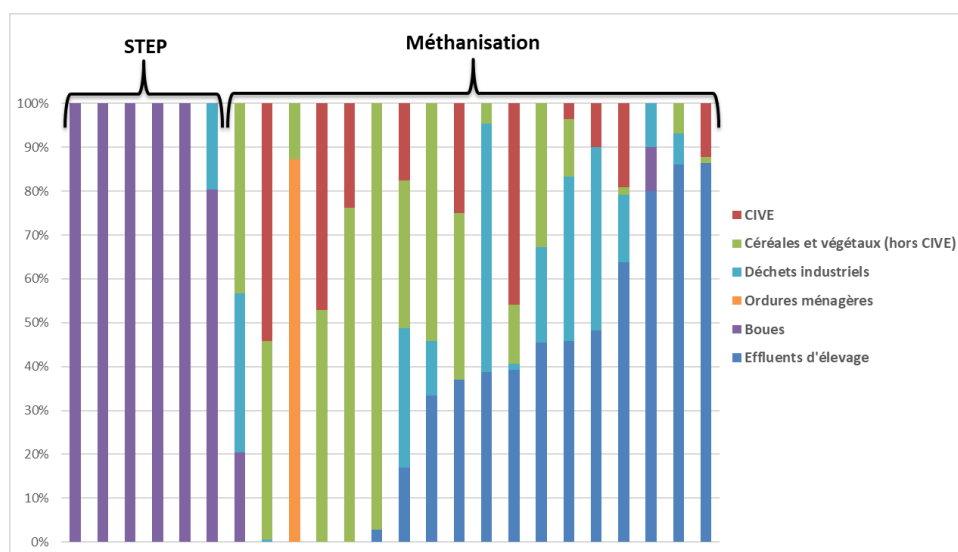
Les intrants constituent la matière de base de la méthanisation, la CRE les a classés selon les catégories suivantes :

- Effluents d'élevage : lisier, fumier, fientes et matières stercoraires ;
- Cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE). Elles désignent les cultures implantées et récoltées entre deux cultures principales dans une rotation culturale pour être utilisées en tant qu'intrant dans une unité de méthanisation agricole<sup>16</sup> ;
- Céréales et végétaux (hors CIVE) : herbe, déchets verts, poussières de céréales, issues de silos, pelures de pomme de terre, pulpes de betteraves, etc. ;
- Boues de station d'épuration urbaines ou industrielles ;
- Déchets industriels : lactosérum, graisse, jus de presse, etc. ;
- Ordures ménagères.

L'utilisation de différents intrants répond à des logiques aussi diverses que l'obligation réglementaire de traiter certaines matières, les offres liées de plusieurs matières, la volonté d'augmenter la production de méthane de l'installation, la stabilisation biologique ou chimique du mix ou encore l'intérêt économique des recettes pour le traitement de déchets.

Le potentiel méthanogène des intrants tel qu'il est déclaré par les producteurs est rassemblé dans un tableau *infra*.

Pour les installations de méthanisation, les effluents d'élevage demeurent l'intrant principal en tonnage (31 % en moyenne ; cette proportion s'élève à 48 % pour les 13 installations qui en traitent) alors que les céréales et végétaux hors CIVE sont l'intrant utilisé par le plus grand nombre d'installations (23 % en moyenne ; cette proportion s'élève à 33 % pour les 15 installations qui en traitent).



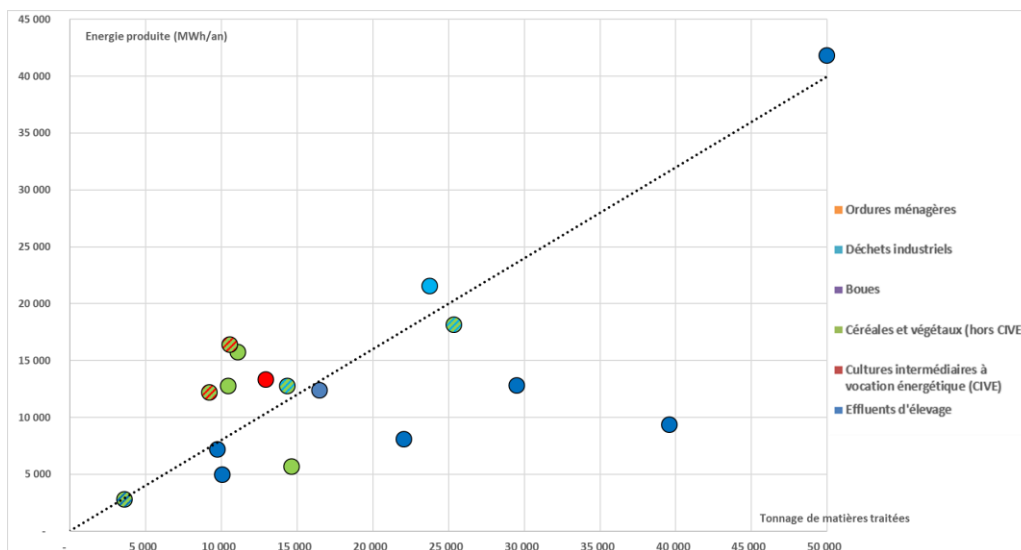
Graphique 7 : répartition des intrants par installation

Le graphique ci-dessous présente, pour les seules installations de méthanisation, le lien entre l'énergie produite et le nombre de tonnes de matières traitées. Une tonne de matière traitée produit en moyenne 0,8 MWh, cette valeur connaît de fortes disparités de 0,3 à 1,3 MWh par tonne. La CRE a classé les installations en fonction de l'intrant qu'elles traitent majoritairement. Elle a pointé en deux couleurs les installations traitant deux intrants principaux.

Les installations traitant majoritairement des effluents d'élevage sont situées en deçà de la courbe de tendance, traduisant le plus faible potentiel méthanogène de ces intrants (cf. tableau *infra*) à l'exception notable d'une installation<sup>17</sup>.

<sup>16</sup> Cf. site du ministère de l'agriculture et de l'alimentation <http://agriculture.gouv.fr/quest-ce-que-une-culture-intermediaire-vocation-energetique>

<sup>17</sup> Cette installation traite une proportion importante de fientes dont le pouvoir méthanogène est très supérieur à celui des lisiers ou des fumiers. Elle traite également des déchets et graisses dont les potentiels méthanogènes sont les plus importants enregistrés dans le panel.



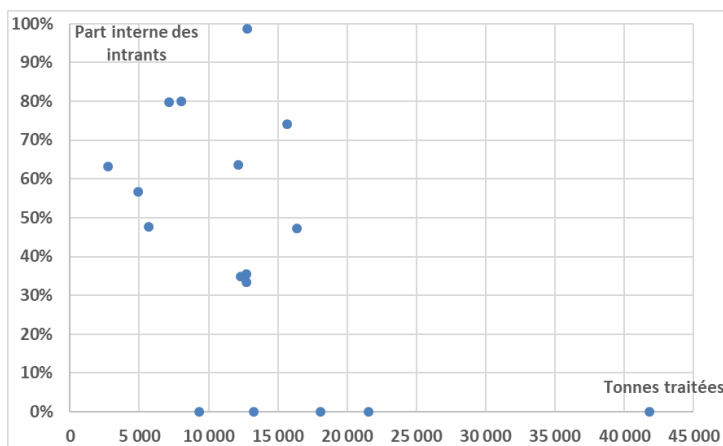
Graphique 8 : énergie produite par les installations de méthanisation en fonction du tonnage d'intrants traités. Les couleurs représentent l'intrant majoritaire traité.

#### 4.5.2 Origine des intrants

La production d'intrants par l'exploitation agricole ou par l'installation industrielle elle-même présente l'avantage d'offrir une sécurité d'approvisionnement à l'installation de méthanisation en tant qu'elle la protège de la concurrence d'autres installations. En revanche, en cas d'épisode difficile sur l'exploitation agricole (faible récolte ou cheptel diminué), le producteur sera contraint de rechercher un approvisionnement externe, au moins temporairement. Ce raisonnement peut être étendu au cas des groupements d'agriculteurs, avec toutefois une mitigation des risques plus importante.

Les intrants peuvent également être produits ailleurs, auquel cas le producteur prend le risque qu'ils soient redirigés vers d'autres méthanisations ou d'autres activités. En effet, aucun exploitant n'a fait état de contrat le liant à son fournisseur sur un horizon de temps couvrant la durée d'exploitation de l'installation.

Le graphique suivant présente la part des intrants produits en interne en fonction de la production annuelle de biométhane. Aucune installation ne connaît d'approvisionnement entièrement interne, toutefois un quart des installations maîtrisent au moins 70 % des intrants. Huit installations se fournissent exclusivement à l'extérieur.



Graphique 9 : Part interne des intrants en fonction du nombre de tonnes traitées

#### 4.5.3 Coûts, recettes et potentiels méthanogènes des intrants

Le tableau ci-dessous présente des éléments sur la valeur économique et le potentiel méthanogène des différents intrants. Les déclarations des producteurs permettent d'établir le coût ou la recette nets de chaque type d'intrants. Une valeur positive traduit une charge pour le producteur et une valeur négative une recette qu'il perçoit, la CRE a demandé aux producteurs de déclarer le coût du transport séparément et l'a ajouté au coût ou à la recette.

Ce potentiel peut être très variable en fonction des matières considérées, de leur durée et de leurs conditions de stockage. Au surplus, le potentiel méthanogène d'un mélange d'intrants n'est pas la moyenne pondérée des potentiels méthanogènes. Ces différents phénomènes chimiques et biologiques illustrent la difficulté d'exploiter une



installation de méthanisation. Certains producteurs font réaliser épisodiquement des études du potentiel méthano-gène de leurs intrants. Cette évaluation nécessite toutefois du matériel et des compétences spécifiques et est généralement assurée par un prestataire externe.

	Effluents d'élevage	CIVE	Céréales et végétaux (hors CIVE)	Boues	Déchets industriels
Nombre d'installations concernées	13	9	15	8	12
Nombre de déclarations d'un coût nul	7	3	0	3	2
Moyenne du coût ou de la recette (hors coûts nuls, y compris coûts de transport) (€/tonne)	6,9	28,4	10,2	-4,1	-3,0
Plage de variation (hors coûts nuls, y compris coûts de transport) (€/tonne)	[1,7 - 35]	[20 - 35]	[-48 - 89]	[-177 - 11]	[-10 - 24,4]
Moyenne du potentiel méthano-gène (m <sup>3</sup> de méthane par tonne de matière brute)	35	100	100	15	150
Potentiel méthanogène (m <sup>3</sup> de méthane par tonne de matière brute)	[20 - 130]	[90 - 130]	[35 - 200]	[5 - 120]	[30 - 300]

Certaines matières (issus de céréales, rebuts des industries agroalimentaires, déchets verts, etc.) ne présenteraient aucune valeur économique en l'absence de méthanisation. Elles en acquièrent une en raison de leur important pouvoir méthano-gène et de la concurrence des différents producteurs qui souhaitent les obtenir afin d'améliorer la production de leur installation. Ainsi, les subventions publiques accordées aux projets de méthanisation pourraient donner indirectement une valeur financière à des déchets qui n'en auraient pas eue sans elles.

Comme elle l'avait constaté lors du bilan technique et économique qu'elle avait mené sur la filière de production d'électricité à partir de méthanisation, la CRE remarque que les effluents d'élevage peuvent faire l'objet de transactions financières qui ne se réduisent pas au coût du transport de ces déchets au demeurant peu méthano-gènes.

La CRE estime que la limitation de l'augmentation du prix des matières, en particulier de celles qui n'ont aucune valeur en l'absence des subventions publiques à la production d'énergie, est une condition au développement de la filière à moindre coût pour la collectivité. Leur enlever toute valeur marchande au profit d'une obligation de traitement pourrait constituer une piste à étudier. Un contrôle sur le développement des installations de méthanisation et son adéquation avec le gisement local en constitue une autre pour éviter la concurrence sur les intrants et l'augmentation subséquente du coût de ces matières.

#### 4.6 Coûts de personnel

La méthanisation crée des emplois majoritairement dans les territoires ruraux pour assurer le transport et la manipulation des intrants ainsi que l'exploitation et la maintenance des installations. Les déclarations des producteurs permettent d'évaluer les emplois créés à ce périmètre. Les emplois liés à la construction, aux bureaux d'étude ou à la maintenance réalisée par des prestataires externes ne font pas l'objet de ce bilan. Ils doivent être ajoutés aux résultats présentés pour évaluer précisément le nombre d'emplois créés par la filière.

Les producteurs du panel ont déclaré en moyenne 1,9 emploi pour exploiter une installation de 100 Nm<sup>3</sup>/h. Un emploi permet de produire 5 000 MWh par an.

Les déclarations des producteurs font état d'un nombre d'emplois proportionnellement plus importants pour les sites les plus grands. Ce constat peu intuitif peut s'expliquer d'une part, par le transport d'une plus grande quantité d'intrants extérieurs à l'installation employant un personnel plus nombreux et, d'autre part, par la sous-évaluation du nombre d'emplois temps plein des plus petites installations. En effet, certains agriculteurs rencontrent des difficultés pour évaluer précisément le temps qu'eux-mêmes, les membres de leurs familles ou leurs employés passent à l'exploitation de l'installation.

#### 4.7 Calcul et analyse de la rentabilité des installations

L'article R. 446-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'achat applicables pendant la durée du contrat prennent en compte les coûts d'investissement et d'exploitation de sorte que la rémunération des capitaux immobilisés dans ces installations n'excède pas, sur la période du contrat, une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie de vente à un tarif déterminé dont elles bénéficient. » Afin de vérifier, ex post, la conformité du mécanisme de soutien avec les dispositions de cet article et d'apprécier la pertinence d'une révision du tarif pour l'avenir, la CRE procède à l'évaluation du taux de rentabilité interne avant impôts sur quinze ans des installations de méthanisation ayant transmis des informations.

Pour ce faire, la CRE a procédé à des retraitements qu'elle expose au paragraphe (4.7.1) pour compléter les plans d'affaires incomplets. L'analyse des rentabilités (4.7.2 et 4.7.3) en fonction des principaux paramètres technico-

économiques caractéristiques de la filière est assortie d'analyses de sensibilité sur les hypothèses centrales retenues (4.7.4).

#### 4.7.1 Des retraitements ont été nécessaires pour calculer les rentabilités

La CRE a procédé à deux retraitements génériques des plans d'affaires lorsque les informations n'ont pas été communiquées par les producteurs :

- l'ajout des revenus et des charges d'exploitation courantes pour les années futures jusqu'à l'échéance du contrat d'achat ;
- l'ajout de charges de gros entretien et renouvellement (GER) des matériels pour 40 % des 16 installations dont le plan d'affaires permettait de conduire une étude de rentabilité.

Les installations de production de biométhane sont récentes et une part importante des producteurs s'interroge sur l'opportunité d'augmenter leur capacité de production après la montée en charge de l'installation, en consentant ou non à de nouveaux investissements. Lorsque les producteurs ont renseigné une vision prospective de l'économie de leur installation, la CRE ne l'a modifiée, le cas échéant, qu'à la suite d'un échange avec ceux-ci.

La CRE a complété les plans d'affaires en appliquant à la moyenne des trois dernières années de chacun des postes des charges d'exploitation une inflation de 2 % ainsi qu'une hausse du tarif d'achat de biométhane injecté de 1,4 % en application de la formule d'indexation prévue par l'arrêté. La première année d'exploitation étant caractérisée par une montée en charge d'une durée variable, elle peut ne pas être représentative. Si le producteur n'a pas réalisé d'évaluation prospective de la production et que les données de production sont peu représentatives, la CRE a évalué le productible de l'installation sur la base des déclarations prévisionnelles de charges de service public des acheteurs de biométhane pour cette installation.

Le gros entretien renouvellement (GER) des matériels (curage de la cuve du digesteur, changement de matériels arrivant en fin de vie...) représente des coûts substantiels supportés par les producteurs. Quatre producteurs sondés sur dix sont conscients qu'ils devront y faire face sans connaître le montant exact des nouveaux investissements à consentir et la date de leur réalisation. La CRE a procédé à l'ajout de ces charges en s'appuyant sur trois sources d'informations :

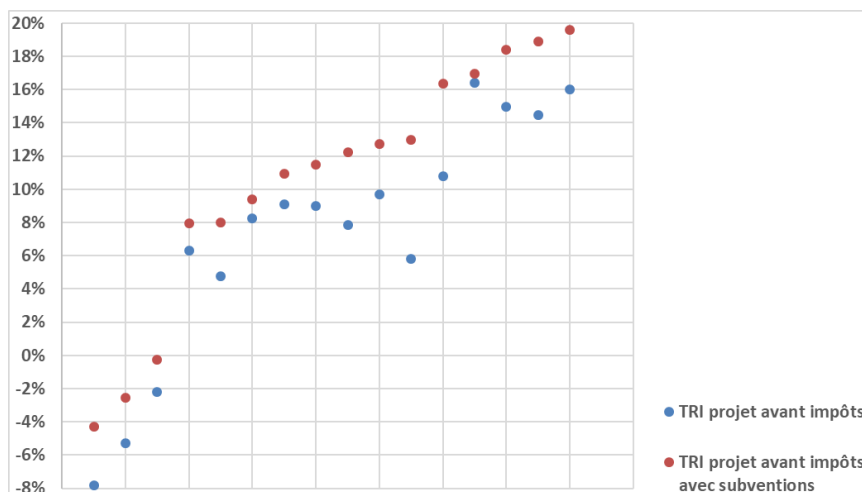
- Le retour d'expérience des exploitants d'installations de méthanisation produisant de l'électricité pour le GER du digesteur et des équipements de stockage et de manipulation des intrants et du digestat : la CRE avait constaté dans son avis du 27 juillet 2016 que les meilleures évaluations de la filière conduisaient à estimer le GER à 15 % du coût d'investissement initial à la septième et à la treizième année de la vie des installations et à 5 % lors de la dix-septième année pour un fonctionnement de vingt ans. Ce GER s'ajoutait à la maintenance courante estimée à 2 % de l'investissement initial chaque année ;
- Les évaluations de GER réalisées par une partie des producteurs de biométhane dans leur plan d'affaires parmi les dix producteurs en ayant rempli :
  - six l'ont déclaré sous forme de forfait prévu dans leur contrat de maintenance ;
  - quatre ont déclaré une maintenance courante allant de 1,3 à 2,5 % du coût d'investissement et des GER allant de 3 % à 9 % en année 7 ou 8. Deux d'entre eux ont exposé des coûts de l'ordre de 9 à 18 % du coût d'investissement pour poursuivre l'exploitation après l'échéance du contrat.
- Les notes transmises par les fournisseurs d'équipements d'épuration sur le vieillissement de ces équipements à la demande de la CRE.

L'analyse comparée de ces différentes sources d'information a conduit la CRE à retenir, de manière prudente, des GER s'élevant à 15 % du coût d'investissement initial aux septième et treizième années. Cette valeur fait l'objet d'une analyse de sensibilité au paragraphe dédié.

Pour les deux années au cours desquelles la CRE a placé des travaux de gros entretiens renouvellement, elle a au surplus réduit la production de biométhane de 500 heures afin de refléter l'indisponibilité de l'installation durant les travaux.

#### 4.7.2 La rentabilité moyenne des installations s'élève à 11 % avant impôts

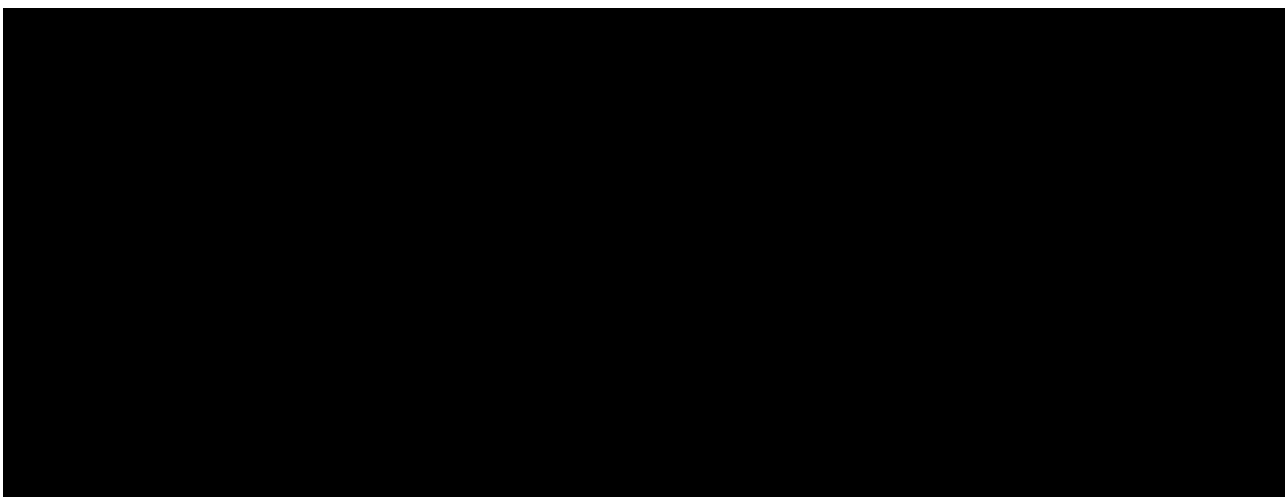
Le graphique ci-dessous présente les niveaux de rentabilité projet avant impôts associées aux tarifs d'achat avec subventions (points rouges) et sans subventions (points bleus). Ces valeurs sont calculées sur la durée du contrat d'achat, en ajoutant une à deux années de construction en fonction de la déclaration des producteurs.



Graphique 10 : rentabilité des installations de méthanisation

La rentabilité moyenne des projets, tenant compte des subventions à l'investissement qu'ils ont effectivement perçues, s'établit à 11 %. Celles-ci ont pour effet d'augmenter de 3,2 points en moyenne le taux de rentabilité des installations. 10 installations sur les 16 présentées ont une rentabilité supérieure ou égale à 10 % et 5 d'entre elles présentent une rentabilité supérieure à 16 %.

Les trois installations dont la rentabilité y compris subventions est négative ont fait l'objet d'erreurs de conception ou sont intégrées dans un modèle visant à transférer sur elles des charges qui pourraient être assignées à d'autres acteurs. [les explications détaillées des causes des difficultés économiques de ces installations sont confidentielles]



Ces trois installations mises à part, le niveau de rentabilité moyen des installations de méthanisation s'établit à 10 % sans subvention et à 14 % avec subventions.

#### 4.7.3 Recherche des paramètres influençant la rentabilité

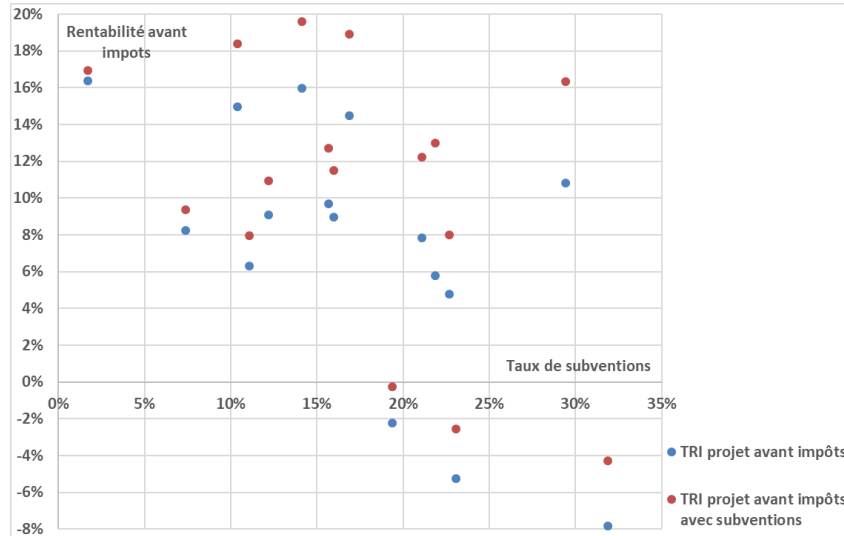
La faiblesse de l'échantillon ne permet pas à la CRE de mettre en évidence l'influence des grands déterminants techniques et économiques – type d'installation, capacité maximale de production, coûts d'investissement, coûts d'exploitation, disponibilité de l'installation, recettes liées au traitement de déchets, valorisation du digestat, pouvoir méthanogène des intrants – sur la rentabilité des installations. La CRE présente tout de même l'influence sur la rentabilité des installations du taux de subventions, du coût d'investissement et du taux d'effluents d'élevage.

##### Influence du taux de subventions sur la rentabilité

Le graphique ci-dessous présente le niveau de rentabilité des installations avec et sans subventions en fonction du taux de subventions à l'investissement. L'objectif de ces subventions était d'apporter la rentabilité à des projets pour lesquels le tarif d'achat seul ne suffisait pas. La situation matérialisant la réalisation de cet objectif consisterait par conséquent en ce que le niveau des rentabilités avec subventions soit peu ou prou égal pour toutes les installations et que les rentabilités sans subventions soient corrélées négativement au taux de subventions.

Les rentabilités calculées *a posteriori* sur les installations du panel mettent en évidence que l'objectif n'a pas été atteint. Ce constat traduit la difficulté de conduire des études économiques *a priori* pour une filière dont les déterminants économiques sont nombreux et variables et met également en lumière l'articulation imparfaite entre les

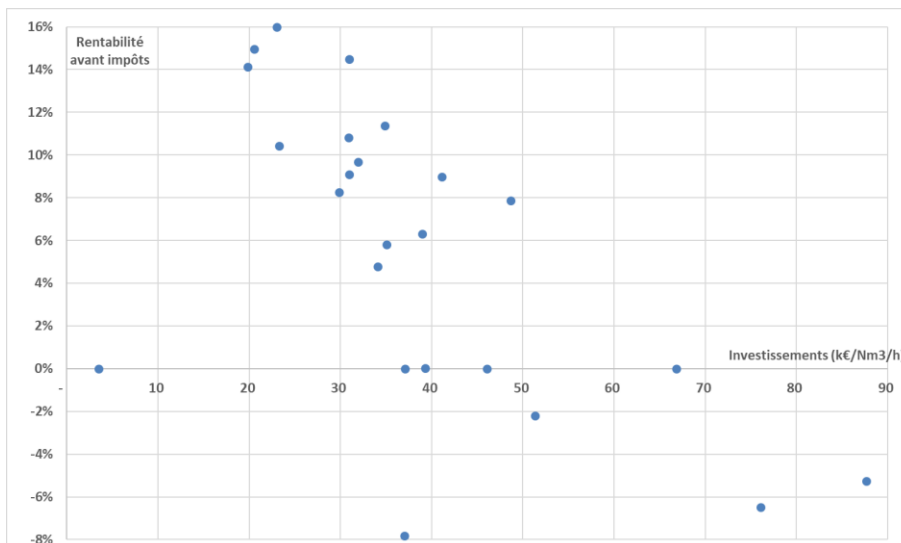
deux mécanismes de soutien. Une moitié des sites ayant perçu des subventions n'en avait pas besoin pour atteindre une rentabilité normale.



Graphique 11 : Rentabilité des projets avant impôts en fonction du taux de subventions perçues

Le niveau des coûts d'investissement a un impact sur la rentabilité

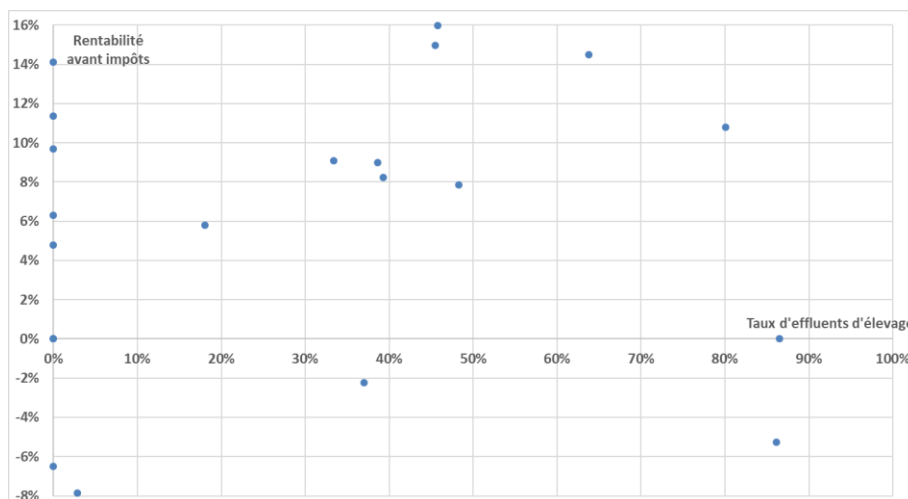
Le graphique ci-dessous permet de confirmer qu'un coût unitaire d'investissement maîtrisé permet généralement d'atteindre des rentabilités plus élevées. Néanmoins, des installations présentant le même coût unitaire d'investissement peuvent présenter des rentabilités très différentes.



Graphique 12 : Rentabilité des projets en fonction de leur coûts d'investissement

Le taux d'effluents d'élevage seul n'explique pas la variation de la rentabilité

Si la CRE a pu montrer précédemment que le taux d'effluent d'élevage pesait sur les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation en considérant des cas comparables, le graphique ci-dessous montre qu'il ne permet pas à lui-seul d'expliquer la variabilité de rentabilité des installations. La diversité des facteurs influant sur la rentabilité et le faible nombre d'installations du panel masquent l'influence du taux d'effluents d'élevage.



Graphique 13 : Rentabilité des projets en fonction du taux d'effluents d'élevage

#### 4.7.4 Analyse de sensibilité

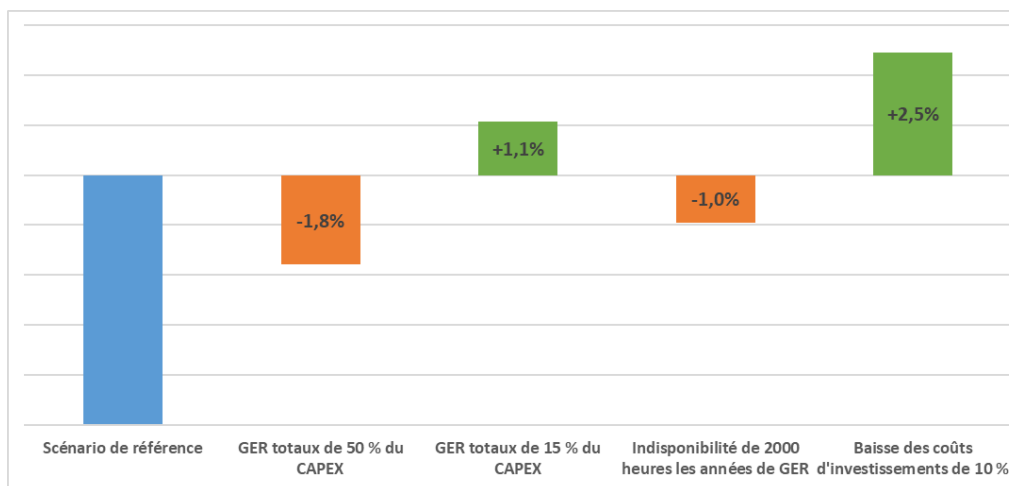
La CRE a évalué la sensibilité des hypothèses qu'elle a prises pour calculer la rentabilité des installations – taux d'inflation et montant du gros entretien renouvellement.

Pour les producteurs n'ayant pas réalisé d'évaluation des coûts de gros entretien renouvellement, la CRE a retenu une hypothèse centrale de réinvestissement de 30 % des coûts d'investissement (cf. § 4.7.1). La CRE évalue l'effet d'une hausse des gros entretien renouvellement à 50 % des coûts d'investissement et une baisse de ceux-ci à 15 %.

La durée d'indisponibilité de l'installation lors des gros entretien renouvellement a été estimée à 500 heures au cours des années où les gros entretiens renouvellement ont été positionnés, à savoir en années 7 et 13. La CRE évalue l'effet d'une hausse de cette durée à 2000 h.

Dans la perspective de baisse de coût de production mise en avant par les représentants de la filière, la CRE met en évidence l'impact d'une baisse de 10 % des coûts d'investissement.

Le graphique ci-après présente la sensibilité du TRI projet après subventions aux paramètres technico-économiques définis ci-dessus.



Graphique 14 : sensibilité de la rentabilité des projets aux principaux paramètres économiques

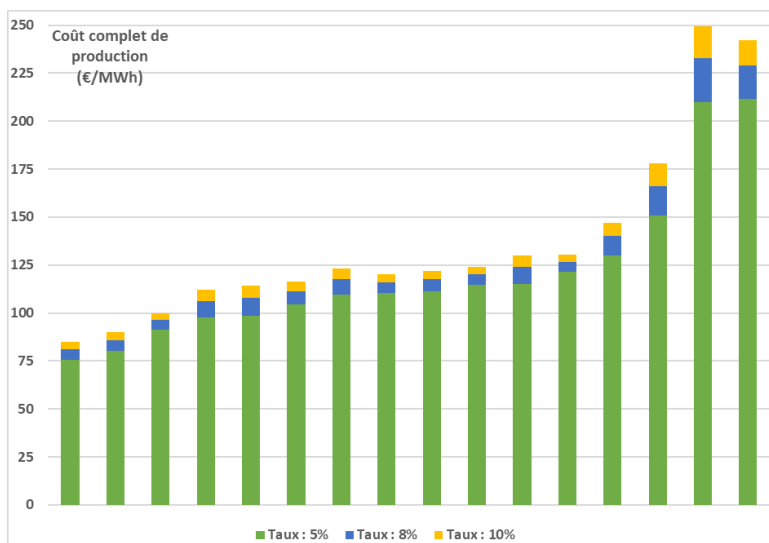
Même dans des scénarios de gros entretiens renouvellement très défavorables – correspondant à un remplacement à neuf du digesteur, de l'épurateur et des locaux techniques et à un arrêt de l'installation pendant près de trois mois – la CRE note que plus de la moitié des installations pourraient le supporter sans altérer substantiellement les performances financières de l'installation.

#### 4.8 Coût de production du biométhane

La prise en compte de l'ensemble des coûts supportés pour la mise en œuvre d'une installation de production permet de calculer son coût complet de production. Il correspond au ratio entre la somme des coûts actualisés et la somme de la production de biométhane actualisée. Il est calculé selon la formule suivante :

$$\text{Coût de production} = \frac{\sum \text{coûts actualisés}}{\sum \text{production d'énergie actualisée}}$$

Le calcul du coût de production dépend du taux d'actualisation retenu. Le graphique ci-dessous présente pour les installations de méthanisation, avec des taux d'actualisation de 5, 8 et 10 %, le coût de production du biométhane évalué sur 15 ans.



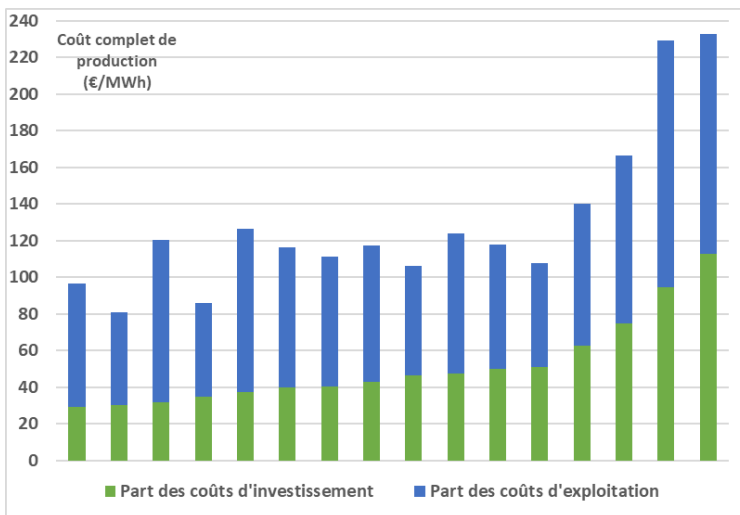
Graphique 15 : coûts de production du biométhane pour chacune des installations

Les trois installations ayant des rentabilités négatives présentent les coûts de production les plus élevés. Ces trois installations mises à part, le coût de production est de 112 €/MWh avec un taux d'actualisation de 8 %.

Si un certain nombre d'installations produisent du biométhane à un coût supérieur au tarif d'achat, elles peuvent malgré tout être rentables grâce aux subventions à l'investissement, non prises en compte dans ce calcul.

Sous réserve de gros entretien renouvellement supplémentaires à consentir, le coût de production sur 20 ans diminue de l'ordre de 6 €/MWh en moyenne.

Le graphique ci-dessous présente le coût de production de chacune des installations calculé avec un taux d'actualisation de 8 % réparti entre la part due aux coûts d'investissement et celle due aux coûts d'exploitations.



Graphique 16 : Répartition du coût de production entre investissement et exploitation

La part due aux coûts d'investissement représente en moyenne 40 % du coût de production.

La part fixe du coefficient d'indexation L doit être établie à 40 %

Le coefficient d'indexation L vise à faire évoluer le tarif d'achat en fonction du coût du travail et des prix de l'industrie. Sa part fixe, qui s'élève à 30 % dans l'arrêté actuel, reflète la part du coût de production n'évoluant pas en fonction de ces deux facteurs macro-économiques.

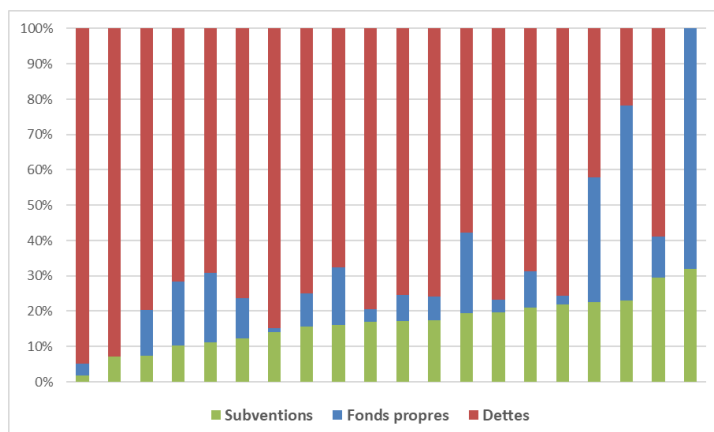


Afin d'évaluer l'influence de cette part fixe, la CRE a calculé l'évolution de la rentabilité des installations en cas de hausse de l'inflation. En moyenne, une augmentation annuelle d'un point d'inflation se traduit par une augmentation de la rentabilité de 0,4 % sur la durée du contrat. Cet effet s'explique en raison d'une progression plus rapide des revenus des installations par rapport à leurs coûts d'exploitation.

La CRE recommande dès lors de fixer cette part à 40 % pour refléter le poids des coûts d'investissements dans le coût de production.

#### 4.9 Financement

Le graphique ci-dessous présente pour chaque installation la part de subvention, de fonds propres et de dettes dans le financement des installations.



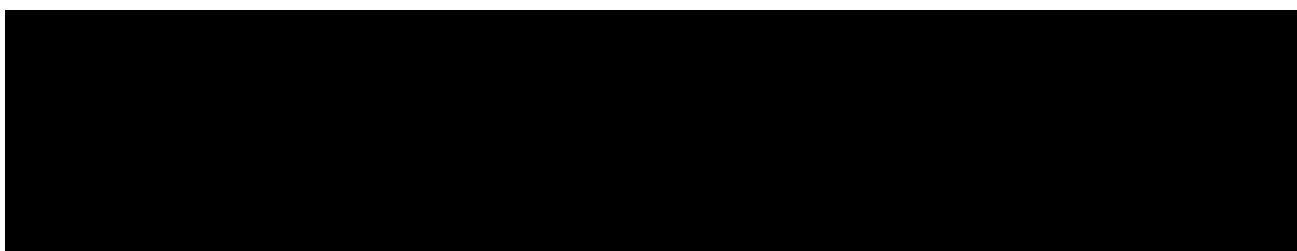
Graphique 17 : Répartition du financement des installations

Le taux moyen de subventions perçues par les producteurs du panel s'élève à 17 % des coûts d'investissement.

Les producteurs empruntent des montants représentant 66 % de l'investissement en moyenne sur une durée allant de 12 à 15 ans à un taux d'emprunt de 2,7 %. Pour les investissements les plus récents, la moyenne est de 2 %.

Les méthanisations à la ferme connaissent des conditions d'emprunt plus favorables que les installations territoriales ou collectives (taux de 2,5 % contre 2,9 % en moyenne). Il est probable que ces meilleures conditions soient liées à la meilleure sécurité d'approvisionnement en intrants qu'elles garantissent puisqu'elles auto-produisent la majorité de leurs intrants alors que l'approvisionnement des installations territoriales pourrait être remis en cause si les intrants étaient orientés vers un autre usage ou une autre méthanisation.

Le graphique ci-dessous présente une comparaison du taux d'emprunt des installations de méthanisation au taux des obligations assimilables du Trésor à 10 ans, celui-ci étant généralement considéré comme une référence du taux « sans risque ».



Le graphique « Evolution des taux d'emprunt des producteurs de méthanisation et de l'OAT 10 ans » a été remplacé par le tableau suivant :

Année de mise en service	Taux d'emprunt moyen	OAT 10 ans moyenne
2013 et 2014	3,7 %	1,9 %
2015	2,5 %	0,9 %
2016 à 2018	2,2 %	0,7 %

Si le taux d'emprunt est orienté à la baisse comme le taux sans risque, la CRE constate que l'écart entre les deux - représentant la prime de risque demandée par les acteurs bancaires se réduit tendanciellement, traduisant une confiance croissante dans la filière.

La CRE constate que plusieurs projets agricoles font l'objet de deux investissements distincts : l'agriculteur porte et exploite les investissements de production de biogaz brut (génie civil, digesteur) et un acteur industriel spécialisé dans l'épuration porte et exploite les investissements liés à l'unité d'épuration.

## 5. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Au terme des analyses de rentabilité menées sur le fondement des données déclarées par les producteurs, la CRE constate que les rentabilités induites par le tarif d'achat arrêté en 2011 sont importantes voire excessives, ce constat étant renforcé une fois prises en compte les subventions à l'investissement dont ont bénéficié les projets. Si les données de coûts et de recettes figurant dans ce rapport constituent une base de données permettant d'en revoir le niveau, la CRE estime nécessaire de redéfinir concomitamment le périmètre et la structure du mécanisme de soutien au biométhane, ainsi que, plus généralement, les obligations pesant sur les producteurs de biométhane et l'articulation entre les dispositifs de soutien au biométhane injecté et à la production d'électricité à partir de biogaz.

La CRE n'a pas été en mesure, à partir du calcul de rentabilité réalisé *a posteriori* sur les installations du panel, de démontrer la pertinence de la structure actuelle des mécanismes de soutien (modalités des primes en particulier). En tout état de cause, la structure d'un nouveau mécanisme de soutien devra être déterminée sur le fondement des objectifs de politique énergétique, agricole et de traitement des déchets. En effet, cette structure a pour finalité d'assurer la rentabilité d'installations n'étant pas nécessairement les moins chères mais répondant à des objectifs de politique publique ou, au contraire, de pallier le risque que la rentabilité de certaines installations soit excessive. Elle est prête à contribuer à ces analyses, en amont de sa saisine sur les futurs dispositifs de soutien, sur la base de données complémentaires des acteurs de la filière.

\* \* \*

### La transmission des données de coûts et recettes doit être annuelle et obligatoire

La CRE constate une certaine réticence des producteurs à transmettre les informations techniques, économiques et financières relatives à leur installation malgré l'importante communication faite par la DGEC auprès des professionnels en amont de l'exercice.

Elle recommande en conséquence que la transmission d'informations par les producteurs soit obligatoire et annuelle 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.

En parallèle, les dispositions du décret<sup>18</sup> prévoyant le contrôle des installations faisant l'objet d'un soutien public et, le cas échéant, le prononcé de sanction – notamment en cas de non-transmission des données de coûts – doivent être étendues à la production de biométhane injecté.

### La baisse du tarif d'achat et sa dégressivité sont nécessaires pour atteindre les objectifs de politique énergétique

La CRE a mis en évidence que plus de 60 % des installations de méthanisation du panel bénéficient d'une rentabilité supérieure à 10 % et que, trois installations mises à part, la rentabilité moyenne s'établit à 14 %. Ces niveaux excèdent une rémunération normale des capitaux alors même que l'article R. 446-2 du code de l'énergie prévoit expressément que « *la rémunération des capitaux immobilisés dans ces installations n'excède pas, sur la période du contrat, une rémunération normale des capitaux* ».

Une baisse du niveau des tarifs d'achat est rendue d'autant plus nécessaire que la réalisation des objectifs de développement du biogaz présents dans la deuxième programmation pluriannuelle de l'énergie est conditionnée à l'atteinte de baisses de coûts importantes.

En plus d'un recalage du tarif sur la base des coûts constatés de la filière, la CRE recommande la mise en œuvre d'un dispositif de tarification dégressive similaire à celui applicable à la filière photovoltaïque. Une telle dégressivité, qui serait fondée sur des indicateurs représentatifs du rythme de développement de la filière plutôt que systématiquement effectuée tous les trimestres comme le prévoit l'arrêté soutenant les méthanisations produisant de l'électricité, permettrait de répercuter, le cas échéant, les effets des baisses attendues de coûts d'investissement résultant de l'effet d'apprentissage et de l'amélioration de la structuration industrielle de la filière tout en assurant une évolution progressive et transparente du niveau des tarifs, proportionnée au développement réel des installations.

### La durée des contrats doit être portée à 20 ans

La durée des nouveaux contrats d'achat doit être portée à la durée de vie technique des installations et au minimum à 20 ans comme cela a été fait pour les installations de production d'électricité à partir de méthanisation. D'une part, un allongement de la durée des contrats pourrait permettre d'améliorer les conditions de financement des projets en diminuant le poids annuel du remboursement de l'emprunt bancaire. D'autre part, cela permet de ne pas avoir à traiter la mise en place d'un dispositif de soutien pour maintenir ces installations en exploitation à l'issue d'un contrat plus court que leur durée de vie.

<sup>18</sup> Décret n° 2016-1726 du 14 décembre 2016 relatif à la mise en service, aux contrôles et aux sanctions applicables à certaines installations de production d'électricité.



### La structure du mécanisme de soutien doit être revue

La capacité maximale de production sur laquelle se base le mécanisme de soutien actuel présente deux limites qui méritent d'être réinterrogées.

D'une part, la capacité maximale de production, telle qu'elle existe aujourd'hui, est purement déclarative et laisse aux producteurs des capacités d'arbitrage économique.

Le nouveau mécanisme de soutien doit s'appuyer sur un critère permettant de traduire la dégressivité des coûts d'investissements et d'exploitation en fonction de la taille des projets, ce que la capacité maximale de production dans le cadre actuel ne permet pas d'assurer. Les constructeurs sont dès lors invités à fournir aux pouvoirs publics des éléments précis en la matière afin de fonder la dégressivité du tarif en fonction de la taille de l'installation sur un critère technique et objectif.

Le passage de la vérification de la  $C_{max}$  d'un pas de temps mensuel à un pas de temps annuel demandé à plusieurs reprises par la filière n'est par ailleurs pas souhaitable ; il augmente en effet les capacités d'arbitrage économique de la part des producteurs et constituerait pour nombre d'entre eux, en modifiant les conditions de rémunération alors que l'investissement a d'ores et déjà été consenti, un effet d'aubaine eu égard à la dégressivité actuelle du tarif d'achat en fonction de cette capacité maximale de production.

D'autre part, un niveau de soutien basé uniquement sur cette capacité maximale de production incite les producteurs à injecter de la manière la plus uniforme possible ce qui ne correspond pas forcément à l'optimum économique pour la collectivité. En effet, des installations avec une production saisonnalisée correspondant à la saisonnalité des contraintes d'injection pourraient éviter des renforcements sur le réseau inutilement coûteux, quitte à ce que le coût de production unitaire de cette installation soit supérieur à celui d'une installation de même taille injectant de manière uniforme toute l'année. La fixation d'un mécanisme de soutien visant à rentabiliser ces dernières installations ne permettra pas aux installations soumises à une saisonnalité de bénéficier d'une rentabilité normale. A l'inverse, la fixation d'un soutien visant à rentabiliser les installations exposées à une telle saisonnalité engendrerait une rentabilité excessive pour les installations produisant en continu.

La CRE recommande donc qu'une analyse soit menée rapidement afin de déterminer dans quelle mesure il pourrait être pertinent d'encourager une production saisonnalisée. En fonction des résultats de cette étude, les pouvoirs publics pourraient alors décider de mettre en œuvre un mécanisme de soutien permettant aux installations saisonnalisées de bénéficier d'une rentabilité normale à condition que cela n'engendre pas de rentabilité excessive pour les autres. Il conviendrait toutefois que ce mécanisme 1) continue à donner l'incitation à se placer dans les zones les moins contraintes du point de vue des réseaux, 2) incite à produire du gaz lorsque le système gazier en a besoin et 3) incite à opter pour les investissements et la stratégie d'utilisation des intrants produisant du gaz au plus bas coût.

### Le périmètre du guichet ouvert et son articulation avec les subventions à l'investissement doivent être interrogés

Le bilan technique et économique de la filière illustre la grande variabilité des coûts et des rentabilités des installations de méthanisation portée notamment par la diversité technique, géographique et en termes d'intrants des installations qui rend la définition d'un dispositif de soutien efficace très délicate.

Dans un objectif de maîtrise des dépenses publiques, l'organisation d'appels d'offres à des échéances régulières et, à une échelle territoriale, pourrait constituer un moyen plus approprié de prendre spécifiquement en compte cette grande variabilité, d'anticiper l'apparition de conflits d'usage, d'améliorer la connaissance des coûts, de structurer progressivement la filière et d'en répercuter les effets favorables – notamment en termes de coûts d'investissement – sur les charges de service public de l'énergie. Cependant, l'efficacité des appels d'offres dépend du nombre de candidats et donc de projets sur un territoire donné. Un traitement en gré à gré tel que pratiqué pour les ZNI pourrait donc être plus adapté à court terme.

En matière de guichet ouvert, en particulier à destination du monde agricole, la CRE recommande d'en limiter le périmètre à des installations homogènes correspondant au modèle de méthanisation que les pouvoirs publics souhaitent soutenir. La définition de ce périmètre porterait notamment sur la taille de l'installation – correspondant à une exploitation agricole de taille raisonnable ou à un regroupement d'exploitations plus petites et proches – et sur les intrants traités.

La CRE recommande de porter une attention particulière à la bonne articulation du guichet ouvert avec les subventions à l'investissement. Elle a en effet pu constater que la moitié des installations n'avait pas besoin des subventions qu'elles ont perçues pour atteindre une rentabilité normale des capitaux investis. Ces subventions sont pourtant nécessaires aux producteurs disposant de fonds propres insuffisants pour obtenir un emprunt bancaire. C'est en particulier le cas des éleveurs qui disposent pourtant d'une matière méthanogène – les effluents d'élevage – dont le traitement présente un intérêt environnemental fort. Leur modulation pourrait en outre en partie pallier l'incapacité du tarif à capter la forte variabilité des coûts d'une installation à l'autre.

La CRE propose dès lors que le niveau du tarif soit fixé en prenant en compte un niveau de subvention maximal autorisé au-delà duquel l'attestation de conformité ne serait pas octroyée. Les bailleurs de subventions pourront

ajuster le niveau de leur subvention dans cette limite en considérant le contexte territorial dans lequel s'inscrit l'installation, l'intérêt environnemental de celle-ci et les coûts de l'installation.

Au surplus, la dégressivité importante des coûts d'exploitation en fonction de la quantité de biométhane produite doit conduire à réinterroger le périmètre des installations de production de biométhane soutenues. En effet, l'intérêt de soutenir des installations de méthanisation en injection en deçà d'une certaine taille doit être examiné en tant qu'elles apparaissent significativement plus chères que les installations de production d'électricité<sup>19</sup>. Ce constat pourrait être relativisé 1) sur la base d'un retour d'expérience plus important pour ce type d'installations ainsi que 2) en cas de baisse de certains coûts d'exploitation fixes, par exemple la prestation d'injection pour les plus petites installations, s'il était démontré que des équipements moins coûteux pouvaient être installés pour ces installations. La CRE étudiera cette question avec les gestionnaires de réseaux de distribution lors de la prochaine mise à jour du catalogue de prestations annexes.

#### La concurrence sur les intrants fait peser un risque sur les prévisions de baisse de coûts des installations

Les intrants se différencient par leur potentiel méthanogène – les variations portent sur un facteur allant de 1 à 30 – leurs propriétés chimiques ou biologiques ; des intrants peuvent stabiliser ou améliorer un mix, ainsi que par leur commodité de transport et de stockage. En conséquence, certains intrants sont particulièrement recherchés et peuvent faire l'objet d'une concurrence entre producteurs. Cette dernière peut entraîner la mise en péril de certaines installations par manque d'intrants, par la baisse de la production de gaz ou par la perte des recettes pour le traitement de déchets.

L'augmentation du nombre d'installations a un effet inflationniste sur le prix des intrants dès lors qu'un producteur de déchets a la possibilité de mettre en concurrence différentes installations de méthanisation. En effet, la CRE constate la baisse des recettes liées au traitement de déchets ainsi que la création d'un prix pour des matières qui constituaient auparavant un déchet dont le traitement représente une charge pour son émetteur.

Le financement de producteurs de déchets au moyen d'une subvention publique à l'activité de méthanisation peut constituer un effet pervers qu'il convient d'éviter au risque d'une part, d'inciter à la production de déchets et, d'autre part, d'entraîner la filière méthanisation dans un cercle vicieux d'inflation du prix des intrants et de demande sub-séquentes d'augmentation des subventions publiques.

La CRE recommande que les services déconcentrés de l'Etat contrôlent les plans d'approvisionnement et autorisent, au cas par cas, le transfert d'intrants entre deux installations bénéficiant de subventions publiques.

La CRE propose également d'étudier la possibilité que les producteurs de déchets méthanisables non-agricoles se voient imposer une obligation du traitement de ceux-ci, assortie d'une redevance de traitement à verser à la méthanisation. Le financement du traitement des déchets de l'industrie agro-alimentaire ne ressortirait plus ainsi uniquement des charges de service public de l'énergie mais également des producteurs de déchets eux-mêmes. Une telle mesure doit être étudiée en tenant compte des autres usages des matières considérées et du contexte économique spécifique des acteurs concernés.

#### La formation et la certification doivent être des conditions d'attribution du soutien public

Pour assurer le fonctionnement d'une installation de méthanisation, la connaissance de processus biologiques, chimiques, physiques, technologiques et agronomiques ainsi que de diverses réglementations applicables est un prérequis. Les agriculteurs disposent de la majorité des matières méthanisables et sont la cible principale de la politique de soutien à la méthanisation. La méthanisation constitue pour ceux-ci un métier nouveau et entièrement différent de celui qu'ils exercent. Au surplus, le démarchage de constructeurs ou de bureaux d'étude vantant la rentabilité élevée de certaines installations existantes pourrait conduire des agriculteurs à s'engager dans des entreprises peu adaptées à leur situation ou trop risquées et compromettre non seulement le remboursement des dettes qu'ils auront contractées à cet effet mais également leur exploitation agricole, parfois gagée en hypothèque.

Plus de dix années après le lancement de la première installation agricole et avec près de deux cent installations en fonctionnement – produisant aussi bien de l'électricité que du gaz injecté, la formation des producteurs pourrait devenir une condition d'attribution d'un soutien public afin de (1) limiter les risques pour les agriculteurs, (2) d'assurer à la collectivité que l'argent public est donné à des producteurs maîtrisant le processus de méthanisation et (3) de donner des gages du bon fonctionnement de la filière aux financeurs – bancaires en particulier – en limitant le nombre de producteurs en difficulté.

Cette formation pourrait être réalisée par des associations professionnelles ou par des lycées agricoles en respectant un cahier des charges défini dans l'arrêté tarifaire et les futurs cahiers des charges.

Le retour d'expérience de près de deux cent installations en service dont certaines depuis plus de dix ans doit permettre d'identifier les technologies les plus adaptées pour méthaniser les différents intrants et pour épurer le

<sup>19</sup> Les installations traitant de l'ordre du millier de tonnes d'intrants par an ont des coûts d'exploitation de l'ordre de 80 €/MWh – très éloignés des perspectives de baisse des coûts attendues par les pouvoirs publics – et des coûts d'investissements très supérieurs (+75 %) à ceux des installations de production d'électricité.

gaz produit. L'industrialisation de la filière et la baisse des coûts d'investissement et de maintenance qu'il est possible d'en attendre passent par la promotion des technologies qui ont fait la preuve de leur adaptation aux intrants traités par les installations françaises. Eu égard à la complexité des technologies mises en jeu et à la vulnérabilité de nombreux producteurs, il apparaît indispensable que les contrats de fourniture et de construction intègrent progressivement des garanties de plusieurs années. L'industrialisation de la filière et la consolidation des constructeurs agissant sur le marché français permettront à ceux-ci d'assumer les risques de défaillance des biens et services qu'ils vendent.

La CRE recommande que la certification des professionnels intervenant dans la construction et l'exploitation de la méthanisation (fabricants de matériels, constructeurs, bureaux d'études, maîtres d'ouvrages, etc.) soit également une condition à l'attribution du soutien public. Une telle mesure a été mise en œuvre notamment dans la filière photovoltaïque, elle est renforcée pour les particuliers – installations de puissance inférieure à 9 kWc – afin de les protéger d'entreprises peu compétentes voire malveillantes.

Eu égard au délai de création et d'agrément des formations et des certifications, la CRE recommande que les textes réglementaires prévoient la date à laquelle celles-ci deviendront des conditions d'octroi du soutien. Elle estime qu'un délai d'un an apparaît raisonnable pour leur mise en œuvre.

L'optimisation des différentes valorisations du biogaz en fonction de critères économiques, énergétiques et environnementaux est nécessaire pour développer la méthanisation au moindre coût pour les finances publiques

Si la méthanisation est aujourd'hui l'énergie renouvelable la plus chère, elle poursuit toutefois d'autres objectifs de politique publique que la transition énergétique : revenus pour l'agriculture, substitution d'engrais chimiques par le digestat produit par méthanisation, traitements de déchets en particulier des effluents d'élevage dans les zones en excédent d'azote et de potassium, développement des territoires. Si toutes les valorisations du biogaz poursuivent ces objectifs, elles se différencient par la manière dont elles contribuent à la transition énergétique : production combinée d'électricité et de chaleur, production de méthane injecté sur le réseau – éventuellement après portage, ou carburant pour les transports (« bio-GNV »).

Dans ce contexte, il apparaît essentiel que chaque potentiel méthanogène et chaque projet qui vise à le mobiliser soient orientés vers la valorisation énergétique la plus pertinente. La CRE considère qu'une planification, par exemple au travers de schémas de développement à une maille régionale définis sous l'égide de l'État et des collectivités locales, permettrait de répondre à cet enjeu. Le choix de la meilleure valorisation sur chaque zone étudiée pourrait prendre en compte des critères tels que les bilans environnementaux, énergétiques et économiques relatifs aux différentes valorisations.

La concordance entre un choix local de la meilleure valorisation et les objectifs nationaux de politique énergétique pourra être assurée par une asymétrie dans la comparaison du coût des différentes valorisations. En effet, la puissance publique peut considérer que, sous certaines conditions et limites, une solution de valorisation plus chère peut être choisie. En outre, la planification du développement des installations de méthanisation tenant compte de la meilleure valorisation du biogaz produit permet de planifier et d'optimiser les développements des réseaux d'électricité et de gaz, ceux-ci étant – surtout pour le gaz – fréquemment éloignés des gisements de matières méthanisables.

Une telle planification permettrait en outre d'éviter qu'un développement localement supérieur aux ressources méthanisables ne crée une concurrence sur les déchets qui pourrait affecter la viabilité des installations de production existantes voire inciter certains acteurs à produire davantage de déchets.