

ANALYSE TECHNICO- ECONOMIQUE DE 84 UNITES DE METHANISATION AGRICOLE

PROdige : programme d'acquisition et de diffusion de références sur la méthanisation agricole.

Mai
2022

RAPPORT FINAL

REMERCIEMENTS

Cette étude a été réalisée par l'APCA et avec le concours des Chambres d'Agriculture des régions Auvergne-Rhône-Alpes, Bretagne, Centre-Val de Loire, Grand Est, Hauts-de-France, Normandie, Occitanie, Pays de Loire et Nouvelle-Aquitaine.

La coordination a été assurée par Léonard Jarrige et Mikaël Naitlho (APCA), l'animation technique et le traitement des données ont été réalisés par Pierre Quideau, Hervé Gorius avec l'appui de Marion Hassenforder (Chambre d'Agriculture de Bretagne).

Une analyse critique des résultats a été sollicitée par l'ADEME et confiée à Adrien de Vriendt. Cette démarche a permis d'apporter un regard extérieur sur la méthodologie et le traitement des données.

Nous remercions les agriculteurs ayant participé aux enquêtes ainsi que l'Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France (AAMF) pour son soutien ; l'ensemble des conseillers et experts en méthanisation des Chambres d'Agriculture ayant réalisé les enquêtes et/ou participé au groupe de travail ; l'ADEME en tant que partenaire financier du programme Prodiges ; les membres du Comité de pilotage : Julien Thual et Jacques Wiart (ADEME), Claire Durox (MAA/DGER), Léa Molinié (MAA/DGPE), Jeanne Lencauchez (AILE), Fabrice Béline et Pascal Peu (INRAE), Pascal Levasseur (IFIP), François Gervais (IDELE), Sylvain Marsac (Arvalis), Thierry Ribeiro (UniLaSalle), Stéphane Pacaud (Université de Lorraine), Etienne Halbin (EPL AGRO CFPPA Meuse), Romane Gohier (Coop de France), Alice Lhostis (CTBM, Club Biogaz de l'ATEE) et Marion Melix (Club Biogaz de l'ATEE), Hélène Berhaut-Gaborit et Philippe Collin (AAMF), Catherine Loichot et Jean Baptiste Vincent (GRDF).

CITATION DE CE RAPPORT

ADEME - APCA, 2022, Analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation agricole, Synthèse des résultats du programme PROdiges 1 et 2. 84 pages.

Cet ouvrage est disponible en ligne <https://librairie.ademe.fr/>

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'oeuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé

BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de convention : 2106D0005

Coordination technique - ADEME : THUAL Julien

Direction/Service : DEC/ SVD - Service Valorisation des Déchets

SOMMAIRE

RÉSUMÉ	7
ABSTRACT	8
1. OBJECTIFS ET METHODOLOGIE	9
1.1. Le Programme PROdige	9
1.2. Méthodologie	9
1.2.1. Objectifs	9
1.2.2. Une méthode standardisée	9
1.2.3. Modalités d'enquête.....	10
1.2.4. Analyse critique.....	10
2. CARACTERISTIQUES DE L'ECHANTILLON	11
2.1. Représentativité géographique.....	11
2.2. Caractéristiques générales des unités	12
2.2.1. Nature et portage	12
2.2.2. Caractéristiques des exploitations porteuses	12
2.2.2.1. Surface agricole	12
2.2.2.2. Activités d'élevage pratiquées	13
2.2.3. Implantation de l'unité de méthanisation	13
2.2.4. Emprise globale du site	13
2.2.5. Constructeurs	14
2.2.6. Ancienneté et représentativité.....	14
2.2.7. Taille des unités	15
2.2.7.1. En cogénération.....	15
2.2.7.2. En injection.....	15
3. ANALYSE DES RESULTATS TECHNIQUES	18
3.1. La conversion du biogaz en électricité.....	18
3.1.1. Evolution de la puissance installée	18
3.1.2. Heures de fonctionnement des cogénérateurs	18
3.1.3. Taux de charge	18
3.1.4. Rendement électrique "constructeur"	19
3.1.5. Consommation des auxiliaires.	19
3.1.6. Indice de productivité.....	19
3.1.7. Problèmes rencontrés	20
3.1.8. Avis des exploitants	21
3.2. La conversion du biogaz en biométhane	21
3.2.1. Evolution de la capacité d'injection.....	21
3.2.2. Mode et degré d'épuration du gaz.....	21
3.2.3. Durée d'injection dans le réseau	22
3.2.4. Taux de charge	22
3.2.5. Indice de productivité.....	23
3.2.6. Efficacité énergétique	23
3.2.7. Problèmes rencontrés	24
3.2.8. Avis des exploitants	24

3.3. Alimentation des unités de méthanisation.....	25
3.3.1. Quantité de substrats utilisés.....	25
3.3.2. Provenance des substrats	25
3.3.3. Types de substrats	26
3.3.4. Contribution des substrats à la production du méthane.....	26
3.3.5. Production de méthane et d'énergie par tonne d'intrant	28
3.3.6. Coût des substrats	28
3.3.6.1. En cogénération.....	28
3.3.6.2. En injection.....	29
3.3.7. Avis des exploitants	30
3.4. Production du biogaz	30
3.4.1. Procédé de digestion.....	31
3.4.1.1. En cogénération.....	31
3.4.1.2. En injection.....	31
3.4.2. Dimensions et productivité des ouvrages de digestion.....	31
3.4.2.1. Installations sans post-digesteur	31
3.4.2.2. Installations avec digesteur et post-digesteur	32
3.4.2.3. Les problèmes rencontrés.....	33
3.5. Consommation d'électricité	34
3.5.1. En cogénération	34
3.5.2. En injection.....	34
3.6. Valorisation de la chaleur	35
3.6.1. Part valorisée.....	35
3.6.2. Les principaux usages	35
3.6.3. Avis des exploitants	35
3.7. Gestion du digestat	36
3.7.1. Quantité de digestat.....	36
3.7.2. Stockage du digestat liquide.....	36
3.7.3. Stockage du digestat solide.....	36
3.7.4. Epandage du digestat.....	37
3.7.5. Avis des exploitants	37
3.8. Temps de travail.....	38
3.8.1. Temps de travail pour la méthanisation.....	38
3.8.2. Ventilation du temps de travail par grand poste.....	39
3.8.3. Avis des exploitants	39
4. ANALYSE DES RESULTATS ECONOMIQUES	39
4.1. Coût de construction des installations	39
4.1.1. En cogénération	39
4.1.2. En injection.....	41
4.2. Coûts de production	42
4.2.1. Coût de production de l'électricité.....	42
4.2.2. Coût de production du biométhane.	43
4.2.3. Coût de production et puissance électrique de l'unité.....	43
4.2.4. Coût de production et capacité d'injection de biométhane.....	44
4.2.5. Composantes principales du coût de production	45
4.2.6. Répartition des coûts de production en fonction des postes de charges	46
4.2.6.1. Unités en cogénération	46

4.2.6.2. Unités en injection.....	47
4.2.7. Zoom sur les charges d’exploitations.	47
4.2.7.1. Par poste de dépenses et par taille	47
4.2.7.2. Répartition sur l’ensemble de l’échantillon.....	48
4.2.8. Coût de production de l’énergie actualisé (LCOE en anglais).....	49
4.3. Les produits	50
4.3.1. Vente d’électricité	50
4.3.2. Vente de biométhane	50
4.3.3. Autres recettes et économies.....	51
4.4. Marge nette standardisée	53
4.4.1. Unités en cogénération.....	53
4.4.1.1. Marge nette par MWh d’électricité	53
4.4.1.2. Marge nette en euros en cogénération.....	55
4.4.1.3. Visualisation des marges nettes en cogénération.....	56
4.4.2. Unités en injection	56
4.4.2.1. Marge nette par MWhPCS de biométhane	56
4.4.2.2. Marge nette en euros en injection.....	58
4.4.2.3. Visualisation des marges nettes en injection.....	59
4.4.3. Test de sensibilité à l’évolution conjoncturelle.....	59
4.5. Avis des exploitants	60
4.6. Tests de sensibilité de la rentabilité des unités.....	61
4.6.1. Taux de Rentabilité Interne estimé (TRI projet)	61
4.6.2. Incidences des hausses de charges d’exploitation	62
4.6.3. Incidences des évolutions de coût de construction	62
4.6.4. Incidences des évolutions des subventions à l’investissement	63
4.6.5. Incidences des évolutions de tarif.....	63
4.6.6. Incidence cumulée de différentes combinaisons de paramètres	64
5. POINTS FORTS ET LIMITES	68
6. CONCLUSION / PERSPECTIVES.....	69
ANNEXE 1 : SYNTHÈSE DES PRINCIPALES RÈGLES DE STANDARDISATION	70
ANNEXE 2 : DIAGNOSTIC INDIVIDUEL – EXEMPLE.	71
ANNEXE 3 : GRILLE DE DIAGNOSTIC INDIVIDUEL (CAS FICTIF).....	72
ANNEXE 4 : RAPPORT DE LA PHASE D’ANALYSE CRITIQUE	73
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	78
INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES.....	79
SIGLES ET ACRONYMES	82

RÉSUMÉ

Les unités de méthanisation réalisées par des exploitations agricoles sont de plus en plus nombreuses en France. Pour autant, les connaissances sur leurs conditions réelles de fonctionnement et leurs performances techniques et économiques restent fragmentaires. Cette étude, portée par le réseau des Chambres d'Agriculture, apporte des résultats tangibles et des références, basés sur un panel de 84 unités de type agricole, dont 57 en cogénération et 27 en injection. Cet échantillon est très représentatif du parc existant en 2020 à l'échelle de la France.

En cogénération, la production électrique moyenne atteint 88% du maximum possible et 43% des installations enquêtées dépassent 90%, ce qui témoigne de bonnes performances techniques. Toutefois, 48% des unités ont dû faire face à des arrêts de production supérieurs à 10 jours par suite de pannes à divers niveaux (digesteur, cogénérateur). Au plan économique, le résultat établi sur une année est également favorable pour 80% des unités. La marge dégagée est en moyenne de 48 EUR par MWh d'électricité vendue avec un poids relatif des recettes connexes (redevances déchets, économies...) à la vente d'électricité important pour certains sites. On note cependant une très grande dispersion de la plupart des critères étudiés. Chaque unité présente un profil particulier.

En injection, l'échantillon étudié est jeune avec moins de recul, ce qui doit être pris en compte dans l'interprétation des résultats. Ceux-ci sont en moyenne très bons, tant sur le plan technique qu'économique avec toutefois une grande variabilité. La production de biométhane atteint en moyenne 92% du maximum possible avec quelques dysfonctionnements. Les résultats économiques sont bons à très bons pour plus de 85% des sites. La marge moyenne est de 31 EUR / MWh PCS produits mais avec une très grande hétérogénéité. Le poids des recettes connexes est globalement plus faible qu'en cogénération. Ces résultats reflètent en partie les conditions favorables

ABSTRACT

Anaerobic digestion units carried out by agricultural holdings are increasingly numerous in France. However, knowledge of their real operating conditions and their technical and economic performance remains fragmented. This study, carried out by the network of Chambers of Agriculture, brings tangible results and references, based on a panel of 84 agricultural-type units, 57 in cogeneration and 27 in injection. This sample is very representative of the fleet existing in 2020 across France.

In co heat power, average electricity production reaches 88% of the maximum possible and 43% exceeds 90%, which shows good technical performance. However, 48% of the units had to deal with production stoppages of more than 10 days as a result of failures at various levels (digester, cogeneration). In economic terms, the result established over a year is also favorable for 80% of the units. The margin generated is on average EUR 48 per MWh of electricity sold with a relative weight of revenues associated with the sale of significant electricity for certain sites. However, most of the criteria studied vary widely. Each unit has a specific profile.

In biomethane upgrading into the grid, the sample studied is younger with less hindsight, which must be taken into account when interpreting the results. These are on average very good, both technically and economically, but with great variability. The production of biomethane reaches on average 92% of the maximum possible with some malfunctions. The economic results are good to very good for more than 85% of the sites. The average margin is 31 EUR/MWh PCS produced but with a very high heterogeneity. The weight of related revenue is generally lower than in cogeneration. These results partly reflect the favourable conditions of the support package before 2020 and are not extrapolable to current conditions.

Sensitivity tests have been carried out on the IRR observed, and show that certain combinations of factors (increase in the cost of building and equipment, decrease in tariffs and decrease in subsidies) currently observed for new projects may call into question the profitability of the economic model.

1. Objectifs et méthodologie

La méthanisation agricole, filière en évolution rapide, a besoin pour progresser de repères techniques et économiques issus du terrain. Les connaissances concernant les performances réelles des unités en fonctionnement et leurs difficultés éventuelles sont en effet souvent hétérogènes et dispersées en raison de la diversité des situations et contextes de mise en oeuvre. Le programme PROdige a été initié par le réseau des Chambres d'Agriculture, à la demande de l'ADEME, pour contribuer à combler ce déficit de connaissances.

1.1. Le Programme PROdige

PROdige est un programme d'acquisition et de diffusion de références sur le fonctionnement des unités de méthanisation en France. Il s'appuie sur un réseau national de compétences, associant par région, des conseillers et experts en méthanisation des Chambres d'Agriculture et des agriculteurs-méthaniseurs, ainsi que les partenaires du Comité de pilotage.

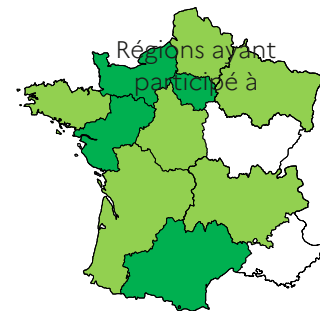
Les résultats présentés dans ce rapport sont issus de deux phases d'enquête. La première (2017-2018) a concerné 30 unités en cogénération, la seconde (2020-2021) 54 nouvelles unités (27 en cogénération et 27 unités en injection). Chaque phase d'enquête s'est déroulée suivant les étapes suivantes :

- Collecte des données techniques et économiques portant sur une année de fonctionnement d'unités de méthanisation réparties sur le territoire national, selon une méthode partagée.
- Elaboration à partir des données issues de ces enquêtes de références technico-économiques « nationales » et d'une grille de diagnostic individuel.
- Retour aux agriculteurs méthaniseurs des performances de leur unité comparées aux références nationales sur plus d'une centaine de critères techniques et économiques.
- Diffusion des connaissances et de supports de formation sur le sujet. .

1.2. Méthodologie

1.2.1. Objectifs

La première campagne d'enquête avait concerné 30 unités de méthanisation agricole en voie liquide et infiniment mélangée produisant de l'électricité par cogénération qui avaient fait l'objet d'une première analyse de groupe en 2019. La seconde phase d'enquête a eu lieu en 2021. Elle a visé d'une part, à cibler 27 unités en injection présentant suffisamment de recul dans leur fonctionnement et d'autre part, à renforcer l'échantillon et la représentativité des unités en cogénération en enquêtant 27 unités supplémentaires. La répartition géographique a également été élargie. 6 régions avaient participé à la première phase auxquelles se sont associées 4 autres régions pour la seconde (en vert foncé sur la carte).



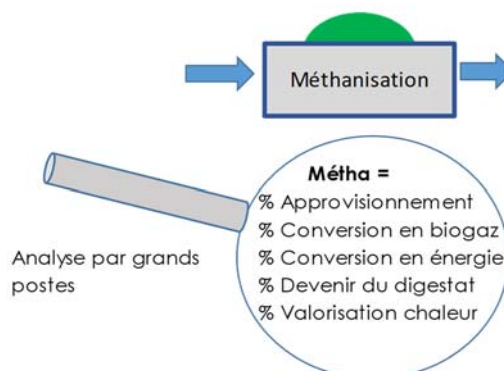
Ce rapport vise à analyser l'échantillon de 84 unités disponibles en distinguant toutefois un sous-groupe injection et un sous-groupe cogénération, pour tenir compte des spécificités de ces 2 modes de valorisation. Pour le sous-groupe cogénération, les résultats des 2 campagnes pourront être mis en parallèle si besoin.

1.2.2. Une méthode standardisée

L'activité de méthanisation agricole se fait généralement en lien étroit avec la ou les exploitations porteuses de l'unité, avec parfois de fortes intrications. De plus, bien souvent, elle ne se limite pas à la production de biogaz et à sa conversion en énergie. La production de biomasse ou la collecte de substrats en amont, l'épandage ou la valorisation de la chaleur en aval conduisent à des investissements connexes très différents d'une unité à l'autre. Des activités nouvelles, parfois d'ampleur considérable, ayant leur propre logique économique ont été développées sur certains sites. Afin de pouvoir expertiser les différentes unités enquêtées sur des bases comparables, une délimitation du périmètre de l'activité méthanisation a été adoptée et des règles de gestion des interfaces avec ces activités connexes et les exploitations agricoles ont été retenues. Ainsi les investissements concernant des ateliers nouveaux

développés pour valoriser la chaleur (séchoirs de tous types, serres...) ou des matériels d'épandage ont été laissés en dehors du périmètre de la méthanisation.

Sur le volet économique, une méthode standardisée a également été adoptée afin de s'affranchir de la diversité des situations, du contexte juridique (inclusion dans l'exploitation agricole ou société distincte) et des stratégies comptables et fiscales propres à chaque entreprise. Une approche technico-économique visant à établir un coût de production a été retenue. Des règles de simplification et d'uniformisation ont été appliquées. Ainsi, pour toutes les unités, les charges d'investissement ont été calculées sur des bases similaires de financement (100% par emprunt, même durée et taux d'intérêt identique par année de mise en service) appliquées au montant des investissements correspondant au périmètre d'étude.¹ Le résultat économique est exprimé sous la forme d'une marge nette, différence entre les charges (exploitation, travail, investissement) et les produits (recettes de vente d'énergie et gains connexes). Ce résultat n'est donc pas similaire au résultat comptable, il permet toutefois d'exprimer une performance technico-économique de l'activité de méthanisation.



De façon à entrer dans la complexité de l'unité de méthanisation (qu'elle ne soit pas une « boîte noire ») et pouvoir situer ses points forts et ses points faibles, ses caractéristiques et son fonctionnement ont été étudiés à travers 5 grands postes : Approvisionnement, Biogaz, Cogénération (ou Injection), Digestat, Chaleur. Le traitement des données économiques a été également réalisé selon ces cinq grands postes de façon à pouvoir procéder à une décomposition du coût de production.

L'annexe 1 présente les principales règles de simplification et de standardisation adoptées.

1.2.3. Modalités d'enquête

Les questionnaires d'enquête de Prodige 1 et de Prodige 2 sont similaires dans l'ensemble. Toutefois, il a été tenu compte des retours d'expérience de la première phase d'enquête pour essayer de simplifier la collecte des données. Les valeurs de l'assolement, des pratiques agronomiques associées, les évolutions entre le projet initial et le réalisé ont été ainsi très réduites car plus difficiles à obtenir et à analyser. Un onglet spécifique à l'injection a bien sûr été rajouté. Le questionnaire d'enquête a été présenté aux référents méthanisation des chambres d'agriculture de chaque région partenaire du projet pour expliciter les éléments à collecter auprès de chaque enquêteur. Une notice d'utilisation a été rédigée pour bien préciser les attentes et les éléments de standardisation. Chaque enquête s'est déroulée sur une demi-journée sur le site de méthanisation en présence du responsable de la station auquel il a été demandé les documents techniques et économiques (bilan comptable, factures d'énergie, enregistrement des intrants, ...) nécessaires au remplissage du questionnaire. Certaines pièces ou éléments non disponibles le jour du rendez-vous ont pu être transmis par la suite. Ces pièces ont été consultées par l'enquêteur mais non collectées ni centralisées dans la base de données. Les enquêteurs étaient des conseillers méthanisation des chambres d'agriculture. Une fois les enquêtes achevées elles ont été transmises à la personne en charge de l'analyse des données, vérifiées avec éventuelles demandes de compléments ou d'éclaircissements avant d'être intégrées dans la base de données. C'est la chambre d'agriculture de Bretagne qui a été en charge de cette phase.

1.2.4. Analyse critique

Pour conforter la solidité de l'étude, l'ADEME a souhaité que la méthode, l'analyse des résultats ainsi que le rapport fassent l'objet d'une analyse critique par un organisme extérieur et indépendant. Adrien de Vriendt, consultant indépendant et expert de la méthanisation (il a travaillé pendant 3 ans au sein du cabinet spécialisé Enea Consulting sur plusieurs missions sur la filière pour le compte des pouvoirs publics français), a procédé à cette analyse critique entre novembre 2021 et mars 2022. Il a eu accès aux formulaires d'enquête, à la base d'analyse des données et aux formules associées ainsi qu'aux différentes

¹ Pour le calcul du coût de production de l'énergie actualisé (LCOE), les hypothèses de calcul sont différentes (cf 4.2.8)

versions du rapport. L'analyse s'est faite en deux grandes itérations l'une portant sur la méthode et les données, la seconde sur l'interprétation des résultats. Cette analyse a permis de vérifier les données collectées, de minimiser les erreurs de calculs, de maximiser la fiabilité et la représentativité des résultats et de faire en sorte que les résultats puissent être mieux valorisés.

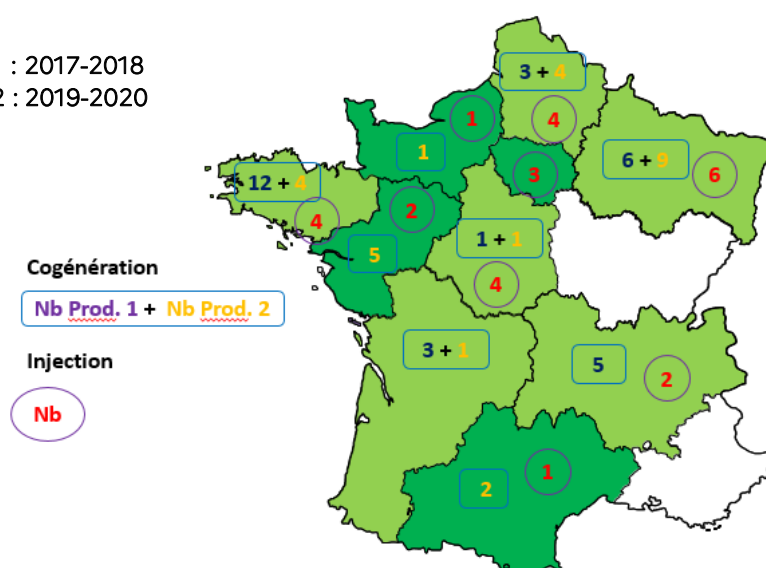
Le rapport d'analyse est accessible en Annexe 4.

2. Caractéristiques de l'échantillon

Pour une bonne compréhension et interprétation des performances techniques et économiques des unités il est indispensable de cerner les éléments de caractérisation et de représentativité de l'échantillon enquêté.

2.1. Représentativité géographique

Prodige 1 : 2017-2018
Prodige 2 : 2019-2020



Région	Métha ferme France		Total Prodige	
	Sinoe 2020	%	Prodige	%
Auvergne Rhone Alpes	51	7%	7	8%
Bourgogne Fr. Comté	59	8%	0	0%
Bretagne	125	18%	20	24%
Centre Val de Loire	22	3%	6	7%
Grand Est	178	25%	21	25%
Hauts de France	60	8%	11	13%
Ile de France	16	2%	3	4%
Normandie	78	11%	2	2%
Nouvelle Aquitaine	37	5%	4	5%
Occitanie	19	3%	3	4%
PACA	1	0%	0	0%
Pays de Loire	62	9%	7	8%
Total	708	100%	84	100%

Tableau 1 : Représentativité par région des unités enquêtées

L'échantillon Prodiges représente 84 installations soit 12% des méthaniseurs à la ferme en 2020 d'après l'inventaire Sinoe². La région Grand Est qui abrite le plus d'installations agricoles (25%) représente également 25% de l'échantillon Prodiges. La Bourgogne et la Normandie sont par contre sous représentées de 8 à 9 points alors que la Bretagne et les Hauts de France sont sur représentées de 5 à 6 points. Les autres régions figurent dans l'échantillon dans des proportions voisines de celles de leur représentativité nationale. L'ensemble de l'échantillon affiche ainsi une très bonne représentativité géographique.

2.2. Caractéristiques générales des unités

2.2.1. Nature et portage

Le sous-groupe des 57 unités en cogénération est composé de :

- 41 unités individuelles portées par une seule exploitation agricole.
- 16 collectifs associant plusieurs exploitations agricoles. Il s'agit essentiellement de « petits collectifs » regroupant moins de 10 exploitations (3,7 en moyenne, 7 max). Une seule unité est gérée par un collectif important de plus de 40 exploitations (45).

Le sous-groupe des 27 unités en injection est composé de :

- 5 unités individuelles portées par une seule exploitation agricole
- 22 unités collectives associant plusieurs exploitations agricoles. 18 regroupent moins de 10 exploitations associées (4.4 en moyenne, 8 max). Quatre unités sont des collectifs plus importants regroupant entre 11 et 26 exploitations.

Sur les plans juridique et comptable :

- 22 unités sont intégrées dans l'exploitation agricole (comptabilité unique) dont une seule en injection.
- 62 sont des sociétés spécifiques à l'activité de méthanisation, sous forme de SAS ou de SARL. Pour autant, généralement, l'unité de méthanisation conserve des liens importants et nombreux (matériels, travail, économiques...) avec les exploitations agricoles à la base du projet.

Le capital est à 100% agricole ou très majoritairement (> 90%) agricole pour 88% des unités en cogénération. En injection, ce taux n'est que de 63%. 7 unités ont un capital agricole de moins de 60% et 3 entre 60 et 90%.

2.2.2. Caractéristiques des exploitations porteuses

2.2.2.1. Surface agricole

SAU (ha)	Cogénération		Injection	
	Moyenne	Médiane	Moyenne	Médiane
Unités individuelles	241	220	381	390
Unités collectives	1 002	714	1 127	903
Expl. Associée	204	175	184	186

Tableau 2 : Surface Agricole Utile des exploitations associées aux unités enquêtées

Les exploitations des unités individuelles disposent d'une surface agricole de 220 ha (valeur médiane) en cogénération et de 390 ha en injection. Pour les unités collectives, la surface médiane du collectif est de 714 ha en cogénération (903 en injection) avec une médiane de chaque exploitation associée à 175 ha (186 ha en injection). Les exploitations concernées par les projets de méthanisation sont donc plutôt de grandes structures à l'échelle de la France (20% des exploitations avaient plus de 100 ha de SAU en 2013³). Il n'apparaît aucune corrélation entre la capacité de production de l'unité de méthanisation et la surface agricole des exploitations agricoles porteuses ni en cogénération ni en injection. Cela signifie que le potentiel méthanogène de la biomasse valorisée par une unité n'est pas lié à la capacité à produire des cultures intermédiaires ou énergétiques sur la surface en propre des porteurs de projet.

² SINOE : Base de données et d'analyse autour des déchets. www.sinoe.org

³ INSEE références Edition 2016

2.2.2.2. Activités d'élevage pratiquées

En cogénération pour 95% des unités, l'exploitation agricole associée, ou au moins une des exploitations associées, pratique une activité d'élevage. Ce taux est de 78% pour les unités en injection.

Cheptel	Cogénération	Injection
Elevages bovins	74%	78%
dt Vaches laitières	63%	56%
dt Bovins viandes	39%	52%
Elevages porcins	32%	22%
Elevages volailles	9%	15%

Tableau 3 : Pourcentages d'unités associées aux différents ateliers d'élevage

56% des unités en cogénération sont associées à un seul type d'élevage contre 48% en injection, les autres sont associées à plusieurs types d'élevage.

2.2.3. Implantation de l'unité de méthanisation

Les unités en cogénération sont plus souvent étroitement connectées avec une exploitation, et celles en injection plus souvent situées à l'écart sur un site dédié. Cela est dû au fait que beaucoup d'unités en cogénération ont été conçues en synergie étroite avec un élevage tant pour l'utilisation des déjections que pour la valorisation de la chaleur. A contrario, en injection on observe des unités généralement de plus grande taille, valorisant plus de végétaux et dont le positionnement tient davantage compte de la distance entre les exploitations associées et de la proximité du réseau de raccordement.

Implantation	Cogénération	Injection
Au sein d'une exploitation	56%	11%
Proche et liée à une exploit.	16%	15%
Proche mais séparée	14%	15%
A l'écart des exploitations	14%	59%

Tableau 4 : Situation des unités de méthanisation par rapport à l'exploitation agricole

2.2.4. Emprise globale du site

L'emprise prend en compte l'ensemble du site avec les ouvrages de digestion, de stockage, de valorisation de l'énergie, les aires de circulation... Les sites des unités en cogénération couvrent ainsi une surface moyenne de 1.1 ha (médiane à 0.9 ha). De 500 ares pour les plus petites à 1.5 ha pour les plus grosses. Maximum 2.5 ha.

Cogénération	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Emprise du site (ha)	1.1	0.5	0.9	1.5

En injection, la superficie est sensiblement plus importante avec une moyenne de 2.2 ha (médiane à 2ha). Cela s'explique par la taille moyenne plus importante, le besoin de plus de stockage pour les ensilages de végétaux et par le fait que les sites sont plus souvent isolés à l'écart d'une exploitation existante. Les plus petites unités couvrent une surface moyenne de 1.1 ha, alors que les plus grandes sont sur 3.1 ha. Maximum 4 ha.

Injection	Moyenne	< 120 Nm ³ /h	120 -180 Nm ³ /h	> 180 Nm ³ /h
Emprise du site (ha)	2.2	1.1	2.4	3.1

Tableau 5: Emprise globale des sites de méthanisation en fonction de leur taille

2.2.5. Constructeurs

24 constructeurs différents sont représentés dans notre échantillon ce qui traduit un marché dynamique et assez concurrentiel pour la filière. Ils sont européens, avec une technologie majoritairement allemande mais on trouve aussi des italiens, des hollandais et bien sûr des français.

Les 57 unités en cogénération ont été réalisées par 18 constructeurs différents : deux constructeurs en ont réalisées plus de sept, huit en ont réalisées entre deux et six et 8 autres n'ont réalisé qu'une seule unité.

L'échantillon en injection concerne 12 constructeurs différents : un constructeur a réalisé 7 installations, 3 autres entre 2 et 4 et 8 n'en ont fait qu'une seule.

6 constructeurs sont communs à l'échantillon en cogénération et en injection avec 7 sites enquêtés au global pour deux d'entre eux et 14, 13, 9 et 5 sites pour les autres.

2.2.6. Ancienneté et représentativité

Les dates de mise en service des unités enquêtées s'échelonnent de 2009 à 2020 en cogénération, (médiane en 2014) et entre 2013 et 2020 en injection, (médiane en 2018).

Année de mise en service	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nb unités cogénération	1	3	2	5	3	15	6	4	5	5	8	0
Nb unités injection	0	0	0	0	0	0	2	4	3	9	8	1

Tableau 6: Répartition des unités de méthanisation enquêtées par année de mise en service

L'enquête a porté sur une période d'une année (correspondant généralement à un exercice comptable). La première phase d'enquête en cogénération a concerné majoritairement les années 2016 et 2017. La seconde phase d'enquête a été faite pour les années 2019 et 2020 que ce soit en cogénération ou en injection.

Age période d'enquête	< 2 ans	2 à 3 ans	3 à 4 ans	4 à 5 ans	5 à 6 ans	6 à 7 ans	7 à 8 ans	8 à 9 ans
Cogénération	16	16	8	3	4	5	4	1
Injection	14	5	4	2	2	0	0	0

Tableau 7: Répartition des unités de méthanisation en fonction de leur âge au moment de l'enquête

En fin de période d'enquête, les unités en cogénération avaient en moyenne fonctionné 42 mois, la médiane étant de 34 mois, soit un peu moins de 3 ans. 14 unités (25%) avaient plus de 5 années de fonctionnement. Les enquêtes Prodiges 2 ont visé prioritairement des sites plus récents que Prodiges 1 pour couvrir une plus large gamme d'âge et de durée de fonctionnement (cf. Figure 1).

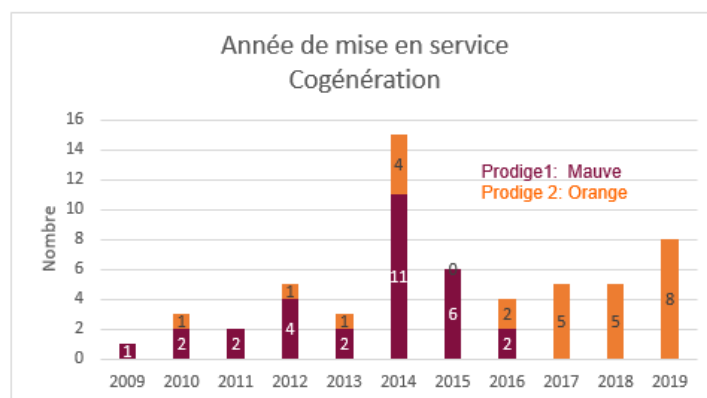


Figure 1 : Répartition du nombre d'unités en cogénération par année de mise en service

En injection, le dispositif de soutien par un tarif d'achat est plus récent, puisque qu'il date de 2011 alors qu'en cogénération, il remonte à 2006. Il s'ensuit un parc d'unités plus récentes. Ceci transparait dans notre échantillon puisque 70% des unités avaient moins de 3 ans d'âge au moment de l'enquête. La moyenne étant à 29 mois et la médiane à 23, soit moins de 2 ans de recul. Cet échantillon concerne donc des unités particulièrement jeunes, ayant franchi le cap de la mise en service et des mises au point, mais qui n'étaient majoritairement pas encore concernées par des opérations de maintenance lourdes. Il faut en tenir compte dans l'interprétation des résultats techniques et économiques.

2.2.7. Taille des unités

2.2.7.1. En cogénération

Leur capacité de production d'électricité (puissance électrique du ou des cogénérateurs) durant la période étudiée s'échelonne de 35 à 1 189 kWé. La puissance moyenne s'établit à 298 kWé, la médiane étant de 250 kWé. L'échantillon Prodiges 2 a visé des unités de plus fortes puissances pour être plus représentatif du parc français actuel. Nous estimons ainsi avoir une très bonne représentativité en termes de taille.

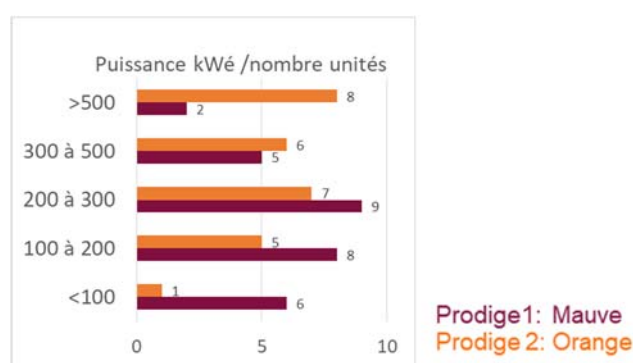


Figure 2 : Répartition des 57 unités en cogénération par classe de puissance électrique

3 sous-groupes ont été distingués selon leur puissance électrique : petite / moyenne / grande

Gamme de puissance	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Nombre d'unités	11	25	21
Puissance moyenne (kW)	76	217	510
Puissance cumulée (kW)	840	5 416	10 703

Tableau 8: Répartition du nombre d'unités en cogénération par groupe de taille

A noter : la puissance cumulée des 11 petites unités ne représente que 8% de celle du groupe des 21 unités de plus grande puissance.

2.2.7.2. En injection.

La capacité d'injection maximale des unités en injection s'échelonne entre 70 Nm³/h et 255 Nm³/h. La moyenne et la médiane sont très proches à 150 Nm³/h. Là encore la représentativité en termes de taille est très bonne.

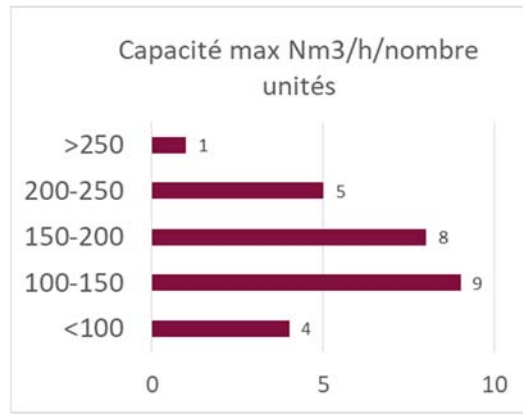


Figure 3 : Répartition du nombre d'unités par classe de capacité d'injection

3 sous-groupes ont également été distingués selon leur capacité d'injection : petite / moyenne / grande

Gamme de capacité d'injection (Nm ³ /h)	< 120 Nm ³ /h	120 -180 Nm ³ /h	> 180 Nm ³ /h
Nombre d'unités	7	14	6
Capacité Moy. d'injection	88	149	223
Capacité cumulée	613	2 091	1 340

Tableau 9: Répartition du nombre d'unités en injection par groupe de taille

A retenir

- Une bonne représentativité des unités enquêtées tant au niveau géographique qu'au niveau taille.
- En cogénération, des unités majoritairement individuelles le plus souvent intégrées à une exploitation agricole d'élevage, avec une durée de fonctionnement médiane de 3 ans au moment de l'enquête et d'une puissance médiane de 250 kW
- En injection, des unités plus fréquemment collectives, un peu moins liées à des exploitations d'élevage mais surtout plus à l'écart des exploitations, ayant une emprise plus importante, avec une durée de fonctionnement médiane de 2 ans et

3. Analyse des résultats techniques

3.1. La conversion du biogaz en électricité

La conversion du biogaz en électricité est réalisée par un ou plusieurs cogénérateurs. 86% des 57 unités enquêtées n'ont qu'un seul cogénérateur. 8 unités (14%) en ont 2 ou 3.

3.1.1. Evolution de la puissance installée

Au stade du projet, la puissance moyenne des 57 unités s'établissait à 239 kW. Au moment de l'enquête, cette puissance moyenne était de 296 kW (+24%).

- 60% des unités n'ont pas augmenté par rapport à la puissance du projet initial.
- 25% ont augmenté au stade de la construction, il s'agit généralement d'augmentation limitée (choix d'un matériel un peu plus puissant : +15 à +50 kW).
- 15% ont augmenté par la suite, le plus souvent par la mise en place d'un cogénérateur supplémentaire.

23 unités (40%) envisageaient des projets d'évolution supplémentaire au moment de l'enquête. En tenant compte de ces augmentations, la puissance moyenne monterait à 366 kW (soit 24% de plus que la puissance en place au moment de l'enquête et 53% de plus que la puissance des projets initiaux).

La moyenne des projets d'augmentation envisagés est de 175 kW (de 30 à 511 kW). Selon ces perspectives, seules 35% des unités resteraient sur la base de leur projet initial, tandis que d'autres auront doublé ou triplé de puissance.

3.1.2. Heures de fonctionnement des cogénérateurs

Le temps de fonctionnement des moteurs est en moyenne de 8 266 heures par an (sur 8760 h possibles). 61% dépassent 8300 heures et 82% dépassent 8000 heures (figure 4).

Pour les unités n'ayant qu'un seul cogénérateur, ce temps moyen s'élève à 8 326 heures, alors qu'il n'est que de 7 903 heures pour les unités en ayant plus d'un.

Les facteurs conduisant à un score plus bas dans cette seconde situation sont multiples :

- mise en place récente du second cogénérateur avec une montée en puissance en cours d'année
- gestion d'un des cogénérateurs en appoint du principal, il est utilisé quand la production de gaz le permet (la disponibilité en intrants devenant alors le facteur limitant)
- pannes techniques sur un des moteurs

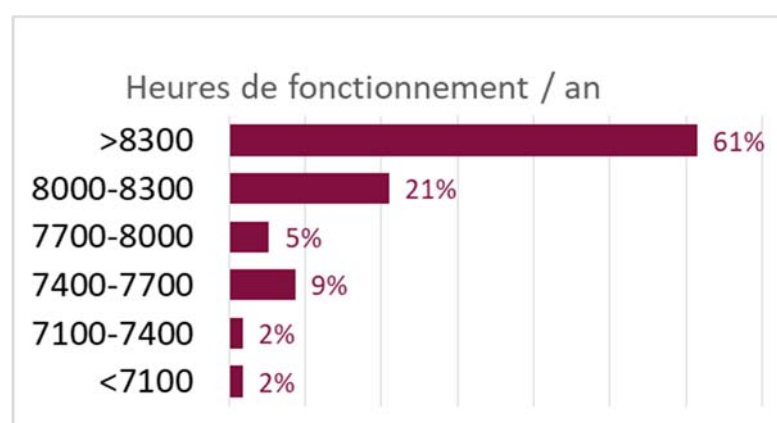


Figure 4 : Répartition des unités selon le temps annuel de fonctionnement du ou des cogénérateurs

3.1.3. Taux de charge

Il s'agit d'apprécier le pourcentage de temps de fonctionnement à la puissance maximale sur une année (8760 h).

Taux de charge = (Production électrique (injectée + auxiliaires) / puissance électrique du moteur) / 8760 h

Sur 54 données exploitables, les cogénérateurs ont fonctionné en moyenne à 86% de leur puissance maximale. La médiane est de 88%. 39% des unités ont fonctionné avec un taux de charge moyen compris entre 80 et 90% de la puissance maximale, tandis que 39% se placent à plus de 90%. Seules 7% (4) des unités sont en dessous de 70% (2 Prodige 1et 2 Prodige 2).

3.1.4. Rendement électrique "constructeur".

Le rendement du cogénérateur (ou taux de conversion de l'énergie biogaz en électricité produite par la génératrice) est en moyenne de 39.5%. Ces valeurs correspondent aux données « constructeur » à puissance maximale. Il est dégressif avec la puissance des moteurs. Le minimum étant de 29% et le maximum de 46%.

Cogénérateur	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Taux de conversion	39.7%	36.7%	40.6%	40.1%

Tableau 10: Rendement électrique « constructeur » par groupe de taille

3.1.5. Consommation des auxiliaires.

Cette différence entre la quantité de courant produite par la génératrice et la quantité livrée au réseau d'électricité est assimilée à la consommation des auxiliaires du cogénérateur. Elle est en moyenne égale à 4.3 % des kWh produits.

Conso auxiliaires	Moyenne	décile 2	décile 4	décile 6	décile 8
% des kWh produits	4.3%	2.8%	3.7%	4.7%	5.6%

Tableau 11: Part de consommation électrique des auxiliaires par groupe de taille sur le total de production électrique

Pour 20% des sites elle dépasse 5,6% ou est inférieure à 2,8%. Une différence de 3 ou 4% à ce niveau se traduit par un écart équivalent sur la recette de vente d'électricité, soit de l'ordre de 5000 EUR par an par tranche de puissance de 100 kW.

3.1.6. Indice de productivité

Méthodologie : la production maximale annuelle d'électricité est calculée sur la base de la puissance maximale à la livraison (et non au niveau de la génératrice), après déduction de la consommation des auxiliaires (P. maxi livrée) pour 8760 heures de fonctionnement à pleine charge. L'indicateur de productivité compare la production réalisée (kWh livrés) au cours de l'année à ce maximum.

$$\text{Productivité} = \text{kWh livrés} / (\text{P. maxi livré} \times 8760 \text{ h})$$

La productivité moyenne est de 88%, la médiane étant à 89% (figure 5).

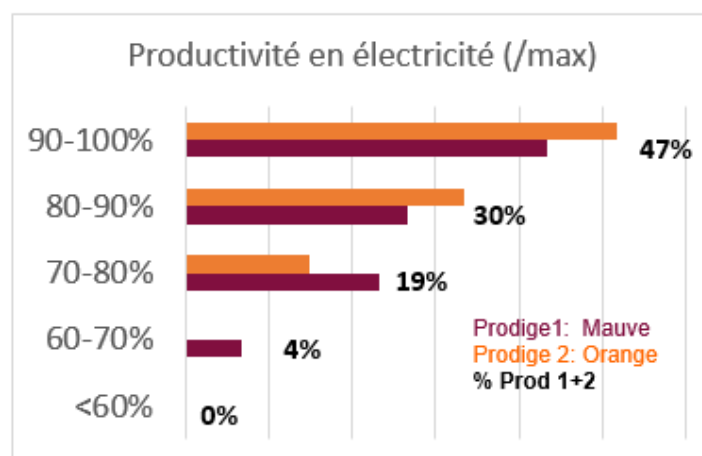


Figure 5 : Répartition des unités selon leur indice de productivité en électricité (kWh livrés/capacité max en kWh)

47% des unités ont dépassé un niveau de 90%, (52% des unités Prodige 2 en orange et 43% Prodige 1 en mauve) ce qui témoigne d'un fonctionnement régulier et à forte charge tout au long de l'année. Les unités les plus productives atteignent 100%.

53% des unités sont en situation de sous-production par rapport à la capacité de leur(s) cogénérateur(s). Ces situations résultent de pannes à différents niveaux (digesteur, cogénérateur, ligne électrique) et/ou d'une production de biogaz insuffisante.

Les unités n'ayant qu'un cogénérateur ont une productivité moyenne un peu plus élevée (89%). Celles qui en ont plusieurs ne sont qu'à 80% ; elles ne produisaient pas encore à pleine capacité suite à une augmentation récente de puissance. De ce fait, la productivité moyenne du groupe des unités de plus forte puissance est un peu inférieure à la moyenne.

Cogénérateur	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Productivité électrique	89%	87%	90%	86%

Tableau 12: Productivité électrique par groupe de puissance électrique

3.1.7. Problèmes rencontrés

Les arrêts de la cogénération sont assez fréquents. 23 unités (40%) ont eu plus de 3 jours d'arrêt du cogénérateur suite à une casse ou une défaillance du moteur, dont 11 (19%) plus de 7 jours.

Pour les 30 unités de Prodige 1, la période d'arrêt a été de 16 jours en moyenne, allant jusqu'à un maximum de 35 jours sur un site suite à deux défaillances majeures ayant conduit à devoir changer le moteur. Pour 3 ou 4 sites, le manque de fiabilité du moteur était un problème majeur au moment de l'enquête.

Pour Prodige 2, le questionnaire sur le sujet a été plus précis. Le tableau ci-dessous récapitule la fréquence des incidents en aval du digesteur. Les problèmes de cogénérateur représentent 64% du temps total d'indisponibilité. Les 13 unités concernées ont été affectées par un temps moyen d'indisponibilité de 8 jours. Les coupures de lignes EDF ont concerné 6 unités pour une durée de 5 jours en moyenne. D'autres causes ont été remontées en lien essentiellement avec la maintenance.

Causes d'arrêt en aval du digesteur	Nb unités	Tps indispo cumulé (j)	Moy Tps indispo (j)	% tps indispo
Coupure ligne EDF	6	28	5	18%
Panne de cogénérateur	13	98	8	64%
Autres	5	27	5	18%

Tableau 13: Causes d'arrêt de la production en aval du digesteur en cogénération pour les 27 unités Prodige 2

Concernant la maintenance du cogénérateur, 60% des exploitants ont opté pour un contrat de maintenance régulière programmée, dont 24% pour des révisions uniquement basiques, 25% pour des révisions préventives systématiques et 11% pour une garantie de fonctionnement. 21% ont opté pour un contrat d'intervention à la demande et 20% n'ont pas de contrat.

3.1.8. Avis des exploitants

Les exploitants sont satisfaits du fonctionnement de leur cogénérateur à 83%. 15% ne le sont pas, du fait de pannes plus ou moins importantes, avec parfois des difficultés de réparation et des pertes de production conséquentes.

	Pas du tout	Pas trop	Assez	Tout à fait
Satisfaction cogénérateur	7%	11%	44%	39%

Tableau 14: Indice de satisfaction concernant le cogénérateur

A retenir

- 61% des unités en cogénération affichent des durées de fonctionnement de plus de 8300 h.
- Le taux de charge médian à pleine puissance est de 88% et l'indice de productivité électrique médian est de 89%
- 83% des exploitants en cogénération sont assez ou très satisfaits de leur installation et 40% envisagent une extension prochaine.
- Les principaux problèmes de fonctionnement concernent des pannes de

3.2. La conversion du biogaz en biométhane

3.2.1. Evolution de la capacité d'injection

Au stade du projet, la puissance moyenne des 27 unités en injection s'établissait à 119 Nm³/h. Au moment de l'enquête, cette puissance moyenne était de 151 Nm³/h.

- 26% des unités n'ont pas augmenté par rapport à la puissance du projet initial.
- 4% ont augmenté au stade de la construction, il s'agit généralement d'augmentation limitée.
- 70% ont augmenté après avoir démarré avec une capacité inférieure.

12 unités (44%) envisageaient des projets d'évolution supplémentaire au moment de l'enquête. En tenant compte de ces augmentations, la puissance moyenne monterait à 183 Nm³/h (soit 23% de plus que la puissance en place au moment de l'enquête et 56% de plus que la puissance des projets initiaux).

La moyenne des projets d'augmentation envisagés est de 68 Nm³/h (de 20 à 195 Nm³/h). Seules 19% des unités resteraient sur la base de leur projet initial.

3.2.2. Mode et degré d'épuration du gaz

L'épuration du biogaz se fait très majoritairement par voie membranaire (20 unités) mais aussi par PSA⁴ (5 unités) et lavage à l'eau (2 unités). Les épurateurs proviennent de 11 constructeurs différents témoignant là aussi d'une large diversité de l'offre.

⁴ PSA : Pressure Swing Adsorption. Procédé d'épuration par adsorption et variation de pression

5 unités des Hauts de France sont dans une zone de gaz B avec une teneur en méthane moindre. Les 23 autres sont raccordées à un réseau transportant du gaz H⁵. La pureté du gaz injectée est en moyenne de 96% (92% pour les unités gaz B et 97% pour celles en gaz H). Le minimum est à 90% et le maximum à 99%. Il n'y a pas de différence de qualité d'épuration constatée en fonction de la capacité d'injection.

3.2.3. Durée d'injection dans le réseau

Le temps de fonctionnement de l'épurateur est en moyenne de 8 493 h par an pour 8 469 h d'injection gaz effective (sur 8760h possibles). 37% dépassent 8600 heures et 85% dépassent 8 400 heures (figure 6).

Les principaux facteurs pouvant impacter le nombre d'heures d'injection sont l'indisponibilité du poste d'injection, les pannes d'épurateurs ou des défauts de qualité du gaz.

Les deux unités affichant une durée d'injection inférieure à 8000 h ont été confrontées à des problèmes récurrents de qualité de gaz pour l'une et à un défaut de surpression dans une canalisation de gaz ayant nécessité un arrêt de 38 j de réparation pour l'autre.

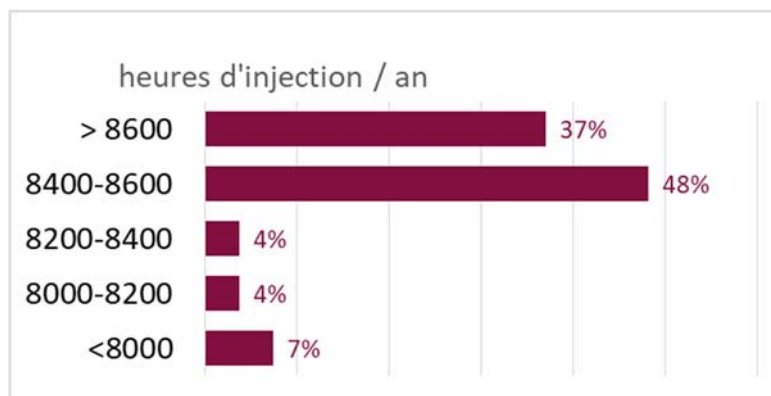


Figure 6 : Répartition des unités selon la durée effective d'injection de biométhane

3.2.4. Taux de charge

Il s'agit d'apprécier le pourcentage de temps de fonctionnement à la capacité maximale sur une année (8760 h).

Taux de charge = (Production de biométhane injecté / Cmax) / 8760 h

Les 27 unités affichent ainsi un taux de charge de 91% en moyenne avec une médiane à 95%. 67% ont un taux supérieur à 90% et 7.4% inférieur à 70%. Le minimum est à 57% et le maximum à 100%.

⁵ Le gaz B (Bas pouvoir calorifique) contient un plus fort taux d'azote, il provient des Pays Bas et alimente le Nord de la France. Le gaz H (Haut pouvoir calorifique) en provenance d'Algérie, de la Russie et de la mer du nord alimente le reste du territoire.

3.2.5. Indice de productivité

Il vise à comparer la quantité de biométhane injectée (au tarif et hors tarif) avec celle qui le serait dans les conditions optimales (qualité d'épuration optimale, capacité maximale d'injection durant 8760 h)

$$\text{Productivité} = \text{kWh injectés} / (\text{Cmax} * \% \text{CH4 max} * 11.056 * 8760 \text{ h})$$

La productivité moyenne est de 91.8%, la médiane étant à 96.1% (figure 7).

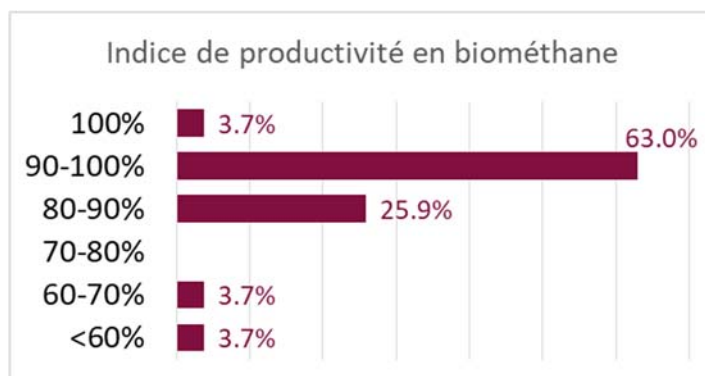


Figure 7 : Répartition des unités selon leur indice de productivité en biométhane

67% des unités ont dépassé un niveau de 90%, ce qui témoigne d'un fonctionnement régulier et à forte charge tout au long de l'année. Huit unités ont même été amenées à vendre un surplus de gaz hors tarif d'achat du fait d'une production mensuelle supérieure à leur Cmax. Ces quantités restent en majorité très faibles (0.5% de la production) et ponctuelles mais elles s'élèvent pour deux unités respectivement à 3 et 6% de leur production, ce qui laisse entendre une possibilité d'extension rapide de leur Cmax.

33% des unités sont en situation de sous-production par rapport à la capacité d'injection de leur installation et 2 unités (7.4%) affichent une productivité inférieure à 70%. Ces situations résultent de pannes à différents niveaux et/ou d'une production de biogaz insuffisante, détaillées ci-après.

Les unités inférieures à 120 Nm³/h de l'échantillon enquêté (8) affichent une productivité légèrement supérieure à celles des unités plus importantes. C'est dans la tranche de 120 à 180 Nm³/h que l'on observe la productivité moyenne la plus faible (90%). Cela tient à ce que les deux unités ayant rencontré le plus de problèmes se situent dans cette catégorie.

Injection	Moyenne	< 120 Nm ³ /h	120 -180 Nm ³ /h	> 180 Nm ³ /h
Productivité injection	92%	95%	90%	92%

Tableau 15: Productivité en biométhane par groupe de capacité maximale d'injection

3.2.6. Efficacité énergétique

Il s'agit ici d'apprécier le taux de valorisation par injection de l'énergie primaire du biogaz collecté.

$$\text{Efficacité énergétique} = \text{Energie injectée (kWh PCS)} / \text{énergie primaire du biogaz (kWh PCS)}$$

Le volume de biogaz et le taux de CH4 mesurés et relevés par les exploitants le sont principalement en amont de l'épurateur et de la chaudière (24 sites sur 26 renseignés). Les quantités de biogaz brûlées au niveau de la torchère ne peuvent donc pas être quantifiées, ce qui minimise certainement l'énergie primaire dans nos calculs et surestime l'efficacité énergétique.

Dans ces conditions, le taux moyen d'efficacité énergétique est de 89.1% avec une médiane à 92.1%. Le minimum est de 52% et le maximum de 98%.

3.2.7. Problèmes rencontrés

22 des 28 sites en injection ont subi un arrêt d'injection indépendant de la production de biogaz. La moyenne est de 8 jours avec un maximum de 78 jours. 25% ont eu un arrêt supérieur à 7 jours.

Causes d'arrêt de l'injection en aval du digesteur	Nb unités	Tps indispo cumulé (j)	Moy Tps indispo (j)	% tps indispo
Indisponibilité du poste	20	71	4	32%
Coupure, abs conso	4	6	1	2%
Panne épurateur	10	65	6	29%
Défaut qualité gaz	6	34	6	15%
Autres	3	47	16	21%

Tableau 16: Causes d'arrêt de production en aval du digesteur en injection

L'indisponibilité du poste d'injection (uniquement du ressort de Grdf) représente la première cause d'arrêt de l'injection (32% du temps d'indisponibilité). 20 sites sont concernés pour 4 jours d'indisponibilité en moyenne. 10 unités ont été affectées par des pannes sur l'épurateur pour une indisponibilité moyenne de 6 jours avec un maximum de 35 jours sur un site. Un problème de défaut de qualité de gaz a concerné 6 sites pour 6 jours d'arrêt en moyenne. C'est un problème de surpression au niveau d'une canalisation gaz qui a engendré la plus grosse période d'interruption avec 38 jours d'arrêt le temps de la réparation.

Globalement les incidents constatés affectent peu la productivité des installations car leur Cmax est contractualisée sur le mois, et elles ont souvent la possibilité d'augmenter temporairement la capacité d'injection pour rattraper le retard occasionné par les incidents.

Concernant la maintenance de l'épurateur, 92% des exploitants ont opté pour un contrat de maintenance régulière programmée, dont 11% pour des révisions uniquement basiques, 59% pour des révisions préventives systématiques et 22% pour une garantie de fonctionnement. 4% ont opté pour un contrat d'intervention à la demande et 4% n'ont pas de contrat

3.2.8. Avis des exploitants

	Pas du tout	Pas trop	Assez	Tout à fait
Satisfaction épuration	0%	11%	26%	63%

Tableau 17: Indice de satisfaction de l'épuration

Les exploitants sont satisfaits du fonctionnement de leur épuration à 89%. 11% ne le sont pas, du fait des pannes plus ou moins importantes, avec parfois des difficultés de réparation et des pertes de production.

A retenir

- 85% des unités en injection affichent des durées de fonctionnement de plus de 8400 h.
- Le taux de charge médian à pleine capacité est de 95% et l'indice de productivité médian est de 96%
- 89% des exploitants en injection sont assez ou très satisfaits de leur installation et 44% envisagent une extension prochaine.
- Les principaux problèmes de fonctionnement concernent l'indisponibilité du poste d'injection et les pannes d'épurateur pour quelques jours mais peu d'unités sont vraiment affectées en termes de production. Ne pas oublier aussi que les unités

3.3. Alimentation des unités de méthanisation

Les performances de production d'énergie vues précédemment dépendent des conditions de production du biogaz. Nous abordons dans cette partie le volet approvisionnement du digesteur en biomasse méthanogène.

3.3.1. Quantité de substrats utilisés

En cogénération, près de 50 tonnes de matières brutes et 8.2 tonnes de matières sèches sont utilisées en moyenne par an et par kW électrique installé.

Par kWé	Moyenne	décile 2	décile 4	décile 6	décile 8
Matières brutes (t)	49.6	33.5	40.5	46.6	59.2
Matières sèches (t)	8.2	6.7	7.4	8.6	10.1

Tableau 18: Tonnages de matière brute et sèche utilisés par kW électrique

Les unités de moindre puissance en utilisent plus, principalement du fait qu'elles ont plus recours à des effluents d'élevage (à faible densité énergétique). Inversement, les unités de plus forte puissance ont un ratio plus faible car elles utilisent des substrats plus méthanogènes à l'unité de masse.

Par kWé	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Matières brutes (t)	49.60	82.36	43.40	39.82
Matières sèches (t)	8.23	10.33	8.22	7.14
% mat sech	16.6%	12.5%	18.9%	17.9%

Tableau 19: Tonnages de matières brute et sèche utilisés par puissance électrique installée

En injection, ce sont 139 t de matières brutes et 34 t de matière sèche qui sont utilisées en moyenne par an et Nm³/h de capacité d'injection.

Par Nm ³ /h	Moyenne	décile 2	décile 4	décile 6	décile 8
Matières brutes (t)	139.2	82.2	109.9	140.9	168.4
Matières sèches (t)	34.1	27.1	30.6	33.1	40.5

Tableau 20: Tonnages de matières brute et sèche utilisés par Nm³/h

Comme pour la cogénération, mais de façon moins marquée, on constate que les ratios sont plus faibles pour les plus grosses unités avec des taux de matière sèche plus importants.

Par Nm ³ /h	Moyenne	< 120 Nm ³ /h	120 -180 Nm ³ /h	> 180 Nm ³ /h
Tonnes brutes	139.2	152.7	148.9	100.6
Tonnes de mat. Sèche	34.1	31.7	36.3	31.7
% mat sech	24.5%	20.7%	24.4%	31.5%

Tableau 21: Tonnages de matières brute et sèche utilisés par taille en injection

3.3.2. Provenance des substrats

Les substrats proviennent très majoritairement des exploitations agricoles porteuses de l'unité de méthanisation (Agri-métha) en cohérence avec la recherche d'autonomie d'approvisionnement. Celle-ci est toutefois plus marquée en cogénération (70% en moyenne en tonnage) qu'en injection (62%). De même, 23% des unités en cogénération affichent un taux supérieur à 90% d'autonomie dont 5 à plus de 98% alors qu'en injection elles ne sont que 15% dont 2 sites en autonomie complète.

Les apports en provenance d'agriculteurs tiers (agri-tiers) sont fréquents mais limités en tonnage. Ils représentent en moyenne 12% des tonnages en cogénération et 13% en injection. 33% des unités n'en utilisent pas en cogénération et 48% en injection.

Le complément est assuré par des matières dites externes, le plus souvent issues d'industries agroalimentaires (déchets ou sous-produits) à pouvoir méthanogène intéressant. Ces matières sont plus utilisées en injection. Elles représentent en moyenne 25% des tonnages (18% en cogénération) et 89% des unités y ont recours (contre 91% en cogénération).

Provenance des substrats (% des tonnages)	Cogénération			Injection		
	Moyenne	décile 2	décile 8	Moyenne	décile 2	décile 8
Agri - métha	70%	47%	95%	62%	39%	85%
Agri - tiers	12%	0%	23%	13%	0%	23%
Externes hors Agri	18%	3%	30%	25%	4%	41%

Tableau 22: Origine des matières utilisées en cogénération et en injection

3.3.3. Types de substrats

La répartition des types de substrats diffère sensiblement entre les unités en cogénération et celles en injection. Pour les premières, en moyenne, 69% du tonnage brut est constitué par des effluents d'élevage. Dans près de 75% des cas, cette proportion dépasse 60%, ce qui permet de percevoir la totalité de la prime « effluent d'élevage » du tarif d'achat de l'électricité livrée au réseau. Le complément majoritaire en tonnage est à base de déchets externes (19% en moyenne) mais avec de fortes disparités. Les végétaux représentent une part relativement faible (12% en moyenne) et certaines n'en utilisent pas du tout.

En injection, le taux moyen de déjections animales est de 40% et seulement un peu plus de 25% des unités dépassent le seuil de 60%. 7 unités n'en ont pas du tout. La part complémentaire de la ration est à base très majoritairement de CIVE ou de déchets organiques externes. Les cultures énergétiques restent en moyenne marginales (3%). Seules 4 unités sont entre 10 et 15%.

Ces ratios sont conformes à ce qu'on observe en approvisionnement moyen prévisionnel dans les projets⁶.

Type de substrat (% tonnes de MB)	Cogénération			Injection		
	Moyenne	décile 2	décile 8	Moyenne	décile 2	décile 8
Effluents d'élevage	69%	58%	81%	40%	0%	66%
CIVE et résidus de cultures	7%	0%	12%	28%	8%	53%
Cultures énergétiques	5%	0%	10%	3%	0%	9%
Déchets organiques externes	19%	3%	30%	27%	3%	47%

Tableau 23: Mix moyen de matières utilisées en tonnage entrant pour la cogénération et l'injection de biométhane

A noter : certains agriculteurs signalent avoir privilégié l'utilisation de déchets extérieurs plutôt que des CIVE dans la mesure où ils ont pu s'en procurer sans trop de difficulté et à un coût plus intéressant, ce qui confirme un possible usage opportuniste de ces gisements.

3.3.4. Contribution des substrats à la production du méthane

Méthodologie : la contribution de chaque substrat à la production de méthane ne pouvant être mesurée, elle est évaluée à partir de leur potentiel méthanogène théorique. Une comparaison entre la quantité de gaz produite et valorisée et le potentiel de la ration est faite pour vérifier qu'il n'y a pas d'incohérences majeures.

⁶ <https://librairie.ademe.fr/dechets-economie-circulaire/4522-etat-des-lieux-des-projets-d-injection-de-biomethane-beneficiant-d-un-recepisse-d-identification-ademe-période-de-2012-a-novembre-2020.html>

Type de substrat (en % du CH4 produit)	Cogénération			Injection		
	Moyenne	décile 2	décile 8	Moyenne	décile 2	décile 8
Effluents d'élevage	40%	20%	57%	31%	0%	51%
CIVE et résidus de cultures	9%	0%	17%	28%	0%	50%
Cultures énergétiques	10%	0%	21%	6%	0%	14%
Déchets organiques externes	41%	16%	68%	35%	11%	62%

Tableau 24: Mix moyen de matières utilisées en énergie produite pour la cogénération et l'injection de biométhane

En cogénération, les effluents d'élevage contribuent en moyenne pour 40% à la production de méthane. Seules 26% des unités produisent plus de 50% de leur gaz à partir de déjections animales dont 7 dépassent les 75%. Inversement, pour d'autres unités la part d'énergie fournie par les effluents d'élevage est peu importante (figure 8). Pour la majorité des unités, la contribution des CIVE et des cultures énergétiques est limitée. L'ensemble des végétaux représentent ainsi en moyenne 19% du méthane produit réparti de manière égale entre CIVE et cultures. 28% des unités n'utilisent pas du tout de CIVE. Une seule unité fonctionne avec des apports de maïs ensilage importants (46% du potentiel gaz). La contribution des matières non directement issues d'exploitations agricoles apparait relativement élevée (41% en moyenne) et très variable. 40% des unités en cogénération produisent plus de 50% du méthane à partir de ce type de déchets.

En injection, la contribution énergétique des effluents d'élevage est de seulement 31% en moyenne. 22% des unités produisent plus de 50% de leur gaz à partir des déjections animales dont 3 dépassent 75%. La part complémentaire moyenne issue des végétaux et des déchets externes est assez similaire avec de grandes fluctuations. La part végétale contribue ainsi en moyenne à 34% du méthane produit dont 28% grâce aux CIVE, alors qu'elle est de 35% pour les déchets externes. 7 unités n'utilisent pas de CIVE mais 2 produisent plus de 60% de leur méthane grâce à elles. 7 unités soit 26% produisent plus de 50% du méthane à partir de déchets externes.

Les rations peuvent donc être très variées mais en cogénération l'essentiel du gaz produit provient d'une complémenttaion entre déjections animales et déchets externes alors qu'en injection on a une contribution équilibrée entre les déjections les végétaux (surtout CIVE) et les déchets externes.

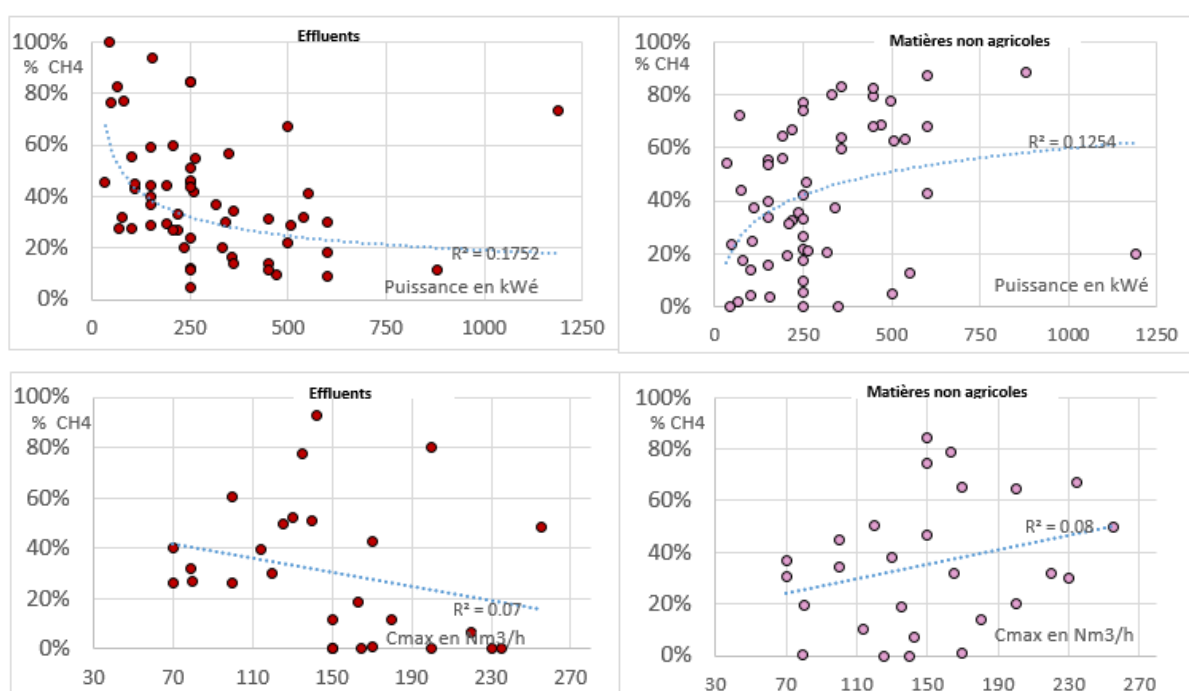


Figure 8 : Contribution des déjections animales (à gauche) et des matières non agricoles (à droite) à la production de biométhane (en %) pour les unités de méthanisation en cogénération (en haut) selon leur puissance (en kW) et en injection (en bas) selon leur Cmax (Nm³/h).

A noter : les exploitants utilisant des déchets externes semblent assez confiants sur la pérennité à moyen terme des gisements quand il s'agit de matières achetées, mais craignent une montée des tarifs du fait de la concurrence. Ceux utilisant des déchets donnant lieu au versement d'une redevance de traitement ressentent les effets de la concurrence qui se traduit par une moindre disponibilité des matières et par des niveaux de redevances baissant rapidement.

3.3.5. Production de méthane et d'énergie par tonne d'intrant

La quantité de méthane produite et valorisée (via le cogénérateur ou l'épurateur) rapportée aux quantités de substrats utilisées conduit à établir un coefficient de production par tonne de matière brute ou de matière organique.

Méthane par tonne	Cogénération			Injection		
	Moyenne	décile 2	décile 8	Moyenne	décile 2	décile 8
m3 CH4 par t Mat. Brute	47	35	60	79	56	103
m3 CH4 par t Mat. Orga.	307	240	374	331	279	363

Tableau 25: Production de méthane par tonne d'intrant

Cette répartition est le reflet des rations moyennes différentes, plus riches en effluents d'élevage moins méthanogènes dans le cas de la cogénération. Les valeurs les plus élevées s'observent en effet dans les unités utilisant des matières végétales, des résidus secs, de la glycérine ou des déchets gras. A l'inverse, les rations comportant principalement des effluents d'élevage vont présenter les ratios de production les plus bas.

3.3.6. Coût des substrats

Méthodologie : les dépenses liées à la production, au transport ou à l'acquisition des différents substrats ont été totalisées. Elles sont ensuite rapportées à la quantité d'électricité ou de gaz livrée. Les redevances perçues pour le traitement de certains déchets sont comptées séparément. Le coût net des substrats est la différence entre le coût des substrats et ces redevances. A noter que ce coût des substrats est différent du coût d'approvisionnement global qui tient compte en plus d'une part d'annuité et de travail spécifique à ce poste et qui sera présenté dans la partie des données économiques.

3.3.6.1. En cogénération.

En cogénération, le coût moyen des substrats utilisés est de 35 EUR par MWh livré. Il est nul pour une unité et s'élève à 83 EUR pour celle ayant le coût le plus élevé. Il est moindre pour les unités de petite puissance, car celles-ci ont principalement recouru à des déjections animales et à des résidus à faible coût, utilisés en quantité assez limitée. A l'inverse, les unités de forte puissance fonctionnent principalement avec des matières qui ont un coût d'achat ou de production parfois important, mais ce sont elles aussi qui bénéficient des plus grosses redevances pour le traitement de déchets.

La perception de redevances pour le traitement des déchets évolue au gré de l'offre et de la demande. Les sites les plus anciens ont pu bénéficier plus fréquemment de ces recettes. 19 unités (33%) perçoivent des redevances déchets ce qui permet en moyenne de baisser le coût des substrats de 6 EUR/MWh soit de 17%, (24% pour les plus grosses). A l'opposé, 5 unités ont un coût net négatif, grâce à des redevances pour traitement de déchet importantes.

Le coût net des substrats présente un écart entre les extrêmes qui atteint 100 EUR/MWh. Cela représente sur une année un différentiel de 200 000 EUR pour une unité de 250 kWé.

Cogénération					
EUR par MWhé livré	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Coût des substrats	35	0	18	54	83
Coût net : substrats - redevances	29	-31	11	51	83
	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW	
Coût des substrats	35	24	34	42	
Coût net : substrats - redevances	29	24	28	32	

Tableau 26 : Coût des substrats en cogénération avec et sans redevance déchet

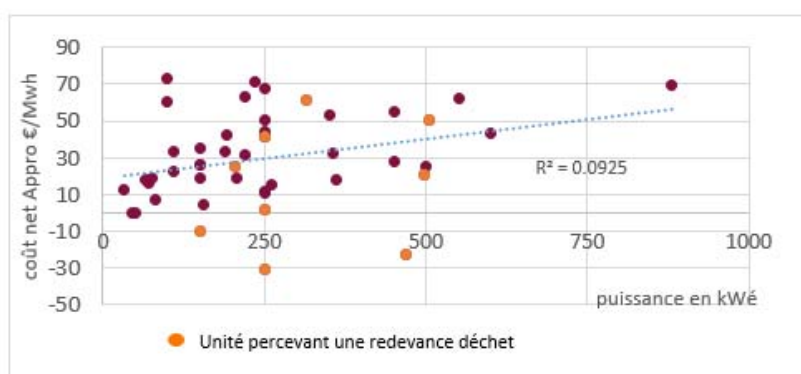


Figure 9 : Coût net des substrats en EUR / MWh pour les unités en cogénération.

3.3.6.2. En injection

En injection, le coût moyen des substrats est de 22 EUR par MWh PCS⁷ livré avec un minimum de 6 EUR/MWh PCS et un maximum de 43 EUR/ MWh PCS.

Injection					
EUR par MWhPCS livré	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Coût des substrats	22	6	14	29	43
Coût net : Substrat - redevances	19	-14	14	29	42
	Moyenne	< 120 Nm ³ /h	120 -180 Nm ³ /h	> 180 Nm ³ /h	
Coût des substrats	22	16	25	23	
Coût net : Substrats - redevances	19	15	20	23	

Tableau 27: Coût des substrats en injection avec et sans redevance déchet

La perception de redevances déchets est moins fréquente qu'en cogénération, quelle que soit la capacité d'injection, et influe moins sur le coût net des substrats. En effet, le parc des unités en injection est plus récent et plus souvent confronté à la concurrence pour avoir accès à ces déchets. Ainsi, seules 6 unités en perçoivent (22%), permettant une baisse moyenne de 3 EUR (-12%) par MWh PCS du coût net des substrats. Dans notre échantillon, ce sont les unités moyennes qui perçoivent le plus de redevance (gain de 5 EUR/ MWh PCS) alors que les plus grosses n'en ont pas. Une seule unité affiche un coût net de substrat négatif.

⁷ MWh PCS : Mégawatt heure calculé avec le Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane qui inclut la chaleur latente de la vapeur d'eau produite par la combustion. C'est l'unité de vente du biométhane injecté dans les réseaux.

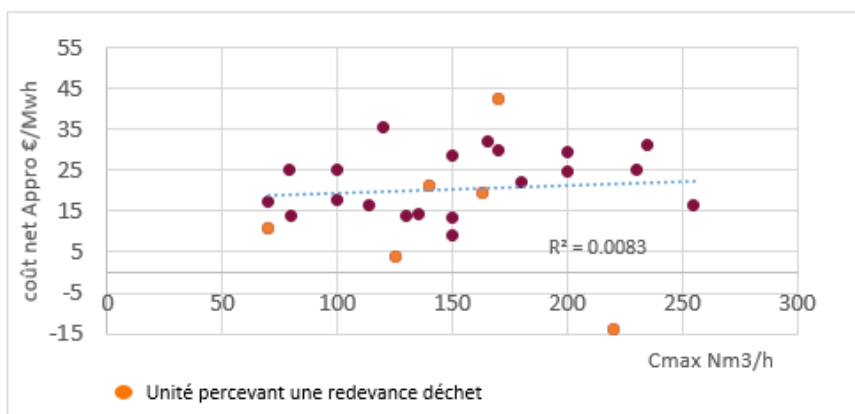


Figure 10 : Coût net des substrats en EUR/ MWh PCS pour les unités en injection.

3.3.7. Avis des exploitants

Approvisionnement	Pas du tout	Pas trop	Assez	Tout à fait
Cogénération	0%	7%	47%	46%
Injection	0%	0%	26%	74%

Tableau 28 : Indice de satisfaction de la partie approvisionnement

En injection, l'ensemble des exploitants sont soit tout à fait satisfaits (74%) soit assez satisfaits (26%) de leur approvisionnement en substrats. En cogénération les avis sont plus partagés avec seulement 46% de « tout à fait satisfaits » et 7% « pas trop ». Ce différentiel est peut être lié à la plus grande ancienneté des unités en cogénération qui ont de ce fait été plus confrontées aux aléas d'approvisionnement des déchets ou aux irrégularités de rendement des CIVE.

A retenir

- En tonnage, les substrats proviennent très majoritairement des exploitations associées à l'unité de méthanisation quelle que soit la valorisation énergétique.
- Les unités en cogénération valorisent une proportion importante de déjections animales (70% en moyenne pour 41% de la production de gaz). L'essentiel du complément est apporté par des déchets externes (19% des tonnages mais 41% du gaz) qui contribuent aussi à baisser le coût net des substrats grâce à la perception fréquente de redevance déchets. Les végétaux (CIVE et cultures) sont utilisés de façon très hétérogène.
- Les unités en injection ont des rations qui, en moyenne, produisent du gaz de façon équilibrée entre les déjections animales, les végétaux et les déchets externes. Pour ce qui concerne les végétaux la contribution des CIVE (28% du gaz) est prépondérante par rapport à celle des cultures énergétiques (6% du gaz). Les déchets externes sont également fréquemment utilisés mais la perception de redevances déchets est plus

3.4. Production du biogaz

La production du biogaz nécessite des infrastructures et des équipements importants. Ce chapitre présente les caractéristiques et les indicateurs de productivité des digesteurs. Les coûts d'investissement ou de fonctionnement sont évoqués dans le chapitre 4.

3.4.1. Procédé de digestion

3.4.1.1. En cogénération

Une unité sur les 57 est en voie sèche discontinue à 65°C. La spécificité de ce procédé implique qu'il ne soit pas pris en compte dans le calcul de certains indicateurs techniques.

Les 56 autres unités utilisent un procédé de fermentation en voie liquide et en infiniment mélangé à température dite mésophile. La température dans le digesteur est en moyenne de 41°C (de 38 à 45°C).

La production de biogaz est réalisée dans un digesteur et selon les cas dans un post-digesteur.

- 39% des sites n'ont pas de post-digesteur soit 22 sites. Ce sont principalement des unités de puissance inférieure à 160 kW (12 sur 22).
- 61% ont un post digesteur soit 34 sites, et la plupart (30/34) sont des unités de puissance supérieure à 160 kW.
- 28% des sites disposent en amont du digesteur d'une fosse de pré-mélange (ou d'hydrolyse).

3.4.1.2. En injection.

26 unités sont en voie liquide infiniment mélangée à température mésophile moyenne de 41 °C (de 37 à 43°C).

1 unité est dite en « voie sèche continue » avec un fonctionnement du digesteur en thermophile (55°C). Une séparation de phase a lieu entre le digesteur et le post digesteur avec une recirculation partielle de la fraction liquide dans le digesteur.

- 26% (7) des installations produisent le biogaz dans un digesteur simple. 5 de ces unités ont moins de 140 Nm³/h.
- 74% (20) ont un post digesteur, dont 7 ont une capacité d'injection inférieure à 140 Nm³/h.
- 26% ont en amont du digesteur une fosse de prémélange ou d'hydrolyse.

3.4.2. Dimensions et productivité des ouvrages de digestion

3.4.2.1. Installations sans post-digesteur

En cogénération, le volume utile du digesteur est de 9 m³ en moyenne par kWé, pour un temps de rétention hydraulique de 59 jours. 20% des unités disposent d'un temps de rétention inférieur à 36 jours. Le temps minimum de 22 j correspond à un petit digesteur ne fonctionnant qu'avec du lisier frais. Ces caractéristiques sont en lien avec les rations riches en substrats rapidement méthanisable (déjections, déchets).

En injection, le volume utile moyen du digesteur est de 33 m³/Nm³/h pour un temps de rétention hydraulique nettement plus important de 83 j. L'utilisation de plus d'intrants végétaux ainsi qu'une marge pour une augmentation future de production peuvent expliquer ce différentiel.

Cogénération	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Volume (m ³ / kWé)	9	3	8	10	14
Temps de rétention (j)	59	22	36	76	92
Injection	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Volume (m ³ /Nm ³ /h)	33	16	24	38	64
Temps de rétention (j)	83	39	53	102	135

Tableau 29: Dimensions et temps de rétention des unités avec un digesteur et sans post digesteur

En cogénération ou en injection, les moyennes de charge organique (kg de matière organique par m³ et par jour) restent voisines alors que la productivité journalière en gaz par mètre cube est plus élevée en injection.

Cogénération	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Productivité (a)	0.7	0.5	0.6	0.7	1.8
Charge organique (b)	2.6	1.6	2.1	2.8	6.7
Injection	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Productivité (a)	0.9	0.4	0.6	1.0	1.6
Charge organique (b)	2.7	1.4	1.9	3.2	5.0

a : m³ de méthane par m³ de digesteur par jour

b : kg de matière organique par m³ de digesteur par jour

Tableau 30: Charge organique et productivité des unités avec un digesteur et sans post digesteur par unité de volume et par jour

Cas particulier : En cogénération une seule valeur dépasse une charge organique de 3 kg/m³/j atteignant 6.7 kg/m³/j. Cette unité de 350 kWé n'a que 34 j de temps de séjour. Sa productivité est maximale par rapport au volume de digesteur et cela est possible avec une ration dense en énergie et facilement méthanogène mais avec toutefois un risque de non valorisation optimale du potentiel méthanogène de la ration.

3.4.2.2. Installations avec digesteur et post-digesteur

En cogénération, le volume global de digestion s'élève en moyenne à 13 m³ par kWé avec un temps de rétention hydraulique de 114 jours avec de très grands écarts. Pour les 60% des unités (celles comprises entre le décile 2 et 8), les paramètres volume et temps de rétention varient d'un facteur 2 alors que la charge organique varie d'un facteur 2.4.

En injection, on trouve un temps de rétention moyen de 109 jours, proche du précédent avec la même variabilité d'un facteur 2 pour les 60% d'unités entre le décile 2 et 8. Les volumes sont un peu plus homogènes (facteur 1.5). La charge organique est sensiblement plus élevée et homogène tout comme la productivité journalière par unité de volume.

Cogénération dig + post dig	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Volume (m ³ /kWé)	13.3	5.6	7.6	15.6	40.0
Temps de rétention (j)	114	46	71	150	291
Productivité (a)	0.5	0.1	0.4	0.7	1.1
Charge organique (b)	1.6	0.5	0.9	2.2	3.5
Injection dig + post dig	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Volume (m ³ /Nm ³ /h)	39.9	23.1	29.9	47.0	74.4
Temps de rétention (j)	109	49	71	143	223
Productivité (a)	0.6	0.4	0.5	0.8	0.9
Charge organique (b)	1.9	1.2	1.6	2.3	2.8

a : m³ de méthane par m³ de digesteur (ou digesteur+post digesteur) par jour

b : kg de matière organique par m³ de digesteur (ou digesteur+post digesteur) par jour

Tableau 31: Dimensions et productivité des unités avec digesteur et post digesteur

Au-delà de quelques cas particuliers, la majorité des installations présentent des dimensionnements d'ouvrage cohérents avec les standards habituels. La nature des substrats et la densité énergétique de la ration justifient des besoins différents. Les conceptions propres à chaque constructeur et les stratégies des porteurs de projet par rapport à des perspectives d'augmentation de puissance expliquent également les variabilités constatées.

A noter : le statut particulier du post-digesteur, à la fois ouvrage de digestion et de stockage de digestat, entraîne une difficulté d'appréciation. Sur certains sites cet ouvrage est entièrement nécessaire à la

production du gaz et pourrait être qualifié de second digesteur. Sur d'autres sites, un ouvrage plus petit suffirait pour la production du gaz, sa fonction de stockage de digestat étant alors prépondérante.

3.4.2.3. Les problèmes rencontrés

Arrêt biogaz	Cogénération		Injection	
	Nb	%	Nb	%
Nb d'unités > 3j arrêt	22	39%	9	33%
	Moyenne	Maxi	Moyenne	Maxi
Nb de jours d'arrêt	14	41	5	25

Tableau 32: Fréquence des problèmes rencontrés lors de la production de biogaz

39% des unités en cogénération et 33% en injection ont connu des soucis de production de gaz dépassant 3 j consécutifs pour une durée moyenne de 14 jours en cogénération et de 5 jours en injection. 14 unités ont eu plus de 10 jours d'arrêt en cogénération contre 8 en injection. Les causes sont multiples et concernent des problèmes divers.

Le tableau ci-dessous en dresse la répartition pour l'échantillon Prodige 2.

Causes arrêt biogaz	Cogénération (Prodige 2)			Injection		
	Nb unités	tot jours indispo	% tps indis	Nb unités	tot jours indispo	% tps indis
Appro biomasse	9	77	42%	1	1	1%
Amont digesteur	8	59	32%	8	27	29%
Niveau digesteur	7	31	17%	9	45	49%
Biologie	4	14	8%	6	20	21%

Tableau 33: Origine des problèmes rencontrés lors de la production de biogaz

En injection, les problèmes sont davantage liés à la gestion du digesteur et à la biologie alors qu'en cogénération ils concernent préférentiellement l'amont du digesteur et l'incorporation des intrants. Les problèmes rencontrés au niveau du fonctionnement et de la biologie du digesteur semblent dans l'ensemble assez peu fréquents et plutôt bien maîtrisés :

- Formation excessive de mousse : fréquent sur 3 sites, assez fréquent sur 2 sites
- Formation de croûte difficile à gérer sur 3 sites
- Excès de soufre (H₂S) : assez fréquent sur plusieurs sites
- Acidose : problème rencontré suite au curage sur 2 sites
- Antibiotique suite à une erreur de livraison de déchet de céréales sur 1 site

23 unités en cogénération (40%) et 18 en injection (67%) ont un contrat d'assistance « biologique » à la production du biogaz.

3.4.2.4. Avis des exploitants

La quasi-totalité des exploitants se montre satisfaits de la production de biogaz. Seuls 3% en cogénération se plaignent de difficultés de fonctionnement. Toutefois si 75% en injection sont très satisfaits ils ne sont que 40% en cogénération.

Satisfaction	Pas du tout	Pas trop	Assez	Tout à fait
Production du biogaz cogé	0%	3%	57%	40%
Production du biogaz inj.	0%	0%	26%	74%

Tableau 34: Indice de satisfaction de la production de biogaz

A retenir

- Les unités enquêtées ont un processus de digestion très majoritairement en voie liquide, infiniment mélangé et mésophile.
- Les unités n'ayant qu'un seul digesteur sont minoritaires (39% en cogénération et 26% en injection) et concernent plutôt de petites unités. Le temps de séjour moyen en cogénération est de 39 j contre 83 j en injection (ration moins rapidement méthanisable).
- La majorité des unités ont un digesteur et un post digesteur, ce qui permet d'augmenter le temps de rétention hydraulique (110 j en moy.) mais aussi d'apporter plus de souplesse dans le stockage de digestat. Les dimensionnements sont majoritairement cohérents avec les standards habituels de temps de rétention et de charge organique.

3.5. Consommation d'électricité

3.5.1. En cogénération

En cogénération, la consommation électrique des unités (hors auxiliaires cf.3.1.5) est essentiellement liée à la production du biogaz. Elle correspond en moyenne à 10% de la production d'électricité livrée. Les unités les plus économes se placent en dessous de 6%. Pour d'autres, le niveau de consommation atteint 15 à 20% ce qui dégrade fortement l'efficacité énergétique et augmente les charges d'exploitation (achat d'électricité, usure des matériels concernés par un usage intensif). Certaines conceptions d'installations tendent à augmenter la consommation électrique, mais cette dernière dépend aussi d'autres facteurs tels que la nature des intrants et la conduite des ouvrages de digestion en lien parfois avec les problématiques de croûtage ou de moussage.

	Cogénération		
	Moyenne	décile 2	décile 8
kWh consommés	205 021	85 000	289 700
% des kWh élec. livrés	10.4%	6.3%	14.4%

Tableau 35 : Consommation électrique en cogénération

3.5.2. En injection

En injection, la consommation totale moyenne de kilowattheures est 5.5 fois supérieure à celle des unités en cogénération.

L'électricité nécessaire au poste d'épuration représente en moyenne 61% de la consommation totale, le reste étant lié à la production du biogaz et éventuellement au traitement du digestat. Il a été difficile au niveau de l'enquête d'obtenir des valeurs précises de consommation par grands postes.

La consommation totale correspond à 9.1 % des kilowattheures PCS vendus. Les meilleures unités sont en dessous de 7% et celles qui consomment le plus dépassent 11% (max à 17%). Les variations au niveau de la production du biogaz dépendent des volumes de digesteurs à brasser, du type de matériels mais aussi du pourcentage de matière sèche du digesteur. Encore plus qu'en cogénération, l'optimisation des consommations électriques est, en injection, un levier fort d'optimisation des charges d'exploitation et donc de rentabilité.

Plusieurs unités ont des projets d'autoconsommation électrique grâce à des panneaux photovoltaïques mais aucune installation de ce type n'était fonctionnelle au moment de l'enquête.

	Injection		
	Moyenne	décile 2	décile 8
kwh consommés	1 136 688	693 470	1 451 413
% des kWh PCS livrés	9.1%	7.1%	10.6%

Tableau 36 : Consommation électrique en injection

3.6. Valorisation de la chaleur

3.6.1. Part valorisée

Méthodologie : suite à l'abandon en 2016 de la prime d'efficacité énergétique au niveau du tarif de vente de l'électricité, les flux d'énergie thermique produite par la cogénération en direction des différents postes de valorisation ne sont généralement plus mesurés. A défaut, des estimations ont été faites, souvent basées sur les mesures des années antérieures ou en fonction de l'importance accordée à tel ou tel usage (puissance mobilisée, durée d'utilisation dans l'année). Les résultats suivants ne donnent donc qu'un ordre de grandeur en % de chaleur récupérée sur le cogénérateur.

La chaleur du cogénérateur serait ainsi valorisée à hauteur de 57% en moyenne, dont 30% pour le chauffage du digesteur et 27% pour d'autres usages.

	Moyenne	décile 2	décile 8
Au global	57%	35%	78%
Chauffage digesteur	29%		
Autres usages	27%		

Tableau 37: Part de chaleur valorisée en cogénération

En termes d'efficacité énergétique globale la chaleur valorisée hors chauffage du digesteur et l'électricité produite représenteraient en moyenne 50 % de l'énergie du biogaz. Médiane à 47%.

3.6.2. Les principaux usages

49 % des unités en cogénération n'utilisent la chaleur qu'à des fins de chauffage (habitations, porcherie, poulailler). Deux unités ont réalisé un réseau de chaleur pour la vendre à des tiers. Le taux de valorisation de la chaleur de ce sous-groupe est en moyenne de 51%.

51% des unités, en plus d'un usage pour du chauffage, utilisent la chaleur dans un atelier connexe de type séchoir et/ou serre (maraichère ou spiruline). Les séchoirs sont présents sur 44% des sites. Certains sont assez simples (séchage à plat multiproduits), d'autres sont des séchoirs mécanisés ou des séchoirs en grange ayant nécessité des investissements plus importants. Les matières séchées sont principalement des fourrages, des graines et des plaquettes de bois. Leur utilisation est souvent saisonnière. Le taux de valorisation de la chaleur de ce sous-groupe est de 62%.

3.6.3. Avis des exploitants

Un des sujets sur lequel il y a le moins de consensus chez les exploitants est la satisfaction sur la valorisation de la chaleur. 39% expriment ainsi une déception marquée et 35% sont à l'opposé totalement satisfaits. Ces derniers ont trouvé dans la valorisation de la chaleur une source de gains ou d'économie intéressante. Les déceptions proviennent dans quelques cas d'une inadaptation des ouvrages construits et dans la majorité des cas d'un manque de rentabilité et/ou d'une charge de travail excessive.

Satisfaction	Pas du tout	Pas trop	Assez	Tout à fait
Valorisation chaleur	14%	25%	26%	35%

Tableau 38 : Indice de satisfaction de la valorisation de la chaleur

3.7. Gestion du digestat

3.7.1. Quantité de digestat

Le volume de digestat brut produit correspond en moyenne à 92% des quantités d'intrants utilisés. Cette valeur moyenne est en accord avec un calcul théorique basé sur la ration (91%).

54% (31) des sites en cogénération sont équipés d'un séparateur de phase contre 74% (20) en injection. Dans la majorité des cas il s'agit d'un séparateur de type « vis presseuse » ; 6 sites (4 en cogénération et 2 en injection) ont recours à un séparateur centrifuge et un autre à un tamis vibrant.

Ce sont principalement les sites produisant des digestats à forte teneur en matière sèche (> 9%) qui ont recours à la séparation de phase. En cogénération 69% des unités équipées traitent au moins 90% du digestat, et en injection elles sont 75%.

Traitement digestat	Cogénération		Injection	
	Nb	%	Nb	%
Vis presseuse	26	46%	18	67%
Centrifugeuse	4	7%	2	7%
Tamis	1	2%	0	0%
Total	31	54%	20	74%

Tableau 39: Nombre d'unités utilisant une séparation de phase du digestat

L'indice de satisfaction de ce type de matériel est contrasté. Que ce soit en cogénération ou en injection, 52% des exploitants concernés sont, soit « pas trop satisfaits », soit « pas du tout satisfaits », ces derniers étant plus nombreux en cogénération (17% contre 5% en injection). Les raisons avancées sont liées à de fréquentes pannes, à des bourrages, à une consommation électrique excessive. Un tiers sont toutefois tout à fait satisfaits en cogénération et en injection.

3.7.2. Stockage du digestat liquide

Les volumes de stockage de digestat liquide (brut ou après séparation de phase) varient de 785 à 26 000 m³ (médiane à 4 200 m³) en cogénération et de 3 575 m³ à 28 400 m³ (médiane à 8 100 m³) en injection. En cogénération, la capacité de stockage permet une durée de stockage (sans épandage) moyenne de 6,3 mois. Mais 40% des sites disposent de moins de 5,3 mois de stockage, ce qui peut être insuffisant pour permettre une bonne valorisation agronomique de tout le digestat produit. En injection, la capacité moyenne est beaucoup plus élevée avec 9.4 mois et seulement 20% des unités ont moins de 5.6 mois.

Capacité stockage (mois)	Moyenne	Médiane	décile 2	décile 4	décile 6	décile 8
Cogénération	6.3	5.8	4.2	5.3	6.4	8.1
Injection	9.4	7.2	5.6	7.0	8.1	12.7

Tableau 40: Capacité de stockage du digestat liquide en mois

Le taux de couverture des fosses varie de 0 à 100% pour une moyenne à 55% (exprimé en volume de fosse) en cogénération et 65% en injection. Pour les 40% des sites les mieux couverts, il avoisine 100% quelle que soit la valorisation énergétique, alors que les 20% des unités les moins couvertes affichent un taux nul en cogénération et de 21% en injection.

3.7.3. Stockage du digestat solide

Les quantités à épandre varient de 200 à 9 560 t en cogénération (pour 16 unités Prodiges 2) et de 50 à 12 000 t en injection.

Mise à part une unité collective qui stocke le résidu solide de séparation de phase dans les fumières des exploitations associées, les autres disposent d'une aire de stockage sur site. La surface varie dans les mêmes proportions en cogénération (de 50 à 2 145 m²) et en injection (de 40 à 2 117 m² avec une même

médiane à 300 m². Ces aires sont couvertes dans 58% des cas en cogénération (dont 55% en totalité) contre 56% en injection (50% en totalité). Dans certains cas, le digestat solide est stocké en partie au champ avant épandage. Cela concerne 4 unités en injection pour un stockage de 25% à 33% et 3 en cogénération pour un stockage de 50% à 100%.

3.7.4. Epandage du digestat

Les digestats liquides sont épandus à 75% en cogénération (uniquement unités Prodiges2) et à 89% en injection sur les terres des exploitations porteuses de l'unité de méthanisation. Pour 44% des sites en cogénération et 70% en injection, l'épandage se fait à 100% sur les terres du ou des porteurs de l'unité. Pour les digestats solides ce type d'épandage sur terres en propres représente 50% en cogénération et 67% en injection.

Le reste des volumes sont épandus chez des agriculteurs voisins non associés à l'unité ou, pour le solide, transférés en partie plus loin sous forme de produit fertilisant. 3 unités enquêtées pour Prodiges 1 sont dans ce dernier cas, pour 15 à 20% des tonnages de digestat solide, mais nous n'avons pas l'information pour Prodiges 2.

Destination épandage digestat	Cogénération		Injection	
	Liquide	Solide (Prodige2)	Liquide	Solide
Chez Agri métha	75%	50%	89%	67%
Chez Tiers	25%	50%	11%	33%

Tableau 41 : Répartition des volumes de digestats liquides et solides épandus

L'épandage de digestat liquide est réalisé très majoritairement avec une rampe à pendillards ou un enfouisseur, ce qui limite les risques de perte d'ammoniac par volatilisation. Seuls 5% des volumes sont épandus avec une buse à palette en cogénération et c'est anecdotique en injection. L'épandage sans tonne concerne 9% des volumes en cogénération et 28% en injection.

Epandage digestat	Cogénération	Injection
	% vol	% vol
buse palette	5.0%	0.4%
rampe à buse	3.4%	2.9%
Pendillard	71.5%	80.2%
enfouisseur	12.4%	6.9%

Tableau 42 : Proportion de digestat liquide épandu par type de matériel d'épandage

3.7.5. Avis des exploitants

Les exploitants sont à 95% satisfaits ou très satisfaits (100% en injection) de pouvoir disposer des digestats, pour différentes raisons (faible odeur, bonne efficacité, économie sur l'achat de fertilisants...). Pour quelques-uns, en cogénération, c'est l'accroissement des quantités d'effluent à gérer (plus de travail, plus de km à parcourir...) qui les conduit à être plus réservés.

Valorisation digestat	Pas du tout	Pas trop	Assez	Tout à fait
Cogénération	0%	5%	39%	56%
Injection	0%	0%	48%	52%

Tableau 43 : Indice de satisfaction de la valorisation du digestat

A retenir

- Les volumes de digestats représentent 92% des tonnages d'intrants. Les valeurs médianes des capacités de stockage sont de 5.8 mois en cogénération et 7.2 mois en injection.
- La séparation de phase est fréquente (54% de sites en cogénération et 74% en injection), réalisée le plus souvent avec une presse à vis. Le taux de satisfaction de ces équipements est plutôt médiocre.

3.8. Temps de travail

Méthodologie : Il s'agit de cerner le temps de travail nécessaire à l'activité propre de la méthanisation. Les temps consacrés à la production de cultures destinées à alimenter le digesteur, à l'épandage des digestats ou à la valorisation de la chaleur dans des ateliers connexes n'ont pas été comptabilisés.

3.8.1. Temps de travail pour la méthanisation

Le travail que nécessite l'exploitation, l'entretien et le suivi de l'installation de méthanisation correspond en moyenne à 1 500 h en cogénération soit un peu moins d'1 UTH, contre 3 200 h en injection soit 2 UTH. On note toutefois de grandes différences en fonction de la taille des unités.

Cogénération	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Heures de travail	1 534	589	1 003	2 661
Unité de travail *	0.96	0.37	0.63	1.66
Injection	Moyenne	< 120 Nm3/h	120 -180 Nm3/h	> 180 Nm3/h
Heures de travail	3 232	1 714	3 889	3 469
Unité de travail *	2.01	1.07	2.42	2.16

* base de 1600 heures / an

Tableau 44 : Temps de travail en injection et cogénération par taille d'unités

Ramené à l'unité de production d'énergie, le volume horaire moyen est de 541 heures soit 0.34 UTH pour 100 kWé en cogénération et 552 h soit également 0.34 UTH pour 25 Nm3/h en injection.

En cogénération, ce ratio peut être plus élevé pour les unités de faible puissance (figure 11), tandis que les plus grandes unités bénéficient d'une économie d'échelle. Par contre en injection, malgré une forte hétérogénéité, la charge de travail semble plus linéaire en fonction de la taille ; les plus grandes unités étant confrontées à des logistiques plus importantes au niveau de l'approvisionnement.

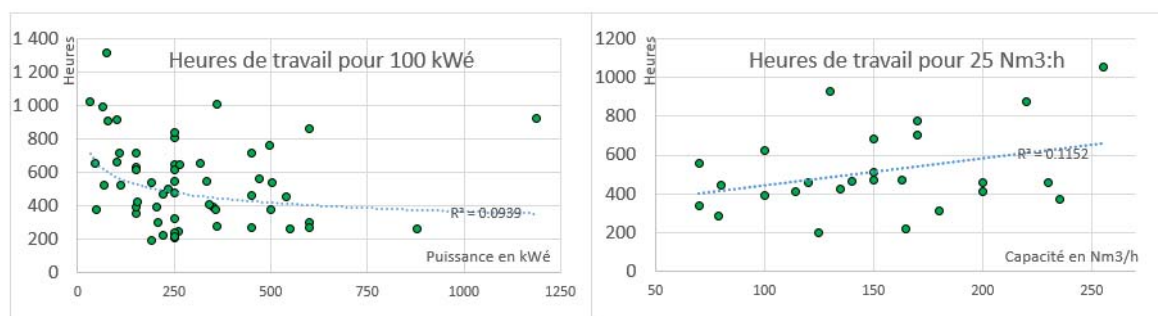


Figure 11 : Temps de travail annuel pour 100 kWé et 25 Nm³/h en fonction de la puissance de l'unité

3.8.2. Ventilation du temps de travail par grand poste

Il a été demandé aux exploitants durant l'enquête de ventiler leur temps de travail par grand poste. Il en ressort que la majorité du temps est consacré à la gestion du digesteur et à la production du biogaz (52% en cogénération et 64% en injection). L'approvisionnement représente 20% à 25% du temps alors que la valorisation énergétique représente 17% en cogénération et 9% en injection. La gestion du digestat hors épandage représente 6 à 7%.

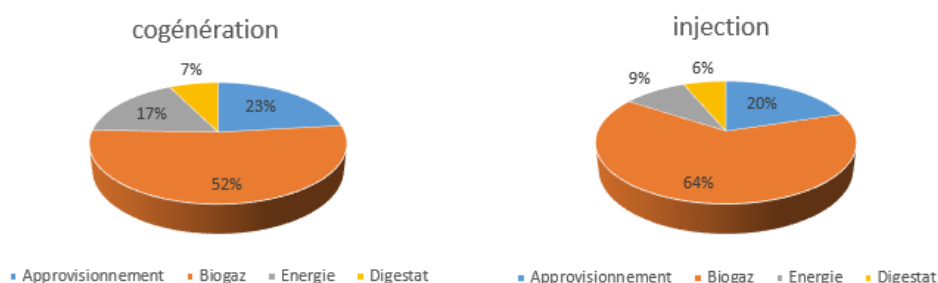


Figure 12 : Répartition du temps de travail par grand poste

3.8.3. Avis des exploitants

Travail	Pas du tout	Pas trop	Assez	Tout à fait
Cogénération	2%	14%	42%	42%
Injection	7%	15%	48%	30%

Tableau 45 : Indice de satisfaction du poste travail

Les exploitants sont satisfaits du (temps de) travail consacré à leur unité de méthanisation à 84% en cogénération et 78% en injection. Les non-satisfactions découlent de difficultés techniques récurrentes que connaissent quelques unités, entraînant un surcroît de travail non prévu.

A noter : Le fait de devoir suivre, gérer les alarmes et intervenir tous les jours (24h/24h) est pesant pour certains. Les imprévus nécessitent des interventions rapides qui demandent de la disponibilité, or cela peut être difficile à gérer quand il faut s'occuper d'autres ateliers (élevages) en parallèle. L'exploitation d'atelier de séchage constitue aussi un problème pour certains à cause des pointes de travail supplémentaire qu'il n'est pas toujours facile d'assurer. Enfin, les tâches administratives sont souvent pointées du doigt comme plus chronophages que prévu.

4. Analyse des résultats économiques

Cette partie vise à établir des références permettant de comparer les performances économiques des unités de méthanisation et de cerner les leviers d'optimisation de la rentabilité.

4.1. Coût de construction des installations

4.1.1. En cogénération

Le montant des dépenses réalisées pour la construction, aussi appelé investissement, est en moyenne de 7 713 EUR par kWé (puissance actuelle du ou des cogénérateurs).

L'enquête a permis de répartir les investissements par grands postes. La production de biogaz est le plus coûteux (58%) puis la conversion en électricité (21%). Les autres postes concernant le stockage des intrants, le traitement du digestat et la valorisation chaleur représentent 21% des investissements.

EUR pour 1 kWé	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Global	7 713	3 425	5 857	9 639	16 576
Production du biogaz	4 510	1 125	3 036	5 865	13 466
Conversion en électricité	1 756	311	1 183	2 225	4 592
(biogaz+élec) / global	79%	45%	69%	91%	100%

Tableau 46 : Coût de construction des installations de cogénération par kWé et par poste

Ce ratio varie d'une installation à l'autre dans une large fourchette, en lien avec la diversité des installations et en particulier leur taille. La dégressivité en fonction de la puissance électrique apparaît nettement sur la figure 13. L'effet « économie d'échelle » joue donc fortement. Cependant, on observe aussi, pour une même taille de puissance, des différences importantes.

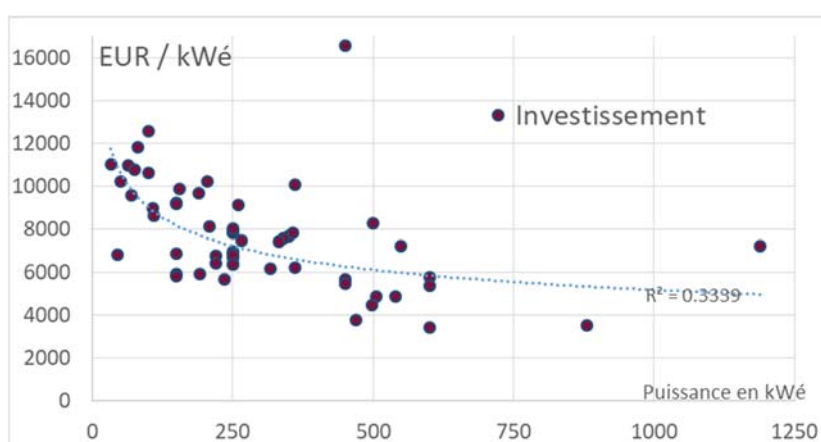


Figure 13 : Investissement (en EUR par kWé) selon la puissance de l'installation de cogénération

Ces unités ont très majoritairement bénéficié de subventions à l'investissement avec des dispositifs spécifiques à chaque région. Seules 4 n'en ont pas eu. En moyenne, cela représente 1 753 EUR par kWé, soit 22% de l'investissement.

EUR pour 1 kWé	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Subventions	1 753	0	968	2 642	4 677
en % investissement	22%	0%	13%	32%	41%
Investis - subvention	5 961	2 783	4 571	6 899	13 983

Tableau 47: Part des subventions dans le coût de construction des installations de cogénération

Le montant des investissements après déduction des subventions s'élève en moyenne à 5 961 EUR par kWé. Il est plus élevé de 24% pour les unités de petite puissance (7 397 EUR/ kWé) et minoré de 10% pour les unités de grande puissance (5 363 EUR/kWé).

EUR par kW	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Investissement	7 713	10 180	7 525	6 646
Subvention	1 753	2 783	1 694	1 283
% invest	23%	27%	23%	19%
Investissement - subvention	5 961	7 397	5 831	5 363

Tableau 48 : Part des subventions dans le coût de construction des installations de cogénération en fonction de leur taille

4.1.2. En_injection

1 unité présente des montants d'investissement de plus de 54 000 EUR par Nm³/h de capacité maximale d'injection. Cette valeur englobe des investissements exceptionnels liés à une valorisation du gaz spécifique. Il est jugé préférable que l'analyse des données sur cet indicateur soit faite en excluant cette valeur.

Pour les 26 autres unités en injection, les montants d'investissement sont en moyenne de 31 465 euros par Nm³/h de capacité maximale d'injection au moment de l'enquête. 54% de ce montant est consacré aux ouvrages et équipements servant à la production du biogaz et 31% à la conversion en biométhane. Les autres postes, à savoir le stockage des intrants et le traitement du digestat, représentent 15% du total des investissements.

Cette valeur moyenne de 31 500 €/Nm³/h est assez faible par rapport à celle observée pour les projets de ces dernières années. Si on effectue le ratio du montant des investissements sur la Cmax de démarrage et non celle constatée au moment de l'enquête, on obtient la valeur moyenne de 41 363 €/Nm³/h ce qui est plus proche des ratios habituels. Ce différentiel s'explique par le fait que 70% des unités ont augmenté leur Cmax par rapport à celle de démarrage sans investissements supplémentaires.

EUR pour 1 Nm ³ /h	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Global	31 465	15 419	24 029	36 765	53 279
Production du biogaz	16 840	5 635	10 774	21 815	27 984
Conversion en biométhane	9 363	5 400	7 384	11 402	13 786
(biogaz+epur) / global	85%	43%	83%	92%	96%

Tableau 49 : Coût de construction des installations en injection par Nm³/h et par poste

Comme en cogénération, ce ratio varie d'une installation à l'autre dans une large fourchette, en lien avec la diversité des installations et en particulier leur taille. L'effet « économie d'échelle » est toutefois moins marqué qu'en cogénération (cf figure 14). Un ensemble d'unités entre 120 et 160 Nm³/h affichent des valeurs d'investissement nettement supérieures aux unités inférieures à 100 Nm³/h. La dynamique de croissance en injection fait que l'investissement identifié au moment de l'enquête correspond, sur certains sites, à une perspective d'évolution rapide de la capacité maximale d'injection mais qui n'est pas encore fonctionnelle. Le ratio par Nm³/h peut être dans ces cas-là surestimé.

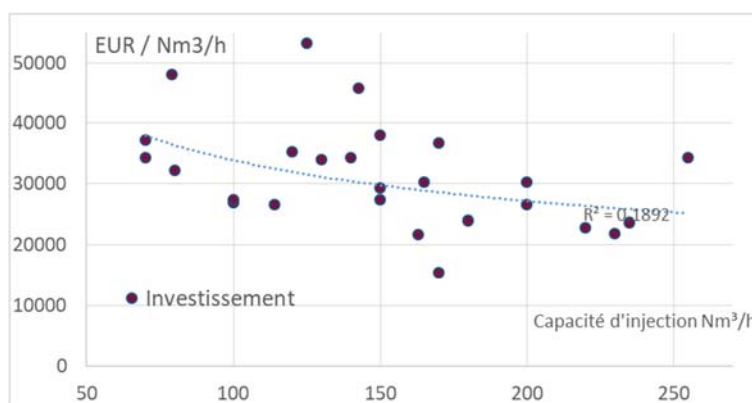


Figure 14 : Investissement (en EUR par Nm³/h), selon la capacité d'injection de l'installation.

20 unités sur les 25 ont bénéficié de subventions avec des dispositifs propres à chaque région. En moyenne, cela représente 4 835 EUR par Nm³/h, soit 15% de l'investissement.

EUR pour 1 Nm ³ /h	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Subventions	4 835	0	2 184	7 487	10 808
en % investissement	15%	0%	0%	23%	0
Investis - subvention	26 816	14 834	22 664	31 471	53 279

Tableau 50 : Part des subventions dans le coût de construction des installations en injection

Le montant des investissements après déduction des subventions s'élève en moyenne à 26 816 EUR par Nm³/h. Il est plus élevé de 3% pour les unités de petite puissance (27 557 EUR/Nm³/h) et minoré de 16% pour les unités de grande puissance (22 582 EUR/Nm³/h).

Euro par Nm ³ /h	Moyenne	< 120 Nm ³ /h	120 -180 Nm ³ /h	> 180 Nm ³ /h
Investissement	31 465	33 230	32 769	26 580
Subvention	4 835	5 673	4 765	3 998
% invest	15%	17%	15%	15%
Investis - subvention	26 816	27 557	28 005	22 582

Tableau 51 : Part des subventions dans le coût de construction des installations en injection en fonction de leur taille

A retenir

- En cogénération, le coût de construction est en moyenne de 7 700 EUR/ kWé avec un facteur d'échelle important (plus de 10 000 EUR/kWé pour les unités inférieures à 140 kWé). Ceci est corrigé en partie par un taux de subvention supérieur pour les plus petites unités (27% contre une moyenne à 23%).
- En injection, le coût de construction est en moyenne de 31 500 EUR/ Nm³/h de capacité maximale d'injection au moment de l'enquête, avec un facteur d'échelle moins marqué. Toutefois calculé sur la base de la C_{max} de démarrage des projets le

4.2. Coûts de production

Pour l'ensemble de cette partie, l'échantillon d'analyse en injection concerne 26 unités. L'installation ayant un processus particulier de valorisation du gaz est jugée trop atypique.

4.2.1. Coût de production de l'électricité

Le coût de production est obtenu par addition des charges liées à l'investissement (chapitre 4.1), au travail (chapitre 3.8) et des différents frais d'approvisionnement, d'entretien et d'exploitation de l'unité de méthanisation enregistrés durant la période étudiée ; le tout est rapporté à la quantité d'énergie vendue (électricité ou biométhane).

Le coût de production moyen pour les 57 unités en cogénération est de 191 EUR par MWhé.

EUR par MWhé	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Coût de production	191	136	158	215	349

Tableau 52 : Coût de production global en EUR/ MWhé en cogénération

Pour 60% des unités autour de la médiane, il varie de 158 à 215 EUR par MWhé, tandis que les extrêmes vont de 136 à 349 (rapport de 1 à 2.5). La figure 14 illustre cette forte variabilité. Une tendance à la baisse selon la puissance de l'unité apparaît, mais la corrélation est faible. Des unités de toutes tailles peuvent ainsi se situer à 150 EUR par MWh.

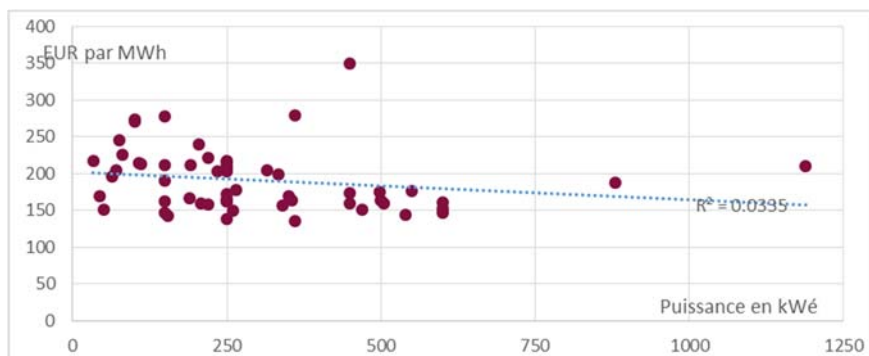


Figure 15 : Coût de production en fonction de la puissance de l'unité de cogénération

4.2.2. Coût de production du biométhane.

Pour les 26 unités en injection retenues pour cette analyse, le coût de production moyen est de 90 euros par kWh PCS vendus.

EUR par MWh PCS	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Coût de production	90	57	75	105	137

Tableau 53 : Coût de production global en EUR/MWh PCS en injection

Pour 60% des unités autour de la médiane, il varie de 75 à 105 EUR par MWh, tandis que les extrêmes vont de 57 à 137 EUR (rapport de 1 à 2.4). La figure 15 illustre cette forte variabilité. Aucune tendance à la baisse selon la puissance de l'unité n'est mise en évidence.

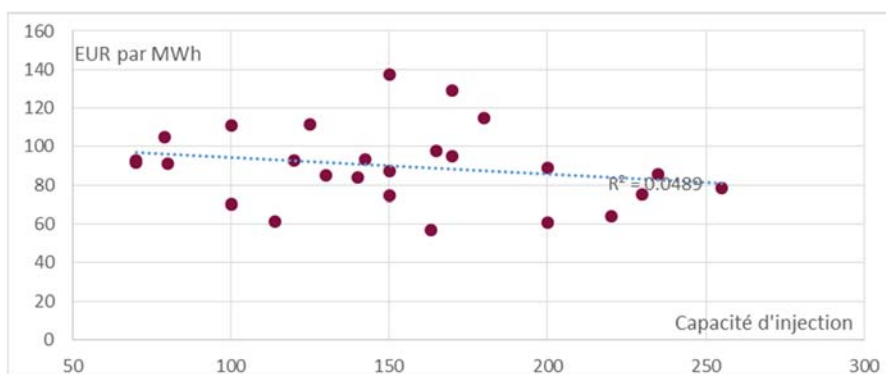


Figure 16 : Coût de production en fonction de la capacité d'injection de l'unité de méthanisation.

4.2.3. Coût de production et puissance électrique de l'unité

Les tableaux suivants donnent les coûts et leurs principales composantes pour les 3 sous-groupes de puissance en cogénération.

EUR par MWh	Total	Investis.	Exploitation	Travail
< 140 kW	217	105	90	21
140 -300 kW	187	78	97	12
> 300 kW	182	74	93	16
Moy.Total	191	81	94	15

Tableau 54 : Coût de production en cogénération par type de charge et par taille d'unité

Les unités de petite puissance ont une majoration de 26 EUR de leur coût de production par rapport à la moyenne générale, par suite de charges plus élevées sur l'investissement et le travail. Les unités de forte puissance sont 9 EUR en dessous de la moyenne, du fait principalement du moindre coût d'investissement (économie d'échelle).

EUR par MWh	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Approvisionnement	45	35	43	52
Conversion biogaz	88	103	90	79
Conversion énergie	41	59	37	35
Gestion digestat	14	16	14	14
Valorisation chaleur	2	4	2	2
Total	191	217	187	182

Tableau 55 : Coût de production en cogénération par poste et par taille d'unité

Sur le poste « approvisionnement », les unités de petite puissance ont des coûts sensiblement plus bas que la moyenne, ce qui est l'inverse pour celles de grande puissance (voir aussi chapitre 3.3). Ceci ne suffit pas à compenser (sauf cas particulier) les surcoûts liés à l'investissement sur les postes de conversion en biogaz et en énergie.

4.2.4. Coût de production et capacité d'injection de biométhane

Les tableaux suivants donnent les coûts et leurs principales composantes pour les 3 sous-groupes de capacité d'injection en biométhane.

EUR par MWh	Total	Investis.	Exploitation	Travail
< 120 Nm ³ /h	89	31	53	5
120 -180 Nm ³ /h	97	32	58	7
> 180 Nm ³ /h	75	26	45	4
Moy.Total	90	30	54	6

Tableau 56 : Coût de production en injection par type de charge et par taille d'unité

La répartition des coûts de production ne met pas ici en évidence d'économie d'échelle entre les deux plus petites catégories. Les unités de taille moyenne affichent en effet des coûts de 7 EUR au dessus de la moyenne alors que ceux des plus petites sont 1 EUR en dessous. Une explication au moins partielle peut être recherchée dans l'effet déjà mentionné d'anticipation des investissements sur certains sites en vue d'une augmentation future de production. Les charges d'investissement sont alors surestimées par rapport à la production du site actuelle. Une autre tient au fait que les rares unités en sous production dans l'échantillon sont dans cette catégorie. Le rapport des charges au MWh PCS produit apparait de fait pour ces sites plus élevé. L'effet « économie d'échelle » est par contre plus net pour les plus grosses unités dont la moyenne des coûts est de 15 EUR en dessous de ceux de la moyenne générale et inférieure sur tous les postes de charges.

EUR par MWh	Moyenne	< 120 Nm ³ /h	120 -180 Nm ³ /h	> 180 Nm ³ /h
Approvisionnement	25	18	28	26
Conversion biogaz	34	34	38	25
Conversion énergie	26	33	25	18
Gestion digestat	6	5	6	6
Total	90	89	97	75

Tableau 57 : Coût de production en injection par poste et par taille d'unité

A noter que sur le poste « approvisionnement », les unités de petite capacité, comme en cogénération, ont des coûts de production sensiblement plus bas que la moyenne, du fait qu'elles utilisent plus de déjections animales généralement gratuites. Inversement les plus grosses unités doivent rechercher des matières méthanogènes plus coûteuses, mais ceci est largement compensé par l'économie d'échelle réalisée sur les postes biogaz et énergie.

4.2.5. Composantes principales du coût de production

Le tableau suivant présente une (double) décomposition du coût de production moyen selon 5 postes opérationnels (approvisionnement, production du biogaz, production de l'électricité, gestion du digestat, utilisation de la chaleur) et selon 3 catégories de charges (investissement, exploitation, travail).

Cogénération EUR par MWh	Total	Investis.	Exploitation	Travail
Approvisionnement	45	6	35	4
Conversion biogaz	88	47	34	8
Conversion énergie	41	20	18	3
Gestion digestat	14	6	7	1
Valorisation chaleur	2	2	0	0
Total	191	81	94	15

Tableau 58 : Décomposition du coût de production en cogénération par poste et par type de charge

En cogénération, ramenés au MWh vendu, les coûts d'exploitation représentent 49% du coût de production. La part des charges d'investissement est assez importante avec 42% tandis que celle du travail voisine 8%.

Au niveau des postes, c'est celui de la production de biogaz qui pèse le plus avec 46% du coût global de production. Ce chiffre est toutefois sans doute surestimé car certaines charges de la comptabilité imprécises ont été affectées par défaut sur ce poste de même que les investissements n'entrant dans aucune des autres catégories. Le poste approvisionnement et conversion en énergie représentent 24% et 21% du coût de production alors que ceux de la gestion du digestat et de la valorisation chaleur sont plus marginaux (8% et 1%).

Injection EUR par MWhPCS	Total	Investis.	Exploitation	Travail
Approvisionnement	25	2	22	1
Conversion biogaz	34	16	14	4
Conversion énergie	26	11	14	1
Gestion digestat	6	1	4	0
Total	90	30	54	6

Tableau 59 : Décomposition du coût de production en injection par poste et par type de charge

En injection, la part du coût d'exploitation dans le coût de production est sensiblement plus élevée (60%), alors que celui des charges d'investissement l'est un peu moins (34%). Celle du travail reste faible (6%).

Au niveau des postes, c'est encore la production du biogaz qui est la plus impactante (38% du coût de production), mais la part du coût d'approvisionnement (27%) et de la conversion en énergie (28%) sont sensiblement plus importantes qu'en cogénération. Celle du digestat est par contre voisine (7%).

Pour les deux types de valorisation énergétique, cinq types de charges représentent plus de 80% du coût de production (80% en cogé et 86% en injection) : Les charges d'investissement de la conversion biogaz et énergie, et les charges d'exploitation de l'approvisionnement, de conversion du biogaz et de l'énergie.

Cette grille des coûts élémentaires est établie pour chaque unité enquêtée, permettant une analyse comparative.

4.2.6. Répartition des coûts de production en fonction des postes de charges

4.2.6.1. Unités en cogénération

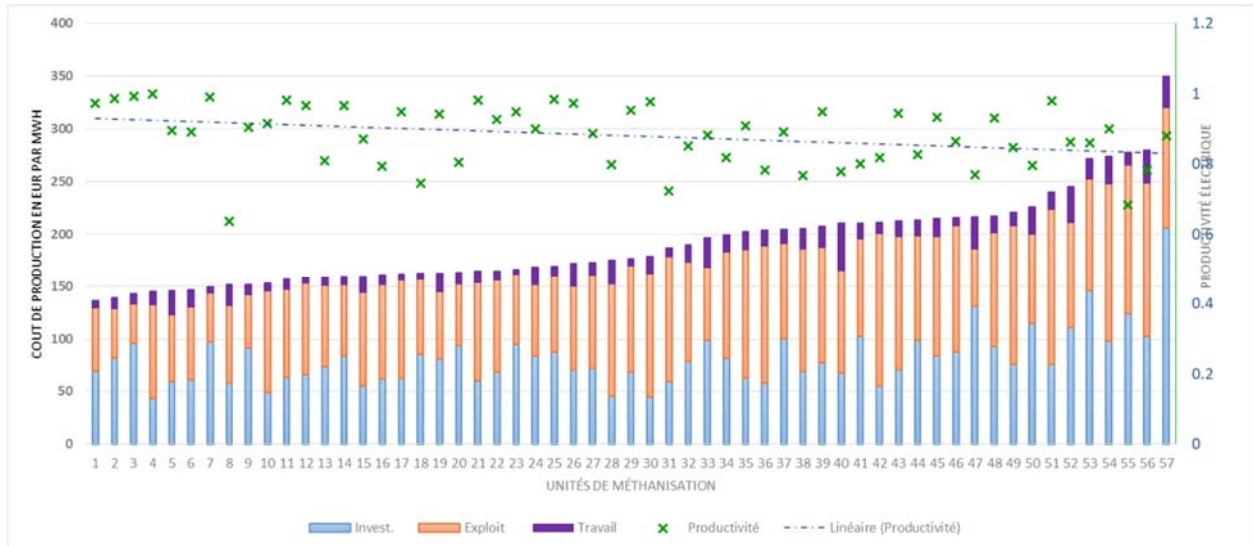


Figure 17 : Coûts de production des unités en cogénération, avec détail des types de charges et productivité électrique

Cette visualisation des coûts de production en EUR par MWh et par ordre croissant permet de comparer des unités de tailles différentes. On mesure le poids relatif des types de charge avec une part de l'investissement très fluctuante, une part liée au travail moins impactante et une part prépondérante des charges d'exploitation.

On peut constater en particulier que des charges d'investissement élevées ne conduisent pas nécessairement à des coûts de production élevés. Ainsi l'unité portant le n° 3 (U3) malgré un investissement presque double a un coût de production plus faible que U10 ou U15.

L'indicateur de productivité est important dans l'analyse comparée des résultats. En effet, lorsque la productivité est basse, les charges, qui sont majoritairement fixes ou peu liées à la productivité (investissement, travail...), sont divisées par une moindre quantité d'énergie vendue, ce qui augmente (mathématiquement) le coût de production par MWh. De plus, dans le cas où cela résulte de problèmes techniques, viennent s'ajouter des frais de réparation et du travail supplémentaire qui aggravent la situation. A l'inverse, les installations qui fonctionnent à pleine capacité et sans problème, abaissent de ce fait leur coût de production par MWh.

4.2.6.2. Unités en injection

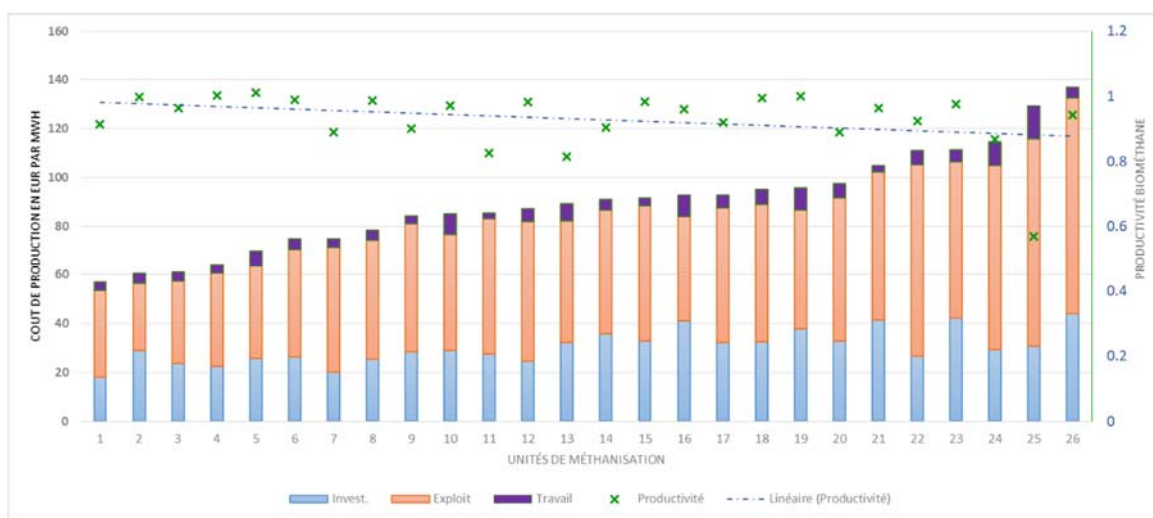


Figure 18 : Coûts de production de 26 unités en injection, avec détail des types de charges et productivité en gaz .

La même visualisation pour les unités en injection montre des charges d'investissement moins fluctuantes qu'en cogénération et la part encore plus prépondérante des charges d'exploitation. Celles de travail demeurent dans des proportions faibles.

Les deux unités présentant les coûts les plus élevés sont clairement en sous production on a donc un effet conjoncturel lié aux aléas de l'année de l'enquête. D'autres, malgré une productivité faible, affichent des coûts dans la moyenne, ce qui peut être un signe de rapide amélioration de la rentabilité. Parmi les unités fonctionnant au maximum de leur capacité, les variations de coûts de production peuvent être très importantes (près de 60% entre U4 et U19 dont 30% au niveau des charges d'exploitation).

4.2.7. Zoom sur les charges d'exploitations.

4.2.7.1. Par poste de dépenses et par taille

C'est à ce niveau que se situe les principaux leviers d'optimisation du coût de production et donc de la rentabilité de l'unité. En plus d'une répartition par postes opérationnels il peut être intéressant de les regrouper par thématique de dépense, ce qui est parfois plus parlant pour les exploitants. Le tableau ci-dessous en distingue 5.

Cogénération Charges d'exploitation EUR par MWhé	Moyenne			
	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW	
Coût des substrats	35	24	34	42
Maintenance et entretien	22	26	22	21
Consommables	8	7	9	6
Assurance	6	8	6	5
Electricité	10	12	12	7
Autres	13	12	14	12
Total	94	90	97	93

Tableau 60 : Décomposition des charges d'exploitation par grands types de dépenses en fonction de la taille de l'unité en cogénération

En cogénération (Tableau 60), le coût associé aux substrats est prépondérant, représentant en moyenne 37% du total des charges d'exploitation. Comme on l'a déjà souligné, ce sont des coûts ayant tendance à augmenter avec la taille des unités. Le poste maintenance et entretien vient en second représentant près d'un quart du total et l'électricité est loin d'être négligeable (11%).

Charges d'exploitation EUR par Mwh PCS	Moyenne	< 120 Nm ³ /h	120 -180 Nm ³ /h	> 180 Nm ³ /h
Coût des substrats	22	16	25	23
Maintenance et entretien	7	7	8	5
Consommables	1	1	2	2
Assurance	2	2	2	1
Electricité	8	10	9	6
Autres	13	17	13	9
Total	54	53	58	45

Tableau 61 : Décomposition des charges d'exploitation par grand type de dépenses en fonction de la taille de l'unité en injection

En injection (Tableau 60), le coût lié aux substrats reste prépondérant à hauteur de 40% du total en moyenne. Cette proportion augmente avec la taille des unités et représente plus de la moitié des charges pour les plus grosses unités. Les frais de maintenance et d'entretien sont relativement faibles (13% en moyenne) ce qui est à mettre en rapport avec la jeunesse des unités peu confrontées encore à de lourdes réparations. L'électricité est ici un poste important (15% des charges d'exploitation en moyenne) qui a tendance à être plus lourd pour les unités les plus petites (19%).

4.2.7.2. Répartition sur l'ensemble de l'échantillon.

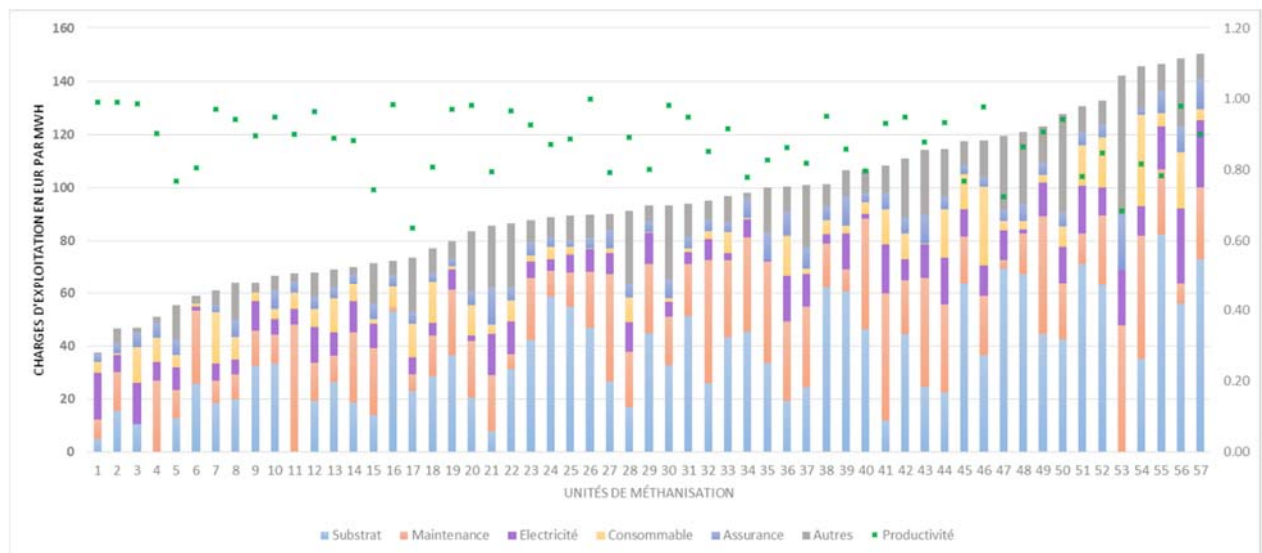


Figure 19 : Répartition des charges d'exploitation en cogénération par grands types de dépenses.

Les deux figures 19 et 20 montrent l'hétérogénéité des situations que l'on soit en cogénération ou en injection. Les leviers d'optimisation sont propres à chaque unité.

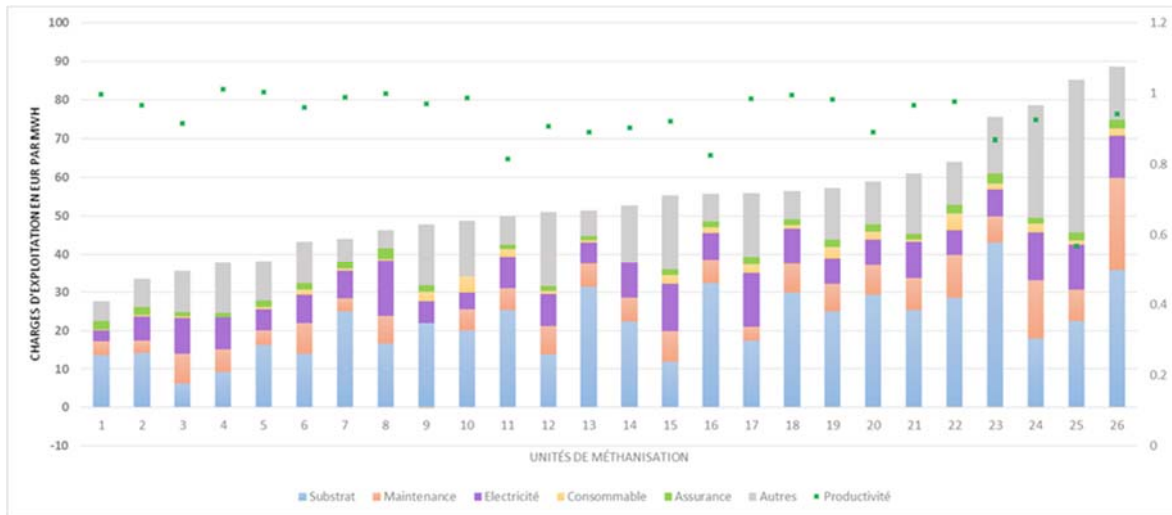


Figure 20 : Répartition des charges d'exploitation en injection par grands types de dépenses.

4.2.8. Coût de production de l'énergie actualisé (LCOE en anglais)

Méthodologie : Le coût actualisé de l'énergie (LCOE⁸ en anglais) correspond, pour une unité de production donnée, à la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite également actualisée⁹.

Ce ratio est de plus en plus utilisé par les pouvoirs publics pour comparer les coûts de production des différentes énergies renouvelables. Il est important de noter que le LCOE est une estimation et non pas un calcul de coût réel : il repose sur des hypothèses et prévisions qui peuvent être plus ou moins favorables. Il est donc important de préciser les hypothèses de calcul pour faciliter les comparaisons.

Hypothèses de calcul prises ici :

- CAPEX = somme des investissements constatés au moment de l'enquête, plus 15% censé couvrir le remplacement des matériels arrivés en fin de vie avant la fin du contrat. L'ensemble des CAPEX est supposé être payé entièrement la première année.
- OPEX= charges d'exploitations + charges de main d'œuvre de l'enquête en année 1 avec une hypothèse de progression de +2% par an durant la période considérée.
- Production d'énergie : production de l'unité avec le taux moyen de productivité constaté sur l'échantillon (92% en injection et 88% en cogénération)
- Taux actualisation : 5%
- Durée d'actualisation : 15 ans en injection et 20 ans en cogénération

Formule LCOE = (CAPEX + Somme (OPEX actualisés)) / (Somme (Production actualisée))

EUR 2022 par MWh	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Coût électricité actualisé	221	151	174	254	407
Coût biométhane actualisé	108	72	89	125	156

⁸ LCOE = Levelized Cost Of Energy

⁹ L'actualisation permet d'évaluer un bien ou un service à différents moments du temps. Elle se calcule grâce à un pourcentage annuel appelé taux d'actualisation.

Tableau 62 : Coût de production actualisé de l'énergie (électricité et biométhane)

A retenir

- Le coût de production moyen est de 191 EUR/MWhé en électricité et de 90 EUR/MWh PCS en biométhane avec **une grande variabilité et une absence de corrélation avec la taille des unités**.
- En cogénération le coût de production est plus élevé pour les petites unités avec notamment des charges d'annuité et de travail supérieures et ce malgré des charges d'approvisionnement sensiblement plus faibles. En injection, le facteur d'échelle n'est pas perceptible sur notre échantillon sauf pour les plus grosses unités qui affichent des coûts liés à la production de biogaz et d'énergie plus faibles.
- La décomposition du coût de production met en évidence le poids prépondérant des charges d'exploitation (49% en cogénération et 60% en injection) et dans une moindre mesure des charges d'investissement (42% et 34%). Au niveau des postes c'est la production de biogaz qui est le plus impactant. En injection celui de l'approvisionnement et de la production d'énergie pèsent toutefois plus qu'en cogénération.
- Un zoom sur les charges d'exploitation, met en évidence le poids prépondérant du

4.3. Les produits

4.3.1. Vente d'électricité

La vente d'électricité constitue la principale recette des unités en cogénération. Elle dépend de la quantité d'électricité livrée au réseau et du tarif d'achat propre à chaque situation (type de contrat, années concernées, indices d'actualisation, prime effluent d'élevage). En moyenne, l'électricité est vendue au tarif de 213 EUR par MWh.

EUR/ MWh livré	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Vente électricité	213	220	213	209

Tableau 63 : Tarif de vente de l'électricité par taille d'unité

Les unités de petite taille bénéficient d'un tarif légèrement supérieur (220 EUR).

Pour les unités bénéficiant pleinement de la prime « effluent d'élevage » (74%), le différentiel de tarif entre installations de petite et de grande capacité de production apparaît donc limité et insuffisant pour répondre aux différences constatées au niveau des investissements ou des coûts de production (chapitre 4.2).

4.3.2. Vente de biométhane

En injection, la principale recette provient de la vente du biométhane injecté. Les tarifs d'achat peuvent être aussi variés (années concernées, indices d'actualisation, prime intrant agricole). Pour rappel, les modifications tarifaires de novembre 2020 ne concernent pas notre échantillon. En moyenne, le biométhane est vendu au tarif de 117 EUR par MWhPCS.

EUR/ MWh livré	Moyenne	< 120 Nm ³ /h	120 -180 Nm ³ /h	> 180 Nm ³ /h
Vente biométhane	117	129	115	107

Tableau 64 : Tarif de vente du biométhane par taille d'unité

Les unités de petite taille bénéficient d'un tarif sensiblement supérieur (129 EUR).

Cela peut s'expliquer par la structure dégressive du tarif mais aussi par l'usage plus important d'intrants agricoles (déjection plus CIVE) et par le fait que les unités les plus anciennes sont dans cette catégorie.

4.3.3. Autres recettes et économies

Cogénération		Moyenne	% total recette	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
EUR/ MWhé livré						
Redevance déchet	6	3%	0	6	10	
Valorisation chaleur	4	2%	6	5	2	
Valorisation digestat	5	2%	6	6	4	
Autre	4	2%	4	7	0	
Total	20	8%	16	24	16	

Tableau 65 : Autres recettes en cogénération en EUR/MWhé par taille d'unité

Injection		Moyenne	% total recette	< 120 Nm3/h	120 -180 Nm3/h	> 180 Nm3/h
EUR/ MWhPCS livré						
Redevance déchet	2	1%	0	3	0	
Valorisation digestat	1	1%	0	1	2	
Autre	1	1%	2	1	1	
Total	4	3%	2	5	4	

Tableau 66 : Autres recettes en injection en EUR/MWh PCS par taille d'unité

Ces autres recettes ont un poids relatif sur l'ensemble des recettes plus important en cogénération qu'en injection. En cogénération, le cumul de ces différents postes est en moyenne de 20 EUR par MWh et représente 8% du total des recettes et 9% de la recette électrique. Il est plus élevé pour les unités de puissance moyenne (24 EUR et 11% de la recette électrique) que pour celles de forte puissance (16 EUR et 8% de la recette électrique). En injection, ce même cumul moyen est de 3 EUR soit 3.1% de la recette totale et 3.3% de celle de gaz. Il est un peu plus important pour les unités de taille moyenne et grande.

Ces valeurs moyennes masquent des situations très contrastées, comme détaillé ci-dessous.

Quatre grands types de recettes sont concernés :

Les redevances déchets :

En cogénération, 19 unités (33%) perçoivent une redevance pour le traitement de déchets. Le montant perçu médian est de 49 000 EUR avec un maximum de 155 000 EUR. Cette activité est un élément important de l'économie de certaines installations. Elles représentent en moyenne 23 EUR/MWhé et 10% du total des recettes, pour ceux qui en bénéficient. Ces valeurs pouvant monter à 49 EUR /MWhé soit 22% des recettes pour le maximum.

En injection, moins d'unités sont concernées avec des montants très variables. Ainsi 6 unités (22%) ont perçu ce type de redevance pour un montant médian de 11 500 EUR avec un maximum de 335 000 EUR. Cela représente en moyenne pour ces installations 7 EUR/MWh PCS soit 5% du total de leurs recettes avec un maximum à 36 EUR/MWh PCS soit 26% du total des recettes. Ce sont des unités de taille moyenne qui en bénéficient dans notre échantillon.

Le poste « valorisation chaleur » :

Il rassemble la vente de chaleur et l'estimation des économies d'énergie procurées (aux porteurs du projet) par l'utilisation de l'eau chaude sur le site ou pour du chauffage de bâtiments d'élevage ou d'habitations. Il est relativement plus élevé pour les unités de petite puissance qui valorisent principalement la chaleur sous cette forme et en proportion plus élevée que dans les unités de plus forte puissance. Dans ces dernières, la chaleur est le plus souvent cédée à valeur nulle aux ateliers connexes créés pour utiliser cette chaleur.

31 unités en cogénération bénéficient de ce type de recette dont 29 pour un montant de plus de 3 000 EUR. Le montant médian de ce type de recettes est de 10 400 Euros avec un maximum à 72 000 Euros. Cela représente pour elles une moyenne de 10 EUR/MWhé soit 5% des recettes totales avec un maximum de 34 EUR/MWhé soit 13% des recettes totales.

La valorisation du digestat :

Elle se traduit rarement par de la vente. Ce poste intègre surtout une estimation des économies de fertilisant dont bénéficient les porteurs du projet sur leurs exploitations. Les unités de petite taille ont tendance à donner plus de poids à cette économie que les unités de taille plus importante.

A noter : Fréquemment, du digestat est cédé à des tiers qui prennent en charge tout ou partie de l'épandage. Cette économie d'épandage n'a pas été intégrée dans les recettes, mais prise en compte sous forme de minoration des charges d'épandage, donc des charges d'exploitation.

38 unités en cogénération sont concernées (11 en injection) dont 28 pour un montant supérieur à 3 000 EUR (10 en injection). Le montant médian est de 6 000 EUR en cogénération contre 35 700 EUR en injection. Cela représente en moyenne 7 EUR/MWhé soit 3% de la recette totale en cogénération et 10 EUR/MwhPCS soit également 3% de la recette totale en injection.

Autres recettes :

Le dernier poste inclut principalement en cogénération des indemnités d'assurance que les unités ont perçues suite à des sinistres, à des bris de machine et pour des pertes d'exploitation (non vente d'électricité) à cause de ces incidents. 11 unités (soit 19%) ont perçu de telles indemnités pour un montant médian de 17 000 EUR, avec un maximum à 64 500 EUR. Ceci concerne principalement des unités du sous-groupe de puissance moyenne.

En injection, outre ces indemnités on trouve aussi la rémunération des garanties d'origine ainsi que la vente de biométhane hors tarif. 12 unités ont eu ce type de recette pour un montant médian de 26 700 EUR (Maximum à 139 000 EUR).

4.3.4. Capacité de remboursement de la dette (DSCR)¹⁰

Ce ratio est fréquemment utilisé par les banques pour savoir si une entreprise a la capacité de produire une marge d'exploitation suffisante pour couvrir ses annuités d'emprunt. Il se calcule en divisant l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE) par le service de la dette (capital + intérêt). Le DSCR calculé dans Prodige est standardisé du fait des règles appliquées pour le calcul des annuités (cf. Annexe 1). Les résultats sont présentés avec l'EBE intégrant la totalité des recettes et l'EBE ne tenant compte que des recettes énergétiques.

Cogénération					
%	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Tx de recouv.dette (Recette totale)	162%	50%	120%	203%	276%
Tx de recouv dette (Recette énergie)	137%	39%	96%	179%	228%

Injection					
%	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Tx de recouv.dette (Recette totale)	216%	75%	156%	277%	486%
Tx de recouv dette (Recette énergie)	203%	21%	149%	262%	459%

Tableau 67 : Taux de couverture de la dette (DSCR) en cogénération et en injection

Le ratio de 130%, fréquemment imposé par les banques, est très largement dépassé par plus de 75% des sites en cogénération et 89% en injection. Par contre si on ne retient que les recettes liées à la vente d'énergie, 56% des unités en cogénération et 85% en injection restent au dessus du seuil de 130%. Cela reflète à nouveau l'importance des recettes connexes pour crédibiliser la rentabilité des unités en cogénération alors qu'elles ont peu d'incidence en injection.

¹⁰ DSCR : Debt Service Coverage Ratio (Taux de couverture du service de la dette)

A retenir

- Le prix de vente moyen de l'électricité produite est de 213 EUR/MWhé et celui du biométhane de 117 EUR/MWh PCS. Les plus petites unités bénéficient d'un tarif supérieur de 7 EUR/MWhé en cogénération et de 12 EUR/MWh PCS en injection.
- Les recettes connexes représentent en moyenne 20 EUR/MWhé en cogénération et 4 EUR/MWh PCS en injection avec une très grande hétérogénéité entre site. Les principales sont liées aux redevances déchets, plus fréquentes en cogénération (33% contre 22%) avec un montant médian plus élevé. Pour les unités concernées, elles représentent 10% du total des recettes en cogénération et 5% en injection. La valorisation de la chaleur et du digestat permettent aussi des économies non négligeables sur certains sites, même si globalement pour la chaleur, la part de valorisation effective reste médiocre.

4.4. Marge nette standardisée

La marge nette est la différence entre les produits et les coûts de production qui intègrent les annuités. Elle se différencie donc de l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE). Elle est calculée avant cotisations et impôts sur les sociétés. Elle est dite standardisée du fait des règles appliquées dans Prodige (cf. Annexe 1) pour isoler l'activité de méthanisation des activités connexes et faciliter la comparaison entre les unités. Ce n'est pas une marge comptable.

4.4.1. Unités en cogénération

4.4.1.1. Marge nette par MWh d'électricité

La marge nette est en moyenne de 42 EUR par MWh d'électricité vendue. Cela représente 20% de la recette électrique. La marge calculée uniquement sur la vente d'électricité (Marge/elec Tableau 63) est de 22 EUR par MWh, ce qui signifie que 20 EUR/MWhé, soit 48% de la marge nette globale, résulte des produits connexes à la vente d'électricité.

EUR par MWh	Produits	Charges	Marge	Marge / vente élec
Moyenne	233	191	42	22
< 140 kW	237	217	20	4
140 -300 kW	237	187	50	27
> 300 kW	225	182	43	27

Tableau 68 : Marge nette standardisée en cogénération par taille d'unité

Les unités de petite puissance ont une marge deux fois plus faible que la moyenne. La marge calculée sur la seule vente d'électricité (Marge/ vente élec) est faible (4 EUR par kWh). La rentabilité économique repose beaucoup sur les gains connexes.

Pour les unités de puissance moyenne et supérieure, la marge calculée sur la seule vente d'électricité est de 27 EUR par MWh. La contribution des gains connexes est respectivement de 23 et 16 EUR par MWh en moyenne, ce qui n'est pas négligeable.

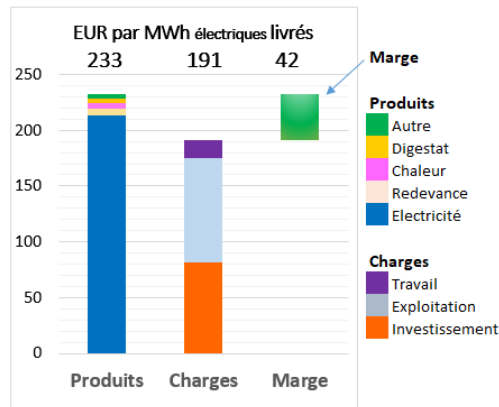


Figure 21 : Valeurs moyennes des produits, des charges et de la marge nette par MWh d'électricité livrés.

Ces valeurs moyennes cachent une très grande disparité entre les unités. Le tableau suivant indique que les extrêmes varient de -91 à +132 EUR par MWh. La fourchette comprenant 60% des unités en situation médiane varie elle-même fortement (de 17 à 68 EUR par MWh soit d'un facteur 4).

EUR par MWhé	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Marge nette	42	-91	17	68	132

Tableau 69 : Variation de la marge nette standardisée en cogénération

La figure 22 montre la grande dispersion et l'absence de corrélation avec la puissance électrique. Sept unités (12%) ont une marge négative ou proche de zéro et six autres ont une faible marge (<20 EUR par MWh). Ce sont donc 23% des unités en cogénération qui, pour l'année considérée, présentent un résultat économique nul ou insuffisant.

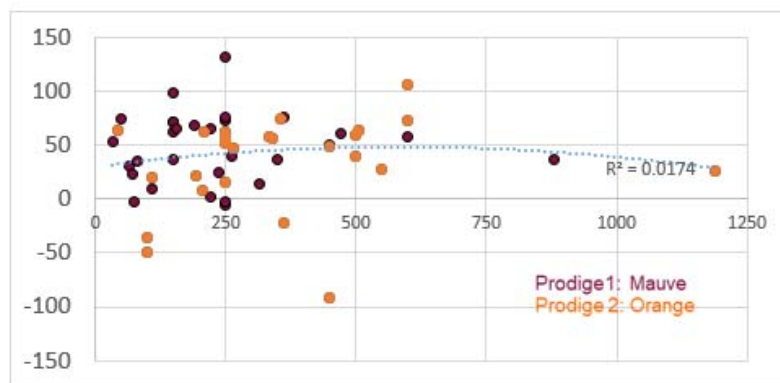


Figure 22 : Marge nette par MWh d'électricité vendue selon la puissance électrique des unités

A noter : les subventions à l'investissement conduisent à minorer en moyenne de 25 EUR par MWh le coût d'investissement. Sans subvention, la marge moyenne serait ainsi réduite à 17 EUR par MWh (-60%) et 40% des unités auraient alors des marges négatives. Beaucoup d'exploitants enquêtés ont fait part d'une nette amélioration de rentabilité suite à la revalorisation du tarif règlementé fin 2015. Il suffit d'un écart de -11% du tarif de vente de l'électricité, (soit en moyenne une baisse de 24 EUR par MWh), pour ramener la marge moyenne sur la vente d'électricité à un niveau proche de zéro.

4.4.1.2. Marge nette en euros en cogénération

Cette marge exprimée en valeur absolue par unité tient compte de la quantité d'électricité vendue. La marge moyenne est de 96 121 EUR par unité avec une médiane à 103 115 EUR. On constate une très grande dispersion (cf figure 23) pour une même gamme de puissance, par exemple pour les 250 kW.

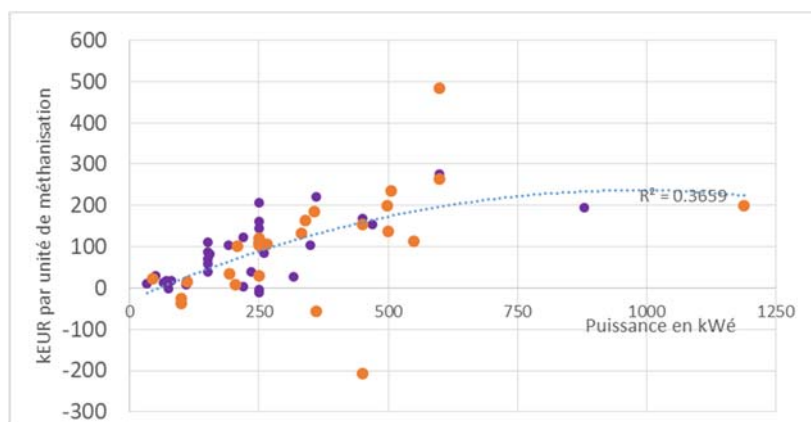


Figure 23 : Marge nette en euros par unité de méthanisation selon leur puissance électrique.

Le tableau suivant indique que les extrêmes varient de -207 kEUR à +484 kEUR. La fourchette comprenant 60% des unités en situation médiane varie elle-même fortement (de 14 à 168 kEUR).

Le facteur taille de puissance électrique joue ici un rôle prépondérant et amplifie les contrastes. Les unités de petite puissance affichent en moyenne un résultat assez limité de 6 kEUR. Il est 14 fois plus important pour des unités de puissance intermédiaires et 27 fois plus élevé pour les unités de forte puissance.

K EUR par unité	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Marge nette	96	-207	14	168	484
K EUR par unité	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW	
Marge nette globale	96	6	81	161	
Marge sur électricité	59	-1	48	104	
Travail	34	14	22	60	

Tableau 70 : Variation de la marge nette standardisée en cogénération en fonction de la taille de l'unité

La ligne inférieure du tableau permet d'apprécier la rentabilité économique au regard du travail consacré à l'exploitation de l'unité.

Cette marge correspond en moyenne à 5,1% de l'investissement, mais il existe de très grandes différences d'un site à l'autre, dans une fourchette allant de -4.2% à 14.4%.

Marge / Invest.	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Hypothèse 1	5.1%	-4.2%	1.7%	8.6%	14.4%
Hypothèse 2	3.1%	-5.9%	-0.1%	6.7%	11.5%

Hypothèse 1 : en tenant compte de la totalité de recettes et gains connexes

Hypothèse 2 : en ne considérant que la vente d'électricité

Tableau 71 : Marge nette sur investissement en cogénération

4.4.1.3. Visualisation des marges nettes en cogénération

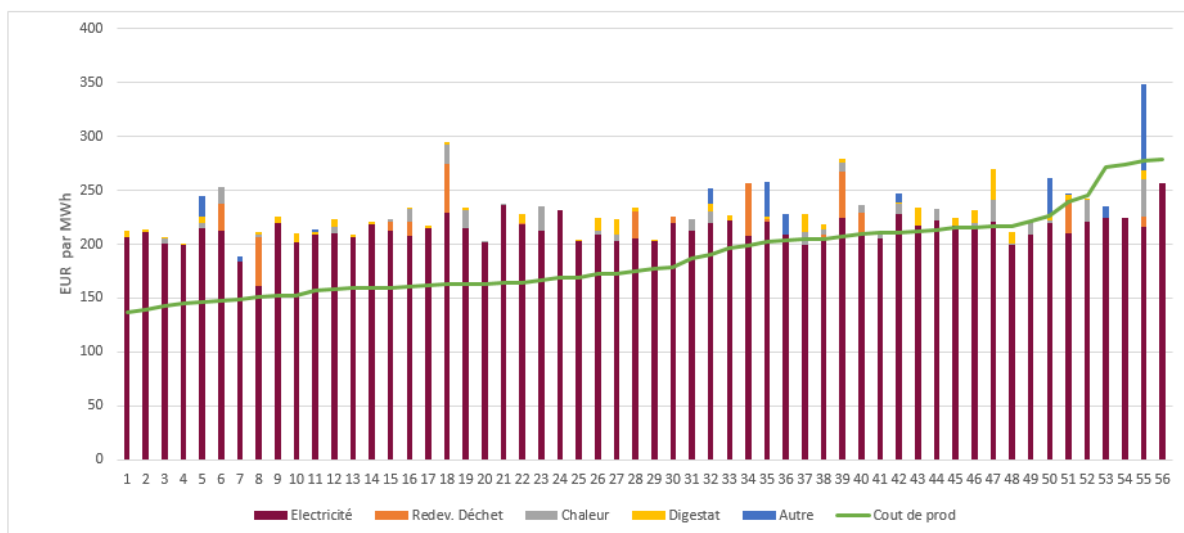


Figure 24 : Comparaison du coût de production et des produits (avec ses principaux composants) des unités en cogénération

Cette figure permet de visualiser la répartition de l'ensemble des recettes des unités de cogénération et de la comparer avec le coût global de production classé par ordre croissant. La marge nette est positive lorsque le coût (tracé vert) est en dessous des produits (bâtonnets).

De U1 à U39 les unités ont un coût de production suffisamment bas pour dégager une marge positive sur la seule recette liée à la vente d'électricité. Les gains complémentaires, lorsqu'ils existent confortent cette marge, parfois de manière importante. C'est notamment le cas de U18 qui double sa marge grâce à des redevances pour le traitement de déchets et par la valorisation de la chaleur.

Les unités ayant des coûts de production plus élevés doivent compter sur des gains connexes pour dégager des marges intéressantes. C'est le cas de U34 (redevance déchet) ou de U47 (valorisation chaleur et digestat). Pour certaines telles que U36, U51 et U55, c'est l'indemnité d'assurance qui leur a permis de ne pas être en négatif suite aux difficultés techniques rencontrées durant l'année.

4.4.2. Unités en injection

4.4.2.1. Marge nette par MWh PCS de biométhane

Pour les unités en injection, la marge nette, différence entre les produits et les coûts de production, est en moyenne de 31 EUR par MWh PCS de gaz injecté. Cela représente 26% de la recette du biométhane. Les produits connexes représentent en moyenne 4 EUR soit 13% de cette marge.

EUR par MWh PCS	Produits	Charges	Marge	Marge / vente gaz
Moyenne	121	90	31	27
< 120 Nm ³ /h	131	89	42	40
120 -199 Nm ³ /h	120	97	23	19
> 200 Nm ³ /h	111	75	35	32

Tableau 72 : Marge nette standardisée en injection par taille d'unité

Dans notre échantillon ce sont les plus petites unités qui en moyenne bénéficient des meilleures marges. Les produits de vente du biométhane sont sensiblement plus élevés, comme cela a déjà été souligné, et les charges ne sont pas les plus élevées. Ce sont les unités moyennes qui affichent les moins bonnes marges, les valeurs moyennes étant pénalisées par quelques unités en sous production. La marge calculée sur la seule vente de biométhane reste largement prédominante par rapport aux gains connexes.

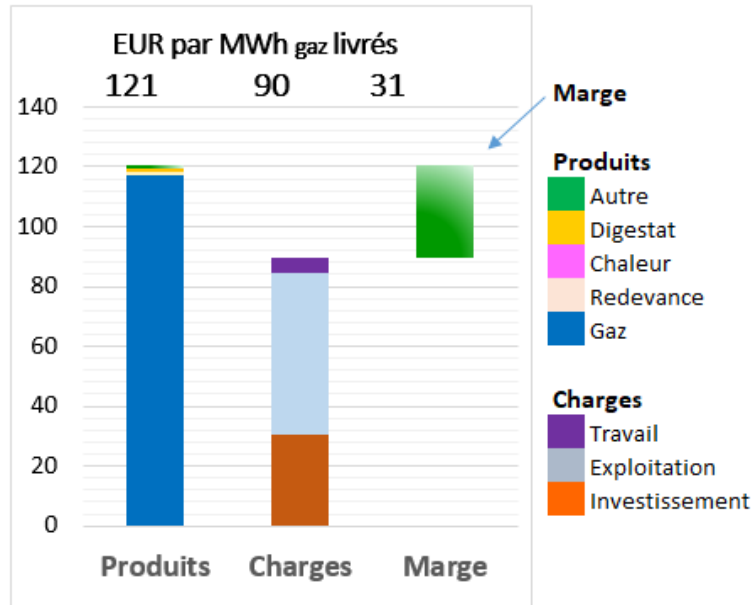


Figure 25 : Valeurs moyennes des produits, des charges et de la marge nette par MWh PCS de gaz livré.

Là encore les valeurs moyennes cachent une très grande disparité entre les unités. Le tableau suivant indique que les extrêmes varient de -11 à +70 EUR par MWh PCS. La fourchette comprenant 60% des unités en situation médiane varie elle-même fortement (de 19 à 45 EUR par MWh PCS).

EUR par MWh PCS	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Marge nette	31	-11	19	45	70

Tableau 73 : Variation de la marge nette standardisée en injection

On peut voir sur la figure 26 la grande dispersion et l'absence de corrélation avec la taille des installations. Deux unités (7%) ont une marge négative ou proche de zéro et deux autres ont une faible marge (<12 EUR par MWhPCS). Ce sont donc 15% des unités en injection qui, pour l'année considérée, présentent un résultat économique nul ou insuffisant.

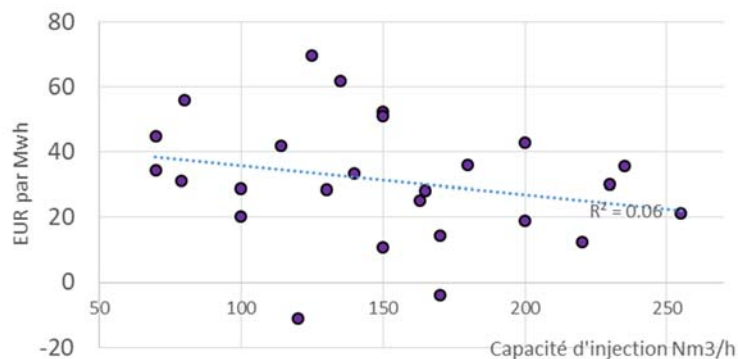


Figure 26 : Marge nette par MWh PCS de biométhane vendu selon la capacité d'injection des unités

Pour ces unités, les subventions à l'investissement conduisent à minorer en moyenne de 6 EUR par MWh PCS les charges liées à l'investissement. Sans subvention, la marge moyenne serait réduite à 25 EUR par MWh (-19%) et 3 unités auraient alors des marges négatives. La marge des unités de plus petite taille serait affectée de 6.4 EUR (-15%), les moyennes de 7.1 EUR (-30%) et les plus grosses de 4.6 EUR (-13%). L'impact est donc en moyenne beaucoup moins fort que pour les unités en cogénération.

Par contre en faisant l'hypothèse d'une baisse de 10% du tarif d'achat, la marge moyenne tomberait à 18 EUR par MWhPCS soit une baisse de 42% avec 4 unités en négatif. Les nouveaux tarifs 2020 induisent des baisses de cet ordre pour les nouveaux porteurs de projets, qui sont de plus confrontés à des hausses de coûts d'investissement pour répondre aux nouvelles prescriptions ICPE et à la hausse conjoncturelle des matériaux de construction. Les résultats obtenus sur notre échantillon ne doivent donc pas être considérés comme ceux auxquels peuvent prétendre les porteurs de projet après 2020.

4.4.2.2. Marge nette en euros en injection

En injection la marge moyenne par unité est de 396 517 EUR par unité avec une médiane à 392 726 EUR. On constate là aussi une très grande dispersion (cf figure 27) pour une même gamme de taille d'unité.

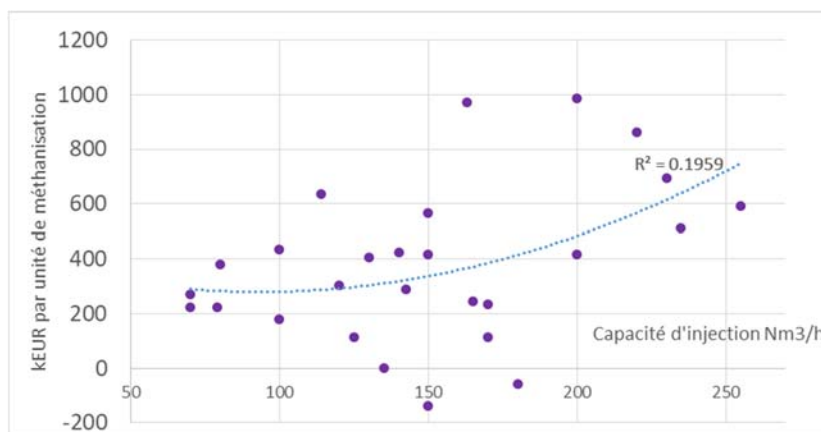


Figure 27 : Marge nette en euros par unité de méthanisation selon la capacité d'injection.

Le tableau suivant indique que les extrêmes varient de -139 kEUR à +988 kEUR. La fourchette comprenant 60% des unités en situation médiane varie elle-même fortement (de 223 à 593 kEUR).

L'avantage souligné des plus petites unités de notre échantillon au niveau de la marge nette par rapport aux unités moyennes est de nouveau constaté. L'effet taille se fait par contre nettement sentir pour les unités de plus forte capacité. Ainsi la marge nette de ces dernières s'élèvent en moyenne à 678 kEUR soit sur 2.3 fois plus que celle des unités moyennes et 2 fois plus que celle des plus petites.

k€ par unité	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Marge nette	393	-139	223	593	988
k€ par unité	Moyenne	< 120 Nm3/h	120 -180 Nm3/h	> 180 Nm3/h	
Marge nette globale	393	336	299	678	
Marge sur électricité	329	318	229	607	
Travail	71	36	91	78	
Investissement	4415	2834	4818	5954	

Tableau 74 : Variation de la marge nette standardisée en injection en fonction de la taille de l'unité

La ligne inférieure du tableau permet d'apprécier la rentabilité économique au regard du travail consacré à l'exploitation de l'unité.

Cette marge correspond en moyenne à 9.5% de l'investissement, mais il existe de très grandes différences d'un site à l'autre, dans une fourchette allant de -2.4% à 27.4%.

Marge / Invest.	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Hypothèse 1	9.5%	-2.4%	4.4%	14.8%	27.4%

Hypothèse 2	8.3%	-8.7%	4.1%	13.8%	25.5%
Hypothèse 1 : en tenant compte de la totalité de recettes et gains connexes					
Hypothèse 2 : en ne considérant que la vente de gaz					

Tableau 75 : Marge nette sur investissement en injection

4.4.2.3. Visualisation des marges nettes en injection

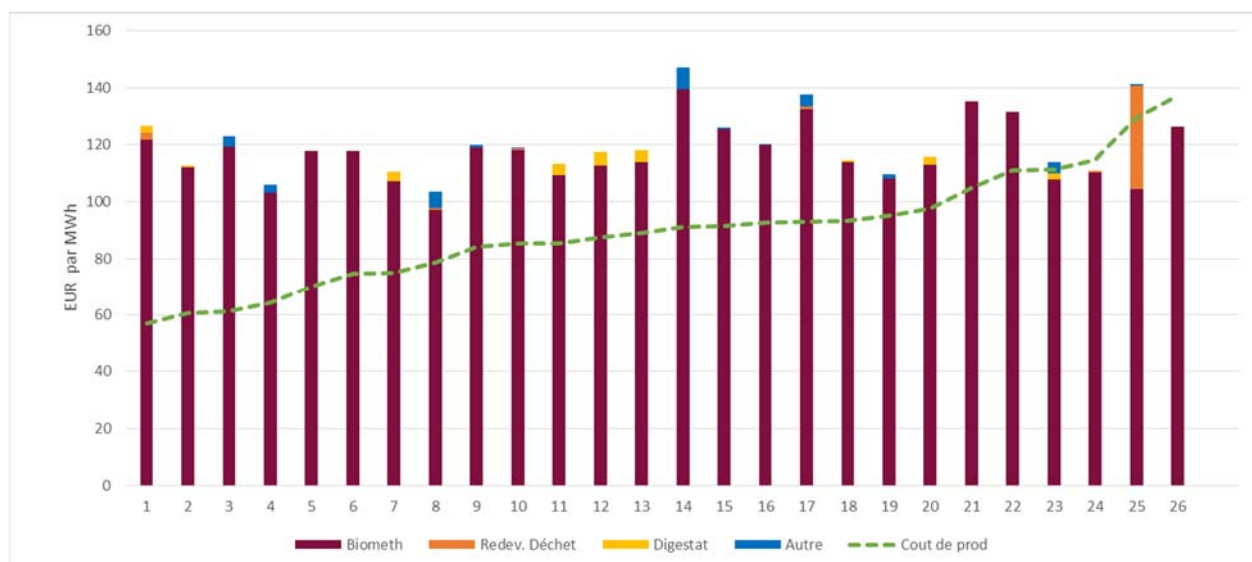


Figure 28 : Marge nette par MWh PCS de biométhane vendu selon la capacité d'injection des unités

Cette figure permet de visualiser la répartition de l'ensemble des recettes des unités en injection et de le comparer avec le coût global de production classé par ordre croissant. La marge nette est positive lorsque le coût (tracé vert) est en dessous des produits (bâtonnets).

Les recettes liées à la vente du biométhane couvrent les coûts de production de la très grande majorité des unités ayant une marge positive. Seules U25 et dans une moindre mesure U23 réalisent leurs marges avec les recettes connexes, redevance déchets ou remboursement des pertes d'exploitation par les assurances.

4.4.3. Test de sensibilité à l'évolution conjoncturelle

Les très bons résultats présentés ci-dessus sont le reflet de la situation comptable des sites pour les années 2019 et 2020 pour l'échantillon Prodiges 2 et 2017-2018 pour celui de Prodiges 1. L'évolution conjoncturelle constatée depuis le début de l'année 2022, en lien avec la pandémie de covid et la guerre en Ukraine, entraîne des hausses de charges importantes, qui devraient impacter fortement les résultats économiques des unités de méthanisation en fonctionnement. On se propose dans ce paragraphe d'apprécier de façon simple l'impact de ces hausses sur la marge de manière à faciliter l'extrapolation des résultats de l'enquête au regard des évolutions conjoncturelles.

Pour nos calculs on retient deux postes majeurs avec des valeurs moyennes de hausse estimées par l'AAMF :

- Hausse des substrats = +20%
- Hausse de l'électricité = +50%

Cogénération	Simulation conjoncture 2022				
	EUR par MWh	Produits	Charges	Evol/enq	Marge
Moyenne	233	203	6%	30	-28%

< 140 kW	237	228	5%	9	-55%
140 -300 kW	237	199	7%	38	-25%
> 300 kW	225	194	6%	31	-27%

Tableau 76 : Simulation des hausses de charges 2022 sur le résultat économique en cogénération

Avec nos hypothèses on ne fait varier que les charges de production et en particulier les charges d'exploitation. Celles-ci évoluent de 12.7% en moyenne pour les unités en cogénération ce qui se traduit par une hausse des charges globales de 6%. En considérant les produits constants, on observe une baisse de 28% de la marge en moyenne. Pour les plus petites unités cette baisse s'élève à 55% !

Injection EUR par MWh	Simulation conjoncture 2022				
	Produits	Charges	Evol/enq	Marge	Evol/enq
Moyenne	121	98	10%	23	-27%
< 120 Nm3/h	132	97	9%	34	-19%
120 -180 Nm3/h	121	106	10%	14	-39%
> 180 Nm3/h	111	83	10%	28	-21%

Tableau 77 : Simulation des hausses de charges 2022 sur le résultat économique en injection

En injection, la hausse induite des charges d'exploitation est en moyenne de 16% ce qui impacte les charges globales de 10% et entraîne une baisse de la marge moyenne de 27%. Ce sont les unités entre 120 et 180 Nm3/h qui subiraient la baisse la plus forte avec -39% de marge.

4.5. Avis des exploitants

Economie	Pas du tout	Pas trop	Assez	Tout à fait
Cogénération	5%	16%	44%	35%
Injection	4%	7%	52%	37%

Tableau 78 : Indice de satisfaction sur le volet économique

79% des exploitants en cogénération et 89% en injection se déclarent assez ou tout à fait satisfaits des résultats économiques de leur installation. Le nombre d'avis mitigés est plus important en cogénération et le pourcentage d'exploitants totalement insatisfaits est voisin de 5%. Cela est en accord avec les résultats présentés ci-dessus.

A retenir

- La marge nette standardisée, différence entre les produits et les charges est en moyenne de 42 EUR/ MWhé en cogénération et de 31 EUR/MWh PCS en injection, avec une forte variabilité. 23% des unités en cogénération et 15% en injection affichent des marges négatives ou faibles pour l'année d'enquête.
- La marge nette sur la seule vente de l'énergie est particulièrement basse pour les petits sites en cogénération dont la rentabilité est fortement dépendante des gains connexes.
- La marge en euros met en évidence de façon plus nette les facteurs d'échelle en cogénération. En injection par contre, les unités moyennes de notre échantillon affichent des résultats moins bons que les plus petites et les plus grandes. **Le rapport entre la marge annuelle en euro et l'investissement est en moyenne de 5% en cogénération et de près de 10% en injection**

4.6. Tests de sensibilité de la rentabilité des unités

La question de la rentabilité des unités de méthanisation est importante, car ces installations bénéficient d'un dispositif de soutien public dimensionné en fonction de critères de rentabilité théoriques que les pouvoirs publics ainsi que les méthaniseurs ont intérêt à appréhender plus précisément.

Il a déjà été souligné plusieurs fois qu'en injection, les unités enquêtées ont bénéficié de conditions de développement (aides, tarif, niveau d'investissement...) différentes de celles qui s'appliquent d'ores et déjà aux nouveaux porteurs de projets. De plus, on a vu que la hausse de certains postes de charges constatée depuis 2022 sont susceptibles de modifier en profondeur les résultats économiques observés sur les unités en place. Il nous semble donc nécessaire d'apporter un éclairage complémentaire sur la sensibilité des résultats de l'enquête à la variation de certains facteurs clés de la rentabilité.

Même si il est illusoire de vouloir caractériser la rentabilité de chacune des installations dans la durée, sur la seule base des résultats d'une seule année de fonctionnement, qui ne présage en rien des évolutions à venir, on se propose de définir des hypothèses de calcul de TRI (Taux de Rentabilité Interne), pour notre échantillon et de voir comment évolue les résultats en fonction de différents paramètres.

4.6.1. Taux de Rentabilité Interne estimé (TRI projet)

Le taux de rentabilité interne est utilisé pour apprécier la pertinence économique d'un projet.

Hypothèses proposées :

- Prise en compte uniquement des recettes liées à la vente de l'énergie. Les recettes annexes sont jugées trop volatiles et hétérogènes. Cela permet de définir une rentabilité liée uniquement à la production d'énergie.
- Indice de productivité : pour se démarquer de la productivité conjoncturelle observée sur l'année d'enquête on propose d'appliquer à toutes les unités l'indice de productivité de production d'énergie moyen de l'échantillon.
- Durée de calcul = durée de contractualisation des contrats tarifaires (15 ans en injection et 20 ans en cogénération)
- Le calcul est fait après subvention.
- Investissement pris en compte = celui de l'enquête plus une phase de réinvestissement estimée de 15% pour remplacer les équipements arrivés en fin de vie avant la fin du contrat.
- L'EBE annuel avant impôt est considéré constant

TRI	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Cogénération	10.0%	-2.7%	5.9%	14.5%	19.4%
Injection	12.8%	0.0%	8.3%	19.5%	24.5%

Tableau 79 : TRI estimé dans le cadre des hypothèses de calcul

En cogénération le TRI moyen serait ainsi de 10% et en injection de 12.8% (médiane de 10% et 14%). La proportion des TRI inférieurs à 10% serait de 49% en cogénération contre 32% en injection. En injection 20% des TRI seraient supérieurs à 20%.

TRI	Répartition des TRI estimés enquête				
	< 5%	5-10%	10-15%	15-20%	>20%
Cogénération	16%	33%	33%	18%	0%
Injection	16%	16%	20%	28%	20%

Tableau 80: Répartition des TRI estimés par niveau

La répartition des TRI n'est corrélée ni à la taille des unités ni à la part de végétaux dans la ration.

A partir des valeurs précédemment établies, on propose de faire varier de façon simple plusieurs paramètres, dont on constate aujourd'hui l'évolution, afin d'apprécier les incidences qu'elles pourraient avoir sur les TRI de notre échantillon. Cela permet d'avoir un regard complémentaire sur les résultats obtenus.

Les variables proposées sont :

- Les charges d'exploitation
- Le coût d'investissement
- Le niveau de subvention
- Le tarif d'achat de l'énergie

Les tableaux suivants présentent l'évolution de la moyenne des TRI après chaque changement de variable avec le pourcentage d'évolution par rapport à la moyenne de départ (M0 du Tableau 76), ainsi que la nouvelle répartition des TRI obtenue par niveau.

4.6.2. Incidences des hausses de charges d'exploitation

On reprend ici pour le calcul du TRI les hypothèses de hausses de charges faites dans le paragraphe 4.4.3, à savoir :

- Hausse des substrats = +20%
- Hausse de l'électricité = +50%

TRI	Moyenne	Répartition des TRI estimés Simulation 2022				
		< 5%	5-10%	10-15%	15-20%	>20%
Cogénération	8.0%	32%	25%	33%	11%	0%
Injection	9.1%	20%	20%	32%	16%	12%

Tableau 81: Répartition des TRI estimés par niveau

En tenant compte des hausses ci-dessus, la moyenne des TRI de notre échantillon diminue de 2 points en cogénération et de 3.7 points en injection. La répartition change également de façon sensible puisque 57% des unités en cogénération et 40% des unités en injection affichent un TRI de moins de 10% (contre respectivement 49% et 32% avec les données de l'étude). Un tiers des sites en cogénération et 20% en injection affichent même des TRI insuffisants, inférieurs à 5%. De même les TRI supérieurs à 15% diminuent de 7% en cogénération et de 20% en injection. Il est donc important d'être prudent sur l'extrapolation des résultats observés sur l'année comptable enquêtée pour les unités en place. Les résultats peuvent évoluer rapidement en fonction de la conjoncture.

4.6.3. Incidences des évolutions de coût de construction

Trois modalités de hausse du coût de construction sont testées +5%, +10% et +15%, ce qui correspond à ce qui est observé sur le terrain en sortie de pandémie et en lien avec la guerre en Ukraine.

TRI	Cogénération		Répartition des TRI			
	Moyenne	Evol / M0	< 5%	5-10%	10-15%	>15%
Hyp Cout investissement						
Situation de départ (M0)	10%		16%	33%	33%	18%
Hausse 5%	9%	-9%	18%	39%	33%	11%
Hausse 10%	8%	-17%	25%	37%	30%	9%
Hausse 15%	8%	-24%	28%	37%	28%	7%

Tableau 82: Evolution des TRI des unités en cogénération en fonction d'hypothèses d'évolution du coût de construction

Les incidences sur la moyenne des TRI observée est très similaire en cogénération et en injection avec une variation moyenne de 9 à 24% suivant l'intensité de l'hypothèse.

En cogénération (Tableau 78), le nombre de TRI inférieurs à 5% augmenterait de 2 à 12% avec une évolution plus marquée dans le cas d'une hausse du coût de construction de 15%. La part des TRI inférieurs à 10% deviendrait majoritaire dès la première modalité pour atteindre près de 65% à la troisième. A l'inverse, la proportion des TRI les plus élevés baisserait de 7% dès le premier niveau de hausse du coût de construction et de 11% pour le troisième.

En injection (Tableau 79), le nombre de TRI inférieurs à 5% resterait identique avec une hausse du coût de construction de 5% et augmenterait de 4% pour les deux autres modalités. Par contre, la proportion des TRI entre 5 et 10% augmenterait de 4% à 8%. La part des TRI inférieurs à 10% atteindrait 40% à partir de la seconde modalité. A l'inverse, la proportion des TRI les plus élevés baisserait de 8% dès le premier niveau de hausse du coût de construction et de 20% pour le troisième.

TRI Hyp Cout investissement	Injection		Répartition des TRI			
	Moyenne	Evol / M0	< 5%	5-10%	10-15%	>15%
Situation de départ (M0)	13%		16%	16%	20%	48%
Hausse 5%	12%	-9%	16%	20%	24%	40%
Hausse 10%	11%	-16%	20%	20%	28%	32%
Hausse 15%	10%	-23%	20%	24%	28%	28%

Tableau 83: Evolution des TRI des unités en injection en fonction d'hypothèses d'évolution du coût de construction

4.6.4. Incidences des évolutions des subventions à l'investissement

Trois modalités de baisse des subventions à l'investissement sont testées -25% ; -50%, -100%

TRI Hyp sur les subventions	Cogénération		Répartition des TRI			
	Moyenne	Evol / M0	< 5%	5-10%	10-15%	>15%
Situation de départ (M0)	10%		16%	33%	33%	18%
Baisse de 25%	9%	-6%	18%	37%	33%	12%
Baisse 50%	8%	-16%	23%	40%	25%	12%
Sans subvention	7%	-34%	33%	35%	28%	4%

Tableau 84: Evolution des TRI des unités en cogénération en fonction d'hypothèses d'évolution des subventions

Les plus fortes baisses des subventions impactent la moyenne des TRI de façon plus nette en cogénération qu'en injection. L'option « sans subvention » la fait ainsi baisser de 34% en cogénération contre 21% en injection. Avec cette option 68% des TRI seraient inférieurs à 10% en cogénération contre 44% en injection. L'augmentation des TRI inférieurs à 5% se fait sentir pour les unités électriques dans des proportions de 2 à 17% alors qu'en injection seule la modalité sans subvention induit une hausse de 8% de cette catégorie. L'évolution de la proportion des TRI entre 5 et 10% est plus limitée de 4 à 7% en cogénération et de 4% en injection quelle que soit la modalité.

TRI Hyp sur les subventions	Injection		Répartition des TRI			
	Moyenne	Evol / M0	< 5%	5-10%	10-15%	>15%
Situation de départ (M0)	13%		16%	16%	20%	48%
Baisse de 25%	12%	-6%	16%	20%	24%	40%
Baisse 50%	11%	-11%	16%	20%	28%	36%
Sans subvention	10%	-21%	24%	20%	28%	28%

Tableau 85: Evolution des TRI des unités en injection en fonction d'hypothèses d'évolution des subventions

4.6.5. Incidences des évolutions de tarif

Trois modalités de baisse de tarif sont testées -2% ; -5% et -10% en cogénération et -5% ; -10 et -15% en injection.

TRI Hyp sur les tarifs	Cogénération		Répartition des TRI			
	Moyenne	Evol / M0	< 5%	5-10%	10-15%	>15%
Situation de départ (M0)	10%		16%	33%	33%	18%
Baisse de 2%	9%	-6%	19%	33%	37%	11%
Baisse 5%	8%	-16%	26%	32%	32%	11%
Baisse de 10%	7%	-34%	40%	30%	26%	4%

Tableau 86: Evolution des TRI des unités en cogénération en fonction d'hypothèses d'évolution de tarif

Les impacts constatés sont très forts. En cogénération, la baisse du TRI moyen est de 6 à 34%. Une baisse de 2% du tarif signifierait un TRI inférieur à 10% pour 52% des sites et un TRI inférieur à 5% pour 19% d'entre eux. Avec une baisse de 5% plus d'un quart des unités auraient un TRI inférieur à 5% et cette proportion monterait à 40% avec une baisse de 10% du tarif.

En injection, les impacts sur la moyenne des TRI sont plus importants avec des baisses de 20 à 55% suivant les modalités. Une baisse de 5% du tarif entrainerait une hausse de 4% de la proportion de TRI inférieurs à 5% et de celle entre 5 et 10%. Avec une baisse de 10% du tarif la proportion entre 5 et 10% augmente de 16%. Avec l'option de baisse de 15% du tarif plus d'un tiers des unités auraient un TRI inférieur à 5% et 64% un TRI inférieur à 10%.

TRI Hyp sur les tarifs	Injection		Répartition des TRI			
	Moyenne	Evol / M0	< 5%	5-10%	10-15%	>15%
Situation de départ (M0)	13%		16%	16%	20%	48%
Baisse de 5%	10%	-20%	20%	20%	24%	36%
Baisse 10%	8%	-37%	20%	32%	28%	20%
Baisse de 15%	6%	-55%	36%	28%	24%	12%

Tableau 87: Evolution des TRI des unités en injection en fonction d'hypothèses d'évolution de tarif

4.6.6. Incidence cumulée de différentes combinaisons de paramètres

Quatre hypothèses sont testées, combinant les variables suivant des modalités crédibles au regard de ce qui est constaté depuis 2020, à savoir :

Hypothèse 1 : Un scénario « Evolution minimale », tenant compte d'une hausse modérée des investissements (+5%), une baisse des subventions de 50%, une baisse tarifaire de 2 à 5%

Hypothèse 2 : Un scénario « Evolution structurelle », avec une hausse modérée des investissements (+5%), un arrêt des subventions et une baisse tarifaire de 10% en injection et 5% en cogénération.

Hypothèse 3 : Un scénario « Evolution structurelle +conjoncturelle 1 », avec une hausse de 15% des investissements, un arrêt des subventions et une baisse tarifaire de 10% en injection et 5% en cogénération.

Hypothèse 4 : Un scénario « Evolution structurelle+conjoncturelle 2 », qui intègre au précédent les hausses de charges d'exploitations (substrat +20% ; électricité +50%)

TRI Hypothèse cumulée	Cogénération		Répartition des TRI			
	Moyenne	Evol / MO	< 5%	5-10%	10-15%	>15%
<i>Situation de départ (MO)</i>	10%		16%	33%	33%	18%
Hypothèse 1	7.0%	-30%	37%	33%	26%	4%
Hypothèse 2	5.0%	-50%	49%	33%	16%	2%
Hypothèse 3	3.9%	-61%	56%	33%	11%	0%
Hypothèse 4	2.1%	-79%	67%	30%	4%	0%

Hypothèse 1: Hausse du coût d'investissement 5%, Baisse des subventions de 50%, Baisse tarifaire de 2%

Hypothèse 2: Hausse du coût d'investissement 5%, Sans subvention, Baisse tarifaire de 5%

Hypothèse 3: Hausse du coût d'investissement 15%, Sans subvention, Baisse tarifaire de 5%

Hypothèse 4: Hypothèse 3 + hausse des charges (+20% substats +50% électricité)

Tableau 88: Evolution des TRI des unités en cogénération en fonction d'hypothèses combinant les facteurs

En cogénération, même avec l'hypothèse la moins impactante la moyenne des TRI diminue de 30% avec 70% des valeurs inférieures à 10% dont 37% inférieures à 5%. Les évolutions structurelles du dispositif de soutien déjà en vigueur (baisse des subventions et du tarif de l'hypothèse 2), entraînent une baisse de 50% du TRI moyen avec près de 50% des valeurs inférieures à 5%. Dès cette hypothèse le modèle économique devient peu attractif pour les investisseurs. Avec la prise en compte des hausses conjoncturelles des charges d'investissement et des charges d'exploitation actuellement constatées, la situation se dégrade encore, pour aboutir, dans l'hypothèse la plus défavorable, à une baisse de 79% du TRI moyen de l'enquête et 67% des valeurs inférieures à 5%.

TRI Hypothèse cumulée	Injection		Répartition des TRI			
	Moyenne	Evol / MO	< 5%	5-10%	10-15%	>15%
<i>Situation de départ (MO)</i>	13%		16%	16%	20%	48%
Hypothèse 1	8.0%	-37%	28%	28%	24%	20%
Hypothèse 2	5.0%	-61%	44%	28%	24%	4%
Hypothèse 3	3.7%	-71%	48%	32%	16%	4%
Hypothèse 4	0.2%	-98%	72%	20%	8%	0%

Hypothèse 1: Hausse du coût d'investissement 5%, Baisse des subventions de 50%, Baisse tarifaire de 5%

Hypothèse 2: Hausse du coût d'investissement 5%, Sans subvention, Baisse tarifaire de 10%

Hypothèse 3: Hausse du coût d'investissement 15%, Sans subvention, Baisse tarifaire de 10%

Hypothèse 4: Hypothèse 3 + hausse des charges (+20% substats +50% électricité)

Tableau 89: Evolution des TRI des unités en injection en fonction d'hypothèses combinant les facteurs

En injection, dès l'hypothèse 1 la majorité des sites affichent un TRI inférieurs à 10% avec une baisse du TRI moyen de 37%. La seule prise en compte de l'évolution du dispositif de soutien (Hyp 2) fait baisser le TRI moyen de 61% avec 44% des valeurs inférieures à 5%. Avec la prise en compte de l'évolution actuelle des charges d'investissement, 20% des valeurs demeurent supérieures à 10% et seulement 8% le restent en intégrant les hausses de charges d'exploitation. Là encore dès l'hypothèse 3 l'attractivité du modèle économique est très fortement réduite.

On met ainsi en évidence qu'une combinaison réaliste de paramètres orientés à la baisse peut complètement changer la perspective de rentabilité globale des nouvelles installations.

Les deux figures ci-dessous permettent de visualiser l'impact de chaque hypothèse sur les unités de notre échantillon. Les TRI sont classés par ordre croissant et en abscisse figure la puissance électrique ou la capacité d'injection.

Les ronds de couleur correspondent au niveau de TRI obtenu avec chacune des hypothèses.

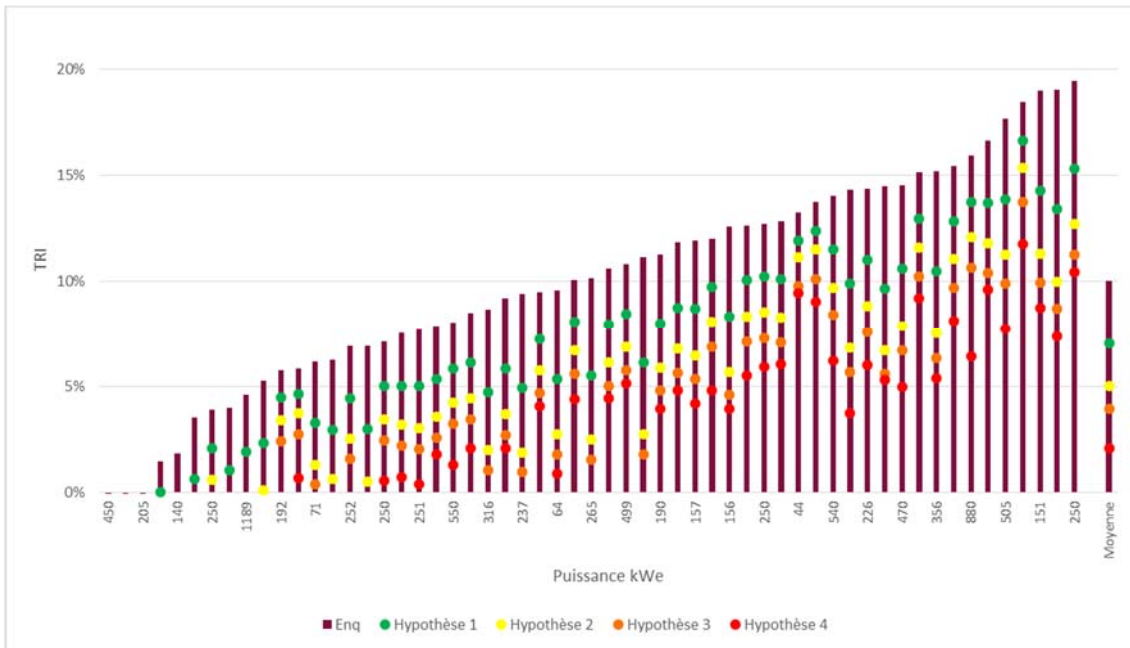


Figure 29: Variation du TRI des unités en cogénération en fonction de différentes hypothèses d'évolution de paramètres

Les différentes hypothèses testées impactent les unités de façon très variable et indépendamment de la taille. Les modifications portant sur les coûts d'investissement agissent de façon proportionnelle, par contre celles concernant les subventions sont, bien sûr, d'autant plus impactantes que les taux obtenus au départ sont élevés et celles touchant aux tarifs sont plus sensibles pour les sites affichant des coûts de production élevés.

Ces différentes simulations restent grossières car non différenciées en fonction des spécificités propres à chaque unité. Elles permettent néanmoins d'apprécier la sensibilité des TRI calculés vis-à-vis de certains paramètres et montrent qu'il serait inapproprié d'extrapoler les résultats obtenus lors de l'enquête à des unités plus récentes ou en projet.

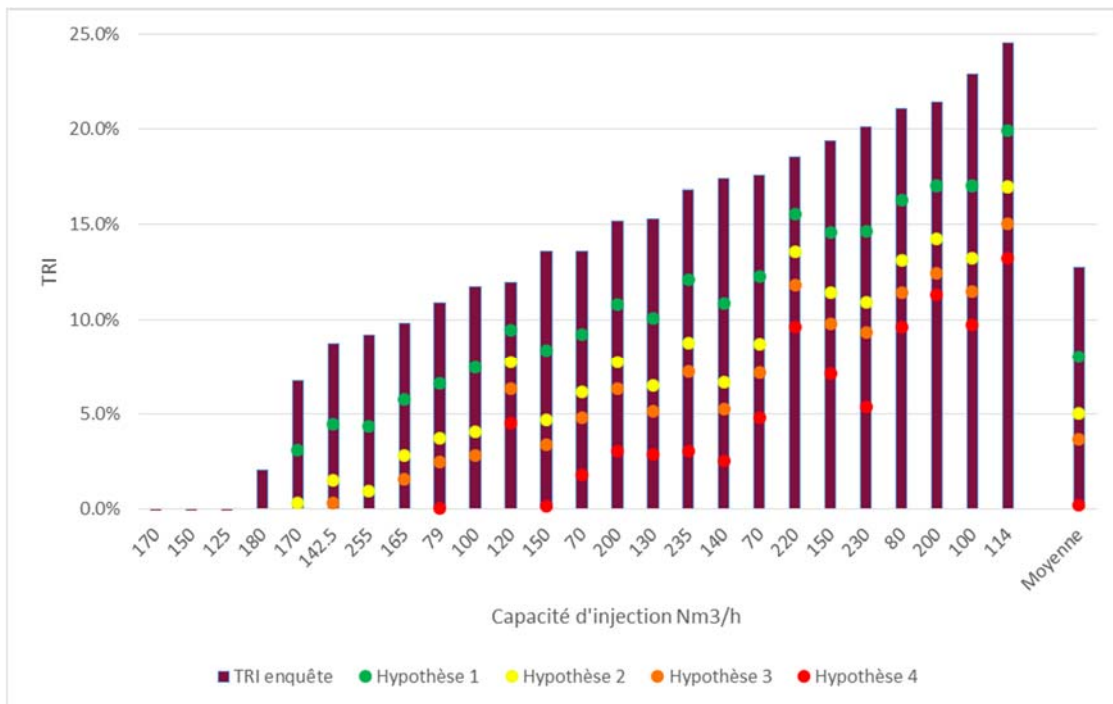


Figure 30: Variation du TRI des unités en injection en fonction de différentes hypothèses d'évolution de paramètres

A retenir

- L'appréciation de la rentabilité des installations dans le temps est déterminée à partir des données d'une seule campagne. Les TRI sont estimés à travers certaines hypothèses visant à s'affranchir au maximum des aléas pouvant évoluer dans le temps. On obtient en moyenne un TRI de 10% en cogénération et de 13% en injection avec toujours une forte variabilité. Cela témoigne d'une bonne rentabilité des projets. La présence de TRI élevés en injection est à rapprocher de la prise de risque également plus forte pour ces réalisations récentes en injection de biométhane.
- L'appréciation des impacts potentiels de différents paramètres structurels (subvention et tarif) et conjoncturels (coût d'investissement et charges d'exploitation) visent à évaluer le degré de sensibilité des TRI calculés. Les tests montrent que des fluctuations réalistes de ces paramètres, parfois d'ailleurs déjà constatées par les nouveaux porteurs de projet, induisent des baisses sensibles des TRI, pouvant même,

5. Points forts et limites

DES POINTS FORTS STRUCTURANTS

- Une méthode standardisée qui permet de comparer les installations en se concentrant sur l'activité de méthanisation.
- Un échantillon d'unités conséquent et représentatif de la méthanisation agricole en France qu'il a été possible d'enquêter grâce à un réseau national d'enquêteurs formés à la méthode
- Un ensemble de données conséquent couvrant l'ensemble des champs de l'activité de la méthanisation agricole qui pourra faire l'objet de compléments d'études ou être intégré comme références pour de nouveaux projets.
- Des références pour la filière pouvant favoriser les comparaisons et la recherche d'optimisation des performances des méthaniseurs en activité
- Une collaboration forte avec les méthaniseurs et l'ensemble des partenaires
- Une analyse critique des résultats par une structure indépendante, extérieure au projet permettant de crédibiliser la démarche, d'éviter certaines erreurs et de permettre une diffusion large des résultats.
- Une méthode qui a fait ses preuves et qui peut être utilisée dans le cadre d'autres études pour enrichir la base de données de nouveaux diagnostics.

DES POINTS DE VIGILANCE

- Le questionnaire d'enquête est très riche en informations et cela peut parfois nuire à l'appropriation de la méthode par les enquêteurs et surtout induire un temps de collecte trop important. Déjà réduit entre Prodiges 1 et Prodiges 2, le questionnaire mériterait d'être encore simplifié.
- Les unités enquêtées sont volontaires et il est possible que celles qui obtiennent de moins bons résultats soient moins enclines à accepter l'exercice. Cela pourrait minimiser dans l'échantillon certains problèmes.
- Le recueil de certaines informations doit impérativement résulter de la consultation de documents de l'installation (factures d'énergie, enregistrement des intrants, livre de compte...) lors de la visite sur site. Les incohérences ou lacunes constatées a posteriori sont plus difficiles à corriger et engendrent de la perte de temps.
- Certaines thématiques du questionnaire font l'objet de moins de précisions dans les retours (agronomie, chaleur, travail). Certaines autres restent absentes, comme les externalités positives vis-à-vis de l'environnement ou du climat.
- L'échantillon enquêté est très représentatif mais, comme on l'a souvent souligné, il comprend essentiellement des sites jeunes, surtout en injection, pour lesquels les difficultés liées à la maintenance et à l'entretien restent limitées. Certains résultats pourraient varier sensiblement avec le temps.
- Les résultats obtenus révèlent une grande diversité des situations constatées. Chaque unité constitue un assemblage singulier de multiples composants pouvant varier dans de larges gammes. Les résultats obtenus doivent être exploités en tenant compte de cette grande variabilité.
- L'étude présente une vision ponctuelle, basée sur le bilan d'une seule année de fonctionnement. En déduire des informations sur la rentabilité réelle de chaque unité sur le long terme n'a pas de sens. Cela en a encore moins si on extrapole les résultats à des unités en projet qui ne bénéficient pas des mêmes conditions de soutien, comme ne injection.
- L'enquête a porté sur des installations disposant d'un certain recul en termes de fonctionnement et d'exploitation. Ces unités ont été construites et réfléchies 4 à 7 ans avant la réalisation de ce travail, en bénéficiant de conditions tarifaires, de subventions ou de contraintes réglementaires différentes des projets en cours en 2022.
- Les simulations faites sur l'évolution des éléments de rentabilité (soutien tarifaire, pratique de subventions, évolution des coûts d'investissement) montrent que l'hypothèse d'une perte de modèle économique fait partie du champ des possibles et peut expliquer le « trou d'air » actuellement constaté dans la dynamique de création de projets.

6. Conclusion / Perspectives

Les performances techniques et économiques des unités étudiées sont pour la majorité d'entre-elles bonnes à très bonnes et les exploitants en sont largement satisfaits. La grande variabilité des situations montre que plusieurs combinaisons de facteurs peuvent conduire à la réussite des projets mais aussi que certains sites, confrontés à des difficultés conjoncturelles, peuvent vite avoir une détérioration de leurs performances.

Le programme Prodiges a permis de définir une méthode d'analyse et de traitement des données. La méthodologie de traitement des informations mise en œuvre, basée sur une décomposition par grands postes, tout en faisant un lien entre les indicateurs techniques et les aspects économiques, est apparue efficace pour gérer à la fois la complexité et la diversité des situations. De même, la standardisation appliquée sur certains aspects économiques, nous apparaît pertinente pour pouvoir disposer d'indicateurs de performances technico-économiques, faire des comparaisons et établir des références.

Avec Prodiges 2 l'échantillon analysé est devenu conséquent et représentatif. Il est important de faire en sorte d'enrichir encore la base de données, par des diagnostics sur de nouveaux sites mais aussi par en reproduisant des diagnostics sur un même site pour des années de fonctionnement différentes. La région Grand Est expérimente déjà le suivi de plusieurs unités à travers un diagnostic Prodiges réalisé sur trois années. Il est souhaitable de mobiliser les ressources nécessaires pour collecter et synthétiser ces données à travers une seule base de données. (Cf. travaux en cours de l'ADEME sur la structuration concertée de l'observation de la méthanisation à l'échelle nationale).

La méthode Prodiges a permis d'amorcer un outil de diagnostic technico-économique au service des méthaniseurs agricoles. Par sa capacité à réaliser un premier retour immédiat, opérationnel et utile aux exploitants enquêtés, il permet d'engager un échange entre l'exploitant et son conseiller, soit pour identifier les pistes d'amélioration possibles, soit dans l'optique d'une évolution de l'unité de méthanisation dans son approvisionnement ou sa diversification. Les résultats de chaque installation peuvent être comparés aux références nationales et mettre ainsi en évidence les leviers d'optimisation techniques et économiques.

Enfin, les simulations et analyses de sensibilité réalisées dans le cadre de l'étude montrent l'importance à attacher aux facteurs de rentabilité économique des projets et à un ajustement approprié des politiques publiques de soutien au regard de la conjoncture économique (hausse des matières premières et coûts de construction) et géopolitique (prix du gaz importé et valorisation de la tonne de carbone fossile).

ANNEXE 1 : SYNTHÈSE DES PRINCIPALES RÈGLES DE STANDARDISATION

Périmètre de l'activité méthanisation et des postes principaux

Postes principaux	Activités et investissements concernés	Exclusion pour l'approche économique
Approvisionnement	Production, achat, transport, stockage des substrats Ouvrages de stockage (silos, fosses...)	Matériels de culture, matériels de transport des substrats. Temps de travail pour l'implantation ou la récolte de cultures et CIVE
Biogaz (conversion des substrats en biogaz)	Production du biogaz Ouvrages et équipements pour alimenter le digesteur, digesteurs, post-digesteur. Ensemble des infrastructures et aménagements ne figurant pas dans les autres postes	
Cogénération (conversion du biogaz en énergies)	Production de l'électricité et de l'eau chaude Cogénérateur et ses auxiliaires, raccordement au réseau électrique	
Epuration (conversion du biogaz en biométhane)	Production de biométhane Epurateur, raccordement au réseau de gaz	
Digestat	Gestion du digestat sur le site de méthanisation Ouvrages de stockage, moyens de traitement, canalisation de transfert vers fosse.	Matériels d'épandage (tonnes, rampes, réseau de transport sur parcelles...) Temps de travail pour l'épandage sur les parcelles
Chaleur (valorisation de la chaleur)	Valorisation pour du chauffage et la production d'eau chaude Réseaux de transfert de la chaleur vers les lieux de valorisation et interfaces.	Ateliers spécifiques valorisant la chaleur (séchoirs, serres...) mais dans lesquels d'autres moyens de productions sont nécessaires. Temps de travail dans ces ateliers

Règles de simplification et de standardisation pour les calculs économiques

Déjections animales : Le coût des déjections des exploitations associées à l'unité de méthanisation entrant dans la ration est limité au coût de transport lorsqu'il est supporté par la métha.

Cultures destinées à la méthanisation : évaluation du coût de production à la tonne de matière brute

Epandage : calcul de la quantité supplémentaire de fertilisant organique restant à la charge de l'exploitation (ou des exploitations) porteuse(s) de l'unité de méthanisation par rapport aux quantités d'effluent d'élevage qu'il(s) apporte(nt). Multiplication par un tarif d'épandage « par entreprise ».

Financement des investissements et charges de remboursement des emprunts : global des investissements correspondant au périmètre de l'activité méthanisation (après déduction des subventions) financé en totalité par emprunt bancaire. Remboursement sur 11 ans. Taux d'intérêt (+ frais de dossier) fonction de l'année de mise en service.

Travail : application d'un forfait de 20.8 EUR par heure (1,5 SMIC) correspondant à une rémunération de base du travail d'exploitation des installations (responsabilité, compétence intellectuelle, astreintes... non considérées à ce niveau).

ANNEXE 2 : DIAGNOSTIC INDIVIDUEL – EXEMPLE.

Exemple d'analyse des coûts de production de l'unité U27

Le tableau de référence des coûts de production moyens est le suivant :

EUR par MWh	Total	Investis.	Exploit.	Travail
Approvisionnement	40	8	29	3
Conversion biogaz	87	41	37	8
Conversion énergie	44	24	16	3
Gestion digestat	13	7	5	1
Valorisation chaleur	3	3	0	0
Total	187	84	88	14

L'unité U27, qui est une unité de taille proche de la moyenne du groupe, présente un coût de production sensiblement plus élevé (221 EUR par MWh), qui dépasse le tarif de vente de l'électricité. Sa productivité électrique (85%) est un peu en dessous de la moyenne.

La décomposition par grandes catégories de charges et par grands postes aboutit au tableau suivant.

EUR par MWh	Total	Investis.	Exploit.	Travail
Approvisionnement	73	3	63	6
Conversion biogaz	101	52	45	5
Conversion énergie	41	18	21	2
Gestion digestat	5	1	4	0
Valorisation chaleur	2	2	0	0
Total	221	75	133	13
<i>Ecart à la référence</i>	<i>35</i>	<i>-9</i>	<i>45</i>	<i>-2</i>

La comparaison aux valeurs de référence fait ressortir des surcoûts au niveau des charges d'exploitation pour les postes approvisionnement, conversion en biogaz et cogénération. Différentes causes expliquent ces surcoûts :

- Approvisionnement : beaucoup de récoltes de CIVE, des frais de transports importants pour des résidus d'industries.
- Conversion biogaz : quelques frais de réparation bien que l'unité soit encore jeune, une consommation d'électricité un peu forte du fait du procédé d'incorporation et de brassage.
- Conversion en énergie : un contrat de maintenance élevé ; plusieurs pannes du moteur occasionnant des frais et une vingtaine de jours d'arrêt de production.

Sur les 2 derniers postes, l'exploitant a probablement peu de leviers d'action à court terme, si ce n'est de chercher à faire progresser la productivité. Par contre, au niveau des approvisionnements en intrants, des solutions d'optimisation méritent d'être étudiées.

ANNEXE 3 : GRILLE DE DIAGNOSTIC INDIVIDUEL (CAS FICTIF)



Analyse des performances de votre unité de méthanisation

FICTIF Cogé Agrimédian

France

Suite au diagnostic réalisé par

Conseiller Métha

le 15/02/2018

Unité avec cogénérateur de **240 kW** **231** kWé
 Période suivie **01/11/2016** **31/10/2017** élec vendue
 En fonctionnement depuis **3.2 ans**

Références nationales

(explications en page 4)

Médiane

↓ votre situation ↓

1 2 3 4 5

4592				
74%		3		
0%			3	

35%	✓		3	
8%	✓		3	
0%	✓		3	
42%			3	

A Approvisionnement

Quantité de substrats **10745** tonnes/an soit **4652** t/100 kWé
 dont effluents d'élevage **74%** supérieur à 60%
 dont cultures énergétiques **2%** inférieur à 15%

A1 Contribution à la production de biogaz (énergie)

Effluents d'élevage et résidus agricoles **40%**
 CIVE et herbe de prairies permanentes **9%**
 Cultures énergétiques **4%** 13% par les cultures
 Autres (sous produits IAA, déchets...) **46%**

A2 Coût des approvisionnements (achat + production)

	en € / an	par MWh élec vendu
Effluents d'élevage et résidus agricoles	2 710	4 € / MWhé
CIVE et herbe de prairies permanentes	12 400	76 € / MWhé
Cultures énergétiques	6 660	92 € / MWhé
Autres catégories (déchets...)	24 200	29 € / MWhé
Global	45 970	25 € / MWhé

23 ✓ ■ ■ ■ ■ ■

Le coût médian pour une unité de 240 kw est de

41900 €

Contribution importante des substrats non agricoles (46%), prix en hausse rapide
 Le coût des appro reste globalement maîtrisé (proche de la moyenne)

B Production du biogaz

B1 Dimensionnement

	Recirculation	
	sans	avec
Temps de rétention digesteur	48	-
hydraulique (TRH) en jours	+ post dig	98

Charge mat. organique du digesteur **2.8** kg MO/(m3.j)
 Teneur en matière sèche de la ration **16.7%**
 Teneur en mat. sèche dans digesteur **9.6%**

B2 Productivité en gaz

	Réalisé =	mesuré	Avant cogé
Méthane produit par volume de digestion	digesteur	1.0	m3/(m3.j)
	+ post dig	0.5	m3/(m3.j)

	Potentiel *	Réalisé	* potentiel estimé des intrants
Méthane en m3 / tonne d'intrant	48	46	
de matière organique	319	305	

soit 96% du potentiel

B2 Coût de production du biogaz

83 €/MWh élec vendu

Références nationales

avec post-digesteur

49			3	
102			3	

2.8			3	
17%			3	
10%			3	

1.0			3	
0.5			3	

45	✓		3	
295	✓		3	

84 ✓ ■ ■ ■ ■ ■

Productivité digesteur modérée, temps de séjour satisfaisants
 Coût de production du gaz est satisfaisant



PRODIGE : un programme d'acquisition et de diffusion de références sur le fonctionnement des unités de méthanisation agricoles en France



ANNEXE 4 : RAPPORT DE LA PHASE D'ANALYSE CRITIQUE

Réalisé par Adrien DE VRIENDT

1. Rappel : compréhension du besoin initial formulé par l'ADEME

La production de biogaz et de biométhane coûte environ 4 à 5 fois plus cher que la référence fossile (en 2022, avec la crise énergétique, le gaz naturel fossile peut coûter plus cher que le biogaz ou le biométhane). Par conséquent, la production de cette énergie renouvelable est financée par les pouvoirs publics de façon directe (ex : subventions aux dépenses d'investissement (CAPEX) et tarif d'achat de l'électricité ou du biométhane injecté dans le réseau) ou indirecte (ex : réduction de TVA pour les réseaux de chaleur achetant des garanties d'origine biométhane, exemption de TICGN¹¹ pour les consommateurs achetant des garanties d'origine biométhane, etc.).

Différents acteurs de la filière, ainsi que les pouvoirs publics, ont déjà mené plusieurs études sur la performance économique des installations de production de biogaz subventionnées. En revanche, il n'existe pas à ce jour d'étude sur la performance économique des installations de production de biométhane.

Dans ce cadre, les Chambres d'Agriculture ont décidé de renouveler le programme PRODIGE, pour évaluer la performance économique de 60 installations de méthanisation, dont la moitié sont des installations de production de biométhane injecté.

L'ADEME souhaite renforcer ce programme avec la contribution d'un prestataire externe pour faire une analyse critique afin d'enrichir la méthodologie et la portée des résultats de cette étude, en termes de représentativité statistique et de rigueur méthodologique.

2. Point d'attention à l'intention du lecteur

Ce document est le livrable d'une mission d'appui à l'analyse et la rédaction de l'étude PRODIGE 2 réalisée par Adrien de Vriendt, consultant indépendant expert de la méthanisation. L'étude PRODIGE 2 a été réalisée par l'APCA et encadrée par l'ADEME. Le rôle d'Adrien était davantage un appui de long cours à l'analyse, au traitement des données collectées, au conseil et à la rédaction de l'étude, plutôt qu'une "revue scientifique par les pairs" (peer-review) réalisée ponctuellement.

Cette étude a été réalisée à distance (contexte COVID-19), lors de la finalisation de la mission PRODIGE 2, entre novembre 2021 et mars 2022, et n'a pas donné lieu à des "audits" sur site ni à des entretiens auprès des agriculteurs méthaniseurs interrogés ou des conseillers des chambres responsables des entretiens (nb : environ 16 semaines de travail pour 19 JH de travail budgétés).

3. Planning et principales tâches réalisées dans le cadre de cet appui critique à l'étude PRODIGE 2

Ce livrable fait la synthèse de l'accompagnement critique qui a été réalisé pendant plusieurs mois. Cet accompagnement s'est notamment matérialisé par les tâches suivantes entre novembre 2021 et mars 2022 :

¹¹ Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel

1. Transverse :
 - a. Participation aux différentes réunions du projet, que ce soit interne ou externe (avec parties prenantes)
 - b. Nombreuses réunions de travail avec équipe projet côté APCA et/ou côté ADEME
2. Analyse critique de la méthode de collecte des données et de traitement des données (dès novembre 2021)
 - a. Revue critique des questionnaires de 4 unités jugées représentatives
 - i. 1 unité injection Hauts de France
 - ii. 1 unité injection Grand Est
 - iii. 1 unité cogé Bretagne (PRODIGE 2)
 - iv. 1 unité cogé Pays de Loire (PRODIGE 2)
 - b. Revue critique et recherche de coquilles / incohérences et erreurs dans le tableur de synthèse principal, à au moins trois reprises
 - c. Cette étape a notamment permis d'identifier plusieurs erreurs statistiques
3. Revue critique du rapport de synthèse final, tant sur le fond que sur la forme, à plusieurs reprises (dès début 2022)
 - a. Relecture et proposition de plan du rapport de synthèse
 - b. Vérification et complément des analyses effectuées (nb : plusieurs désaccords / contrepropositions ont pu être faites, dans une logique globale d'amélioration continue et constructive)
 - c. Propositions sur les analyses complémentaires demandées par l'ADEME (ex : analyse du LCOE ou des TRI des projets analysés)
4. Rédaction de ce livrable de synthèse présentant le retour sur cet accompagnement critique (mars 2022)

4. Les points forts de l'étude

La réalisation de l'analyse critique a révélé les points forts suivants, sur lesquels les parties prenantes de l'étude PRODIGE doivent miser pour les prochaines éditions ou pour enrichir d'autres études semblables :

1. **L'étude statistique bénéficie d'une bonne représentativité sur deux plans.**
 - a. **Une très bonne représentativité en termes de capacité de production** : les performances techniques et économiques des unités varient également fortement selon la capacité de production.
 - b. **Une bonne représentativité régionale** : les substrats issus des exploitations agricoles alimentant les différentes unités dépendent fortement en fonction des différentes régions et des différentes zones climatiques en France continentale. (NB : un seul point d'attention non critique à ce sujet pour la cogé, voir partie suivante, axes d'amélioration).
 - c. NB: le programme PRODIGE s'arrête aux unités agricoles
2. **Les données collectées sont très riches.**
 - a. **La quantité des données collectées**, que ce soit en terme du nombre très important d'unités (près de 90 unités, soit près de 10% des unités de méthanisation agricole en France continentale) ou en terme du nombre de questions sur tous les différents aspects de la méthanisation agricole (plusieurs centaines de cellules à remplir dans les questionnaires).

- b. **La qualité des données collectées** : les questionnaires laissent une grande place aux commentaires / notes / explications / exceptions, permettant de bien saisir la complexité multidimensionnelle / multi-fonctionnelle de la méthanisation.

3. La démarche statistique est bien cadrée et rigoureuse

- a. L'analyse d'un très grand nombre de données issues de différentes sources (ex : différents conseillers agricoles de différentes Chambres d'Agriculture) est un défi majeur, qui a été contrôlé dès la phase de collecte des données grâce à :
 - i. Un appui au remplissage des questionnaires pour minimiser les différences d'interprétation entre deux conseillers.
 - ii. Un système de contrôle de cohérence de certains champs (ex : calcul de l'énergie produite sur la base des intrants renseignés et de pouvoirs méthanogènes standards).
- b. L'équipe (APCA + ADEME + analyse critique Adrien) qui analyse les données dispose à la fois de bonnes compétences en analyse statistique et mathématique, mais également d'une forte expérience de fond dans la méthanisation.
 - i. Cette double compétence permet d'assurer des contrôles de cohérence rapides d'un très large champ d'indicateurs techniques.
 - ii. Le fait d'être à l'aise sur le traitement statistique des données d'un tableur permet de corriger rapidement les coquilles et incohérences éventuelles.
- c. Conséquence de la bonne organisation, l'étude statistique a été réalisée rapidement.
 - i. A partir du moment où l'ensemble des différents questionnaires ont été récupérés, l'analyse statistique de l'ensemble des tableurs et des données, et la production du rapport final (dont analyses économiques et financières complémentaires, avec le LCOE ou le TRI par exemple), ont été relativement rapides (3 mois).

5. Les axes d'amélioration

Même s'il est évident que l'étude a été réalisée dans un contexte particulier, et que l'analyse critique n'a pas pu couvrir l'ensemble des sujets, les axes d'amélioration suivants ont été identifiés et pourraient être traités pour les éditions suivantes :

1. **Gestion des compétences : actuellement les connaissances de fond, mais aussi pratiques, sur l'étude sont concentrées sur une seule personne** (Hervé).
 - a. L'équipe qui a initié PRODIGE 1 a eu peu de temps pour faire la transition avec l'équipe PRODIGE 2, d'où la difficulté à gérer certains choix antérieurs (ex : comment cet indicateur a été calculé et pourquoi ?).
 - b. A terme, il faudrait sécuriser une équipe stable sur le sujet (peut être avoir un doublon ?).
2. **Gestion des informations : l'organisation des données et des tableurs ne permet pas un audit complet et ne facilite pas une transmission / suite de l'analyse statistique.**
 - a. Le processus d'audit complet des données est actuellement impossible et n'a pas pu être réalisé. Par exemple, dans le tableur de synthèse, les différentes formules de ratio / sommes étaient non-auditables (ex : "Capacité utile globale ouvrages" qui doit correspondre à une somme), et de nombreuses cellules renvoient vers des tableurs de calculs externes qui sont stockés quelque part sur le serveur de l'APCA. En effet, d'un pur point de vue informatique, les données sont éclatées entre des documents / tableurs de PRODIGE 1 et PRODIGE 2, et la centralisation et nettoyage d'une base de données simple n'a pas été réalisé.

- b. Pour la prochaine itération de l'analyse PRODIGE, le processus suivant pourrait être mis en place :
 - i. NB : prévoir au moins 2 à 3 Jour-Hommes de travail au début de l'analyse pour nettoyer et structurer l'architecture de données.
 - ii. Renommer et classer les "vieux" documents PRODIGE 1 et PRODIGE 2.
 - iii. S'assurer que les questionnaires disposent d'un onglet de "sortie" pouvant facilement être lié (ou copié collé) directement sur un onglet du tableur de travail.
 - iv. Avoir un seul tableur de synthèse avec un sommaire, et suivre les bonnes pratiques :
 - 1. Séparer les onglets selon leur nature
 - a. Onglet de données sources
 - b. Onglet de travail intermédiaire (ex : SAU / unité)
 - c. Onglet de résultat
 - d. Onglet d'hypothèses / contexte / contrôle de cohérence
 - 2. Mettre un code couleur par type de cellule
 - a. Cellule donnée renseignée
 - b. Cellule donnée liée (renvoi vers un autre onglet/tableur)
 - c. Cellule calcul intermédiaire
 - d. Cellule résultat
 - e. Autre type de cellule : mise en forme, commentaire, etc.
 - 3. Supprimer les données en double / utilisées à différents endroits
- 3. Gestion des informations : la quantité d'information à collecter et à traiter peut-être trop importante par rapport aux ressources mobilisées, ce qui peut nuire à la suite du projet.**
- a. Le "revers de la médaille" de la force de PRODIGE est que la quantité d'informations est trop importante pour pouvoir être traitée correctement par l'équipe projet. En conséquence, les ressources humaines mobilisées sur le projet ne disposent pas d'assez de temps pour pouvoir prendre de la hauteur et faire toutes les analyses pertinentes.
 - b. Dans le cas d'une étude PRODIGE 3, si les ressources humaines allouées au projet sont limitées, il faudra peut-être limiter les questions pour se concentrer sur un suivi plus simple de certaines unités ?
- 4. Qualité des informations : les informations économiques étant collectées et basées uniquement sur le déclaratif des agriculteurs méthaniseurs questionnés, toute analyse au sujet de la rentabilité des unités doit tenir compte des différences d'interprétation, de déclaration et/ou de comptabilisation entre différents agriculteurs méthaniseurs.**
- a. Les conseillers qui réalisent les entretiens avec les agriculteurs méthaniseurs connaissent les unités et disposent d'une bonne connaissance de la filière, ce qui limite les erreurs ou trop grands écarts (d'autant plus que le questionnaire dispose de contrôles de cohérence, cf point fort de l'étude). On ne peut douter de la sincérité du déclaratif, néanmoins il faut rester prudent sur certains chiffres, notamment économiques.
 - b. En effet, le questionnaire est purement déclaratif, d'autant plus que les activités de production d'énergie sont parfois mélangées avec les activités agricoles (en faveur / défaveur de l'unité selon les différents leviers d'optimisation ou d'interprétation fiscale ou économique).
 - i. Pour une analyse stricte de la rentabilité des unités, il faudrait collecter les informations comptables auditées (compte de résultat, bilan) de l'unité de méthanisation.

- c. Finalement, la taille de l'échantillon considéré doit normalement permettre d'analyser statistiquement la rentabilité économique des unités en "lissant" les différences d'interprétation économique et fiscale et de comptabilisation entre les agriculteurs méthaniseurs.
5. **Qualité des informations : la représentativité des unités, qui est déjà bonne, pourrait être améliorée.**
- a. Pour la prochaine édition, pour les unités de cogénération, il serait pertinent de renforcer les unités en Bourgogne et en Normandie (régions importantes pour la cogénération et actuellement peu représentées), au détriment de la Bretagne (peut être trop représentée à l'heure actuelle).

6. Limite de l'étude indépendante de l'analyse PRODIGE

Enfin, l'étude est limitée par certaines difficultés de la filière, qui sont indépendantes de l'équipe de réalisation de l'étude :

1. **Le manque de consensus sur les paramètres des indicateurs clés, notamment économiques**
 - a. Les différents rapports de référence sur la filière (publics, issus de l'ADEME ou de la CRE ; ou privés, issus d'ENEA Consulting ou de GRDF par exemple) utilisent systématiquement des paramètres et hypothèses différents pour les indicateurs clés de performance économique.
 - b. Pour les calculs des coûts actualisés (LCOE) ou du TRI, les différents rapports prennent des valeurs différentes pour :
 - i. La période considérée (égale à la durée des tarifs d'achat, ou durée supérieure)
 - ii. Le taux d'actualisation (coût moyen pondéré du capital, ou coût moyen pondéré du capital avec prime de risque)
 - iii. Le calcul avant ou après impôts
 - iv. La prise en compte de revenus / activités annexes ou non (ex : garanties d'origine ou réfaction)
 - v. Date des investissements (en année 1 ou répartis ?).

7. Les éléments qui n'ont pas pu faire l'objet d'une analyse critique

Les deux points suivants n'ont pas pu faire l'objet d'une analyse critique :

1. La contribution du comité technique (COTEC) à la réalisation de l'étude et de l'analyse statistique :
 - a. Adrien n'a participé qu'à une seule réunion du COTEC alors que l'ensemble des analyses étaient déjà en cours.
 - b. A la connaissance d'Adrien, le COTEC n'a pas été sollicité sur la collecte des données sources ou sur les analyses statistiques (ex : le COTEC n'a pas eu accès aux tableaux d'analyse).
2. L'organisation entre les différentes Chambres d'Agriculture :
 - a. Adrien a rejoint l'étude en novembre 2021, après que les données aient été collectées par Hervé auprès des différentes Chambres d'Agriculture.
 - b. L'organisation entre les différentes Chambres d'Agriculture n'a pas été évaluée.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Classer les références par ordre alphabétique des noms d'auteur ou par ordre d'apparition dans le texte. Si plusieurs auteurs, les séparer par une virgule suivi d'un espace.

Il est vivement conseillé de les numéroté, avec renvoi depuis le texte vers la bibliographie.

- ADEME - APESA - Biomasse Normandie, **Suivi technique, économique, environnemental et social d'installations de méthanisation** – 2014 – Rapport – 67 pages
- ADEME Auvergne Rhône-Alpes (Jacques Wiart, Pierre Laurent) – ISARA (Charlène Laroche), 2021. Méthanisation : **Bilan d'une décennie de soutien de l'ADEME en région Auvergne Rhône-Alpes (2008 -2020). Comparaison données prévisionnelles et données réelles. Recueil des conseils des porteurs de projet.** Rapport 20 p.
- ADEME Bourgogne, 2015, **Analyse économique des installations de méthanisation agricoles de Bourgogne sur 2014**, 15 pages
- ADEME, Bureau Veritas, 2021, **Synthèse finale des installations de biométhane en projets.** 45 pp.
- ADEME –S3D (AudreyEL HABTI, David GUIANVARCH, Germain LHERIAU) (d'après les suivis réalisés par S3D, Biomasse Normandie et l'APESA, avec l'appui de Biogasview) –2016–**Suivi technique, économique, environnemental et social de sept installations innovantes de petite méthanisation à la ferme** –Synthèse rapport final–24pages.
- E-CUBE Strategy Consultants, 2015, **Etat des lieux de la filière biogaz** – Rapport – 109 pages

INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES

TABLEAUX

Tableau 1 : Représentativité par région des unités enquêtées.....	11
Tableau 2 : Surface Agricole Utile des exploitations associées aux unités enquêtées	12
Tableau 3 : Pourcentages d'unités associées aux différents ateliers d'élevage	13
Tableau 4 : Situation des unités de méthanisation par rapport à l'exploitation agricole	13
Tableau 5: Emprise globale des sites de méthanisation en fonction de leur taille	13
Tableau 6: Répartition des unités de méthanisation enquêtées par année de mise en service	14
Tableau 7: Répartition des unités de méthanisation en fonction de leur âge au moment de l'enquête.....	14
Tableau 8: Répartition du nombre d'unités en cogénération par groupe de taille	15
Tableau 9: Répartition du nombre d'unités en injection par groupe de taille	17
Tableau 10: Rendement électrique « constructeur » par groupe de taille	19
Tableau 11: Part de consommation électrique des auxiliaires par groupe de taille sur le total de production électrique.....	19
Tableau 12: Productivité électrique par groupe de puissance électrique	20
Tableau 13: Causes d'arrêt de la production en aval du digesteur en cogénération pour les 27 unités Prodige 2	21
Tableau 14: Indice de satisfaction concernant le cogénérateur.....	21
Tableau 15: Productivité en biométhane par groupe de capacité maximale d'injection	23
Tableau 16: Causes d'arrêt de production en aval du digesteur en injection.....	24
Tableau 17: Indice de satisfaction de l'épuration	24
Tableau 18: Tonnages de matière brute et sèche utilisés par kW électrique.....	25
Tableau 19: Tonnages de matières brute et sèche utilisés par puissance électrique installée.....	25
Tableau 20: Tonnages de matières brute et sèche utilisés par Nm ³ /h.....	25
Tableau 21: Tonnages de matières brute et sèche utilisés par taille en injection	25
Tableau 22: Origine des matières utilisées en cogénération et en injection.....	26
Tableau 23: Mix moyen de matières utilisées en tonnage entrant pour la cogénération et l'injection de biométhane	26
Tableau 24: Mix moyen de matières utilisées en énergie produite pour la cogénération et l'injection de biométhane	27
Tableau 25: Production de méthane par tonne d'intrant	28
Tableau 26 : Coût des substrats en cogénération avec et sans redevance déchet.....	29
Tableau 27: Coût des substrats en injection avec et sans redevance déchet.....	29
Tableau 28 : Indice de satisfaction de la partie approvisionnement.....	30
Tableau 29: Dimensions et temps de rétention des unités avec un digesteur et sans post digesteur	31
Tableau 30: Charge organique et productivité des unités avec un digesteur et sans post digesteur par unité de volume et par jour	32
Tableau 31: Dimensions et productivité des unités avec digesteur et post digesteur	32
Tableau 32: Fréquence des problèmes rencontrés lors de la production de biogaz	33
Tableau 33: Origine des problèmes rencontrés lors de la production de biogaz	33
Tableau 34: Indice de satisfaction de la production de biogaz.....	33
.....	34
Tableau 35 : Consommation électrique en cogénération.....	34
Tableau 36 : Consommation électrique en injection.....	35
Tableau 37: Part de chaleur valorisée en cogénération	35
Tableau 38 : Indice de satisfaction de la valorisation de la chaleur	35
Tableau 39: Nombre d'unités utilisant une séparation de phase du digestat	36
Tableau 40 : Capacité de stockage du digestat liquide en mois	36
Tableau 41 : Répartition des volumes de digestats liquides et solides épandus	37
Tableau 42 : Proportion de digestat liquide épandu par type de matériel d'épandage.....	37
Tableau 43 : Indice de satisfaction de la valorisation du digestat.....	38
Tableau 44 : Temps de travail en injection et cogénération par taille d'unités	38
Tableau 45 : Indice de satisfaction du poste travail.....	39
Tableau 46 : Coût de construction des installations de cogénération par kWé et par poste.....	40
Tableau 47: Part des subventions dans le coût de construction des installations de cogénération	40
Tableau 48 : Part des subventions dans le coût de construction des installations de cogénération en fonction de leur taille.....	40
Tableau 49 : Coût de construction des installations en injection par Nm ³ /h et par poste	41
Tableau 50 : Part des subventions dans le coût de construction des installations en injection	42

Tableau 51 : Part des subventions dans le coût de construction des installations en injection en fonction de leur taille.....	42
Tableau 52 : Coût de production global en EUR/ MWhé en cogénération	42
Tableau 53 : Coût de production global en EUR/ MWh PCS en injection	43
Tableau 54 : Coût de production en cogénération par type de charge et par taille d'unité.....	43
Tableau 55 : Coût de production en cogénération par poste et par taille d'unité	44
Tableau 56 : Coût de production en injection par type de charge et par taille d'unité.....	44
Tableau 57 : Coût de production en injection par poste et par taille d'unité.....	44
Tableau 58 : Décomposition du coût de production en cogénération par poste et par type de charge.....	45
Tableau 59 : Décomposition du coût de production en injection par poste et par type de charge.....	45
Tableau 60 : Décomposition des charges d'exploitation par grands types de dépenses en fonction de la taille de l'unité en cogénération.....	47
Tableau 61 : Décomposition des charges d'exploitation par grand type de dépenses en fonction de la taille de l'unité en injection.....	48
Tableau 62 : Coût de production actualisé de l'énergie (électricité et biométhane).....	50
Tableau 63 : Tarif de vente de l'électricité par taille d'unité	50
Tableau 64 : Tarif de vente du biométhane par taille d'unité	50
Tableau 65 : Autres recettes en cogénération en EUR/MWhé par taille d'unité	51
Tableau 66 : Autres recettes en injection en EUR/MWh PCS par taille d'unité.....	51
Tableau 67 : Taux de couverture de la dette (DSCR) en cogénération et en injection.....	52
Tableau 68 : Marge nette standardisée en cogénération par taille d'unité	53
Tableau 69 : Variation de la marge nette standardisée en cogénération	54
Tableau 70 : Variation de la marge nette standardisée en cogénération en fonction de la taille de l'unité	55
Tableau 71 : Marge nette sur investissement en cogénération	55
Tableau 72 : Marge nette standardisée en injection par taille d'unité.....	56
Tableau 73 : Variation de la marge nette standardisée en injection	57
Tableau 74 : Variation de la marge nette standardisée en injection en fonction de la taille de l'unité	58
Tableau 75 : Marge nette sur investissement en injection.....	59
Tableau 76 : Simulation des hausses de charges 2022 sur le résultat économique en cogénération.....	60
Tableau 77 : Simulation des hausses de charges 2022 sur le résultat économique en injection	60
Tableau 78 : Indice de satisfaction sur le volet économique.....	60
Tableau 79 : TRI estimé dans le cadre des hypothèses de calcul	61
Tableau 80 : Répartition des TRI estimés par niveau.....	61
Tableau 81 : Répartition des TRI estimés par niveau	62
Tableau 82: Evolution des TRI des unités en cogénération en fonction d'hypothèses d'évolution du coût de construction.....	62
Tableau 83: Evolution des TRI des unités en injection en fonction d'hypothèses d'évolution du coût de construction	63
Tableau 84: Evolution des TRI des unités en cogénération en fonction d'hypothèses d'évolution des subventions	63
Tableau 85: Evolution des TRI des unités en injection en fonction d'hypothèses d'évolution des subventions	63
Tableau 86: Evolution des TRI des unités en cogénération en fonction d'hypothèses d'évolution de tarif	64
Tableau 87: Evolution des TRI des unités en injection en fonction d'hypothèses d'évolution de tarif	64
Tableau 88: Evolution des TRI des unités en cogénération en fonction d'hypothèses combinant les facteurs	65
Tableau 89: Evolution des TRI des unités en cogénération en fonction d'hypothèses combinant les facteurs	65

FIGURES

Figure 1 : Répartition du nombre d'unités en cogénération par année de mise en service.....	14
Figure 2 : Répartition des 57 unités en cogénération par classe de puissance électrique.....	15
Figure 3 : Répartition du nombre d'unités par classe de capacité d'injection	16
Figure 4 : Répartition des unités selon le temps annuel de fonctionnement du ou des cogénérateurs.....	18
Figure 5 : Répartition des unités selon leur indice de productivité en électricité (kWh livrés/capacité max en kWh)	20
Figure 6 : Répartition des unités selon la durée effective d'injection de biométhane	22
Figure 7 : Répartition des unités selon leur indice de productivité en biométhane	23
Figure 8 : Contribution des déjections animales (à gauche) et des matières non agricoles (à droite) à la production de biométhane (en %) pour les unités de méthanisation en cogénération (en haut) selon leur puissance (en kW) et en injection (en bas) selon leur Cmax (Nm ³ /h)	28

Figure 9 : Coût net des substrats en EUR / MWh pour les unités en cogénération.....	29
Figure 10 : Coût net des substrats en EUR/ MWh PCS pour les unités en injection.....	30
Figure 11 : Temps de travail annuel pour 100 kWé et 25 Nm ³ /h en fonction de la puissance de l'unité....	38
Figure 12 : Répartition du temps de travail par grand poste	39
Figure 13 : Investissement (en EUR par kWé) selon la puissance de l'installation de cogénération	40
Figure 14 : Investissement (en EUR par Nm ³ /h), selon la capacité d'injection de l'installation.....	41
Figure 15 : Coût de production en fonction de la puissance de l'unité de cogénération.....	43
Figure 16 : Coût de production en fonction de la capacité d'injection de l'unité de méthanisation.....	43
Figure 17 : Coûts de production des unités en cogénération, avec détail des types de charges et productivité électrique.....	46
Figure 18 : Coûts de production de 26 unités en injection, avec détail des types de charges et productivité en gaz	47
Figure 19 : Répartition des charges d'exploitation en cogénération par grands types de dépenses.	48
Figure 20 : Répartition des charges d'exploitation en injection par grands types de dépenses.	49
Figure 21 : Valeurs moyennes des produits, des charges et de la marge nette par MWh d'électricité livrés.	54
Figure 22 : Marge nette par MWh d'électricité vendue selon la puissance électrique des unités.....	54
Figure 23 : Marge nette en euros par unité de méthanisation selon leur puissance électrique.	55
Figure 24 : Comparaison du coût de production et des produits (avec ses principaux composants) des unités en cogénération	56
Figure 25 : Valeurs moyennes des produits, des charges et de la marge nette par MWh PCS de gaz livré.	57
Figure 26 : Marge nette par MWh PCS de biométhane vendu selon la capacité d'injection des unités....	57
Figure 27 : Marge nette en euros par unité de méthanisation selon la capacité d'injection.....	58
Figure 28 : Marge nette par MWh PCS de biométhane vendu selon la capacité d'injection des unités....	59
Figure 29: Variation du TRI des unités en cogénération en fonction de différentes hypothèses d'évolution de paramètres.....	66
Figure 30: Variation du TRI des unités en injection en fonction de différentes hypothèses d'évolution de paramètres	66

SIGLES ET ACRONYMES

AAMF	Association des Agri Méthaniseurs de France
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
APCA	Assemblée Permanente des Chambres d'Agriculture
CAPEX	CAPital EXpenditure
CIVE	Culture Intermédiaire à Vocation Energétique
Cmax	Capacité maximale d'injection de biométhane
COTEC	COmité TEChnique
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
DSCR	Debt Service Coverage Ratio (Taux de couverture de la dette)
GRDF	Gaz Réseau Distribution France
KWe	KilloWatt électrique
LCOE	Levalized Cost Of Energy
MB	Matière Brute
MWh	MegaWatt Heure
Nm3/h	Normo mètre cube par heure
OPEX	OPerational EXpenditure
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
PSA	Pressure Swing Adsorption
SINOE	Base de données et d'analyse autour des déchets
TICGN	Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel
TRI	Taux de Rentabilité Interne

L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

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

Dans tous les domaines - énergie, économie circulaire, alimentation, mobilité, qualité de l'air, adaptation au changement climatique, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

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

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.

ANALYSE TECHNICO- ECONOMIQUE DE 84 UNITES DE METHANISATION AGRICOLE

Cette étude, portée par le réseau des Chambres d'Agriculture, apporte des références, basées sur un panel de 84 unités de type agricole, dont 57 en cogénération et 27 en injection. Cet échantillon est très représentatif du parc existant en 2020 à l'échelle de la France.

En cogénération, la production électrique moyenne atteint 88% du maximum possible ce qui témoigne de bonnes performances techniques. Au plan économique, la marge dégagée est en moyenne de 48 EUR par MWh d'électricité vendue avec un poids relatif des recettes connexes à la vente d'électricité important pour certains sites. On note cependant une très grande dispersion de la plupart des critères étudiés. Chaque unité présente un profil particulier.

En injection, l'échantillon étudié est jeune avec moins de recul, ce qui doit être pris en compte dans l'interprétation des résultats. La production de biométhane atteint en moyenne 92% du maximum possible avec quelques dysfonctionnements. La marge moyenne est de 31 EUR / MWh PCS produits mais avec une très grande hétérogénéité. Ces résultats reflètent en partie les conditions favorables du dispositif de soutien avant 2020 et ne sont pas extrapolables aux conditions actuelles.

Des tests de sensibilité sur les TRI montrent que certaines évolutions actuellement constatées pour de nouveaux projets (hausse des coûts, baisse des tarifs...) peuvent facilement remettre en question les niveaux de rentabilité observés lors de l'enquête.

Essentiel à retenir.

Des unités de méthanisation agricole majoritairement performantes techniquement et économiquement pour l'année comptable étudiée.

Dans un contexte d'augmentation des coûts des matériaux et de l'énergie, il est important d'identifier les leviers d'optimisation possibles pour maintenir ou améliorer les résultats économiques.

L'évolution des dispositifs de soutien (aide à l'investissement, baisse tarifaire) associée à la hausse des charges actuellement constatée ne permettent pas d'extrapoler les résultats de l'étude aux nouvelles installations.