



Prospective des conditions de rentabilité des installations de méthanisation agricole

ATEE Club Biogaz
Rapport final
29 octobre 2013

Evolution du document

	V13	Dernière version dossier C.Marchais. Cette version comprend des notes/remarques de Juliette Talpin, journaliste, à qui il avait été demandé de retravailler le texte pour qu'il soit compréhensible pour le plus grand nombre de personnes.
15/12/2014	V14	Qq. modifications après relecture salariées Club. Soumise au Codir le 15/12/2014.

Table des matières

I. LA SYNTHÈSE.....	5
A. Le constat.....	6
B. Les objectifs de l'étude.....	7
C. La méthodologie.....	7
D. Les principaux résultats.....	9
E. Les propositions du Club Biogaz.....	11
F. Incidences des propositions sur l'économie et l'effet de serre.....	13
II. L'ÉTUDE.....	15
A. Contexte : des soutiens à adapter pour atteindre les objectifs 2020.....	16
1. La méthanisation rurale au cœur des objectifs 2020.....	16
2. Une filière émergente à accompagner davantage.....	17
B. Objet et méthodologie de l'étude.....	19
1. Une approche par cas-types.....	19
2. Les 13 cas-types étudiés.....	19
3. Cas-types 1 à 4 : sites agricoles individuels.....	21
4. Cas-types 5 et 6 : petit collectif agricole.....	21
5. Cas-types 7 et 8 : agricole et industriel.....	22
6. Cas-type 9 : industriel.....	22
7. Cas-types 10 à 13 : collectif agricole territorial.....	23
8. Un calculateur sur mesure.....	23
9. Les indicateurs de rentabilité retenus.....	24
C. Résultats : des rentabilités insuffisantes pour de nombreux cas-types.....	25
1. Analyse de la rentabilité en cogénération.....	25
2. Analyse pour la production de biométhane.....	31
D. Les propositions du Club Biogaz et leur impact sur la rentabilité.....	36
1. Propositions concernant la cogénération.....	36
2. Propositions concernant le biométhane.....	40
E. Estimation des besoins de financement pour la filière en 2020.....	43
1. Le montant actuel des soutiens publics.....	43
2. Le montant futur des soutiens publics évalué grâce à l'étude.....	43
3. Bilan : une filière peu exigeante en finances publiques.....	48
F. Conclusion.....	49
III. LES ANNEXES.....	50
A. Les modèles économiques de la méthanisation.....	51
1. Un large éventail de modèles d'entreprises.....	51
2. Les composantes du modèle d'entreprise.....	52
3. Typologie des installations de méthanisation.....	54
B. Détail des paramètres pris en compte par le modèle de calcul.....	54
1. Détail des postes d'investissement.....	54

2.	Détail des postes d'exploitation.....	56
C.	Fiches de description des cas-types	58
1.	Cas-type n°1 : Agricole individuel, 80 kWe – 23 Nm3/h (Déclaration)	58
2.	Cas-type n°2 : Agricole individuel, 80 kWe – 23 Nm3/h (voie solide).....	60
3.	Cas-type n°3 : Agricole individuel, 140 kWe – 40 Nm3/h (Déclaration)	61
4.	Cas-type n°4 : Agricole individuel, 250 kWe – 72 Nm3/h (Enregistrement)	63
5.	Cas-type n°5 : Petit collectif agricole, 350 kWe – 100 Nm3/h (Enregistrement)	65
6.	Cas-type n°6 : Petit collectif agricole, 350 kWe – 100 Nm3/h (Enregistrement) – voie solide	67
7.	Cas-type n°7 : Agricole & Industriel, 650 kW – 180 Nm3/h (Autorisation).....	69
8.	Cas-type n°8 : Agricole & Industriel 650 kWe – 180 Nm3/h – (Autorisation) – voie solide continue.....	71
9.	Cas-type n°9 : Industriel, 1 MWe – 290 Nm3/h (Autorisation)	72
10.	Cas type n°10 : Collectif agricole territorial, 1,2 MW – 320 Nm3/h	74
11.	Cas type n°11 : Collectif agricole territorial, 1,2 MWe (voie solide batch) – 320 Nm3/h	76
12.	Cas type n°12 : Collectif agricole territorial, 1,2 MWe (voie solide continue) – 320 Nm3/h.....	78
13.	Cas type n°13 : Collectif agricole territorial, 2,3 MWe – 600 Nm3/h	79
D.	Les cas « déchets ».....	81

I. LA SYNTHÈSE

A. Le constat

L'Etat a fixé des objectifs ambitieux à la filière méthanisation. Le Plan national d'action en faveur des énergies renouvelables transmis par la France à la Commission européenne en août 2010, prévoit une puissance installée de 625 MW électriques à partir du biogaz d'ici 2020, ainsi que 6,6 TWh de chaleur et de biométhane (555 ktep). Les perspectives de développement pour la filière sont donc conséquentes : le parc supplémentaire à installer serait de près de 400 MW électriques, produisant 3 TWh d'électricité et 2,5 TWh de chaleur, et de 3 TWh de biométhane. La ressource mobilisée représenterait près de 15 TWh en énergie primaire.

L'une des mesures phares pour atteindre ces objectifs est le plan EMAA, annoncé par le gouvernement en mars 2013. Il envisage la construction de 130 nouveaux projets de méthanisation agricole par an entre 2013 et 2020, soit une augmentation d'environ 80% par rapport au rythme de développement actuel. La France compterait alors 1000 méthaniseurs agricoles en 2020 qui pourraient produire 2,4 TWh d'électricité soit 800 millions de Nm³ de biométhane supplémentaires par an.

Pourtant, les professionnels de la filière observent un certain nombre de blocages économiques qui limitent l'aboutissement de nombreux projets en cours de développement et doutent que les objectifs de 2020 soient atteints avec les dispositifs de soutien actuellement en place.

En effet, certaines catégories de projets présentent déjà des difficultés à se développer. Il s'agit en particulier des projets purement agricoles qui n'intègrent qu'une faible part de déchets à traiter permettant la facturation de redevances de traitement. Ces projets qu'ils soient individuels ou collectifs « territoriaux » répondent pourtant pleinement à l'objectif du plan EMAA d'une recherche d'autonomie en azote par la valorisation des effluents d'élevages et des sous-produits agricoles.

Cette filière agricole repose soit sur le développement de la méthanisation « à la ferme » soit sur celui de la « méthanisation collective et territoriale » qui regroupe plusieurs entreprises agricoles. Les deux types de projets présentent des difficultés mais cette dernière particulièrement du fait de la structure actuelle des tarifs. Ces installations dont la taille varie entre 250 kWe et 4 MWe, constituent enjeu fort, aussi bien pour l'atteinte des objectifs nationaux que pour la « démocratisation » de la méthanisation car la méthanisation collective s'adresse à tous les agriculteurs d'un territoire, sans critère de taille ni d'orientation technico-économique.

Il convient donc de s'interroger sur l'adéquation du dispositif de soutien actuel par rapport aux besoins financiers des projets. Aujourd'hui, ce soutien public comporte deux composantes : un contrat d'obligation d'achat de l'électricité ou du biométhane sur 15 ans, complété au cas par cas par l'attribution d'une subvention à l'investissement.

La grille actuelle du **tarif d'achat de l'électricité** varie selon trois facteurs : puissance de l'installation, proportion de déjections animales dans les matières entrantes et taux de valorisation thermique. Le tarif de base est maximal pour les installations les moins puissantes (moins de 150 kWe) puis il diminue lorsque la taille augmente. Il en va de même pour la prime aux effluents d'élevage qui est maximale pour les installations de moins de 300 kWe, puis diminue ensuite avec la puissance jusqu'à valoir 0 au-delà de 1 MWe. La prime d'efficacité énergétique encourage quant à elle une valorisation maximale de la chaleur cogénérée avec l'électricité. Elle est maximale pour une efficacité énergétique de 70 % puis diminue lorsque ce taux baisse. A noter qu'elle exclut aujourd'hui le pré-traitement des matières entrantes (alors que ce traitement permet l'amélioration de la qualité sanitaire des matières à valoriser en agriculture) ou la substitution du chauffage électrique. De plus, cette prime ne peut pas être révisée dans le temps en fonction de nouvelles valorisations thermiques obtenues par le porteur de projet.

La grille actuelle du **tarif d'achat du biométhane** varie selon deux facteurs : débit injecté par

l'installation et proportion de matières agricoles dans les produits entrants. Le tarif de base est maximal pour des débits inférieurs ou égaux à 50 m³/h, puis diminue progressivement au-delà. Le niveau de la prime agricole dépend de la proportion de déjections animales, de résidus de cultures et de cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE). Actuellement, elle est maximale pour les débits inférieurs à 50 m³/h puis baisse ensuite.

B. Les objectifs de l'étude

Cette étude a été commandée après appel d'offres par le Club Biogaz au groupement SOLAGRO – EREP – AILE afin de développer un outil d'expertise économique de la filière méthanisation. L'objectif est de construire une vision partagée des conditions de rentabilité des projets, et de disposer d'un outil permettant d'évaluer l'impact de modifications de différents paramètres structurants tels que par exemple les tarifs d'achat, les subventions, la fiscalité, la maîtrise des investissements et des coûts d'exploitation.

C. La méthodologie

Un groupe de travail ouvert à tous les adhérents du Club Biogaz a été constitué afin de mobiliser l'expertise collective. Ce groupe de travail, qui s'est réuni à six reprises, était constitué d'agriculteurs, constructeurs, exploitants, pouvoirs publics, financeurs, bureaux d'étude, développeurs.

La première étape a permis de construire un outil de calcul et de définir des « cas-types » fictifs, représentatifs des situations rencontrées sur le terrain. Cette approche « normative » a été préférée à l'observation de cas réels, afin de s'affranchir des contextes locaux et de pouvoir ainsi comparer entre eux les « cas-types ».

► L'organisation de l'étude

Les 13 cas-types définis par le groupe de travail se répartissent en cinq familles : agricole individuel, petit collectif agricole, agricole et industriel, industriel seul et enfin collectif agricole territorial.

Chaque cas-type fait l'objet d'une description, validée par le groupe de travail et détaillée en annexe. Chacun d'entre eux est analysé avec les deux types de valorisations, cogénération et injection du biométhane, sauf les cas-types 1 et 2 dont la taille ne permet pas d'envisager l'option biométhane.

Le tableau 1 propose une synthèse des principales caractéristiques techniques des 13 cas-types, répartis par familles.

Tableau 1 : Principales caractéristiques techniques des 13 cas-types, répartis par familles.

n° Cas Type	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Agricole individuel				Petit collectif agricole		Agricole et industriel		Industriel	Territorial			
Matières entrantes (tonnes / an)	6 850	2 600	8 150	11 500	16 000	10 000	28 000	21 300	28 000	67 700	49 400	48 100	140 400
<i>Solides agricoles (fumiers, résidus, CIVE)</i>	1 450	2 200	6 450	5 000	8 500	8 000	4 000	6 000	0	46 700	46 900	43 100	75 000
<i>Liquides agricoles (lisiers)</i>	5 000	0	1 000	1 000	6 000	0	8 000	2 000	0	10 000	0	0	50 000
<i>Déchets solides</i>	400	400	700	3 000	1 500	2 000	10 000	10 300	17 000	4 000	1 500	5 000	5 400
<i>Déchets liquides</i>	0	0	0	1 500	0	0	6 000	3 000	11 000	7 000	1 000	0	10 000
Capacité (t / jour)	19	8	26	36	50	31	80	62	86	214	160	154	446
Proportion de déchets	6%	15%	9%	39%	9%	20%	57%	62%	100%	16%	5%	10%	11%
Potentiel méthanogène (m ³ CH ₄ /t)	24	65	37	45	45	72	45	60	75	34	46	57	29
Teneur maximale MS en digestion	8%	27%	13%	12%	12%	18%	11%	14%	11%	12%	17%	19%	10%
Technologie*	0	1	0	0	0	1	0	2	0	0	1	2	0
Charge (kg MV/m ³ .jour)	2,7	1,5	2,7	2,7	2,7	2,0	3,0	8,0	3,0	3,0	2,5	8,0	3,0
Puissance électrique (kW)	78	78	144	252	351	345	648	654	1 106	1 211	1 224	1 492	2 296
Production d'électricité (MWhe / an)	544	562	1 035	1 819	2 603	2 563	4 687	4 718	8 128	8 648	8 626	10 520	16 219
Débit biométhane (m ³ /h)	23	23	42	72	98	96	176	177	292	319	322	353	586
Production de biométhane (MWh PCs/an)	1 401	1 448	2 587	4 428	6 238	6 146	10 907	10 973	18 439	19 534	19 473	23 528	35 535

* technologie : 0 = voie liquide ; 1 = variante solide discontinue ; 2 = variante solide continue

► **Les critères d'analyse**

Dans un premier temps, l'étude compare **les montants d'investissements par kWe installé et les charges annuelles** des différents cas-types.

Puis, elle s'intéresse à deux indicateurs de rentabilité calculés avec les tarifs actuels (hors subvention, calcul sur 15 ans) :

- **Le taux de rentabilité interne (TRI)** est le taux d'actualisation qui annule la valeur actuelle nette (VAN), c'est à dire le montant de la création de valeur anticipé sur l'investissement. Il tient compte de la valeur temporelle de l'argent et intègre notamment les dépenses importantes programmées à long terme : dépenses de gros entretien et renouvellement des équipements, et entretien décennal des digesteurs.

L'objectif retenu est un TRI après impôts et taxes supérieur à 9% (hors subvention).

- **Le taux de couverture de la dette** (DSCR : Debt Service Recovery Ratio) est le rapport entre l'excédent brut d'exploitation et le service de la dette, qui comprend le remboursement du capital emprunté et des intérêts.

L'objectif retenu est un TCD supérieur à 1,3 en phase de marche nominale de l'installation (hors subvention).

Enfin, l'étude analyse **les coûts de production** des différents cas-types et les compare à la rémunération perçue dans le cadre du contrat d'obligation d'achat.

Les coûts de production en €/MWh électrique sont calculés pour les trois postes « fourniture de matière », « production de biogaz » et « conversion en énergie », en séparant les CAPEX (CAPital EXpenditure ou dépenses de capital, tenant compte de la rémunération du capital investi) et les OPEX (Operating EXpenditure ou charges d'exploitation, en valeur nette c'est-à-dire déduction faite des recettes secondaires).

Cette méthode permet d'identifier la structure des coûts de production et d'estimer le niveau de rémunération qui serait nécessaire hors subventions.

D. Les principaux résultats

► **Le poste « fourniture de matières » pèse sur les coûts de production**

Tous les postes de charge diminuent avec la taille de l'installation sauf le poste « fourniture de matières » qui correspond à la différence entre le coût d'approvisionnement des matières (achat et transport), et la redevance éventuellement perçue pour le traitement des matières. Il explique en très grande partie les différences importantes de charges observées d'un cas à l'autre. Il peut être négatif lorsque le projet perçoit une redevance pour le traitement de déchets extérieurs. En revanche, il atteint des niveaux très élevés lorsque les matières doivent être transportées sans redevance perçue, voire dans certains cas achetées. Les coûts d'amenée des matières sont en général nuls pour des projets « à la ferme », mais ce poste peut devenir très important pour les projets territoriaux. Ces coûts d'amenée augmentent avec les distances, donc globalement avec la taille des installations.

► **Le coût de production n'est pas lié à la taille de l'installation**

Les effets d'échelle permettent de réduire les charges d'investissement des postes « production de biogaz » (méthaniseur et équipements de traitement des matières en amont et en aval du digesteur) et « conversion en énergie » (cogénérateur et équipements de valorisation du biogaz).

Cependant **ces effets d'échelle sont, pour les petits collectifs agricoles et les projets**

territoriaux très agricoles, annulés par le poids du poste « fourniture de matières ».

L'étude démontre notamment que la structure actuelle du tarif qui intègre une décroissance du tarif de base en fonction de la taille des installations, et pour le tarif électrique, une décroissance de la prime aux effluents d'élevage également en fonction de la taille, n'est pas adaptée aux coûts réels de production pour de nombreux cas.

► Les besoins en subventions se confirment pour la plupart des projets

L'étude montre qu'il existe de nombreux facteurs influençant la rentabilité des projets. Dans ce contexte, il apparaît difficile de concevoir un système tarifaire permettant à lui seul d'offrir une rentabilité suffisante aux projets sans créer par ailleurs des effets d'aubaine. Le maintien d'un dispositif de subventions en complément du système tarifaire apparaît nécessaire. Il est d'ailleurs souhaité par les pouvoirs publics afin de garder une certaine maîtrise du développement de la filière, et d'éviter les risques potentiels de dérives en raison d'un système tarifaire mal calibré.

► Les conditions tarifaires actuelles n'assurent pas la rentabilité des projets

En cogénération, la quasi-totalité des projets ne parvient pas à obtenir un TRI supérieur à 9 %, dans les conditions tarifaires actuelles. Le seul qui atteigne ce seuil dépend exclusivement de déchets agro-industriels soumis à redevance donc avec de fortes incertitudes de pérennité de la ressource. Dans une situation aussi risquée, le TRI obtenu de 11 %, qui correspond à un temps de retour brut de 6 ans, peut être considéré comme un résultat tout juste correct.

En ce qui concerne le TCD, seuls quatre projets dépassent 1,3.

Parmi les projets les moins rentables figurent les sites agricoles individuels de moins de 150 kWe, qui ne bénéficient pas d'effet d'échelle pour les investissements.

Les sites collectifs territoriaux figurent aussi parmi les projets peu rentables. Cela s'explique par le poids de la logistique d'approvisionnement et du poste matières premières.

Pour ces unités de méthanisation, les tarifs d'obligation d'achat de l'électricité sont loin de couvrir le coût de production des installations.

Dans le cas de l'injection de biométhane dans le réseau, les projets obtiennent un TRI de 3 % maximum dans les conditions tarifaires actuelles. Aucun projet n'atteint un TCD de 1,3.

► L'optimisation des coûts de production est possible mais insuffisante

L'étude a mesuré l'impact des gains de productivité réalisés par les acteurs professionnels de la méthanisation (maîtres d'ouvrage, exploitants, constructeurs, investisseurs, banques) sur les coûts de production de l'électricité issue du biogaz ou sur ceux du biométhane.

Plusieurs postes peuvent connaître des progrès significatifs sans dégrader la qualité des équipements ni des prestations :

- Réduction des investissements de 5 % ;
- Réduction des coûts d'exploitation de 5 % ;
- Augmentation de la production de biogaz de 5% par rapport aux potentiels méthanogènes adoptés en phase d'étude ;
- Régularisation de la production par l'apport de matières végétales stockables (par exemple CIVE) afin de compenser les variations saisonnières de fourniture de matières.

Dans ce cadre, la réduction des coûts de production varierait entre 40 et 90 €/MWhe. Cette baisse se ferait à parts égales entre les facteurs relevant des pouvoirs publics et ceux relevant des acteurs privés. Cependant, les coûts de production resteraient élevés pour les plus petits projets individuels et pour les projets territoriaux (entre 200 et 350 €/MWhe).

Conclusion :

Il est nécessaire de restructurer les grilles tarifaires en cogénération et en injection de biométhane, afin de soutenir davantage les projets collectifs territoriaux d'une part et les projets agricoles individuels de petite taille, d'autre part.

E. Les propositions du Club Biogaz

1- Maintenir le dispositif « tarif + subventions »

Même s'ils sont restructurés, les tarifs d'achat de l'électricité et du biométhane ne pourront pas assurer à eux-seuls la rentabilité des projets. En effet, la disparité des coûts de production entre les types de projets est telle, qu'elle induirait forcément des effets d'aubaine dans certaines situations lorsque d'autres seraient tout juste à l'équilibre.

Il faut certes un rééquilibrage des tarifs en faveur des projets collectifs territoriaux et des projets individuels agricoles de petites puissances, mais l'attribution de subventions complémentaires en fonction du contexte de chaque projet doit rester la règle pour atteindre l'équilibre financier.

2 - Restructurer les tarifs de base de l'électricité et du biométhane en allégeant le critère de taille d'installation

Cogénération :

- Créer un tarif unique de 120 €/MWhe pour les installations de plus de 300 kWe de puissance. Actuellement ce tarif est réservé aux installations de moins de 150 kWe ; il s'agit de l'étendre aux plus gros projets.
- Créer un tarif de 180 €/MWhe pour les installations de moins de 80 kWe (avec interpolation linéaire entre 80 et 300 kWe)

Biométhane :

- Créer un tarif de base unique de 85 €/MWh quel que soit le débit maximal de l'installation.

La grille actuelle prévoit un tarif de base qui varie en fonction de la taille de l'installation : 95 €/MWh pour des débits inférieurs ou égaux à 50 m³/h, 64 €/MWh pour des débits supérieurs ou égaux à 350 m³/h, avec une interpolation linéaire entre les deux.

3 – Augmenter et rendre les primes effluents d'élevage et agricole indépendantes de la taille de l'installation

Cogénération :

- Transformer la prime aux effluents d'élevage en prime agricole comme dans le tarif d'achat du biométhane injecté, c'est à dire l'étendre aux cultures intermédiaires à vocation énergétique et

aux déchets agricoles et agro-industriels.

- Porter cette prime à 50 €/MWh lorsque le taux de substrats agricoles dépasse 60%, quelle que soit la taille de l'installation (actuellement elle est de 26 €/MWh au-dessous de 300 kW de puissance et diminue au-delà).

Biométhane :

- Porter à 45 €/MWh la prime agricole Pi2 proportionnelle à la quantité de matières agricoles (déjections d'élevage, résidus de culture, CIVE). Dans le tarif actuel, elle est de 30 € pour les débits inférieurs à 50 m³/h et de 20 € pour les débits supérieurs à 350 m³/h (avec une interpolation linéaire).

4 -Elargir l'assiette de la prime à l'efficacité énergétique

- Porter à 50 €/MWh la prime à l'efficacité énergétique dans le tarif cogénération au lieu de 40 actuellement.
- Inclure dans l'assiette de la prime à l'efficacité énergétique le remplacement du chauffage électrique par la chaleur issue du biogaz, ainsi que les prétraitements des substrats.
- Autoriser la création de débouchés thermiques après la mise en service de l'installation et permettre une évolution de la prime dans ce sens.

Tableau 2 : Synthèse des propositions de dispositif tarifaire pour l'électricité issue du biogaz

Puissance maximale installée	Tarif de base (€/MWh)
< 80 kW (au lieu de < 150 kW actuellement)	180 (au lieu de 134 actuellement)
80 à 300 kW	Interpolation linéaire
> 300 kW	120 (sans dégressivité lorsque la puissance augmente)

Valeur de l'efficacité énergétique (V)	Prime (€/MWh)
V < 35 %	0
35 % < V < 70 %	Interpolation linéaire
V > 70 %	50 (au lieu de 40 actuellement)

Prime effluents d'élevage	
Proportion de matières agricoles (% masse) (au lieu d'une prise en compte de la puissance de l'installation comme actuellement)	Prime agricole (€/MWh)
< 20%	0
De 20 à 60%	Interpolation linéaire
> 60%	50 (au lieu de 26, montant actuel maximum de la prime agricole)

5 – Allonger la durée des contrats

- Porter la durée des contrats à 20 ans, contre 15 ans aujourd'hui, conformément aux recommandations de la CRE. Cette augmentation permettrait une baisse des coûts en donnant plus de visibilité à des projets construits pour durer, compte tenu du poids du génie civil dans les investissements.

6 - Exonérer d'impôts les installations pendant 5 ans

- Exonérer les sociétés de projets pendant 5 ans d'impôt sur les sociétés, de Cotisation Foncière

des Entreprises (CFE), de Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE) et de taxe foncière.

F. Incidences des propositions sur l'économie et l'effet de serre

► La stabilité de la CSPE et la baisse des besoins en subventions

La structuration tarifaire actuelle est plus favorable aux petites installations, qui devraient se développer massivement pour permettre d'atteindre les objectifs nationaux de puissance et de production d'énergie issue du biogaz. Cette grille tarifaire pourrait ainsi conduire à une sollicitation de la CSPE, basée sur le tarif le plus élevé, qu'il est nécessaire d'évaluer.

La restructuration tarifaire proposée par le Club Biogaz, avec une moindre dégressivité au-delà de 300 kW de puissance, permettrait un développement mieux partagé entre les méthanisations individuelles, collectives et territoriales. Une analyse comparative de scénarios avec et sans restructuration permettra de comparer les coûts en CSPE qui devraient se montrer sensiblement équivalents dans les deux cas. En revanche, le coût unitaire à la puissance installée étant en moyenne plus bas pour ces équipements collectifs par rapport aux petites installations, il en résulterait une demande moindre de subventions d'investissement.

► 5,4 milliards d'euros mobilisés pour l'investissement et l'exploitation

Le scénario proposé dans l'étude vise une puissance installée de 800 MW en 2020, dont 300 MW électriques et 500 MW PCS de biométhane.

Les investissements cumulés pour y parvenir atteindraient 4,3 milliards d'euros, dont 2,6 pour la filière cogénération et 1,7 pour la filière biométhane. Les coûts d'exploitation cumulés sur la période pour l'ensemble du parc sont estimés à 1,1 milliards d'euros.

Au total, les dépenses globales de la filière pour l'ensemble de la période sont de 5,4 milliards d'euros.

► La création de 16 000 emplois

Le contenu en emplois retenu dans l'étude sur la période, pour la filière méthanisation, est de 11,8 emplois par million d'euros dépensés (sans distinction entre la nature des projets ni entre les dépenses d'investissement et de fonctionnement).

Les économies de dépenses publiques liées à la création ou au maintien d'emplois, estimée à partir d'études sur le coût du chômage, se situe autour de 29 000 € par an par emploi (dépenses directes et exclusivement liées aux demandeurs d'emplois, à l'exclusion notamment des dépenses de formation).

A l'horizon 2020, la filière méthanisation est susceptible de créer 16 000 emplois directs et indirects, représentant une économie de 464 M€ de dépenses publiques annuelles.

► Près de 3 millions de tonnes de CO₂ évitées

Les valeurs des économies de CO₂ retenues dans l'étude sont de 500 g/kWh électrique et 220 g/kWh de gaz.

Elles conduisent à une économie de 2,5 millions de tonnes de CO₂ par la filière cogénération et de près de 0,5 million de tonnes de CO₂ par la filière biométhane à l'horizon 2020.

La valeur adoptée pour le CO₂ évitée, basée sur les préconisations du rapport du Centre d'Analyse Stratégique de juin 2008, est de 32 €/t CO₂ en 2010 et 100 € en 2030, avec une interpolation linéaire entre ces deux dates.

Les 3 millions de tonnes évitées grâce à la méthanisation correspondent à une valeur de 199 millions d'euros à l'horizon 2020.

Conclusions :

A l'horizon 2020, la filière méthanisation permettra une économie de 876 M€ :

- 213 M€ liés aux économies sur la production de gaz et d'électricité (incluant les importations ou la création de nouvelles capacités de production),
- 464 M€ provenant des externalités liées à l'emploi (coût évité du chômage),
- 199 M€ provenant des externalités liées aux émissions de CO₂ évitées.

Dans le même temps, les dépenses liées à la rémunération des producteurs de biogaz, totalisent 859 M€ Elles sont inférieures aux économies réalisées par la collectivité, ce qui justifie le bien fondé du soutien à la filière.

II. L'ETUDE

A. Contexte : des soutiens à adapter pour atteindre les objectifs 2020

1. La méthanisation rurale au cœur des objectifs 2020

En 2011, les installations de production de biogaz ont une puissance installée de 227 MW électriques. Elles génèrent 1,3 TWh d'électricité et 1,1 TWh de chaleur cogénérée.

Le plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (NREAP) transmis par la France à la Commission Européenne en août 2010, prévoit une puissance installée de 625 MW électriques à partir du biogaz d'ici 2020, ainsi que 6,6 TWh de chaleur et de biométhane (555 ktep). Ces objectifs ont été construits progressivement à partir du Grenelle de l'environnement (Comité opérationnel n°10), des PPI (Programmations Pluriannuelles des Investissements) et du paquet énergie climat dit « 3 fois 20 » adopté fin 2008.

Ces objectifs n'ont pas été subdivisés entre les différentes filières biogaz, ni évalués en énergie primaire, sachant que la cogénération, qui est la voie usuelle de valorisation du biogaz, produit à la fois de l'électricité et de la chaleur.

Le tableau 3 propose un ordre de grandeur des objectifs à atteindre (selon la vision prospective du Club Biogaz ATEE).

Tableau 3 : Objectifs 2020 pour la filière biogaz en puissance installée et production d'électricité, de chaleur et de biométhane (sources NREAP, Club Biogaz ATEE)

		2011	A réaliser	Objectif 2020
Puissance électrique	MW	227	398	625
Electricité	GWh	1.300	3.000 ¹	4.300
Chaleur et biométhane	GWh	1.100		6.600
<i>dont usages thermiques directs</i>	GWh	?	-	~3.600
<i>dont chaleur cogénérée</i>	GWh		2.500 ²	
<i>dont biométhane</i>	GWh		3.000 ³	3.000
TOTAL ENERGIE PRIMAIRE	GWh		~11.000	~15.000

Par conséquent, le parc supplémentaire à installer serait de près de 400 MW électriques, produisant 3 TWh d'électricité et 2,5 TWh de chaleur, et de 3 TWh de biométhane. La ressource mobilisée représenterait près de 15 TWh en énergie primaire.

Ces objectifs sont parfaitement réalistes pour la cogénération, voire sous-estimés puisque le rythme actuel (+50 MW électriques par an depuis 2010) correspond exactement à l'objectif. Ils sont plus hypothétiques pour le biométhane, filière en démarrage et dont les premiers retours d'expérience montreront si les objectifs peuvent être révisés à la hausse.

Toutefois, cette croissance passée provient principalement du gaz de décharge et de la méthanisation « urbaine » (boues de stations d'épuration, déchets municipaux). Même si ces

¹ Hypothèse de disponibilité du parc neuf : 7.500 h/an de marche à équivalent pleine puissance

² Hypothèse de 33% de valorisation de l'énergie primaire sous forme de chaleur cogénérée et valorisée

³ Seuil bas de l'objectif proposé par le groupe de travail « injection biométhane » organisé par la DGEC, rapport publié en novembre 2009

⁴ Plan Energie Méthanisation Autonomie Azote

segments de marché contribueront significativement à l'atteinte des objectifs, **le principal potentiel réside dans la méthanisation « rurale »** (installations agricoles individuelles, en petit collectif ou encore territoriales). En effet, on peut considérer que les 1.000 installations de « méthanisation rurale » visées par le plan EMAA du ministère de l'Agriculture, d'ici 2020, devraient représenter la majorité des nouvelles capacités à construire, soit en ordre de grandeur **300 MW électriques** de capacités supplémentaires et près de **3 TWh de biométhane produits**. Or rien n'indique que la méthanisation « rurale » sera en capacité de prendre le relais de croissance de la méthanisation « urbaine » dans les conditions actuelles.

2. Une filière émergente à accompagner davantage

Contrairement à ce qui existe dans les filières photovoltaïque et éolienne, le tarif d'achat de l'électricité issue du biogaz ne suffit pas à assurer à lui seul la rentabilité des projets. Il doit être complété par des subventions qui corrigent les disparités régionales liées à la taille des projets et à leurs rayons d'approvisionnement en matières premières.

Ce système « dual » combine donc des aides publiques à l'investissement et un système de tarif d'achat pour l'électricité cogénérée avec de la chaleur, ou pour le biométhane injecté.

Le système tarifaire électrique a été mis en place en 2002 ; mais c'est à la faveur de la grille revue en 2006, qu'a eu lieu le véritable lancement de la méthanisation rurale. Auparavant, l'essentiel de la production de biogaz venait des décharges, des stations d'épuration ou traitaient des déchets urbains.

Cette grille a été modifiée en 2011 avec une hausse de 5 à 12 % du tarif de base selon la puissance de l'installation. La prime à l'efficacité énergétique a également été revalorisée (progressivité jusqu'à 4c€/kWh). Enfin, une prime au traitement des effluents d'élevage a été créée (progressivité jusqu'à 2,6 c€/kWh). Le tarif maximum est ainsi passé de 15,2 à 20 c€/kWh.

En août 2013, de légères évolutions ont été apportées aux seuils d'attribution des primes à l'efficacité énergétique et au traitement des effluents d'élevage, sans en modifier le montant maximum.

Tableau 4 : Tarifs d'obligation d'achat de l'électricité issue du biogaz depuis août 2013

Puissance maximale installée	Tarif de base (c€/kWh)	
	Sites de méthanisation	ISDND
< 150 kW	13,37	9,745
300 kW	12,67	9,61
500 kW	12,18	9,44
1 000 kW	11,68	8,99
> 2 000 kW	11,19	8,121

Valeur de l'efficacité énergétique (V)	Prime (c€/kWh)
V < 35 %	0
35 % < V < 70 %	Interpolation linéaire
V > 70 %	4

Prime effluents d'élevage	
Pmax	Prime max. (c€/kWh)
< ou = 300 kW	2,6
De 300 à 500 kW	2,1
> 1 000 kW	0

Parallèlement, un nouveau dispositif destiné à encourager la production de biométhane et son injection dans le réseau de gaz naturel, a été mis en place à partir de novembre 2011. Depuis, cette valorisation est étudiée pour un grand nombre de projets.

Concernant la cogénération, le constat effectué par les professionnels réunis au sein du Club Biogaz est que les évolutions tarifaires n'ont pas suffi à compenser les surcoûts occasionnés directement ou indirectement par les évolutions réglementaires. Ils craignent que le développement de la méthanisation ne s'essouffle si une nouvelle impulsion n'est pas donnée rapidement.

Car avec quelques dizaines de MW électriques installés, la méthanisation rurale reste une technologie émergente. A court terme, il semble difficile d'envisager une diminution très significative des coûts de production. En effet, les principaux constructeurs ne présentent actuellement qu'une vingtaine d'installations collectives en service, pour la plupart très récentes (un ou deux ans). Or la diminution des coûts d'investissements exige un volume d'activité suffisant, et des perspectives encourageant l'investissement. Ces conditions ne sont actuellement pas remplies, et les frais fixes pèsent lourdement sur les entreprises, constructeurs comme exploitants.

La méthanisation doit donc rester une technologie soutenue pendant encore plusieurs années, avant d'atteindre un nombre suffisant d'installations pour réduire les coûts.

Un des objectifs de la présente étude est de mesurer précisément la rentabilité des différents types d'installations de méthanisation rurale afin de cerner au mieux les besoins en soutiens publics de ces sites de production de biogaz.

B. Objet et méthodologie de l'étude

1. Une approche par cas-types

Cette étude a été commandée après appel d'offres, par le Club Biogaz au groupement SOLAGRO – EREP – AILE afin de développer un outil d'expertise économique de la filière méthanisation. L'objectif est de construire une vision partagée des conditions de rentabilité des projets, et de disposer d'un outil permettant d'évaluer l'impact de modifications de différents paramètres structurants tels que par exemple les tarifs d'achat, les subventions, la fiscalité, la maîtrise des investissements et des coûts d'exploitation.

Un groupe de travail ouvert à tous les adhérents du Club Biogaz a été constitué afin de mobiliser l'expertise collective. Ce groupe de travail, qui s'est réuni à six reprises, était constitué d'agriculteurs, constructeurs, exploitants, pouvoirs publics, financeurs, bureaux d'étude, développeurs.

La première étape a consisté à construire un outil de calcul et à définir des « cas-types » fictifs. Le choix a été fait de travailler à partir de projets reconstitués, représentatifs des différents types.

Cette approche « normative » a été préférée à l'observation de cas réels, car cette dernière ne permet pas de comparer entre eux des projets qui sont nécessairement très liés à des contextes locaux particuliers. Une étude réalisée en 2009 par un groupement mené par SOLAGRO pour l'ADEME avait montré une forte dispersion des résultats et une grande difficulté d'interprétation.

L'approche « normative » élimine certains biais de comparaison notamment en harmonisant les prescriptions techniques des cas-types, par « famille » de cas.

Les données utilisées pour l'étude ont été obtenues suite à une enquête auprès des membres du groupe de travail, puis recoupées avec les éléments détenus par les trois bureaux d'études et enfin validées par le groupe de travail.

2. Les 13 cas-types étudiés

Les 13 cas-types définis par le groupe de travail se répartissent en cinq familles : agricole individuel, petit collectif agricole, agricole et industriel, industriel seul et enfin collectif agricole territorial.

Chaque cas-type fait l'objet d'une description, validée par le groupe de travail et détaillée en annexe :

- présentation du contexte,
- régime alimentaire du digesteur : nature et quantité des matières introduites, saisonnalité, caractéristiques physico-chimiques (teneurs en matière sèche, en matière organique, azote total, azote minéral...), statut réglementaire, coût ou prestations d'élimination,
- mode de gestion des digestats, durée de stockage, séparation de phase,
- description des principales unités fonctionnelles : alimentation, conditionnement des matières entrantes, digestion, post-digestion, conditionnement des digestats, valorisation de l'énergie, unités connexes (traitement de l'air),
- bilan matière et énergie : flux en tonnage brut / matière sèche / matière organique, consommation et production d'énergie finale,
- variantes : choix cogénération ou biométhane ; pour certains cas types, variantes technologiques en « digestion solide séquentielle » ou en « digestion solide continue »

Le tableau 1 rappelle une synthèse des principales caractéristiques techniques des 13 cas-types, réparties par familles.

Tableau 1 : Principales caractéristiques techniques des 13 cas-types, répartis par familles.

n° Cas Type	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Agricole individuel				Petit collectif agricole		Agricole et industriel		Industriel	Territorial			
Matières entrantes (tonnes / an)	6 850	2 600	8 150	11 500	16 000	10 000	28 000	21 300	28 000	67 700	49 400	48 100	140 400
<i>Solides agricoles (fumiers, résidus, CIVE)</i>	1 450	2 200	6 450	5 000	8 500	8 000	4 000	6 000	0	46 700	46 900	43 100	75 000
<i>Liquides agricoles (lisiers)</i>	5 000	0	1 000	1 000	6 000	0	8 000	2 000	0	10 000	0	0	50 000
<i>Déchets solides</i>	400	400	700	3 000	1 500	2 000	10 000	10 300	17 000	4 000	1 500	5 000	5 400
<i>Déchets liquides</i>	0	0	0	1 500	0	0	6 000	3 000	11 000	7 000	1 000	0	10 000
Capacité (t / jour)	19	8	26	36	50	31	80	62	86	214	160	154	446
Proportion de déchets	6%	15%	9%	39%	9%	20%	57%	62%	100%	16%	5%	10%	11%
Potentiel méthanogène (m ³ CH ₄ /t)	24	65	37	45	45	72	45	60	75	34	46	57	29
Teneur maximale MS en digestion	8%	27%	13%	12%	12%	18%	11%	14%	11%	12%	17%	19%	10%
Technologie*	0	1	0	0	0	1	0	2	0	0	1	2	0
Charge (kg MV/m ³ .jour)	2,7	1,5	2,7	2,7	2,7	2,0	3,0	8,0	3,0	3,0	2,5	8,0	3,0
Puissance électrique (kW)	78	78	144	252	351	345	648	654	1 106	1 211	1 224	1 492	2 296
Production d'électricité (MWhe / an)	544	562	1 035	1 819	2 603	2 563	4 687	4 718	8 128	8 648	8 626	10 520	16 219
Débit biométhane (m ³ /h)	23	23	42	72	98	96	176	177	292	319	322	353	586
Production de biométhane (MWh PCs/an)	1 401	1 448	2 587	4 428	6 238	6 146	10 907	10 973	18 439	19 534	19 473	23 528	35 535

* technologie : 0 = voie liquide ; 1 = variante solide discontinue ; 2 = variante solide continue

3. Cas-types 1 à 4 : sites agricoles individuels

Les cas-types 1 et 2 correspondant à des entreprises agricoles de type EURL avec 2 ou 3 associés.

L'unité de méthanisation de 80 kWe (ou 20 Nm³/h de biométhane) se situe sur la ferme. Elle réutilise des ouvrages existants. Les matières premières proviennent en grande partie de l'exploitation.

Les exploitants assurent eux-mêmes la maîtrise d'ouvrage du projet ainsi que l'exploitation et la maintenance.

Leur principale différence tient aux types d'intrants :

- cas-type 1 : les 6850 t/an proviennent surtout de lisiers (élevage porcin), de cultures intermédiaires à valorisation énergétique (CIVE) et un peu de déchets agro-industriels végétaux. L'ensemble a un potentiel méthanogène de 24 m³ de CH₄ par tonne.
- cas-type 2 : les 2600 t/an viennent de fumier surtout (élevage bovin) et un peu de déchets agro-industriels végétaux. Il s'agit d'une variante en voie solide discontinue. L'ensemble a un potentiel méthanogène de 65 m³ CH₄/t.

A noter que les cas-type 1 et 2 présentent des débits en biométhane trop faibles pour que la solution injection soit rentable. Pour ces deux cas-types, l'étude a porté uniquement sur la cogénération.

Le cas-type 3 concerne une exploitation « bovins lait » de 3 à 5 associés, avec 150-250 mères et une SAU de 150 à 250 ha (céréales, oléoprotéagineux, prairies). L'unité de méthanisation de 140 MWe (ou 40 Nm³/h de biométhane) se situe sur la ferme.

Les 8150 t de matières entrantes sont en grande partie solides (fumiers, CIVE), et dans une moindre mesure, liquides (lisiers). Des déchets agro-industriels complètent la ration mais restent marginaux comme pour les cas-type 1 et 2.

Le cas-type 4 est une exploitation de polyculture-élevage avec 3 à 5 associés, 60 vaches allaitantes et une SAU de 150 à 250 ha (céréales, oléoprotéagineux, prairies). L'unité de méthanisation de 240 MWe (ou 72 Nm³/h de biométhane) se situe sur la ferme.

Les 11500 t de matières entrantes sont pour moitié d'origine agricole (surtout des fumiers issus de la ferme et de deux autres exploitations, et lisiers) et pour moitié composées de déchets agro-industriels : issues de silos, boues, drèches de malterie, déchets verts communaux.

4. Cas-types 5 et 6 : petit collectif agricole

Les cas-types 5 et 6 concernent un groupement d'une dizaine d'exploitations agricoles pour une SAU totale de 500-1000 ha. Une société de projet, propriété des exploitations, assure la maîtrise d'ouvrage ; un salarié est recruté pour assurer la conduite et l'entretien de l'unité de méthanisation de 350 MWe (ou 100 Nm³/h de biométhane). Elle se situe dans un rayon moyen pondéré de 5 km des exploitations.

Les cas 5 et 6 traitent respectivement 16.000 et 10.000 t/an de matières entrantes qui sont à 90 et 80 % d'origine agricole, le solde provenant de déchets agro-industriels ou de déchets verts communaux.

Leur principale différence tient aux types de matières premières agricoles qui influencent fortement le potentiel méthanogène de la ration globale :

- cas-type 5 : 60 % des intrants agricoles sont des fumiers et 40% des lisiers. L'ensemble des intrants a un potentiel méthanogène de 45 m³ de CH₄ par tonne.
- cas-type 6 : 100 % des intrants agricoles sont des fumiers. Il s'agit d'une variante en voie solide discontinuée. L'ensemble des intrants a un potentiel méthanogène de 72 m³/t.

5. Cas-types 7 et 8 : agricole et industriel

Les cas-types 7 et 8 concernent une association entre une entreprise spécialisée dans le traitement ou la collecte de déchets organiques (compostage), et un petit groupe d'entreprises agricoles orientées bovin lait, bovin viande et porcin.

Le projet d'unité de méthanisation de 650 kWe (ou 180 Nm³/h) est porté par une société de type SAS, propriété conjointe des entreprises agricoles et de l'entreprise spécialisée, qui assure la maîtrise d'ouvrage. L'exploitation de l'unité de méthanisation est effectuée par le personnel de l'unité de compostage (avec un salarié dédié), la livraison des intrants agricoles et le retour des digestats, jusqu'au rendu racine, est délégué à une entreprise spécialisée (transporteur ou ETA). L'unité de méthanisation est située sur une parcelle en extension de la plateforme de compostage existante, à 10 km de rayon moyen pondéré des exploitations.

Les déchets agro-alimentaires proviennent d'un rayon moyen pondéré de 50 km et représentent 60 % des intrants contre 40 % pour les matières agricoles. Les déchets agro-alimentaires comprennent en partie des graisses, déchets de restauration et sous-produits animaux de catégorie 3 qui sont hygiénisés.

La principale différence entre les cas 7 et 8 tient là encore aux types de matières premières qui influencent fortement le potentiel méthanogène de la ration globale :

- cas-type 7 : la moitié des 28.000 t/an d'intrants agricoles ou déchets est sous forme solide, la moitié est sous forme liquide. L'ensemble des intrants a un potentiel méthanogène de 45 m³/t.
- cas-type 8 : les trois quarts des 21.300 t/an d'intrants agricoles ou déchets sont sous forme solides. L'ensemble des intrants a un potentiel méthanogène de 60 m³/t.

6. Cas-type 9 : industriel

Le cas-type 9 concerne une plateforme de traitement de biodéchets d'industries agro-alimentaires, de déchets de restauration, de la distribution, et de diverses origines, exploitée par une entreprise spécialisée dans le traitement des déchets ou dans la production d'énergie.

Le projet d'unité de méthanisation de 1 MWe (ou 290 Nm³/h) est porté par une société de type SAS, créée par l'entreprise spécialisée et plusieurs industries locales, qui effectue la maîtrise d'ouvrage. Une société d'exploitation est chargée du fonctionnement de l'unité de méthanisation. Le retour des digestats, jusqu'au rendu racine, est délégué à une entreprise spécialisée (transporteur ou ETA).

Les déchets collectés proviennent d'un rayon moyen pondéré de 50 km. Ils sont collectés dans un bâtiment clos équipé d'un traitement d'air. Les graisses, déchets de restauration et sous-produits animaux de catégorie 3 sont hygiénisés avant méthanisation.

Les 28.700 t/an de déchets entrants ont un potentiel méthanogène global particulièrement élevé, en raison de leur origine exclusivement industrielle : 75 m³/t.

7. Cas-types 10 à 13 : collectif agricole territorial

Les cas-types 10 à 13 concernent une association entre un groupe de quelques dizaines d'entreprises agricoles avec une entreprise spécialisée dans le domaine de la méthanisation (co-développeur). Les entreprises agricoles sont de taille et d'orientation technico-économique variées.

Le projet est porté par une société de type SAS, propriété conjointe d'une structure regroupant les entreprises agricoles (SAS agricole), de la société partenaire spécialisée d'autre part, ainsi que des actionnaires tiers (par exemple : syndicat d'énergie, industriel, SEM, Caisse des dépôts...). Le développement du projet est piloté par l'entreprise spécialisée en partenariat étroit avec la SAS agricole. L'exploitation est effectuée par une entreprise d'exploitation, alors que la livraison des intrants agricoles et le retour des digestats, jusqu'au rendu racine, est confié à la SAS agricole, qui délègue elle-même les tâches techniques à des structures spécialisées (CUMA, ETA).

Les intrants sont très majoritairement agricoles (80-95%) : surtout fumiers et lisiers provenant d'un rayon moyen pondéré de moins de 10 km. Les déchets agro-industriels végétaux et animaux sont collectés par différentes entreprises de service (collecteur de déchets, société d'assainissement). La réception s'effectue en bâtiments clos et équipés d'un traitement d'air. Les graisses, déchets de restauration et SPAn (sous produits animaux) de catégorie 3 sont hygiénisés avant méthanisation.

Les cas-types 10 à 12 correspondent tous à une unité de méthanisation de 1,2 MWe (ou 320 Nm³/h) déclinée selon trois technologies différentes :

- Cas-type 10 : technologie par voie liquide avec les trois quarts des 67.700 t/an d'intrants sous forme solide. Potentiel méthanogène : 34 m³/t
- Cas-type 11 : technologie par voie solide discontinue avec 98% des 49.400 t/an d'intrants sous forme solide. Potentiel méthanogène : 46 m³/t
- Cas-type 12 : technologie par voie solide continue avec 100% des 48.100 t/an d'intrants sous forme solide. Potentiel méthanogène : 57 m³/t

Le cas-type 13 correspond lui à une unité beaucoup plus puissante de 2,3 MWe (ou 600 Nm³/h) approvisionnée par plus de 140.000 t/an d'intrants : 60% d'effluents agricoles et de déchets solides, 40% d'effluents agricoles et de déchets sous forme liquide. Potentiel méthanogène : 29 m³/t.

8. Un calculateur sur mesure

Un calculateur a été développé spécifiquement pour analyser la rentabilité de chaque cas-type. Il comporte différents onglets :

- description des cas types,
- dimensionnement technique,
- décomposition des investissements,
- décomposition des charges d'exploitation,
- tarifs d'achat de l'énergie,
- analyse économique et financière.

Les coûts unitaires de chaque poste ont été fournis par les professionnels, constructeurs et exploitants notamment, puis discutés collectivement en groupe de travail. Cette méthode permet de poser l'ensemble des problématiques et offre une vision exhaustive et cohérente entre les données techniques et les données économiques et financières.

L'outil créé a été comparé à des données issues de réalisations en projet, en construction ou en fonctionnement, pour en vérifier la fiabilité.

Le détail des postes d'investissement et d'exploitation figure en annexe 8.2.

9. Les indicateurs de rentabilité retenus

Les indicateurs utilisés pour évaluer la rentabilité des projets sont le TRI et le TCD (calculés sur 15 ans).

Le TRI (taux de rentabilité interne)

Le TRI est le taux d'actualisation qui annule la valeur actuelle nette (VAN), c'est à dire le montant de la création de valeur anticipé sur l'investissement. Le TRI est un critère utilisé par les investisseurs.

Le TRI tient compte de la valeur temporelle de l'argent. Il intègre notamment les dépenses importantes programmées à long terme : dépenses de gros entretien et renouvellement des équipements, et entretien décennal des digesteurs.

Dans l'étude, est pris en compte le TRI après impôts et taxes : impôts sur les sociétés, CFE (Contribution foncière des entreprises), CVAE (Contribution sur la valeur ajoutée des entreprises), taxe foncière.

Dans le calcul de l'impôt sont intégrés les paramètres de financement suivants :

- Fonds propres (capital social ou avances d'associés) : 20 %
- Taux de subvention : variable d'ajustement
- Emprunt : sur la durée des contrats de vente d'énergie moins 2 années, taux d'intérêt retenu : 6 %

L'objectif retenu dans cette étude est un TRI « projet » après impôts et taxes supérieur à 9 %.

Le TCD ou DSCR

Le Taux de Couverture de la Dette (DSCR : Debt Service Recovery Ratio) est le rapport entre l'excédent brut d'exploitation et le service de la dette, qui comprend le remboursement du capital emprunté et des intérêts.

Le TCD est un critère utilisé par les organismes prêteurs. L'objectif est d'atteindre en général un TCD supérieur à 1,3 en phase de marche nominale de l'installation.

Le schéma économique retenu prend en compte une montée en régime sur deux années.

L'objectif retenu dans cette étude est un TCD supérieur à 1,3.

C. Résultats : des rentabilités insuffisantes pour de nombreux cas-types

1. Analyse de la rentabilité en cogénération

a) Le poids de la fourniture des matières premières

Tableau 5 : Montants des investissements et des charges annuelles nettes des 13 cas-types

(option cogénération)n° Cas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Type	Agricole individuel			Petit collectif agricole			Agricole et industriel	Industriel	Territorial				
Puissance électrique (kW)	78	78	144	252	351	345	648	654	1 106	1 211	1 224	1 492	2 296
Production (MWh/an)	544	562	1 035	1 819	2 603	2 563	4 687	4 718	8 128	8 648	8 626	10 520	16 219
Investissements, k€	1 040	1 090	1 480	2 070	3 230	3 130	4 630	4 980	7 240	10 610	10 220	10 640	18 820
dont "production biogaz"	580	630	870	1 170	1 960	1 890	2 830	3 070	4 610	7 010	6 370	6 570	12 900
dont "conversion énergie"	460	460	610	900	1 270	1 240	1 800	1 910	2 630	3 600	3 850	4 070	5 920
Investissement spécifique (k€/kW e)	13,4	13,9	10,3	8,2	9,2	9,1	7,1	7,6	6,5	8,8	8,4	7,1	8,2
Charges annuelles nettes, k€/an	64	69	89	47	166	175	180	148	33	848	962	748	1 461
dont "fourniture de matière"	17	4	5	-39	38	21	-105	-89	-291	356	396	276	799
dont "production biogaz"	25	39	40	16	35	57	95	69	66	182	259	151	207
dont "conversion énergie"	23	26	44	69	93	97	191	169	258	310	307	321	456

Les investissements et les charges d'exploitation annuelles ont été répartis en trois postes :

- la fourniture de matières,
- la production de biogaz (le méthaniseur et les équipements de traitement des matières en amont et en aval du digesteur),
- la conversion du biogaz en énergie (le cogénérateur et les équipements de valorisation du biogaz).

Les charges annuelles sont exprimées en coût annuel « net », c'est-à-dire prenant en compte les recettes secondaires hors vente d'électricité. Ces recettes secondaires sont les redevances de traitement perçues par l'unité de méthanisation (poste « fourniture de matière »), les économies éventuelles de charges d'épandage et les recettes de vente de digestat (poste « production de biogaz »), la vente de chaleur (poste « conversion en énergie »).

On observe que l'investissement spécifique baisse entre les cas 1 à 4, avec la hausse de la puissance électrique installée. Mais au-delà de 250 kWe, cette règle n'est plus valable : par exemple, les investissements spécifiques des cas 4 et 13 sont équivalents.

Concernant les charges annuelles nettes, elles sont proportionnelles à la taille pour les postes « production biogaz » et « conversion énergie ». En revanche, le poste « fourniture matières » n'a rien de proportionnel et explique en très grande partie les différences importantes de charges observées d'un cas à l'autre. Ce poste correspond à la différence entre d'un côté, le coût d'achat des matières (s'il y a lieu) et leur coût de transport, et d'un autre côté, la redevance éventuellement perçue pour le traitement des matières. Ce poste peut être négatif comme dans les cas-types 4, 7, 8 et 9. En revanche, il peut grimper à des niveaux très élevés lorsque les matières doivent être achetées et transportées sans redevance perçue : dans le cas-type 13, la « fourniture matières » représente à elle seule le tiers des charges nettes.

b) Un taux de rentabilité interne inférieur à 9 %

Le tableau 6 présente les principaux indicateurs économiques obtenus dans la situation actuelle hors subventions.

Tableau 6 : Principaux indicateurs financiers des 13 cas-types dans la situation actuelle hors subvention (option cogénération)

Cas types	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Indicateurs financiers	Agricole individuel				Petit collectif agricole		Agricole et industriel		Industrie I	Territorial			
Tarif, €/MWh é	205	205	205	192	196	196	176	174	165	165	164	163	160
TRB (ans)	22	24	12	7	10	10	7	8	6	19	23	11	17
TCD	0,46	0,45	0,96	1,53	1,20	1,19	1,49	1,48	1,88	0,58	0,46	1,07	0,67
TRI après impôt et taxes	< 0	< 0	1,4%	8,1%	4,3%	4,2%	7,7%	7,5%	11,4%	< 0	< 0	2,6%	< 0
CA (k€/an)	145	136	262	517	669	635	1 295	1 228	2 092	2 029	1 850	2 225	3 633
EBE (k€/an)	47	46	123	302	344	328	645	674	1 309	575	457	968	1 142

TRB : temps de retour brut = Investissement / EBE

TCD : taux de couverture de la dette = EBE / Annuités de remboursement

TRI : taux de rentabilité interne (calculé après taxes et impôts)

CA : chiffre d'affaires annuel

EBE : excédent brut d'exploitation (recettes – charges annuelles)

On constate que la quasi-totalité des projets ne parviennent pas à obtenir un TRI supérieur à 9 %. Seul le projet n°9 atteint une rentabilité acceptable. Cependant, ce projet dépend exclusivement de déchets agro-industriels soumis à redevance donc avec de fortes incertitudes de pérennité de la ressource. Dans une situation aussi risquée, le TRI obtenu de 11 %, qui correspond à un temps de retour brut de 6 ans, peut être considéré comme un résultat tout juste correct.

Le TCD est aussi un critère important pour les banques. Dans l'étude, l'objectif est un TCD supérieur à 1,3. On observe que seuls les projets 4, 7, 8 et 9 le dépassent.

Les projets les moins rentables sont, d'une part les agricoles individuels de moins de 150 kWe, et d'autre part les collectifs territoriaux.

Dans le premier cas, ce résultat s'explique par l'absence d'effet d'échelle pour les investissements dans ces petites installations. Les tarifs d'obligation d'achat sont loin de couvrir le coût de production de ces unités de méthanisation.

Concernant les sites territoriaux, le faible TRI est lié à la logistique d'approvisionnement et au poids du poste matières premières.

c) Des coûts de production variant de 141 à 415 €/MWh électrique

Le tableau 7 détaille le coût spécifique du MWh électrique de chacun des cas-types

Tableau 7 : Coûts spécifiques en €/MWh e des 13 cas-types (option cogénération)

Cas types	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Coût spécifique (€/MWh e)	Agricole individuel				Petit collectif agricole		Agricole et industriel		Industriel	Territorial			
Fourniture de matière (OPEX net)	30	7	4	-21	15	8	-23	-19	-36	41	46	26	49
Production de biogaz, CAPEX	157	164	123	80	93	91	75	81	66	101	92	77	99
Production de biogaz, OPEX net	46	70	39	9	13	22	20	15	8	21	30	14	13
Conversion énergie, CAPEX	124	120	87	61	61	60	48	50	38	52	55	48	45
Conversion énergie, OPEX net	42	46	43	38	36	38	41	36	32	36	36	31	28
TOTAL	399	407	296	167	218	220	161	162	108	250	259	197	234

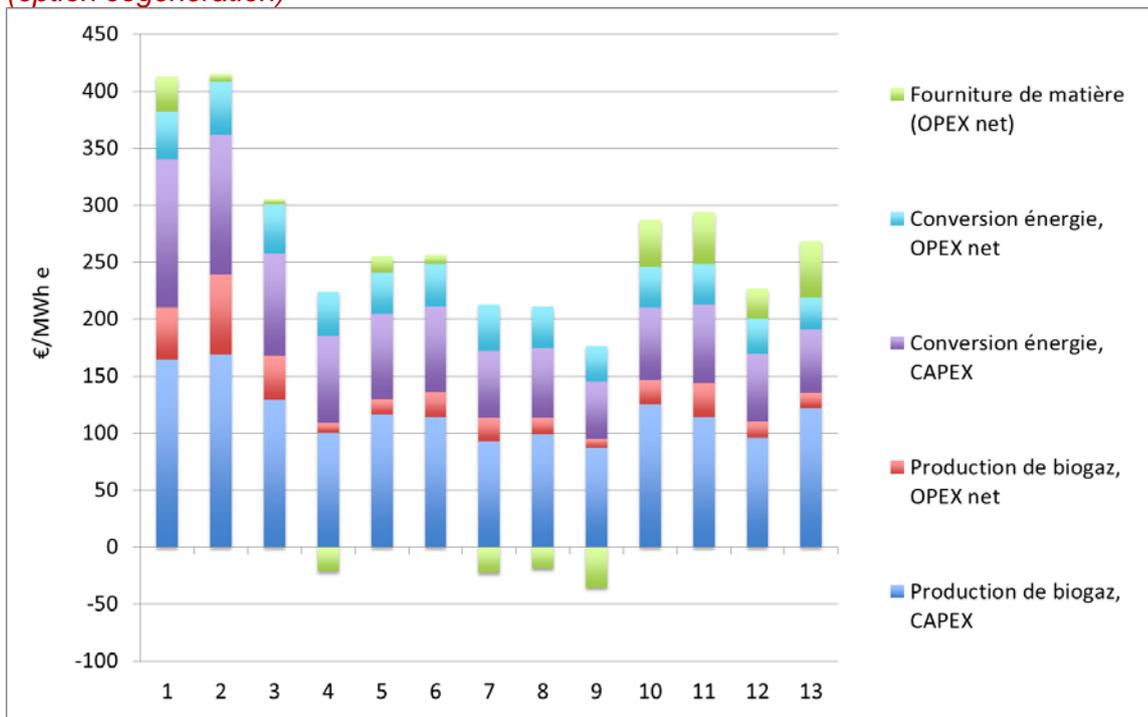
Les coûts spécifiques en **€/MWh électrique** sont calculés pour les trois postes « fourniture de matière », « production de biogaz » et « conversion en énergie », en séparant les CAPEX (CAPital EXpenditure ou dépenses de capital, tenant compte de la rémunération du capital investi) et les OPEX (Operating EXpenditure ou charges d'exploitation, en valeur nette c'est-à-dire déduction faite des recettes secondaires).

Cette méthode permet d'identifier la structure des coûts de production et d'estimer le niveau de rémunération qui serait nécessaire hors subventions.

Les coûts de production les plus élevés sont ceux des petites unités individuelles agricoles (autour de 415 €/MWh e) alors que celui du cas-type n°9 industriel est le plus faible (141 €/MWh e).

La figure 1 permet de visualiser les résultats du tableau.

Figure 1 : Représentation graphique des coûts spécifiques en €/MWh e des 13 cas-types (option cogénération)



Globalement, tous les postes diminuent avec la taille de l'installation jusqu'à 250 kWe sauf le poste « fourniture de matières » (en vert) qui correspond au solde entre le coût de transport et la redevance éventuellement perçue auprès de l'industriel agro-alimentaire pour le traitement du déchet. Il est négatif dans les cas-types 4, 7, 8 et 9 ; en revanche, il devient très élevé dans le collectif agricole territorial.

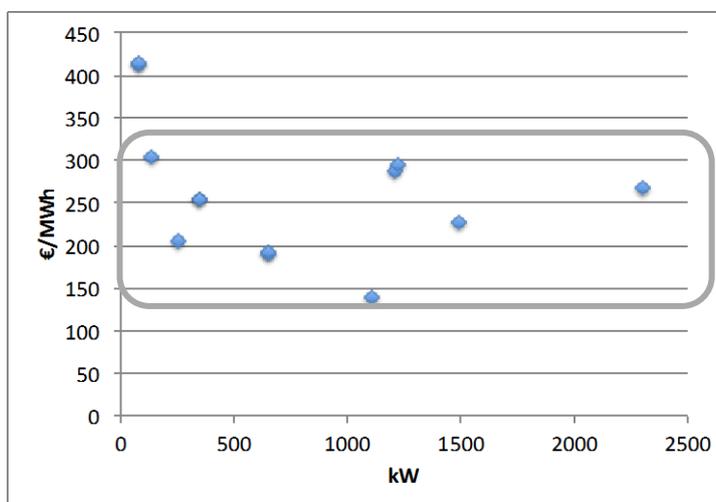
Les coûts de production les plus faibles sont obtenus par les installations traitant beaucoup de déchets industriels, plus méthanogènes que les effluents agricoles. Pour une même production de biogaz, l'installation demande un moindre volume de matières entrantes, donc moins de transport et de stockage, mais aussi des fosses de tailles inférieures.

Toutefois, les coûts de production sont souvent très supérieurs au tarif d'achat de l'électricité issue du biogaz.

d) Une absence de lien entre puissance et coût de production

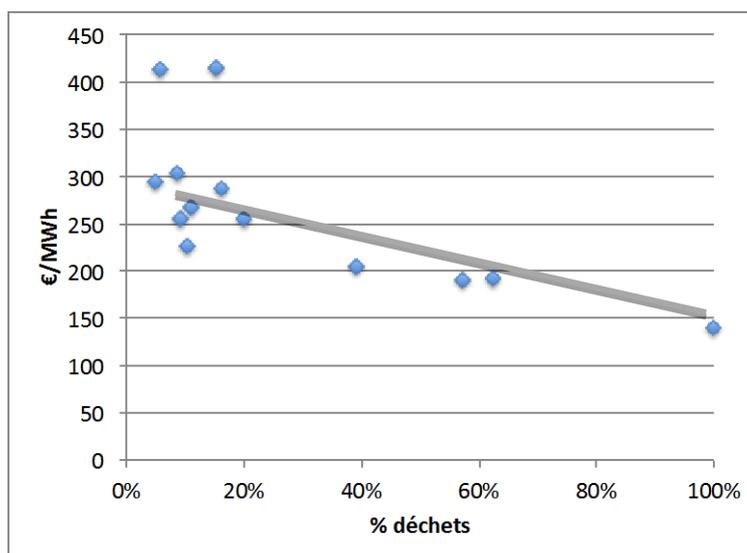
La figure 2 montre qu'il n'existe aucune corrélation entre la puissance installée et le coût de production, en dehors des petites puissances (< 250 kWe).

Figure 2 : Coûts spécifiques des 13 cas-types selon la puissance installée (option cogénération)



En revanche, cette corrélation est avérée entre le coût de production, et la proportion de déchets donnant lieu à redevance (voir figure 3).

Figure 3 : Coûts spécifiques des 13 cas-types selon la proportion de déchets donnant lieu à redevance (option cogénération)



Les principales différences de coûts de production entre les projets proviennent **des écarts sur le poste « fourniture de matière »**. Celui-ci inclut les redevances perçues par l'unité de méthanisation pour le traitement des déchets, et les coûts d'amenée et de retour des matières agricoles, voire leur coût d'acquisition dans le cas par exemple des CIVE et des résidus de culture. Ces coûts d'amenée sont en général nuls pour des projets « à la ferme », mais ce poste peut devenir très important pour les projets territoriaux. Les coûts d'amenée augmentent avec les distances, donc globalement avec la taille des installations.

Inversement, les effets d'échelle permettent de réduire les coûts des postes « production de biogaz » et « conversion en énergie ». Pour le premier, la valeur énergétique des matières entrantes joue un rôle également important : le coût de la méthanisation diminue lorsque le potentiel méthanogène augmente, ce qui explique le moindre coût, à puissance égale, des projets comportant une forte proportion de déchets particulièrement méthanogènes (riches en lipides, sucres, amidon...). Quant au poste « conversion en énergie », les effets d'échelle sont significatifs, mais ils ne suffisent pas à compenser l'augmentation des coûts de fourniture des matières, lorsque l'on compare les projets agricoles « à la ferme » et « collectifs ».

e) Une optimisation possible

Les coûts élevés de production de plusieurs cas-types de l'étude posent la question des possibilités d'optimisation des différents postes de charges.

Différentes hypothèses ont été envisagées pour mesurer leur effet sur le coût de production de l'électricité. Elles sont regroupées en deux catégories de mesures :

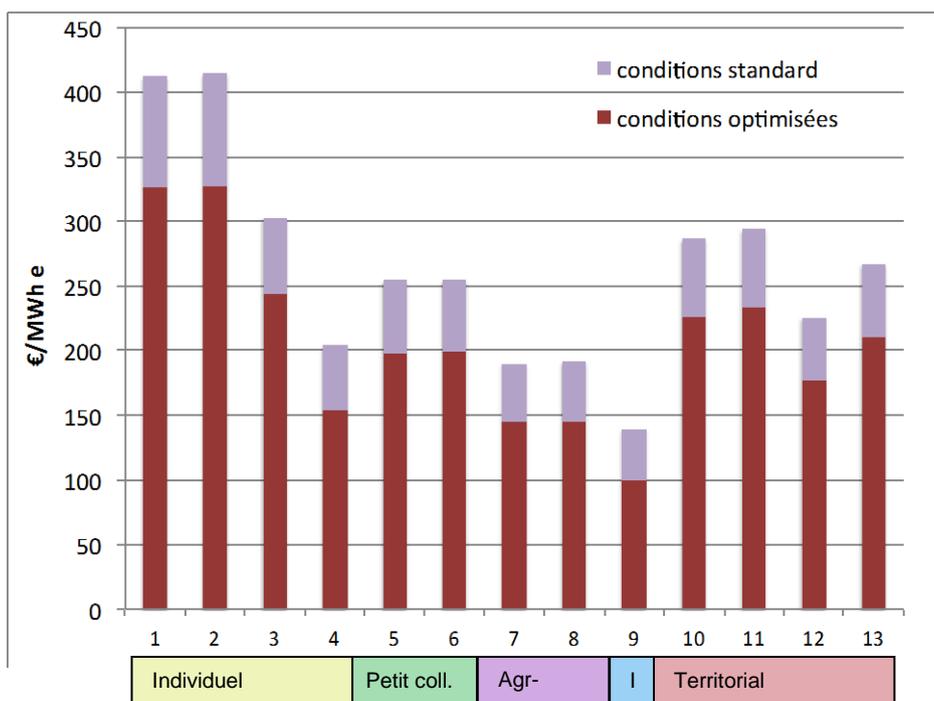
- Des mesures qui relèveraient de **décisions des pouvoirs publics** :
 - Augmentation de la durée du contrat d'achat à 20 ans afin de réduire le montant des annuités ;
 - Exonération des impôts sur 5 ans (IS, CFE, CVAE, TF) ;
- Des mesures qui reposeraient sur des gains de productivité réalisés par les acteurs **professionnels de la méthanisation** (maîtres d'ouvrage, exploitants, constructeurs, investisseurs, banques) :
 - Réduction des investissements de 5 % ;

- Réduction des coûts d'exploitation de 5 % ;
- Augmentation de la production de biogaz de 5 % par rapport aux potentiels méthanogènes adoptés en phase d'étude ;
- Régularisation de la production par l'apport de matières végétales stockables (par exemple CIVE) afin de compenser les variations saisonnières de fourniture de matières.

Pour l'étude, le niveau des gains de productivité a été fixé à 5 % afin de rester dans des proportions compatibles avec un maintien de la qualité des prestations.

Figure 4 : Coûts spécifiques des 13 cas-types dans des conditions standard et dans des conditions optimisées (option cogénération).

La figure 4 montre que la réduction des coûts de production varierait entre 40 et 90 €/MWh. Cette baisse se ferait à parts égales entre les facteurs relevant des pouvoirs publics et ceux relevant des acteurs privés. Cependant, les coûts de production resteraient élevés pour les plus petits projets individuels et pour les projets territoriaux (entre 200 et 350 €/MWh).



2. Analyse pour la production de biométhane

a) Les matières premières : un poste-clé

Tableau 8 : Investissements et charges annuelles nettes des 13 cas-types (option biométhane)

n° Cas Type	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Agricole individuel			Petit collectif agricole			Agricole et industriel		Industriel		Territorial		
Puissance gaz (kW PCs)	232	232	417	711	974	958	1 747	1 762	2 906	3 169	3 200	3 864	5 827
Production (MWh/an)	1 401	1 448	2 587	4 428	6 238	6 146	10 907	10 973	18 439	19 534	19 473	23 528	35 535
Investissements, k€	1 656	1 703	2 133	2 677	3 884	3 790	6 696	6 953	9 022	12 804	12 204	12 621	20 288
dont "production biogaz"	671	720	973	1 262	2 061	1 991	3 173	3 399	4 900	7 413	6 735	6 936	13 168
dont "conversion énergie"	986	983	1 160	1 416	1 823	1 799	3 523	3 554	4 122	5 391	5 469	5 684	7 120
Investissement spécifique (k€/kW PCs)	7,1	7,3	5,1	3,8	4,0	4,0	3,8	3,9	3,1	4,0	3,8	3,3	3,5
Charges annuelles nettes, k€/an	200	206	234	244	388	395	457	422	406	1 235	1 366	1 188	2 052
dont "fourniture de matière"	17	4	5	-39	38	21	-105	-89	-291	356	396	276	799
dont "production biogaz"	39	54	65	98	145	164	293	264	380	514	584	541	790
dont "conversion énergie"	144	148	165	185	206	210	270	247	317	365	386	371	463

Les investissements et les charges d'exploitation annuelles ont été réparties entre trois postes : la fourniture de matières, la production de biogaz (le méthaniseur et les équipements de traitement des matières en amont et en aval du digesteur), et la conversion du biogaz en énergie (l'épurateur et les équipements de valorisation du biogaz). Les charges annuelles sont exprimées ici en coût annuel « net », c'est-à-dire prenant en compte les recettes secondaires hors vente de biométhane. Ces recettes secondaires sont les redevances de traitement perçues par l'unité de méthanisation (poste « fourniture de matière »), les économies éventuelles de charge d'épandage et les recettes de vente de digestat (poste « production de biogaz »).

L'analyse est identique à celle présentée pour la cogénération.

b) Un taux de rentabilité interne inférieur à 3 %

Le tableau 9 présente les principaux indicateurs économiques obtenus dans la situation actuelle **hors subventions**.

Tableau 9 : Indicateurs financiers des 13 cas-types (option biométhane)

Cas types	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Indicateurs financiers	Agricole individuel			Petit collectif agricole			Agricole et industriel		Industriel	Territorial			
Tarif, €/MWh PCs	123	120	122	108	114	112	88	87	67	85	87	82	82
TRB (ans)	<0	<0	26	12	12	13	13	13	11	31	37	17	24
TCD	<0	<0	0,42	1,01	0,96	0,88	0,89	0,91	1,12	0,33	0,25	0,66	0,44
TRI après impôt et taxes	<0	<0	<0	2,0%	1,4%	0,3%	0,4%	0,7%	3,3%	<0	<0	<0	<0
CA (k€/an)	198	187	352	582	782	729	1 280	1 203	1 735	1 992	1 857	2 112	3 453
EBE (k€/an)	<0	<0	83	234	325	291	507	530	837	423	330	739	855

TRB : temps de retour brut = Investissement / EBE
 TCD : taux de couverture de la dette = EBE / Annuités de remboursement
 TRI : taux de rentabilité interne (calculé après taxes et impôts)
 CA : chiffre d'affaires annuel
 EBE : excédent brut d'exploitation (recettes – charges annuelles)

L'objectif retenu dans cette étude est un TRI « projet » après impôts et taxes, supérieur à 9 %. On constate qu'aucun projet ne parvient à l'atteindre. Les projets 1 et 2, de très faible débit (<40 m³/h) sont très éloignés des critères de rentabilité. Ils ne seront pas pris en compte dans les analyses ultérieures.

Le TCD est aussi un critère important pour les banques. Dans l'étude, l'objectif est un TCD supérieur à 1,3 mais aucun projet ne l'atteint.

c) Des coûts de production variant de 80 à 150 €/MWh PCs

Le tableau 10 détaille le coût spécifique du MWh PCs de chacun des cas-types

Tableau 10 : Coûts spécifiques des 13 cas-types (option biométhane)

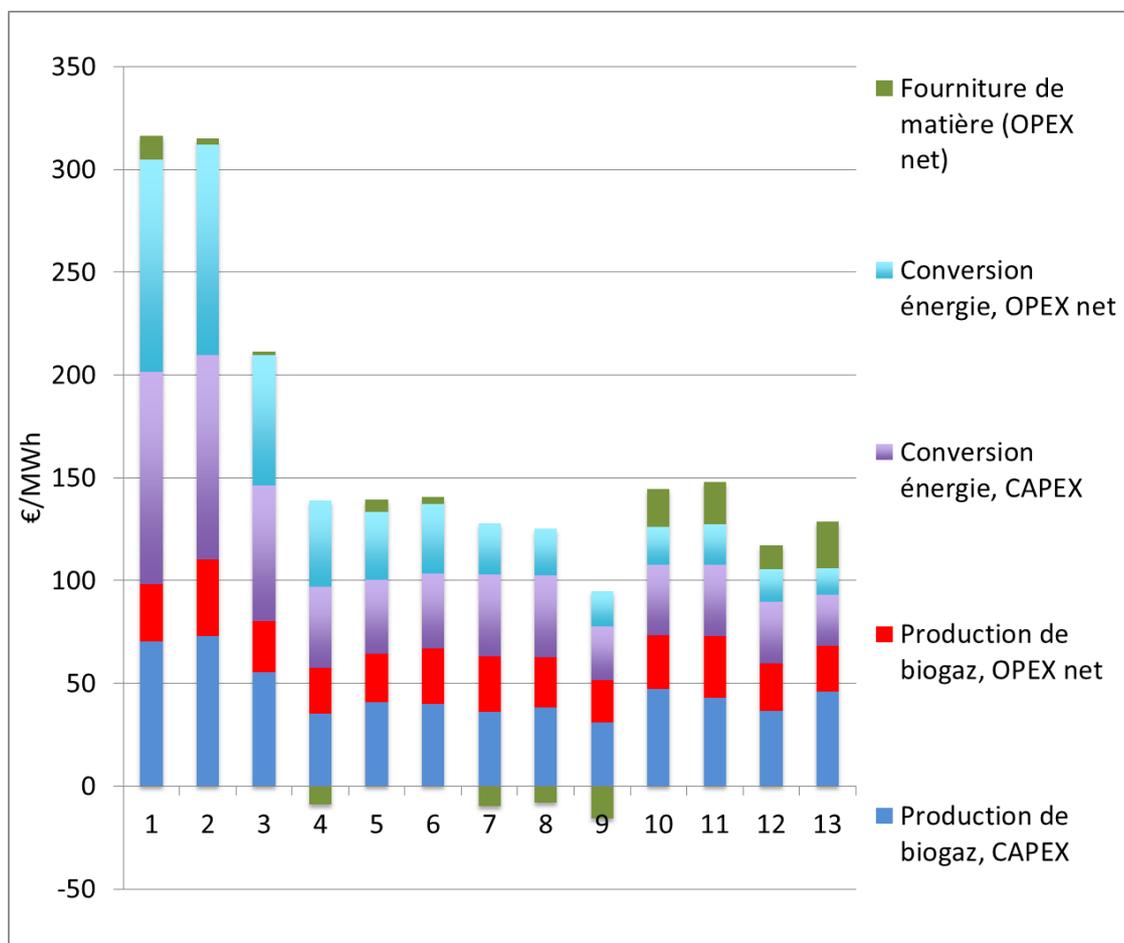
Cas types	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Coût spécifique (€/MWh PCs)	Agricole individuel			Petit collectif agricole			Agricole et industriel		Industriel	Territorial			
Fourniture de matière (OPEX net)			2	-9	6	3	-10	-8	-16	18	20	12	22
Production de biogaz, CAPEX			55	35	41	40	36	38	31	47	43	37	46
Production de biogaz, OPEX net			25	22	23	27	27	24	21	26	30	23	22
Conversion énergie, CAPEX			66	40	36	36	40	40	26	34	35	30	25
Conversion énergie, OPEX net			64	42	33	34	25	23	17	19	20	16	13
TOTAL			212	130	140	141	118	117	79	145	148	117	129

Les coûts spécifiques en €/MWh PCs sont calculés pour les trois postes « fourniture de matière », « production de biogaz » et « conversion en énergie », en séparant les CAPEX (CAPital EXpenditure ou dépenses de capital, tenant compte de la rémunération du capital investi) et les

OPEX (Operating EXpenditure ou charges d'exploitation, en valeur nette c'est-à-dire déduction faite des recettes secondaires). Cette méthode permet d'identifier la structure des coûts de production et d'estimer le niveau de rémunération qui serait nécessaire hors subventions.

La figure 5 permet de visualiser les résultats du tableau.

Figure 5 : Représentation graphique des coûts spécifiques des 13 cas-types (option biométhane)



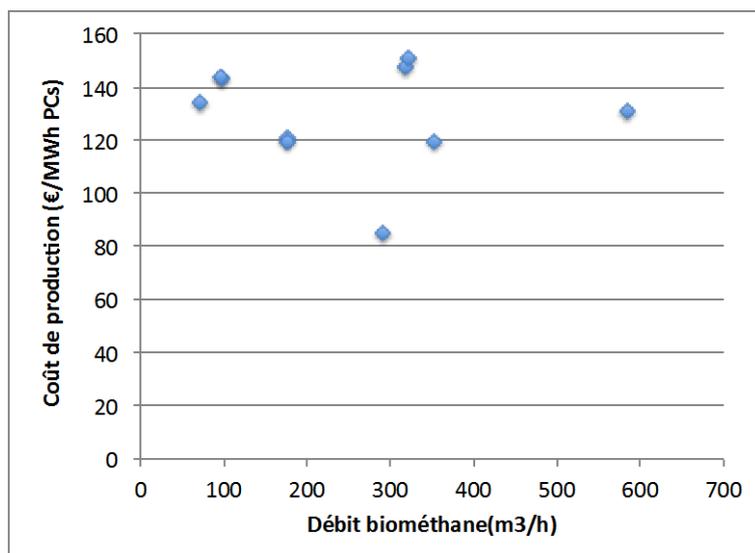
Globalement, tous les postes diminuent avec la taille de l'installation sauf le poste « fourniture de matières » qui correspond au solde entre le coût de transport et la redevance éventuellement perçue auprès de l'industriel agro-alimentaire pour le traitement du déchet.

En dehors de l'installation individuelle, les coûts de production oscillent entre 80 et 150 €/MWh PCs. Les coûts de production les plus faibles sont obtenus par les installations traitant beaucoup de déchets industriels, plus méthanogènes que les effluents agricoles. Toutefois, les coûts de production sont souvent très supérieurs au tarif d'achat du biométhane.

d) Une absence de lien entre coût de production et débit

Comme pour la cogénération, il n'existe aucune corrélation entre la puissance installée et le coût de production, en dehors des petits débits (<50 m³/h) (figure 6).

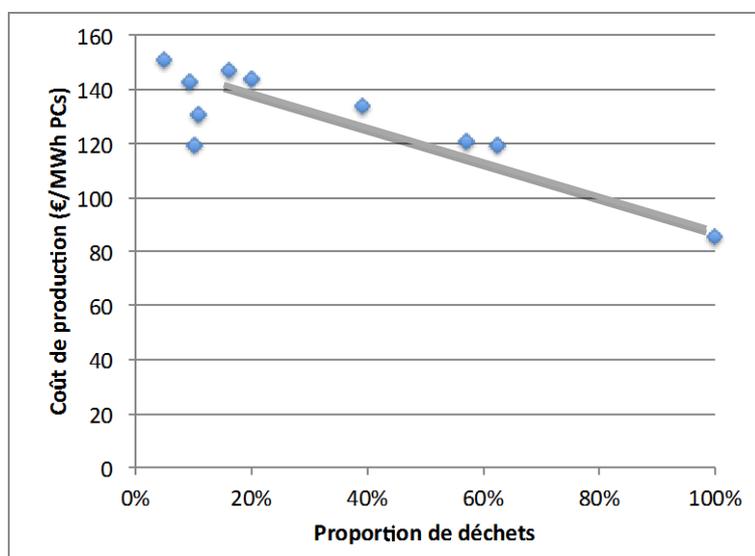
Figure 6 : Coûts de production des 13 cas-types selon le débit de biométhane



L'incidence de ce tarif sur la rentabilité est présentée ci-dessous. On notera que dans les conditions « standard », la majorité des projets nécessitent un complément de soutien sous forme de subvention. Au contraire, dans les conditions « optimisées », les projets qui continuent de dépendre d'une subvention sont les très petits projets, ou les grands collectifs basés sur des lisiers et fumiers uniquement.

En revanche, cette corrélation est avérée entre le coût de production, et la proportion de déchets donnant lieu à redevance (figure 7).

Figure 7 : Coûts de production des 13 cas-types selon la proportion de déchets soumis à redevance (option biométhane)



e) Une optimisation possible

Les coûts de production élevés de tous les cas-types de l'étude posent la question des possibilités d'optimisation des différents postes de charges.

Différentes hypothèses ont été envisagées pour mesurer leur effet sur le coût de production de l'électricité. Elles sont regroupées en deux catégories de mesures :

- Des mesures qui relèveraient de décisions **des pouvoirs publics** :
 - Augmentation de la durée du contrat d'achat à 20 ans afin de réduire le montant des annuités ;
 - Exonération des impôts sur 5 ans (IS, CFE, CVAE, TF) ;

- Des mesures qui reposeraient sur des gains de productivité réalisés par les acteurs **professionnels de la méthanisation** (maîtres d'ouvrage, exploitants, constructeurs, investisseurs, banques) :
 - Réduction des investissements de 5 % ;
 - Réduction des coûts d'exploitation de 5 % ;
 - Augmentation de la production de biogaz de 5% par rapport aux potentiels méthanogènes adoptés en phase d'étude ;
 - Régularisation de la production par l'apport de matières végétales stockables (par exemple CIVE) afin de compenser les variations saisonnières de fourniture de matières.

Pour l'étude, le niveau des gains de productivité a été fixé à 5 % afin de rester dans des proportions compatibles avec un maintien de la qualité des prestations. Les facteurs d'optimisation permettraient de réduire les coûts de production de 25 à 30 €/MWh PC.

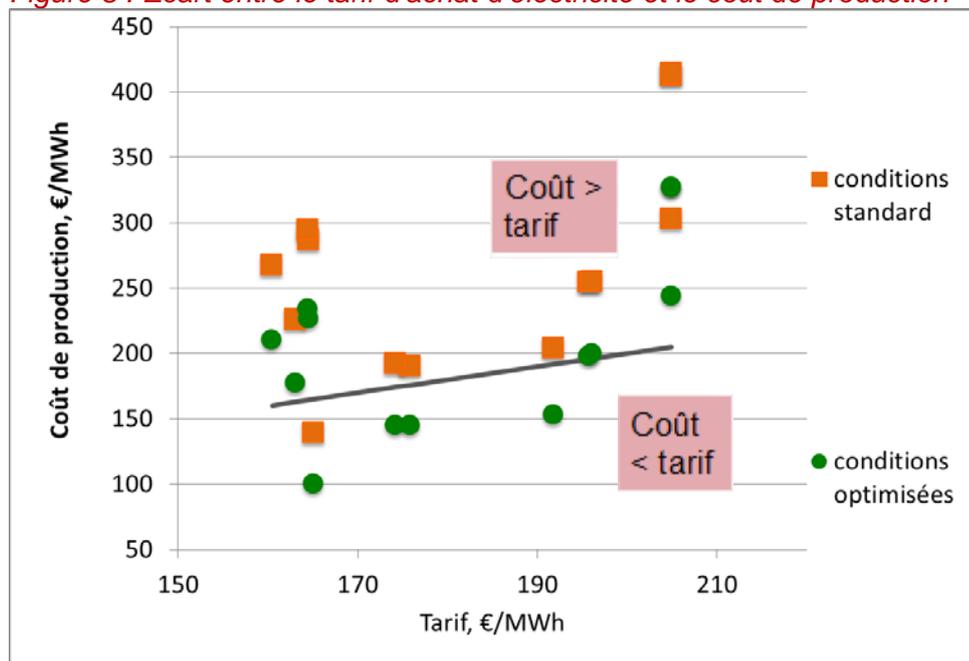
D. Les propositions du Club Biogaz et leur impact sur la rentabilité

1. Propositions concernant la cogénération

a) Maintenir le système dual pour la cogénération

L'étude montre qu'il existe de nombreux facteurs influençant la rentabilité des projets. En effet, la figure 8 indique l'écart entre le tarif d'achat d'électricité et le coût de production.

Figure 8 : Ecart entre le tarif d'achat d'électricité et le coût de production



Deux séries sont présentées : les coûts de production aux « conditions standard », et les coûts aux « conditions optimisées », c'est-à-dire intégrant les facteurs de diminution des coûts exposés précédemment : allongement durée du contrat d'achat, exonération des taxes sur 5 ans, diminution des coûts d'investissement et d'exploitation, augmentation de la production de biogaz.

La ligne indique l'équilibre : un point situé sur la ligne signifie que le tarif correspond exactement au coût de production. Un point situé au-dessous de cette ligne signifie que le TRI est supérieur à 9 %, s'il est situé au-dessus, le TRI est inférieur à 9 %, c'est-à-dire que le projet ne présente pas de rentabilité suffisante.

Face à cette forte dispersion des conditions de rentabilité, il apparaît difficile de concevoir un système tarifaire permettant d'offrir une rentabilité suffisante aux projets sans créer par ailleurs des effets d'aubaine.

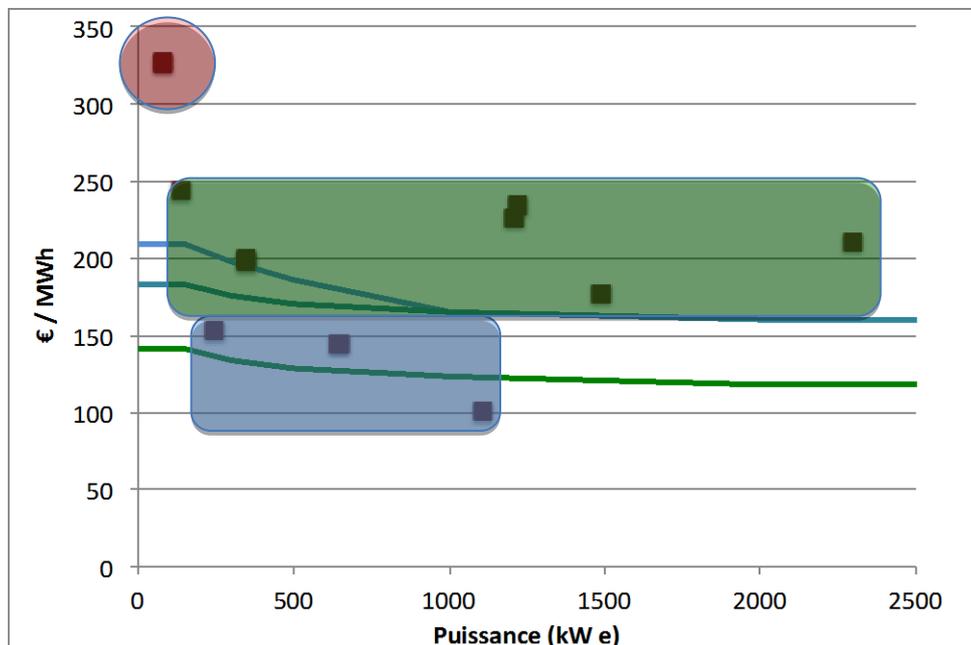
Le maintien d'un dispositif de subventions en complément du système tarifaire apparaît nécessaire. Il est d'ailleurs souhaité par les pouvoirs publics afin de garder une certaine maîtrise du développement de la filière, et d'éviter les risques potentiels de dérives en raison d'un système tarifaire mal calibré.

b) Supprimer le critère de taille

L'étude contredit l'hypothèse d'un lien entre la taille des installations et leur coût de production. A

type de matières traitées équivalentes, il s'avère que les effets d'échelle obtenus sur l'unité de méthanisation, sont en grande partie annulés par l'augmentation des coûts de fonctionnement liés à la logistique (zone 1 en vert du graphique Figure 9).

Figure 9 : Coût de production de l'électricité en fonction de la puissance des projets



Les effets d'échelle ne jouent que pour les petits projets, inférieurs à 200 kW (zone 2 en rose du graphique).

A noter en revanche qu'une forte proportion de déchets sujets à redevance constitue un facteur important de réduction des coûts. Parmi ces cas-types figurés dans la zone 3 en bleu du graphique, la valeur la plus basse est obtenue pour le projet qui ne traite que des déchets industriels. Les deux autres cas-types « mixtes agricole et industriel » traitent environ 60% de déchets.

Le Club Biogaz propose donc de supprimer la dégressivité liée à la taille sur le tarif de base et sur la prime aux effluents d'élevage. **Ceci revient à élargir le tarif actuel dont bénéficient les projets inférieurs à 150 kW e, à des projets de toute taille.** Cela permet notamment de ne pas pénaliser le choix des projets collectifs qui ne peuvent se développer, dans les conditions actuelles de tarifs, que dans des cas particuliers (projets à redevances de traitement importantes)..

Cette orientation est importante car de nombreux agriculteurs se tournent vers la démarche collective. Les projets collectifs territoriaux, qui ont des plages de puissance allant de 250 kW e à 4.000 kW e, peuvent en effet s'adresser à tous les agriculteurs d'un territoire, sans critère de taille ni d'orientation technico-économique. L'approche collective permet ainsi de rendre la méthanisation accessible à tous les agriculteurs. Le coût de l'énergie produite ne dépend ainsi pas du mode d'organisation – individuel ou collectif – mais de la nature des matières traitées.

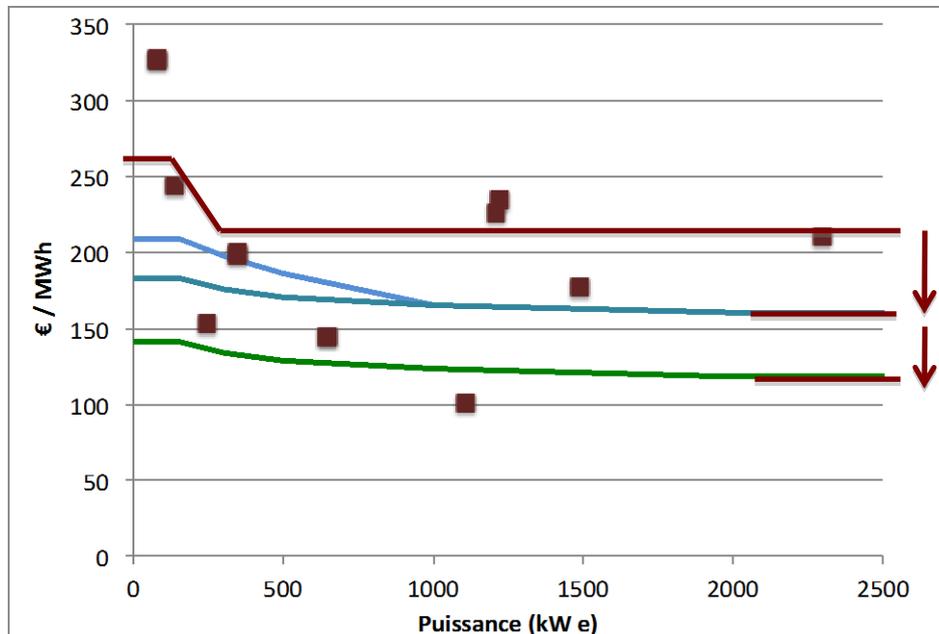
La méthanisation individuelle doit continuer à être soutenue mais elle nécessitera également un relèvement de tarif pour les projets de moins de 80 kW e.

Ainsi tous les projets comportant plus de 60% de matières agricoles et valorisant plus de 70% de l'énergie produite, bénéficieraient d'un tarif de 210 €/MWh, indépendamment de la taille.

Le graphique ci-dessous explique la démarche de construction de la proposition tarifaire : la ligne n°1 fixe le tarif maximal à 210 €/MWh pour des projets agricoles (plus de 60% de matières

agricoles ouvrant droit à cette prime) avec une bonne efficacité énergétique (plus de 70%). La ligne n°2 fixe le tarif pour les projets non agricoles, l'écart avec la ligne 1 est la prime agricole. Enfin la ligne 3 reprend le tarif de base actuel.

Figure 10 : Construction de la proposition tarifaire.



c) Etendre de la prime aux effluents d'élevage à toutes les matières agricoles

La suppression de la dégressivité vise également la prime « effluents d'élevage ». Le Club Biogaz propose **d'augmenter la prime agricole** pour la porter à 50 €/MWh électrique, et de **l'élargir à toutes les matières agricoles** (hors productions alimentaires), notamment les résidus de culture et les CIVE, comme c'est le cas actuellement pour la filière biométhane.

Cette augmentation de la prime agricole permettra de promouvoir les installations principalement alimentées par les sous-produits agricoles et de **réduire les phénomènes de concurrence** sur les gisements à redevance, que l'on constate déjà entre des unités agricoles sur un même territoire. Du point de vue de la ressource, les matières agricoles représentent un volume 10 fois supérieur aux déchets organiques des entreprises. La redevance de traitement de ces déchets joue un rôle significatif dans l'économie des projets, ce qui crée une forte compétition à différentes échelles, du niveau local au niveau international. Cette concurrence est également un facteur d'incertitude et donc de hausse des coûts. La prime agricole aurait donc pour fonction de favoriser l'autonomie des projets agricoles et de réduire leur dépendance à l'égard de ressources dont le caractère volatil est avéré.

En outre, cette prime agricole encouragerait l'utilisation de menues pailles et de CIVE, contribuant ainsi à la généralisation de **bonnes pratiques agronomiques**, et faciliterait l'insertion de la méthanisation dans les systèmes agricoles.

d) Elargir la prime à l'efficacité énergétique

La prime à l'efficacité énergétique doit être **élargie à toutes les valorisations thermiques**, dont le pré-traitement des matières entrantes (justifié par l'amélioration de la qualité sanitaire des matières à valoriser en agriculture) ou la substitution du chauffage électrique, qui sont actuellement exclues

de l'assiette de calcul de l'efficacité énergétique. Elle doit être légèrement augmentée pour passer de 40 à 50 €/MWh.

e) Porter le contrat d'achat de l'énergie à 20 ans

Le Club Biogaz propose d'augmenter la durée de contrat d'achat de l'énergie à 20 ans, contre 15 ans actuellement. Cet allongement est un facteur de diminution des coûts car il donne plus de visibilité à des projets construits pour durer, compte tenu du poids du génie civil dans les investissements.

Tableau n°11 : propositions de dispositif tarifaire pour l'électricité issue du biogaz

Puissance maximale installée	Tarif de base (€/MWh)
< 80 kW (au lieu de < 150 kW actuellement)	180 (au lieu de 134 actuellement)
150 kW	160
300 kW	129
500 kW	125
> 1000 kW	120 (sans dégressivité lorsque la puissance augmente)

Valeur de l'efficacité énergétique (V)	Prime (€/MWh)
V < 35 %	0
35 % < V < 70 %	Interpolation linéaire
V > 70 %	50 (au lieu de 40 actuellement)

Prime effluents d'élevage	Prime agricole (€/MWh)
Proportion de matières agricoles (% masse) (au lieu d'une prise en compte de la puissance de l'installation comme actuellement)	
< 20%	0
De 20 à 60%	Interpolation linéaire
> 60%	50 (au lieu de 26, montant actuel maximum de la prime agricole)

f) Conséquence : un impact positif pour les projets et les finances publiques

L'incidence de ce tarif sur la rentabilité des projets de cogénération est présentée dans le tableau ci-dessus. On note que dans les conditions « standard », la majorité des projets nécessitent un complément de soutien sous forme de subvention pour atteindre un TRI de 9 %. Au contraire, dans les conditions « optimisées », les projets qui continuent de dépendre d'une subvention sont les très petits projets, ou les grands collectifs basés sur des lisiers et fumiers uniquement.

Un dispositif économe en subventions

Aujourd'hui, les subventions accordées aux installations de biogaz proviennent surtout des fonds Déchets et fonds Chaleur de l'Ademe, des conseils régionaux, et de l'Europe via les fonds FEDER. Or, à court terme, les Fonds Déchets et Fonds Chaleur devraient rester stables, alors que les projets se multiplient et que leur puissance unitaire augmente. Le montant par projet est donc amené à baisser.

Le dispositif tarifaire proposé par le Club Biogaz permet aux porteurs de projets de pouvoir se passer en totalité de subventions, lorsque ces projets sont basés essentiellement sur des déchets, et à condition de maîtriser les coûts d'investissement et d'exploitation. Les subventions constituent un complément du système tarifaire, pour corriger certaines distorsions locales.

Un dispositif qui sollicite peu la contribution au service public de l'électricité (CSPE)

Le dispositif tarifaire proposé par le Club Biogaz **n'entraîne pas de hausse du montant de la CSPE** pour le biogaz. En pratique, une grande partie du parc de méthanisation se développe aujourd'hui dans la plage des unités de l'ordre de 150 kW, à des niveaux qui sont déjà de l'ordre de 210 €/MWh électrique. La proposition vise à répartir les 300 MW électriques attendus de la filière agricole non plus exclusivement sur le segment des unités individuelles, mais également sur les projets collectifs. Les projets collectifs censés bénéficier d'un tarif de 160 €/MWh électrique ne voient en réalité pas le jour, ou au compte-gouttes. Il s'agit d'un segment sous-représenté, qui présente pourtant un grand intérêt pour de nombreux agriculteurs qui ne souhaitent pas se lancer seuls dans un projet de méthanisation.

Un niveau de soutien en adéquation avec d'autres filières EnR émergentes

L'étude montre que le coût de production de l'électricité par méthanisation est proche du prix moyen accordé aux projets éoliens en mer. En effet, le premier appel d'offres pour l'éolien en mer a sélectionné 2.000 MW de projets en 2012, avec un prix moyen est de 220 €/MWh⁵. Le second appel d'offres lancé en mars 2013 visait 1.000 MW pour un prix plafond éliminatoire de 220 €/MWh.

Les systèmes de soutien mis en œuvre pour les filières d'énergies renouvelables émergentes telles sont justifiés par des perspectives de diminution de coûts très significatifs ; l'investissement actuel devant se traduire à terme par l'atteinte de la parité avec les prix de marché.

Il en va de même pour la filière méthanisation. **La mise en place d'une tranche pilote de 10 TWh d'énergie primaire, à laquelle serait appliqué ce nouveau tarif permettrait de la consolider en assurant un développement de la cogénération** en fonctionnement en base.

Au-delà de cette première tranche pilote de 10 TWh primaires, qui ne représente que 10 % du potentiel du biogaz à long terme selon différents scénarios de transition énergétique, une véritable filière industrielle sera en place, conduisant à la réduction des coûts de production. Les niveaux tarifaires actuellement nécessaires au démarrage de la filière pourront alors baisser.

2. Propositions concernant le biométhane

a) Maintenir un système « dual »

L'analyse conduite pour les projets en injection de biométhane est similaire à celle qui concerne la cogénération.

Pour cette catégorie de projets, le Club Biogaz propose également le maintien du dispositif « dual » composé d'un tarif d'obligation d'achat complété par des subventions, ainsi que la suppression du critère de taille d'installations dans la grille tarifaire.

b) Créer un tarif unique quel que soit le débit

Le Club Biogaz propose un tarif de base unique de 85 €/MWh quel que soit le débit maximal de l'installation.

La grille actuelle prévoit un tarif de base qui varie en fonction de la taille de l'installation : 95 €/MWh pour des débits inférieurs ou égaux à 50 m³/h, 64 €/MWh pour des débits supérieurs ou égaux à 350 m³/h, avec une interpolation linéaire entre les deux.

Le Club Biogaz propose également de porter à 45 €/MWh la prime agricole Pi2 proportionnelle à la quantité de matières agricoles (déjections d'élevage, résidus de culture, CIVE). Dans le tarif actuel, elle est de 30 € pour les débits inférieurs à 50 m³/h et de 20 € pour les débits supérieurs à 350 m³/h (avec une interpolation linéaire).

c) Conséquence : de meilleurs taux de rentabilité internes

L'incidence de ce tarif sur la rentabilité est présentée dans le tableau n°12. On observe que même en conditions « optimisées », la rentabilité des projets dépend, pour la plupart, de subventions. Elles restent nécessaires pour atteindre un TRI de 9 %.

Toutefois, il faut noter que **le dispositif tarifaire proposé par le Club Biogaz permet aux projets de production de biométhane de nécessiter des montants de subventions bien inférieures à la situation actuelle.**

Tableau n°12 : Rentabilité des différents cas-type avec la proposition de tarif du Club Biogaz.

n° Cas Type	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Agricole individuel			Petit collectif agricole		Agricole et industriel		Industriel	Territorial				
Conditions « standard »													
Tarif, €/MWh PCs			126	110	126	121	106	104	88	123	128	126	125
Subvention, % investissement			79%	48%	38%	45%	38%	38%	15%	45%	43%	7%	23%
TRI après impôts et taxes			9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Conditions « optimisées »													
Tarif, €/MWh PCs			126	108	126	121	104	102	85	123	128	125	125
Subvention, % investissement			64%	22%	7%	16%	7%	9%	0%	17%	16%	0%	0%
TRI après impôts et taxes			9%	9%	9%	9%	9%	9%	11%	9%	9%	12%	10%

d) Constat : une absence de distorsion cogénération/biométhane

Les deux systèmes tarifaires proposés n'induisent pas de distorsion significative entre les deux options de valorisation (cette éventuelle distorsion pourrait être aisément corrigée par la modulation du taux de subvention).

En effet, le tableau ci-dessous montre que les options « cogénération » et « biométhane » en conditions optimisées, ont des niveaux de rentabilité relativement similaires, des subventions de

l'ordre de 10 à 20% étant nécessaire pour la filière biométhane.

Tableau n°13 : Comparaison des systèmes tarifaires pour la cogénération et la méthanisation.

n° Cas Type	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Agricole individuel				Petit collectif agricole		Agricole et industriel		Industriel		Territorial		
Cogénération (conditions « optimisées »)													
Tarif, €/MWh e	264	262	244	204	210	210	189	182	160	210	210	210	210
Subvention, % investissement	36%	37%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	17%	25%	0%	5%
TRI après impôts et taxes	9%	9%	9%	13%	10%	10%	13%	12%	14%	9%	9%	12%	9%
Biométhane (conditions « optimisées »)													
Tarif, €/MWh e			126	108	126	121	104	102	85	123	128	125	125
Subvention, % investissement			64%	22%	7%	16%	7%	9%	0%	17%	16%	0%	0%
TRI après impôts et taxes			9%	9%	9%	9%	9%	9%	11%	9%	9%	12%	10%

E. Estimation des besoins de financement pour la filière en 2020

1. Le montant actuel des soutiens publics

Au-delà du calcul des besoins de financement par projet, il est important d'évaluer les besoins globaux de la filière et le volume des différents mécanismes de soutien à mobiliser sous forme de tarif d'achat et de subventions.

Les données prévisionnelles fournies par la CRE depuis 2010 (année où le biogaz est différencié de la biomasse) montrent la progression importante de la filière, avec un doublement de la production d'électricité en 3 ans, et un quadruplement de la CSPE nette (coûts d'achat moins coûts évités). De même les engagements de l'ADEME ont considérablement augmenté depuis 2010, comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau n°14 : Montants des soutiens publics

	Electricité livrée	Coût d'achat	Coûts évités	« CSPE nette »	Subventions et engagements ADEME
	GWh	M€	M€	M€	M€
2010	684	55,8	36,1	19,7	7,0
2011	870	75,8	47,5	28,3	25,8
2012	945	90,2	53,3	36,9	35,2
2013	1218	139,0	61,4	77,6	Nc

On peut estimer que les engagements de l'ADEME représentent un niveau équivalent à celui de la « CSPE nette », bien qu'il s'agisse de notions très différentes (la CSPE est versée au prorata de la production d'électricité et les engagements ADEME sur la base des investissements). Les deux principaux modes de financement de la méthanisation représentent donc aujourd'hui des volumes similaires. S'y ajoutent également des montants significatifs versés par les conseils régionaux, les fonds européens, et diverses institutions (conseils généraux, Agences de l'Eau).

2. Le montant futur des soutiens publics évalué grâce à l'étude

a) Scénario de développement de la filière à 2020

Afin d'évaluer les besoins de financement futurs, nous proposons une hypothèse de scénario de développement à l'horizon 2020, basé sur les 13 cas-type analysés dans l'étude, dans les deux variantes cogénération et biométhane.

Le tableau n°15 indique le nombre d'installations qui seraient construites chaque année pour chacun des cas-types et selon les deux variantes. Il rappelle aussi le tarif et les subventions appliqués à chacun selon les conclusions de l'étude.

Tableau n°15 : Scénario de développement des différents cas-type à l'horizon 2020.

N° cas-type	Valorisation et puissance	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Tarif €/MWh	Subventions [conditions « standard »]	Subventions [conditions « optimisées »]
1	Electricité, 80 kWe	5	5	5	5	5	5	5	264	57%	36%
2	Electricité, 80 kWe	5	5	5	5	5	5	5	264	61%	37%
3	Electricité, 140 kWe	5	10	15	20	25	30	30	246	31%	1%
4	Electricité, 250 kWe	5	10	15	20	25	30	30	211	0%	0%
5	Electricité, 350 kWe	5	10	15	20	25	30	30	210	29%	0%
6	Electricité, 350 kWe	5	10	15	20	25	30	30	210	30%	0%
7	Electricité, 650 kWe	1	2	4	6	8	10	10	192	6%	0%
8	Electricité, 650 kWe	1	2	4	6	8	10	10	187	11%	0%
9	Electricité, 1110 kWe	1	1	2	2	2	2	3	160	0%	0%
10	Electricité, 1210 kWe	1	1	2	2	2	2	3	210	48%	17%
11	Electricité, 1220 kWe	1	1	2	2	2	2	3	210	54%	25%
12	Electricité, 1490 kWe	1	1	2	2	2	2	3	210	13%	0%
13	Electricité, 2300 kWe	1	1	2	2	2	2	3	210	36%	5%
3	Gaz, 464 kW PCs	1	1	2	2	2	3	3	127	0%	0%
4	Gaz, 797 kW PCs	1	2	4	6	6	8	8	123	0%	0%
5	Gaz, 1084 kW PCs	1	2	4	10	10	10	10	126	80%	64%
6	Gaz, 1062 kW PCs	1	2	4	10	10	10	10	108	49%	22%
7	Gaz, 1948 kW PCs	1	2	4	6	8	10	10	126	39%	7%
8	Gaz, 1959 kW PCs		1	2	3	4	6	8	121	46%	16%
9	Gaz, 3232 kW PCs	1	1	2	2	2	2	3	104	38%	15%
10	Gaz, 3531 kW PCs		1	1	1	2	2	3	102	38%	17%
11	Gaz, 3564 kW PCs	1	1	2	2	2	2	3	85	16%	0%
12	Gaz, 3907 kW PCs		1	1	1	2	2	3	123	46%	24%
13	Gaz, 6487 kW PCs	1	1	2	2	2	2	3	128	46%	23%
	TOTAL nombre	45	74	116	157	186	217	229			

b) L'impact sur la CSPE et les montants globaux de subventions

La première partie du tableau n°16 indique les « charges brutes de service public », c'est-à-dire le montant total d'achat d'électricité et de gaz selon le barème des tarifs d'achat, versé aux producteurs d'énergie.

La seconde partie du tableau indique les économies d'achat liées aux externalités de la filière selon le mode de calcul adopté par la CRE pour le calcul de la CSPE. Les coûts évités étaient estimés par la CRE à 55 €/MWh électrique en 2011 pour le biogaz (compte tenu de la répartition annuelle de la production d'électricité issue du biogaz), à 56 € en 2012 et à 50 € en 2013. On considère ensuite une augmentation annuelle de 1 % du prix de l'électricité et du gaz sur le marché. Toutefois, la présente étude propose une autre évaluation des externalités positives de la filière (voir paragraphe « Proposition de nouvelle estimation des externalités positives »).

La troisième partie du tableau présente les « charges nettes de service public » en déduisant des charges brutes de service public les coûts évités, selon la méthode retenue par la CRE pour le calcul de la CSPE.

Le calcul est effectué sur la base du mécanisme actuel – rémunération des producteurs par un tarif fixé par décret, et financement par cotisation des fournisseurs d'électricité et de gaz au prorata des volumes livrés sur le marché intérieur – sans préjuger de l'évolution de ce mécanisme.

Selon l'étude, les charges nettes de service public pour l'achat d'énergie s'élèvent à 26 M€ en 2014, puis augmenteront pour atteindre 570 M€ en 2020, en tenant compte de l'évaluation des externalités établies par la CRE.

Enfin dans la quatrième partie du tableau, les subventions à l'investissement sont calculées en supposant que le niveau actuel des subventions nécessaire est celui calculé pour les conditions « standard », mais que progressivement celui-ci diminue pour arriver aux conditions « optimisées » en 2020.

Le montant de subventions nécessaire sont de 53 M€ en 2014 et atteignent 75 M€ en 2020. Il s'agit ici de l'ensemble des subventions, incluant celles versées par les collectivités locales et les fonds européens.

Tableau n°16 : Scénario d'évolution des soutiens publics

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tarif d'achat	M€	34	89	182	301	441	599	784
	...dont électricité	M€	22	55	111	178	258	350
	...dont gaz	M€	12	34	71	123	183	249
Coûts évités (unitaires)								
	électricité €/MWh	50	51	51	52	52	53	53
	gaz €/MWh	32	32	33	33	33	34	34
Coûts évités	M€	9	23	47	79	117	161	213
	...dont électricité	M€	5	13	27	44	65	89
	...dont gaz	M€	3	9	20	35	73	97
Subventions	M€	53	70	103	111	103	89	75
	...dont électricité	M€	33	38	53	49	42	30
	...dont gaz	M€	19	31	50	62	61	59

c) Proposition de nouvelle estimation des externalités positives

La justification de l'écart entre le tarif d'achat et les coûts évités, qui est à la base du calcul de la CSPE pour l'électricité et de son équivalent pour le gaz, est l'existence d'externalités positives non prises en compte par d'autres mécanismes économiques. L'évaluation de ces externalités est complexe car ces externalités sont souvent difficiles à quantifier, et leur monétarisation pose également des difficultés méthodologiques. La présente étude propose une autre évaluation que celle effectuée par la CRE.

L'étude prend en compte deux externalités : les émissions évitées de gaz à effet de serre et la création d'emplois.

Il s'agit des seules externalités pouvant faire l'objet d'une traduction monétaire selon des principes de calcul admis ; comme ceux retenus par la CRE pour estimer les coûts évités dans le calcul de la CSPE ou encore la valeur tutélaire du carbone proposée par la commission Quinet.

D'autres externalités auraient pu être prises en compte, par exemple :

- Les économies d'importation de fertilisants et la réduction des pollutions agricoles, dues à l'amélioration de la valeur agronomique des engrais de ferme,
- Les économies d'émissions de méthane et de protoxyde d'azote, dont la prise en compte améliorerait considérablement le bilan gaz à effet de serre, puisque le calcul ne tient compte que du CO₂ évité par substitution d'une énergie fossile,
- La prise en compte de la valorisation de la chaleur, tant sur le plan énergétique que sur le plan des gaz à effet de serre,

- La non-décapitalisation des énergies fossiles,
- Le choix d'une autre hypothèse de calcul des coûts évités, tant pour l'électricité que pour le gaz, qui aboutirait à une valeur sensiblement supérieure du coût de référence pour la production d'électricité, notamment.

Les émissions évitées de gaz à effet de serre

Les émissions évitées de gaz à effet de serre comptabilisées ici ne prennent en compte que les économies de CO₂ par substitution d'énergie. L'étude « Quelle contribution de l'agriculture française à la réduction des émissions de gaz à effet de serre ? » pilotée par l'INRA (juillet 2013) évalue les économies d'émissions de méthane et de protoxyde d'azote, mais les effets sont très variables selon les situations, aussi ils ne sont pas pris en compte ici par souci de simplification et de lisibilité.

Les valeurs des économies de CO₂ adoptées sont de 500 g/kWh électrique et 220 g/kWh de gaz. Le choix du coefficient pour l'électricité n'est pas celui du contenu actuel en carbone du parc électrique français, mais celui calculé avec la méthode marginale ADEME/RTE 2007 (voir les Cahiers de Global Chance n°27, janvier 2010, « Du gâchis à l'intelligence, le bon usage de l'électricité », article « Contenu CO₂ de l'électricité : une question d'objectifs », p 43). L'objectif de développer l'électricité issue du biogaz n'est en effet pas de simplement remplacer une source non carbonée par une autre source non carbonée, mais d'éviter de recourir à de nouveaux moyens de production d'électricité carbonée.

En termes monétaires, la valeur adoptée pour le CO₂ évité est basée sur les préconisations du rapport « La valeur tutélaire du carbone », juin 2008, établi par la commission présidée par Alain Quinet pour le Centre d'Analyse Stratégique. Ce rapport proposait une valeur du carbone de 32 €/t CO₂ en 2010 et 100 € en 2030. Nous avons interpolé linéairement entre ces deux dates pour donner une valeur annuelle à la tonne de CO₂ évitée.

Tableau n°17 : Economies induites par la réduction des émissions de CO2

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Valeur de la tonne de carbone	€/tCO ₂	46	49	52	56	59	63	66
Quantité de CO2 évitées	kt/an	34	89	182	301	441	599	784
...dont électricité	kt/an	105	277	574	960	1 412	1 922	2 527
...dont gaz	kt/an	24	58	117	189	274	371	481
Valeur	M€	6	16	36	64	100	144	199

La création d'emplois

Le nombre d'emplois créés est calculé sur la base des dépenses de la filière pour la construction et le fonctionnement des installations.

Le scénario proposé vise un parc de près de 1000 installations supplémentaires d'ici 2020, dont les trois-quarts en cogénération et un quart en biométhane. La puissance installée totale serait de 800 MW, dont 300 MW électriques et 500 MW PCs de biométhane. La production d'énergie atteindrait 2,2 TWh d'électricité (ainsi qu'une quantité équivalente de chaleur), et 2,9 TWh de biométhane. Rappelons qu'il s'agit ici uniquement du nouveau parc de méthanisation « rurale » (agricole et agroalimentaire).

Les investissements cumulés atteindraient 4,3 milliards d'euros, dont 2,6 pour la filière cogénération et 1,7 pour la filière biométhane. Les coûts d'exploitation cumulés sur la période pour l'ensemble du parc sont estimés à 1,1 milliards d'euros.

Au total, les dépenses globales⁶ de la filière pour l'ensemble de la période est de 5,4 milliards

⁶ Il s'agit ici de l'ensemble des dépenses réalisées par les producteurs de biogaz, indépendamment du mode de financement,

d'euros.

Tableau n°18 : Evolution des investissements et des coûts d'exploitation générés par la filière méthanisation

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nombre d'installation (cumul)	Nbre	45	119	235	392	578	795	1 024
...dont cogénération	Nbre	37	96	184	296	432	592	757
...dont biométhane	Nbre	8	23	51	96	146	203	267
Puissance (finale) installée cumulée	MW	34	88	184	307	453	616	811
...dont électricité	MWe	15	37	74	119	172	233	301
...dont biométhane	MWPCs	19	52	110	189	281	383	509
Production d'énergie finale	GWh	211	553	1 149	1 919	2 825	3 844	5 054
...dont électricité	GWh	107	264	532	858	1 244	1 688	2 185
...dont biométhane	GWh	104	289	617	1 061	1 581	2 156	2 869

									Total
Investissements réalisés dans l'année	M€	188	297	508	648	763	867	1 005	4 276
...dont cogénération	M€	127	187	313	382	451	520	577	2 556
...dont biométhane	M€	61	110	195	267	312	347	428	1 720
Coûts d'exploitation	M€	16	41	84	138	201	272	355	1 108
...dont cogénération	M€	11	26	51	82	117	158	204	648
...dont biométhane	M€	6	15	33	57	84	114	151	460

Le contenu en emplois a été évalué à partir d'une analyse « entrée-sortie »⁷. Ce modèle d'analyse utilise le TES (Tableau Entrées-Sorties) de la comptabilité économique nationale, outil de mesure du bilan ressources/emplois par branche d'activité. Ces outils permettent d'estimer un contenu en emplois d'un bien ou service final, en tenant compte des effets indirects sur l'ensemble de l'économie, y compris les importations et les exportations.

Le contenu en emplois pour la filière méthanisation est estimé à 12,7 emplois par million d'euros dépensés. Compte tenu de la hausse tendancielle de productivité, nous avons adopté une valeur moyenne pour la période de 11,8 emplois par million d'euros dépensés (sans distinction entre la nature des projets ni entre les dépenses d'investissement et de fonctionnement).

Tableau n°19 : Evolution du nombre d'emplois créés

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nombre d'emplois créés	Nbre	2 402	3 972	6 959	9 251	11 341	13 388	15 995
...dont cogénération	Nbre	1 623	2 496	4 283	5 452	6 678	7 963	9 182
...dont biométhane	Nbre	779	1 476	2 676	3 800	4 662	5 425	6 813
Valeur	M€	70	115	202	268	329	388	464

La valeur des emplois créés a été monétarisée en utilisant des études⁸ sur le coût du chômage qui

donc hors frais financiers

⁷ « L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France : une analyse input-output du scénario négaWatt », Philippe Quirion, chargé de recherches au CNRS, CiRED, avril 2013

⁸ Voir par exemple « Pourquoi investir dans l'emploi ? Une étude sur le coût du chômage », IDEA Consult, décembre 2012,

donnent des estimations d'environ 29 000 € de dépenses publiques annuelles par demandeur d'emplois (dépenses directes et exclusivement liées aux demandeurs d'emplois, à l'exclusion notamment des dépenses de formation).

A l'horizon 2020, la filière méthanisation est susceptible de créer 16 000 emplois directs et indirects, représentant une économie de 464 M€ de dépenses publiques annuelles.

3. Bilan : une filière peu exigeante en finances publiques

Le tableau n°20 synthétise les éléments présentés dans les paragraphes précédents et récapitule le besoin en financement de la filière, c'est-à-dire l'ensemble des dépenses réalisées par les acteurs. Ces besoins de financement sont couverts par les subventions, la vente d'énergie et l'emprunt.

Tableau n°20 : Bilan des dépenses et des économies pour les finances publiques

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
BESOIN EN FINANCEMENT	M€	204	338	592	787	964	1 139	1 360
TOTAL DEPENSES PUBLIQUES	M€	87	158	285	412	544	688	859
... dont charges brutes du service public	M€	34	89	182	301	441	599	784
... dont subventions	M€	53	70	103	111	103	89	75
TOTAL ECONOMIES	M€	84	154	285	412	546	693	876
... dont économies poste "énergie"	M€	9	23	47	79	117	161	213
... dont économies poste "emplois"	M€	70	115	202	268	329	388	464
... dont économies poste "CO ₂ "	M€	6	16	36	64	100	144	199
Différence	M€	-3	-4	0	-1	2	5	17

Les dépenses publiques comprennent les paiements au titre des tarifs d'achat dans le cadre du mécanisme de la CSPE et de son homologue pour le biométhane (charges brutes de service public), ainsi que les subventions.

Les économies générées pour la collectivité, correspondent aux économies directes liées au marché de l'énergie, ainsi que la valeur des externalités telles que calculés précédemment, c'est-à-dire restreintes aux économies de CO₂ du seul secteur de l'énergie (et hors chaleur) et aux externalités sociales. Il s'agit d'une autre façon d'évaluer les externalités de la filière que celle de la CRE.

On peut noter que les principales externalités retenues dans l'étude sont liées aux emplois, ce qui s'explique aisément par le fait que la majeure partie des dépenses s'effectue à la construction. Les externalités environnementales, elles, sont liées au fonctionnement, leur impact est donc plus faible en phase de décollage de la filière.

On observe une faible différence entre les sommes que la collectivité consacrerait à la filière méthanisation, et les économies et externalités qui résulteraient de son développement. Elle est légèrement positive sur la période, ce qui signifie que les externalités prises en compte ici suffisent à justifier le niveau de soutien public demandé.

Rappelons que la ligne « charges nettes de service public » correspond aux charges brutes de service public desquelles sont déduites les coûts évités, estimé selon la méthode retenue par la CRE pour le calcul de la CSPE. L'étude montre que le périmètre des coûts évités, pris en compte par la CRE, est trop étroit et mérite d'être élargi à d'autres externalités.

F. Conclusion

Cette étude apporte un éclairage nouveau sur les conditions de rentabilité des installations de biogaz. Jusqu'ici, l'ensemble de la profession ainsi que les pouvoirs publics fondaient leur analyse du besoin en soutiens publics par kW installé, sur l'idée que ce besoin diminue avec la puissance de l'installation. Or les coûts inhérents à la matière première annulent dans bien des cas les économies sur l'investissement par kW installé. L'étude apporte ainsi une idée nouvelle : **il n'existe pas d'effet d'échelle dans la méthanisation. Une restructuration des grilles tarifaires serait nécessaire pour en tenir compte.**

L'étude constitue aussi une avancée sur les types de soutiens publics. Jusqu'ici la filière revendiquait un mode de soutien unique par le biais du tarif d'obligation d'achat, grâce à une grille tarifaire suffisante pour éviter le recours aux subventions. Or l'étude montre que **la diversité des coûts de production dans les différents types d'installations ne permet pas à un dispositif basé uniquement sur le tarif d'assurer une rentabilité dans tous les cas. Un complément au cas par cas sous forme de subventions locales reste nécessaire.**

L'étude montre enfin que les montants dépensés pour la rémunération des producteurs seraient compensés par d'une part les économies réalisées sur la production de gaz et d'électricité, et d'autre part grâce aux externalités liées à la création d'emplois et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Afin de tenir compte de ces résultats, le Club Biogaz formule six propositions :

- 1- Maintenir le dispositif « tarif + subventions »
- 2- Restructurer les tarifs de base de l'électricité et du biométhane en allégeant le critère de taille d'installation
- 3- Augmenter et rendre les primes effluents d'élevage et agricole indépendantes de la taille de l'installation
- 4- Elargir l'assiette de la prime à l'efficacité énergétique
- 5- Allonger la durée des contrats
- 6- Exonérer d'impôts les installations pendant 5 ans

III. LES ANNEXES

A. Les modèles économiques de la méthanisation

1. Un large éventail de modèles d'entreprises

La méthanisation concerne un large éventail de projets, qui peuvent être classés selon l'origine et la nature des substrats traités, et par ailleurs selon le type de portage des projets.

La plupart des installations actuellement en fonctionnement – notamment les unités de digestion de boues urbaines, d'effluents industriels, et de déchets municipaux – sont réalisées sous maîtrise d'ouvrage du producteur de déchets : collectivité locale, industrie. Ces installations peuvent faire l'objet d'une délégation de service lorsque l'exploitation, la construction ou le financement sont confiés en tout ou partie à des tiers. En règle générale, ces installations sont « mono-producteur » et traitent des déchets d'une seule origine : par exemple les boues et les matières de vidanges collectées dans le cadre du service public de traitement des eaux usées d'une collectivité.

Dans le secteur agricole, la maîtrise d'ouvrage peut être assurée par une entreprise agricole, ou un groupement d'entreprises agricoles. Celles-ci peuvent faire appel à une entreprise spécialisée : par exemple développeur, investisseur, fournisseur d'énergie, société de service en traitement de déchets. On parle alors de méthanisation agricole « à la ferme » dans le premier cas, « collective » ou « territoriale » dans le cas d'un regroupement, avec des tailles très variables, et on distingue habituellement les « grands collectifs » (dont la capacité de production est supérieure à 1 MW électrique) et les « petits collectifs ». Ces installations visent des matières agricoles telles que déjections d'élevage mais aussi résidus de cultures et, de plus en plus fréquemment, des cultures intermédiaires non alimentaires, voire des cultures énergétiques dédiées, même si cette option reste en France très limitée, à la différence de ce qui est pratiqué dans d'autres pays européens, notamment en Allemagne. Ces installations traitent également des biodéchets d'origine principalement agroalimentaire, dans des proportions très variables – entre zéro et 80%.

Enfin, les projets peuvent être portés par des entreprises spécialisées dans le traitement des déchets, dans la production d'amendements organiques, ou encore dans la production d'énergie, à la manière des plateformes de compostage. Il s'agit alors d'un service de traitement de déchets s'adressant à des producteurs multiples, pour l'essentiel l'industrie agro-alimentaire, la distribution (déchets de GMS : Grande et Moyenne Surface), les entreprises d'assainissement (MIATE : Matières d'Intérêt Agronomique issues du Traitement des Eaux), la restauration, mais aussi les entreprises agricoles ou les collectivités territoriales.

Cette classification ne doit pas laisser croire qu'il existerait une délimitation étanche entre ces trois grandes formes de projet. Il existe ainsi des installations « mono-producteur » en agro-alimentaire qui proposent par ailleurs un service de traitement de déchets auprès d'autres industriels, par exemple dans le cas d'industries saisonnières qui présentent des capacités de traitement inemployées pendant certaines périodes. Certaines installations agricoles traitent des déchets de collectivités locales, des digesteurs de boues acceptent des déchets solides, des plateformes de traitement de déchets agroalimentaire accueillent des matières agricoles, des agriculteurs projettent des installations destinées essentiellement à des déchets industriels.

2. Les composantes du modèle d'entreprise

a) Dans le modèle d'entreprise de la méthanisation, le volet « recettes » peut se décomposer en différents termes

- **L'énergie** : essentiellement la vente d'électricité, de chaleur ou de biométhane, parfois les économies de combustible via l'autoconsommation du biogaz
- **Les redevances de traitement des déchets, ou les économies de traitement**, selon le point de vue (de l'entreprise prestataire ou du producteur de déchets)
- **La vente du digestat ou l'économie d'engrais**
- **La valorisation des externalités** : celles-ci peuvent avoir une valeur monétaire et être vendues sur un marché (exemple : la valeur carbone du biogaz), mais pas toujours (diminution des odeurs lors de l'épandage des lisiers).
- **Les économies d'investissement ou de fonctionnement** : la méthanisation peut venir en alternative à un autre projet (incinération, compostage...) ou à d'autres pratiques (épandage direct...), ou encore permettre d'économiser des équipements (mise aux normes des bâtiments d'élevage).

Le poids relatif de chacune de ces composantes varie selon la nature du projet.

b) Le volet « dépense » quant à lui comprend pour l'essentiel

- **Les CAPEX** (CAPital EXpenditures), c'est-à-dire les flux monétaires liés au capital investi (amortissements, frais financiers)
- **Les OPEX** (OPERation EXpenditures), qui sont les dépenses annuelles de fonctionnement de l'installation de méthanisation : consommables, énergies, réactifs, personnel et pièces pour la conduite et l'entretien, provisions pour renouvellement.
- **La fourniture des matières entrantes** : collecte, transport, achat de la matière au producteur (certains coproduits agro-alimentaires, résidus de cultures, cultures intermédiaires...)
- **Les services** : transport et épandage des digestats

L'analyse économique de la méthanisation commence par la définition du système considéré et la délimitation de ses frontières, et par une comparaison avec les différentes alternatives qui s'offrent au porteur de projet.

La rentabilité d'un projet de méthanisation doit donc être obligatoirement resituée dans son contexte. Pour simplifier, on peut distinguer deux modèles économiques contrastés :

- les filières de traitement de déchets, dont l'essentiel de l'économie repose sur la notion de redevance de traitement,
- les filières de production d'énergie, dont l'essentiel de l'économie repose sur la vente d'énergie.

Lorsqu'il s'agit d'opérations de traitement des déchets, la méthanisation est l'une des technologies en compétition avec d'autres solutions de traitement de déchets, comme le compostage ou le traitement aérobique des boues ou des effluents liquides. Dans ce cas, le producteur de déchets paie un service pour l'élimination de ces déchets, qu'il s'agisse d'un service externe (prestation) ou interne (construction et exploitation de l'installation de traitement), et le plus souvent des deux.

Jusqu'à l'instauration des tarifs d'achat de l'électricité issue du biogaz publiés en 2006, les projets de méthanisation reposaient exclusivement sur ce critère. Les projets étaient jugés économiquement faisables lorsque la comparaison en « coût global », intégrant CAPEX et OPEX, entre la méthanisation et les solutions alternatives, se montrait favorable à la première.

Dans ce cas, on peut considérer que le biogaz est un sous-produit d'une activité principale, le traitement des déchets, de même que le gaz de décharge est un sous-produit, au départ non désiré, de l'enfouissement des déchets. Du point de vue économique, il s'agit alors d'un déchet qui doit être au minimum éliminé par combustion, sa valeur est nulle.

La transformation de ce biogaz en énergie utile – électricité par exemple – sera économiquement faisable si la vente d'énergie couvre les opérations de conversion, c'est-à-dire l'achat et l'entretien du moteur et des différents appareillages connexes. Le « combustible » a une valeur économique nulle, la vente d'énergie ne couvre que le « coût de conversion » du biogaz en énergie.

Il en va différemment si le coût global de la méthanisation est supérieur à celui de la solution alternative de référence. Dans ce cas, si l'intention du porteur de projet est de produire de l'énergie en complément du traitement des déchets, il est nécessaire d'attribuer une valeur économique au combustible biogaz. Ce « coût de génération » du biogaz est la différence entre le coût global de la méthanisation et le coût global de la solution de référence. Ce coût de génération s'additionne au coût de conversion.

Les tarifs d'achat de l'électricité et du biométhane ont été conçus en France sur ces bases : le principe étant que la vente d'énergie ne finance pas le coût du traitement des déchets qui incombe au producteur de part la réglementation, mais uniquement le « coût de génération » et le « coût de conversion ».

Le développement de la méthanisation agricole ces dernières années est motivé par ces tarifs d'achat d'électricité, qui garantissent au producteur un revenu stable et régulier avec un contrat de 15 ans. Pour certains de ces projets, l'économie repose uniquement sur les recettes de vente d'énergie : la méthanisation ne remplace pas l'épandage, les digestats continuent à être épandus comme l'étaient auparavant les fumiers et lisiers. La vente d'énergie doit donc permettre de financer l'intégralité des coûts de la méthanisation.

Un grand nombre de projets « agricoles » traite également des déchets agro-alimentaires, plus rarement des déchets municipaux, des biodéchets de restauration ou de la distribution, ce qui donne lieu à une redevance de traitement, parfois partagée entre l'exploitant du méthaniseur et l'entreprise de service qui collecte ces déchets auprès des producteurs.

La méthanisation peut également conduire à modifier les pratiques de fertilisation. L'économie du projet doit intégrer si nécessaire de nouveaux équipements, par exemple lorsque les agriculteurs n'utilisaient jusqu'à présent que des fumiers et qu'ils doivent acquérir du matériel d'épandage pour produits liquides. Les agriculteurs peuvent réaliser des économies d'engrais en exploitant correctement les propriétés agronomiques des digestats. Ils peuvent également gérer plus correctement le phosphore, en le séparant partiellement de l'azote grâce à la séparation de phase. Dans les projets collectifs, le passage de plans d'épandage individuels à un plan d'épandage collectif et territorial peut également générer des surcoûts d'une part (liés à la logistique, à la création de capacités de stockage, au transport) et des économies d'autre part (rationalisation de l'épandage, mutualisation des équipements), le solde pouvant être positif ou négatif selon la situation locale.

A la différence des déchets municipaux ou industriels, les déjections d'élevage ne sont pas des déchets au sens du Code de l'Environnement, c'est-à-dire des biens que leur détenteur destine à l'abandon. La réglementation n'impose pas de traiter les déjections d'élevage, celles-ci font l'objet de plans d'épandage réglementés, qui sont conservés en les adaptant lorsque l'agriculteur décide de recourir à la méthanisation.

Il existe toutefois des cas particuliers où les déjections d'élevage peuvent être considérées comme

des déchets, notamment les régions en zones d'excédent structurel d'azote (ZES). Cependant, la méthanisation ne constitue pas dans ce cas un moyen d'élimination car elle n'élimine pas l'azote. L'élimination de l'azote suppose des équipements complémentaires, complexes et coûteux, destinés à séparer les matières azotées du digestat pour les concentrer afin de les exporter hors du territoire en ZES, ou de les transformer en azote atmosphérique. La méthanisation devient dans ce cas un moyen de financer ces surcoûts de traitement et permet de mettre à disposition l'énergie thermique qui peut être nécessaire à ce traitement (séchage de digestat solide, évaporation concentration d'ammoniac...).

Pour résumer, le modèle économique de la méthanisation repose sur de nombreux paramètres et une grande diversité de situations liées aux contextes locaux et aux alternatives offertes aux potentiels porteurs de projets.

3. Typologie des installations de méthanisation

On peut esquisser une typologie des unités de méthanisation, en gardant à l'esprit que les frontières tracées ne sont pas intangibles, avec d'une part la « méthanisation rurale », incluant les ressources agricoles et l'essentiel de l'agroalimentaire, et la « méthanisation urbaine », qui concerne les déchets des collectivités locales.

B. Détail des paramètres pris en compte par le modèle de calcul

1. Détail des postes d'investissement

1 STOCKAGE INTRANTS

- 1.1 Plateformes stockage matières agricoles solides sur site
- 1.2 Silo stockage longue durée
- 1.3 Cuves stockage matières agricoles liquides sur site
- 1.4 Equipement cuve stockage liquides
- 1.5 Plateformes stockage déchets solides sur site
- 1.6 Cuves stockage déchets liquides sur site
- 1.7 Equipement cuve stockage liquides
- 1.8 Stockage matières à hygiéniser

2 ALIMENTATION INTRANTS

- 2.1 Pont bascule
- 2.2 Aire de lavage camions
- 2.3 Préfosse mélange
- 2.4 Alimentateur(s) substrats secs
- 2.5 Broyeur SPA
- 2.6 Hygiénisation
- 2.7 Stérilisation
- 2.8 Traitement de l'air
- 2.9 Bloc pompe central

3 DIGESTION

- 3.1 Cuve digesteur
- 3.2 Isolation et chauffage
- 3.3 Agitateurs ou pompes de recirculation
- 3.4 Equipements digesteur

4 VALORISATION BIOGAZ

- 4.1 Analyseur de gaz et instrumentation
- 4.2 Gazomètre indépendant
- 4.3 Pré-traitement du gaz
- 4.4 Tour de désulfuration
- 4.5 Cogénérateur
- 4.6 Transformateur HTA
- 4.7 Modification poste source
- 4.8 Unité d'épuration
- 4.9 Poste Injection et odorisation +base fixe du raccordement
- 4.10 Canalisation distribution gaz
- 4.11 Canalisation transport gaz
- 4.12 Compresseur injection sur réseau transport
- 4.13 Torchère
- 4.14 Chaudière biogaz secours

5 TRAITEMENT DIGESTAT

- 5.1 Séparation de phase

6 STOCKAGE DIGESTAT

- 6.1 Cuve stockage digestat brut
- 6.2 Aire digestat solide
- 6.3 Cuve stockage digestat liquide
- 6.4 Aire stockage du compost
- 6.5 Lagune de stockage des eaux résiduaires

7 VALORISATION THERMIQUE

- 7.1 Canalisations biogaz brut
- 7.2 Canalisations eau chaude
- 7.3 Canalisations vapeur
- 7.4 Hydro-accumulation
- 7.5 Comptage, sous-stations, pompes de circulation

8 TERRASSEMENT VRD BATIMENTS

- 8.1 Terrassement, aménagement terrain, clôture
- 8.2 Voirie de circulation
- 8.3 Bâtiments maçonnés
- 8.5 Tranchées canalisations et réseaux
- 8.6 Réfection chaussée goudronnée

9 LOGISTIQUE

- 9.1 Véhicule utilitaire, tracteur, télescopique

10 INGENIERIE & MONTAGE

- 10.1 Installation électrique

- 10.2 Installation mécanique et hydraulique
- 10.3 Automatisation, régulation, instrumentation, contrôle commande
- 10.4 Ingénierie
- 10.5 Essais et mise en service
- 10.6 Suivi 1 an

11 COUTS NON TECHNIQUES

- 11.1 Imprévus
- 11.2 Pièces détachées initiales
- 11.3 Etudes et contrôles techniques
- 11.4 Etudes administratives et juridiques
- 11.5 Etude agronomique, plan d'épandage
- 11.6 Dossier ICPE et agrément sanitaire
- 11.7 Assurances
- 11.8 Frais de maîtrise d'ouvrage
- 11.9 Achat terrain

TOTAL PROJET

2. Détail des postes d'exploitation

1 SOUS-TOTAL GESTION & PERSONNEL

- 1.1 Personnel de conduite
- 1.2 Gérance et administration
- 1.3 Autres

2 ACHAT DE MATIERES

- 2.1 Achat matières ou coût de production

3 SOUS TOTAL CONSOMMABLES

- 3.1 Acide sulfurique traitement des buées
- 3.2 Abonnement électricité
- 3.3 Electricité
- 3.4 Eau industrielle (dilution)
- 3.5 Fioul
- 3.6 Charbon actif traitement du biogaz
- 3.7 Consommables cogénérateur : huile, filtres
- 3.8 Réactifs unité d'épuration du gaz
- 3.9 Autres

4 SOUS TOTAL ENTRETIEN

- 4.1 Fournitures diverses et petit matériel
- 4.2 Entretien cogénérateur full service 120.000 h
- 4.3 Entretien épurateur
- 4.4 Maintenance (hors valorisation)
- 4.5 Autres

5 SOUS TOTAL PRESTATIONS

- 5.1 Assurance méthanisation

- 5.2 Assurances cogénérateur : bris de machine et perte d'exploitation
- 5.3 Assurances épurateur : bris de machine et perte d'exploitation
- 5.4 Suivi plan d'épandage
- 5.5 Assistance technique, juridique, réglementaire
- 5.6 Location du terrain d'implantation
- 5.7 Analyses substrat, suivi biologique
- 5.8 Analyses et contrôles réglementaires
- 5.9 Loyer poste injection réseau distribution gaz
- 5.10 Prestation exploitation maintenance réseau transport gaz

6 SOUS TOTAL LOGISTIQUE

- 6.1 Collecte solides agricoles
- 6.2 Collecte liquides agricoles
- 6.3 Transport digestat solide avec collecte fumiers (A/R)
- 6.4 Transport digestat liquide avec collecte lisiers (A/R)
- 6.5 Epandage digestat solide
- 6.6 Epandage digestat brut ou liquide

TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION

C. Fiches de description des cas-types

1. Cas-type n°1 : Agricole individuel, 80 kWe – 23 Nm3/h (Déclaration)

Description

Entreprise agricole individuelle de type EARL, avec 2-3 associés.

L'exploitation agricole est un élevage porcin, avec un cheptel de 250 truies mères. Elle produit une partie des aliments sur quelques dizaines d'hectares de céréales, maïs et oléoprotéagineux, sur une SAU totale de l'ordre de 100 hectares, dont la grande majorité en Surface Potentiellement Ependable.

Le projet de méthanisation vise à consolider et diversifier l'activité agricole en offrant des revenus complémentaires, à améliorer l'utilisation des engrais de ferme et diminuer les achats d'engrais, à diminuer les nuisances olfactives générées par le stockage et l'épandage des déjections.

L'unité de méthanisation traite des matières agricoles produites sur l'exploitation –principalement lisiers. Elle traite également des déchets agro-industriels végétaux, certains étant collectés à proximité par l'exploitant agricole, par exemple des déchets de coopérative agricole, de fruits et légumes, des déchets verts de la commune.

L'unité est soumise à déclaration de même que son plan d'épandage. L'activité d'élevage reste soumise à déclaration.

L'entreprise agricole assure elle-même la maîtrise d'ouvrage du projet, avec le soutien de prestataires (centre de gestion, bureau d'étude), et l'exploitation de l'unité de méthanisation. La conduite et l'entretien courant de l'installation sont effectués par l'agriculteur : suivi technique, gestion administrative, suivi agronomique et gestion du digestat.

L'unité de méthanisation est située sur le site de l'exploitation agricole.

Le digestat est épandu dans le cadre du plan d'épandage existant. Celui-ci a été révisé pour tenir compte d'apports exogènes de matières.

L'installation traite 19 tonnes de matières par jour.

La teneur en matière sèche dans le digesteur est de 8%. Elle réutilise des ouvrages existants sur l'exploitation : Préfosse à lisier et plateforme pour ensilages de CIVE.

Le digestat brut est stocké dans une fosse existante, en complément d'un post-digesteur brassé, non chauffé, avec stockage intégré de biogaz, qui en outre a pour fonction de doubler la durée de stockage des matières à épandre. La fraction solide est stockée sur une aire bétonnée réalisée à cet effet.

Le biogaz est analysé en continu (CH_4 , CO_2 , H_2S). Il est désulfuré par oxydation biologique (interne au digesteur par injection d'air) et refroidissement passif. Une chaudière assure le chauffage du digesteur en cas d'arrêt du moteur. Le biogaz excédentaire est éliminé à l'aide d'une torchère à allumage manuel.

La puissance électrique du cogénérateur est de 80 kW. La chaleur est valorisée localement pour des usages domestiques en faible proportion, et pour des usages agricoles (chauffage de la porcherie) et domestiques (maisons du village), avec un taux global d'efficacité énergétique de 55-60%.

Données chiffrées

	tonnes/an
Somme	6 850
Agricole Solide	1 450
Agricole Liquide	5 000
Déchets Solide	400
Déchets Liquide	0
Liquide de dilution	0
(dont silo)	500
Dont :	
Matières végétales stockables en apport régulier	500
Déchets verts	400
Fumier Bovin compact	800
Lisier Porcin	5 000
Menues pailles	150

Régime maximal alimentation	19	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	13%	
Teneur maximale en MS en digestion	8%	
Potentiel méthanogène	24	m ³ CH ₄ /t
Puissance électrique équivalente	80	kW el
Débit biométhane équivalent	23	m ³ /h

2. Cas-type n°2 : Agricole individuel, 80 kWe – 23 Nm3/h (voie solide)

Le cas-type n°2 est une variante du cas-type n°1, en voie solide.

Les principales modifications concernent les types de matières à traiter : fumier au lieu de lisier. Il s'agit dans ce cas d'un élevage bovin.

L'installation traite 8 tonnes de matières par jour.

La teneur en matière sèche dans le digesteur est de 27%.

Le digestat brut est stocké sur une aire bétonnée réalisée à cet effet.

La puissance électrique du cogénérateur est de 80 kW. La chaleur est valorisée localement pour des usages domestiques en faible proportion (maisons du village) et pour des usages agricoles (chauffage d'un poulailler voisin), avec un taux global d'efficacité énergétique de 50-55%.

	tonnes/an
Somme	2 600
Agricole Solide	2 200
Agricole Liquide	0
Déchets Solide	400
Déchets Liquide	0
Liquide de dilution (dont silo)	0
Dont :	
Déchets verts	400
Fumier Bovin compact	1 000
Fumier sec (équidé, caprin, volaille...), 40% MS	400
Fumier solide (ovin, porc...), 30% MS	600
Pailles	200

Régime maximal alimentation	8	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	38%	
Teneur maximale en MS en digestion	27%	
Potentiel méthanogène	65	m ³ CH ₄ /t
Puissance électrique équivalente	80	kW el
Débit biométhane équivalent	23	m ³ /h

3. Cas-type n°3 : Agricole individuel, 140 kWe – 40 Nm3/h (Déclaration)

Description

Entreprise agricole de type GAEC avec 3-5 associés.

L'exploitation agricole est classée en OTEX « bovin lait », avec un cheptel de 150-250 mères. Elle produit elle-même une partie des aliments du bétail sur quelques dizaines d'hectares de céréales, maïs et oléo-protéagineux, l'essentiel de ses fourrages avec également quelques dizaines d'hectares, et la surface de pâture représente également quelques dizaines d'hectares, avec une SAU totale de l'ordre de 150-250 hectares, dont la grande majorité en Surface Potentiellement Ependable.

Le projet de méthanisation vise à consolider et diversifier l'activité agricole en offrant des revenus complémentaires, à améliorer l'utilisation des engrais de ferme et diminuer les achats d'engrais, à diminuer les nuisances olfactives générées par le stockage et l'épandage des déjections.

L'unité de méthanisation traite des matières agricoles produites sur l'exploitation – fumiers et lisiers, ainsi qu'une petite quantité de matières végétales stockables pour lisser le fonctionnement. Elle traite également des déchets agro-industriels, certains étant collectés à proximité par l'exploitant agricole, par exemple des déchets de coopérative agricole, de fruits et légumes, des déchets verts de la commune. D'autres déchets, en faible quantité, sont amenés occasionnellement par une entreprise de collecte de déchets. Il s'agit uniquement de déchets végétaux. L'unité est soumise à déclaration, mais l'activité d'élevage de l'entreprise agricole est par ailleurs soumise à autorisation, ainsi que son plan d'épandage.

L'entreprise agricole assure elle-même la maîtrise d'ouvrage du projet, avec le soutien de prestataires (centre de gestion, bureau d'étude), et l'exploitation de l'unité de méthanisation. La conduite et l'entretien courant de l'installation seront partagés entre les associés du GAEC : suivi technique, gestion administrative, suivi agronomique et gestion du digestat.

L'unité de méthanisation est située sur le site de l'exploitation agricole.

Le digestat est épandu dans le cadre du plan d'épandage existant. Celui-ci a été révisé pour tenir compte d'apports exogènes de matières, mais cette révision n'a pas fait l'objet d'une nouvelle demande d'autorisation.

L'installation traite 26 tonnes de matières par jour. La teneur en matière sèche dans le digesteur est de 13%, le digestat brut fait l'objet d'une séparation de phase par presse à vis.

Le digestat liquide est stocké dans une fosse existante, en complément d'un post-digesteur brassé, non chauffé, avec stockage intégré de biogaz, qui en outre a pour fonction de doubler la durée de stockage des matières à épandre.

La fraction solide est stockée sur une aire bétonnée réalisée à cet effet, pour une durée de 2 mois, puis stockée au champ.

Le biogaz est analysé en continu (CH_4 , CO_2 , H_2S). Il est désulfuré par oxydation biologique (interne au digesteur par injection d'air) et refroidissement passif. Une chaudière assure le chauffage digesteur en cas d'arrêt du moteur. Le biogaz excédentaire est éliminé à l'aide d'une torchère à allumage manuel.

La puissance électrique du cogénérateur est de 140 kW. La chaleur est valorisée localement pour des usages domestiques en faible proportion, et pour des usages agricoles (séchage de fourrages), avec un taux global d'efficacité énergétique de 55-60%.

Données chiffrées

	tonnes/an
Somme	8 150
Agricole Solide	6 450
Agricole Liquide	1 000
Déchet Solide	700
Déchet Liquide	0
Liquide de dilution	0
(dont silo)	250
Dont :	
Matières végétales stockables à vocation de lissage	250
Déchets verts	200
Fumier Bovin compact	1 000
Fumier Bovin mou	5 000
Lisier Bovin	1 000
Pailles	200
Transformation fruits et légumes	500

Régime maximal alimentation	26	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	22%	
Teneur maximale en MS en digestion	13%	
Potentiel méthanogène	37	m3 CH4/t
Puissance électrique équivalente	140	kW el
Débit biométhane équivalent	42	m3/h

4. Cas-type n°4 : Agricole individuel, 250 kWe – 72 Nm3/h (Enregistrement)

Description

Entreprise agricole de type GAEC avec 3-5 associés.

L'exploitation agricole est orientée polyculture-élevage (bovins viande et grandes cultures), avec un cheptel de 60 vaches allaitantes. La SAU totale de l'ordre de 250-350 hectares, dont la grande majorité en Surface Potentiellement Epanable (250 ha de COP et 50 ha de prairie).

Le projet de méthanisation vise à consolider et diversifier l'activité agricole en offrant des revenus complémentaires, à améliorer l'utilisation des engrais de ferme et diminuer les achats d'engrais, à diminuer les nuisances olfactives générées par le stockage et l'épandage des déjections.

L'unité de méthanisation traite des matières agricoles produites sur l'exploitation – fumiers et lisiers – ainsi que des fumiers en provenance d'un centre équestre, d'un lycée agricole. Elle traite également des déchets agro-industriels, certains étant collectés à proximité par l'exploitant agricole, par exemple des issues de silos de coopérative agricole, des boues et drèches de malterie déjà épandues sur l'exploitation, des déchets verts de la commune. D'autres déchets, en faible quantité, sont amenés occasionnellement par une entreprise de collecte de déchets. Il s'agit uniquement de déchets végétaux. 60% des matières sont d'origine agricole.

Des matières liquides non ou peu méthanogènes (eaux vertes et blanches, eau industrielle) sont apportées pour maintenir la teneur en matière sèche dans la limite de fonctionnement.

L'unité est soumise à enregistrement, ainsi que son plan d'épandage.

L'entreprise agricole assure elle-même la maîtrise d'ouvrage du projet, avec le soutien de prestataires (centre de gestion, bureau d'étude), et l'exploitation de l'unité de méthanisation. Elle a recruté un salarié dédié principalement à la conduite et à l'entretien courant de l'installation.

L'unité de méthanisation est située sur le site de l'exploitation agricole.

Le digestat est épandu dans le cadre du plan d'épandage existant. Celui-ci a été révisé pour tenir compte d'apports exogènes de matières, mais cette révision n'a pas fait l'objet d'une nouvelle demande d'autorisation. Une partie du digestat est restituée aux autres fournisseurs de fumier sur une base d'équivalent en azote.

L'installation traite 36 tonnes de matières par jour. La teneur en matière sèche dans le digesteur est de 12%, le digestat brut fait l'objet d'une séparation de phase par presse à vis.

Le digestat liquide est stocké dans une fosse de stockage de 180 j de capacité, couverte avec un stockage intégré de biogaz.

La fraction solide est stockée sur une aire bétonnée réalisée à cet effet, pour une durée de 2 mois, puis stockée au champ.

Le biogaz est analysé en continu (CH_4 , CO_2 , H_2S). Il est désulfuré par oxydation biologique interne complétée par un étage de charbon actif, et refroidissement par machine frigorifique. Une chaudière assure le chauffage digesteur en cas d'arrêt du moteur. Le biogaz excédentaire est éliminé à l'aide d'une torchère à allumage automatique.

La puissance électrique du cogénérateur est de 250 kW. La chaleur est intégralement vendue à un important établissement agro-alimentaire voisin, avec un taux global d'efficacité énergétique de 75%. L'injection de biométhane est également possible, avec un taux de valorisation également maximal.

Données chiffrées

	tonnes/an
Somme	11 500
Agricole Solide	5 000
Agricole Liquide	1 000
Déchet Solide	3 000
Déchet Liquide	1 500
Liquide de dilution	1 000
(dont silo)	0
Dont :	
Liquide de dilution : eau industrielle, EVEB...	1 000
Boues liquides	1 500
Brasserie / malterie résidus humides	1 500
Déchets de stockages Céréales	500
Fumier Bovin compact	2 000
Fumier Bovin mou	2 000
Fumier sec (équidé, caprin, volaille...), 40% MS	1 000
invendus GMS	1 000
Lisier Bovin	1 000

Régime maximal alimentation	36	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	20%	
Teneur maximale en MS en digestion	12%	
Potentiel méthanogène	45	m ³ CH ₄ /t
Puissance électrique équivalente	250	kW el
Débit biométhane équivalent	72	m ³ /h

5. Cas-type n°5 : Petit collectif agricole, 350 kWe – 100 Nm³/h (Enregistrement)

Description

Groupement d'une dizaine d'entreprises agricoles de petite et moyenne taille (soumises à simple déclaration) : bovin lait, bovin viande, volaille, caprin, canard... La SAU totale est de l'ordre de 500-1000 hectares (cultures de printemps, maïs, prairies), dont la grande majorité en Surface Potentiellement Epanachable.

Le projet de méthanisation vise à améliorer l'utilisation des engrais de ferme et diminuer les achats d'engrais, à créer de nouvelles capacités de stockage dans le cadre de la mise aux normes des élevages, à transférer la gestion des engrais de ferme à une structure collective dédiée pour optimiser les temps de transport et d'épandage grâce au regroupement des parcelles permis par le plan d'épandage collectif, à diminuer les nuisances olfactives générées par le stockage et l'épandage des déjections.

L'unité de méthanisation traite des matières agricoles produites sur les exploitations – fumiers et lisiers – dans un « rayon moyen pondéré » de moins 5 km. Elle traite également des déchets agro-industriels végétaux collectés par une entreprise de service, par exemple des issues de silos de coopérative agricole, des déchets de fruits et légumes. Elle traite également des tontes d'espaces verts communaux. Les agriculteurs fournissent également des résidus de culture. 90% des matières sont d'origine agricole.

L'unité est soumise à enregistrement.

Le projet sera porté par une société de type SARL créée à cet effet, intégralement propriété des entreprises agricoles. Cette société de projet assure elle-même la maîtrise d'ouvrage du projet, avec le soutien de prestataires (centre de gestion, bureau d'étude). L'exploitation de l'unité de méthanisation sera effectuée par un salarié recruté pour assurer la conduite et l'entretien courant de l'installation, les agriculteurs assurent la livraison des intrants agricoles et la reprise des digestats.

L'unité de méthanisation est située sur un site acheté par la société de projet.

Le digestat est épandu dans le cadre d'un plan d'épandage unique qui intègre les plans d'épandage individuels préexistants, et qui tient compte d'apports exogènes de matières.

L'installation traite 50 tonnes de matières par jour. La teneur en matière sèche dans le digesteur est de 12 %, le digestat brut fait l'objet d'une séparation de phase par presse à vis.

Le digestat liquide est stocké dans une fosse de stockage de 180 j de capacité, couverte avec stockage intégré de biogaz.

La fraction solide est stockée sur une aire bétonnée réalisée à cet effet, pour une durée de 2 mois, puis stockée au champ.

Le biogaz est analysé en continu (CH₄, CO₂, H₂S). Il est désulfuré par oxydation biologique interne complétée par un étage de charbon actif, et refroidissement par machine frigorifique.

La puissance électrique du cogénérateur est de 350 kW. La chaleur est intégralement vendue à un important établissement agro-alimentaire voisin, avec un taux global d'efficacité énergétique de 75%.

L'injection de biométhane est également possible, avec un taux de valorisation également maximal.

Données chiffrées

	tonnes/an
Somme	16 000
Agricole Solide	8 500
Agricole Liquide	6 000
Déchet Solide	1 500
Déchet Liquide	0
Liquide de dilution	0
(dont silo)	500
Dont :	
Déchets verts	1 000
Fourrages	500
Fumier Bovin compact	3 000
Fumier Bovin mou	3 000
Fumier Canard	1 500
Fumier solide (ovin, porcin...), 30% MS	500
Lisier Bovin	4 000
Lisier Canard	2 000
Transformation fruits et légumes	500

Régime maximal alimentation	50	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	22%	
Teneur maximale en MS en digestion	12%	
Potentiel méthanogène	45	m3 CH4/t
Puissance électrique équivalente	350	kW el
Débit biométhane équivalent	98	m3/h

6. Cas-type n°6 : Petit collectif agricole, 350 kWe – 100 Nm³/h (Enregistrement) – voie solide

Description

Groupement d'une dizaine d'entreprises agricoles de petite et moyenne taille (soumises à simple déclaration) : bovin lait, bovin viande, ovin... La SAU totale est de l'ordre de 500-1000 hectares (cultures de printemps, maïs, prairies), dont la grande majorité en Surface Potentiellement Epondable.

Le projet de méthanisation vise à améliorer l'utilisation des engrais de ferme et diminuer les achats d'engrais, à créer de nouvelles capacités de stockage dans le cadre de la mise aux normes des élevages, à transférer la gestion des engrais de ferme à une structure collective dédiée pour optimiser les temps de transport et d'épandage grâce au regroupement des parcelles permis par le plan d'épandage collectif, à diminuer les nuisances olfactives générées par le stockage et l'épandage des déjections.

L'unité de méthanisation traite des matières agricoles produites sur les exploitations – fumiers et lisiers – dans un « rayon moyen pondéré » de moins de 5 km. Elle traite également des déchets agro-industriels végétaux collectés par une entreprise de service, par exemple des issues de silos de coopérative agricole, des déchets de fruits et légumes. Elle traite également des tontes d'espaces verts communaux. Les agriculteurs fournissent également des résidus de culture. 90% des matières sont d'origine agricole.

L'unité est soumise à enregistrement.

Le projet sera porté par une société de type SARL créée à cet effet, intégralement propriété des entreprises agricoles. Cette société de projet assure elle-même la maîtrise d'ouvrage du projet, avec le soutien de prestataires (centre de gestion, bureau d'étude). L'exploitation de l'unité de méthanisation sera effectuée par un salarié recruté pour assurer la conduite et l'entretien courant de l'installation, les agriculteurs assurent la livraison des intrants agricoles et la reprise des digestats.

L'unité de méthanisation est située sur un site acheté par la société de projet.

Le digestat est épandu dans le cadre d'un plan d'épandage unique qui intègre les plans d'épandage individuels préexistants, et qui tient compte d'apports exogènes de matières.

L'installation traite 31 tonnes de matières par jour. La teneur en matière sèche dans le digesteur est de 18%, le digestat brut fait l'objet d'une séparation de phase par presse à vis.

Le digestat liquide est stocké dans une fosse de stockage de 180 j de capacité, couverte avec stockage intégré de biogaz.

La fraction solide est stockée sur une aire bétonnée, bâchée, réalisée à cet effet, pour une durée de 2 mois, puis stockée au champ.

Le biogaz est analysé en continu (CH₄, CO₂, H₂S). Il est désulfuré par oxydation biologique interne complétée par un étage de charbon actif, et refroidissement par machine frigorifique. Une chaudière assure le chauffage digesteur en cas d'arrêt du moteur. Le biogaz excédentaire est éliminé à l'aide d'une torchère à allumage automatique.

La puissance électrique du cogénérateur est de 350 kW. La chaleur est intégralement vendue à un important établissement agro-alimentaire voisin, avec un taux global d'efficacité énergétique de 75%.

L'injection de biométhane est également possible, avec un taux de valorisation également maximal.

Données chiffrées

	tonnes/an
Somme	10 000
Agricole Solide	8 000
Agricole Liquide	0
Déchet Solide	2 000
Déchet Liquide	0
Liquide de dilution	0
(dont silo)	0
Dont :	
Déchets de stockages Céréales	1 000
Déchets verts	500
Fumier Bovin compact	3 000
Fumier Bovin mou	3 000
Fumier Canard	1 500
Fumier solide (ovin, porcin...), 30% MS	500
Transformation fruits et légumes	500

Régime maximal alimentation	31	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	33%	
Teneur maximale en MS en digestion	18%	
Potentiel méthanogène	72	m3 CH4/t
Puissance électrique équivalente	350	kW el
Débit biométhane équivalent	96	m3/h

7. Cas-type n°7 : Agricole & Industriel, 650 kW – 180 Nm³/h (Autorisation)

Description

Association entre une entreprise spécialisée dans le traitement ou la collecte de déchets organiques (compostage), et d'un petit groupe d'entreprises agricoles. Les entreprises agricoles sont orientées bovin lait, bovin viande et porcin.

Le projet de méthanisation vise à diversifier l'activité de la société de service en lui permettant de collecter de nouveaux gisements de déchets. L'association avec le groupe d'agriculteurs lui permet de disposer de surfaces d'épandage pérennes, et les agriculteurs récupèrent en retour des déjections d'élevages traitées et des apports supplémentaires d'éléments fertilisants et de matière organique.

L'unité de méthanisation traite des déchets agro-industriels collectés par l'entreprise de compostage, ainsi que les matières agricoles des exploitations associées – fumiers et lisiers – et d'exploitations agricoles voisines dans le cadre d'un échange fumier et lisier contre digestat. Les déchets agro-industriels proviennent d'un bassin d'approvisionnement d'un rayon de l'ordre de 50 km, et les matières agricoles sont collectées dans un « rayon moyen pondéré » de moins de 10 km. Les déchets agro-alimentaires représentent 60% des intrants contre 40% pour les matières agricoles.

L'unité est soumise à autorisation.

Le projet sera porté par une société de type SAS créée à cet effet, propriété conjointe des entreprises agricoles et de l'entreprise spécialisée. Cette société de projet assure elle-même la maîtrise d'ouvrage du projet, avec le soutien de prestataires (centre de gestion, bureau d'étude). L'exploitation de l'unité de méthanisation sera effectuée par le personnel de l'unité de compostage (avec un salarié dédié), la livraison des intrants agricoles et le retour des digestats, jusqu'au rendu racine, est délégué à une entreprise spécialisée (transporteur ou ETA).

L'unité de méthanisation est située sur une parcelle en extension de la plateforme de compostage existante. Le rendu racine est un service gratuit en échange de la mise à disposition des déjections d'élevage, de terrains d'accueil pour les stockages décentralisés au champ (fractions liquide et solide), et des surfaces d'épandage. Les agriculteurs récupèrent sous forme de digestat plus d'azote qu'ils en fournissent sous forme de déjections.

Le digestat est épandu dans le cadre d'un plan d'épandage unique qui intègre les plans d'épandage individuels préexistants, et qui tient compte d'apports exogènes de matières. Ce plan d'épandage est soumis à autorisation. La surface totale du plan d'épandage (SPE) est de 2000 ha, dont la moitié chez les agriculteurs actionnaires associés au projet, et l'autre moitié chez des agriculteurs tiers.

L'installation traite 80 tonnes de matières par jour.

La réception s'effectue en bâtiments clos et équipés d'un traitement d'air. Les graisses, déchets de restauration et SPAn de catégorie 3 sont hygiénisés. La teneur en matière sèche dans le digesteur est de 11%, le digestat brut fait l'objet d'une séparation de phase par presse à vis.

Le digestat liquide est stocké dans une fosse de stockage de 180 j de capacité, couverte avec stockage intégré de biogaz.

Les digestats solides sont stockés en bâtiment fermé pour une durée de 2 mois sur site, avant transport vers les stockages décentralisés.

Le biogaz est analysé en continu (CH₄, CO₂, H₂S). Il est désulfuré par oxydation biologique interne complétée par un étage de charbon actif, et refroidissement par machine frigorifique. Une chaudière assure le chauffage digesteur en cas d'arrêt du moteur ou de l'épurateur. Le biogaz excédentaire est éliminé à l'aide d'une torchère à allumage automatique.

La puissance électrique du cogénérateur est de 650 kW. La chaleur est intégralement vendue à un important établissement agro-alimentaire voisin, avec un taux global d'efficacité énergétique de

75%. L'injection de biométhane est également possible, avec un taux de valorisation également maximal.

Données chiffrées

	tonnes/an
Somme	28 000
Agricole Solide	4 000
Agricole Liquide	8 000
Déchet Solide	10 000
Déchet Liquide	6 000
Liquide de dilution	0
(dont silo)	0
Dont :	
Boues liquides	4 000
Déchets de stockages Céréales	1 000
Déchets verts	2 000
Fumier Bovin compact	2 000
Fumier Bovin mou	2 000
Graisses	1 000
Industries du lait, lactosérum et boues	2 000
invendus GMS	4 000
Lisier Bovin	4 000
Lisier Porcin	4 000
Transformation fruits et légumes	2 000

Régime maximal alimentation	80	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	20%	
Teneur maximale en MS en digestion	11%	
Potentiel méthanogène	45	m ³ /t
Puissance électrique équivalente	650	kW
Débit biométhane équivalent	176	m ³ /h

8. Cas-type n°8 : Agricole & Industriel 650 kWe – 180 Nm3/h – (Autorisation) – voie solide continue

Variante du précédent en voie solide continue. L'alimentation est plus riche en matières solides, la teneur en matière sèche dans le digesteur est de 14% et la capacité maximale de l'installation est de 62 tonnes/jour.

	tonnes/an
Somme	21 300
Agricole Solide	6 000
Agricole Liquide	2 000
Déchet Solide	10 300
Déchet Liquide	3 000
Liquide de dilution	0
(dont silo)	0
Dont :	
Boues liquides	2 000
Déchets de stockages Céréales	1 300
Déchets verts	2 000
Fumier Bovin compact	3 000
Fumier Bovin mou	3 000
Graisses	1 000
Industries du lait, lactosérum et boues	1 000
invendus GMS	4 000
Lisier Bovin	1 000
Lisier Porcin	1 000
Transformation fruits et légumes	2 000

Régime maximal alimentation	62	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	26%	
Teneur maximale en MS en digestion	14%	
Potentiel méthanogène	60	m3/t
Puissance électrique équivalente	650	kW
Débit biométhane équivalent	177	m3/h

9. Cas-type n°9 : Industriel, 1 MWe – 290 Nm³/h (Autorisation)

Description

Plateforme de traitement de biodéchets d'industries agro-alimentaire, des déchets de restauration, de la distribution, et de diverses origines, exploitée par une entreprise spécialisée dans le traitement des déchets ou dans la production d'énergie.

Le projet de méthanisation vise à créer des capacités supplémentaires de traitement de déchets sur un territoire afin d'éviter les frais de transport vers des sites de traitement éloignés.

L'unité de méthanisation traite des déchets agro-industriels collectés par l'entreprise et par des prestataires de collecte. Le rayon du bassin d'approvisionnement est de l'ordre de 50 km.

L'unité est soumise à autorisation.

Le projet est porté par une société de type SAS créée à cet effet, créée entre la société spécialisée et plusieurs industries locales. Cette société de projet assure elle-même la maîtrise d'ouvrage du projet, avec le soutien de prestataires. L'exploitation de l'unité de méthanisation sera effectuée par une entreprise d'exploitation. La valorisation des digestats, jusqu'au rendu racine, est délégué à une entreprise spécialisée.

L'unité de méthanisation est située sur une parcelle acquise à cet effet, en périphérie d'une zone d'activité existante.

Le digestat est épandu dans le cadre d'un plan d'épandage soumis à autorisation. La surface totale du plan d'épandage (SPE) est de 3000 ha.

L'installation traite 86 tonnes de matières par jour.

La réception s'effectue en bâtiments clos et équipés d'un traitement d'air.

Les graisses, déchets de restauration et SPAN de catégorie 3 sont hygiénisés.

La teneur en matière sèche dans le digesteur est de 12%, le digestat brut fait l'objet d'une séparation de phase par presse à vis.

Le digestat liquide est stocké dans une fosse de stockage de 180 j de capacité, couverte avec stockage intégré de biogaz.

Les digestats solides sont stockés en bâtiment fermé pour une durée de 2 mois sur site, avant transport vers les stockages décentralisés.

Le biogaz est analysé en continu (CH₄, CO₂, H₂S). Il est désulfuré par oxydation biologique interne complétée par un étage de charbon actif, et refroidissement par machine frigorifique. Une chaudière assure le chauffage digesteur en cas d'arrêt du moteur. Le biogaz excédentaire est éliminé à l'aide d'une torchère à allumage automatique.

La puissance électrique du cogénérateur est de 1100 kW. La chaleur est intégralement vendue à un important établissement agro-alimentaire voisin, avec un taux global d'efficacité énergétique de 75%. L'injection de biométhane est également possible, avec un taux de valorisation également maximal.

Données chiffrées

	tonnes/an
Somme	28 718
Agricole Solide	0
Agricole Liquide	0
Déchet Solide	17 000
Déchet Liquide	11 000
Liquide de dilution	718
(dont silo)	0
Dont :	
Liquide de dilution en complément	718
Boues liquides	8 000
Confiserie/chocolaterie/Pâtisserie	1 000
Déchets de stockages Céréales	1 000
Déchets verts	2 000
Distillerie	1 000
Graisses	1 000
Industries du lait, lactosérum et boues	2 000
Industries du lait, résidus concentrés	1 000
invendus GMS	4 000
Marc humide	1 000
restauration collective	2 000
Sous produits animaux	2 000
Transformation fruits et légumes	2 000

Régime maximal alimentation	86	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	25%	
Teneur maximale en MS en digestion	11%	
Potentiel méthanogène	75	m3/t
Puissance électrique équivalente	1 110	kW
Débit biométhane équivalent	292	m3/h

10. Cas type n°10 : Collectif agricole territorial, 1,2 MW – 320 Nm³/h

Description

Association entre un groupe de quelques dizaines d'entreprises agricoles avec une entreprise spécialisée dans le domaine de la méthanisation (co-développeur). Les entreprises agricoles sont de taille et d'orientation technico-économique variées.

Le projet de méthanisation vise à améliorer l'utilisation des engrais de ferme et diminuer les achats d'engrais, à créer de nouvelles capacités de stockage dans le cadre de la mise aux normes des élevages, à transférer la gestion des engrais de ferme à une structure collective dédiée pour optimiser les temps de transport et d'épandage grâce au regroupement des parcelles permis par le plan d'épandage collectif, à diminuer les nuisances olfactives générées par le stockage et l'épandage des déjections.

L'unité de méthanisation traite des matières agricoles produites sur les exploitations – fumiers et lisiers – dans un « rayon moyen pondéré » de moins de 10 km, ainsi que des matières végétales stockables en faible quantité pour compenser la saisonnalité. Elle traite également des déchets agro-industriels végétaux et animaux collectés par différentes entreprises de service (collecteur de déchets, société d'assainissement) ou par un transporteur qui collecte les déchets directement chez les entreprises agro-alimentaires, certaines de celles-ci étant par ailleurs associées au projet. Les intrants sont très majoritairement agricoles (85-90%).

L'unité est soumise à autorisation.

Le projet est porté par une société de type SAS créée à cet effet, propriété conjointe d'une structure regroupant les entreprises agricoles (SAS agricole), de la société partenaire spécialisée d'autre part, ainsi que des actionnaires tiers (par exemple : syndicat d'énergie, industriel, SEM, Caisse des Dépôts...). Le développement du projet est piloté par l'entreprise spécialisée en partenariat étroit avec la SAS agricole. L'exploitation de l'unité de méthanisation sera effectuée par une entreprise d'exploitation.

La livraison des intrants agricoles et le retour des digestats, jusqu'au rendu racine, est confié à la SAS agricole, qui délègue elle-même les tâches techniques à des structures spécialisées (CUMA, ETA).

L'unité de méthanisation est située sur une parcelle acquise par la société de projet à cet effet.

Le digestat est épandu dans le cadre d'un plan d'épandage unique qui intègre les plans d'épandage individuels préexistants, et qui tient compte d'apports exogènes de matières. Ce plan d'épandage est soumis à autorisation. La surface totale du plan d'épandage (SPE) est de 5000 ha, intégralement fournie par chez les agriculteurs actionnaires associés au projet.

L'installation traite 214 tonnes de matières par jour.

La réception s'effectue en bâtiments clos et équipés d'un traitement d'air.

Les graisses, déchets de restauration et SPAN de catégorie 3 sont hygiénisés.

La teneur en matière sèche dans le digesteur est de 12%, le digestat brut fait l'objet d'une séparation de phase par presse à vis.

Le digestat liquide est stocké dans une fosse de stockage de 180 j de capacité, couverte avec stockage intégré de biogaz.

Les digestats solides sont stockés en bâtiment fermé pour une durée de 2 mois sur site, avant transport vers les stockages décentralisés.

Le biogaz est analysé en continu (CH₄, CO₂, H₂S). Il est désulfuré par oxydation biologique interne complétée par un étage de charbon actif, et refroidissement par machine frigorifique. Une chaudière assure le chauffage digesteur en cas d'arrêt du moteur ou de l'épurateur. Le biogaz excédentaire est éliminé à l'aide d'une torchère à allumage automatique.

La puissance électrique du cogénérateur est de 1200 kW. La chaleur est intégralement vendue à un important établissement agro-alimentaire voisin, avec un taux global d'efficacité énergétique de 75%. L'injection de biométhane est également possible, avec un taux de valorisation également

maximal.

Données chiffrées

	tonnes/an	
Somme	67 700	
Agricole Solide	46 700	
Agricole Liquide	10 000	
Déchet Solide	4 000	
Déchet Liquide	7 000	
Liquide de dilution	0	
Dont :		
Matières végétales stockables à vocation de lissage	2 700	
Boues liquides	2 000	
Fumier Bovin compact	22 000	
Fumier Bovin mou	22 000	
Industries du lait, lactosérum et boues	5 000	
Lisier Bovin	5 000	
Lisier Porcin	5 000	
Transformation fruits et légumes	4 000	
Régime maximal alimentation	214	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	18%	
Teneur maximale en MS en digestion	12%	
Potentiel méthanogène	34	m ³ CH ₄ /t
Puissance électrique équivalente	1 210	kW el
Débit biométhane équivalent	319	m ³ /h

11. Cas type n°11 : Collectif agricole territorial, 1,2 MWe (voie solide batch) – 320 Nm3/h

Description

Association entre un groupe de quelques dizaines d'entreprises agricoles avec une entreprise spécialisée dans le domaine de la méthanisation (co-développeur). Les entreprises agricoles sont de taille et d'orientation technico-économique variées.

Le projet de méthanisation vise à améliorer l'utilisation des engrais de ferme et diminuer les achats d'engrais, à créer de nouvelles capacités de stockage dans le cadre de la mise aux normes des élevages, à transférer la gestion des engrais de ferme à une structure collective dédiée pour optimiser les temps de transport et d'épandage grâce au regroupement des parcelles permis par le plan d'épandage collectif, à diminuer les nuisances olfactives générées par le stockage et l'épandage des déjections.

L'unité de méthanisation traite des matières agricoles produites sur les exploitations – fumiers et lisiers – dans un « rayon moyen pondéré » de moins de 10 km, ainsi que des matières végétales stockables en faible quantité pour compenser la saisonnalité. Elle traite également des déchets agro-industriels végétaux et animaux collectés par différentes entreprises de service (collecteur de déchets, société d'assainissement) ou par un transporteur qui collecte les déchets directement chez les entreprises agro-alimentaires, certaines de celles-ci étant par ailleurs associées au projet. Les intrants sont presque exclusivement agricoles (à plus de 95%).

L'unité est soumise à autorisation.

Le projet sera porté par une société de type SAS créée à cet effet, propriété conjointe d'une structure regroupant les entreprises agricoles (SAS agricole), de la société partenaire spécialisée d'autre part, ainsi que des actionnaires tiers (par exemple : syndicat d'énergie, industriel, SEM, Caisse des Dépôts...). Le développement du projet est piloté par l'entreprise spécialisée en partenariat étroit avec la SAS agricole. L'exploitation de l'unité de méthanisation sera effectuée par une entreprise d'exploitation.

La livraison des intrants agricoles et le retour des digestats, jusqu'au rendu racine, est confié à la SAS agricole, qui délègue elle-même les tâches techniques à des structures spécialisées (CUMA, ETA).

L'unité de méthanisation est située sur une parcelle acquise par la société de projet à cet effet.

Le digestat est épandu dans le cadre d'un plan d'épandage unique qui intègre les plans d'épandage individuels préexistants, et qui tient compte d'apports exogènes de matières. Ce plan d'épandage est soumis à autorisation. La surface totale du plan d'épandage (SPE) est de 5000 ha, intégralement fournie par chez les agriculteurs actionnaires associés au projet.

L'installation traite 160 tonnes de matières par jour.

La réception s'effectue en bâtiments clos et équipés d'un traitement d'air.

Les graisses, déchets de restauration et SPAn de catégorie 3 sont hygiénisés. La teneur en matière sèche dans le digesteur est de 17%, le digestat brut fait l'objet d'une séparation de phase par presse à vis. Le digestat liquide est stocké dans une fosse de stockage de 180 j de capacité, couverte avec stockage intégré de biogaz.

Les digestats solides sont stockés en bâtiment fermé pour une durée de 2 mois sur site, avant transport vers les stockages décentralisés.

Le biogaz est analysé en continu (CH_4 , CO_2 , H_2S). Il est désulfuré par oxydation biologique interne complétée par un étage de charbon actif, et refroidissement par machine frigorifique. Une chaudière assure le chauffage digesteur en cas d'arrêt du moteur ou de l'épurateur. Le biogaz excédentaire est éliminé à l'aide d'une torchère à allumage automatique.

La puissance électrique du cogénérateur est de 1200 kW. La chaleur est intégralement vendue à un important établissement agro-alimentaire voisin, avec un taux global d'efficacité énergétique de 75%. L'injection de biométhane est également possible, avec un taux de valorisation également

maximal.

Données chiffrées

	tonnes/an	
Somme	49 400	
Agricole Solide	46 900	
Agricole Liquide	0	
Déchet Solide	1 500	
Déchet Liquide	1 000	
Liquide de dilution	0	
(dont silo)	2 900	
Dont :		
Matières végétales stockables à vocation de lissage	2 900	
Boues liquides	1 000	
Déchets de stockages Céréales	1 500	
Fumier Bovin compact	22 000	
Fumier Bovin mou	20 000	
Menues pailles	2 000	
Régime maximal alimentation	160	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	26%	
Teneur maximale en MS en digestion	17%	
Potentiel méthanogène	46	m3 CH4/t
Puissance électrique équivalente	1 220	kW el
Débit biométhane équivalent	322	m3/h

12. Cas type n°12 : Collectif agricole territorial, 1,2 MWe (voie solide continue) – 320 Nm3/h

Variante du cas type précédent, en voie solide continue. La teneur en matière sèche en digestion est de 18% et la capacité maximale de 146 t/jour.

	tonnes/an	
Somme	44 900	
Agricole Solide	43 100	
Agricole Liquide	0	
Déchet Solide	1 000	
Déchet Liquide	0	
Liquide de dilution	0	
(dont silo)	1 000	
Dont :		
Matières végétales stockables à vocation de lissage	1 000	
Déchets de stockages Céréales	1 000	
Fumier Bovin compact	30 000	
Fumier Bovin mou	1 600	
Fumier sec (équin, caprin...)	5 000	
Fumier solide (ovin, porcin...)	4 500	
Autres fumiers	1 000	
Déchets de restauration et biodéchets	3 000	
Sous produits animaux	1 000	
Régime maximal alimentation	154	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	29%	
Teneur maximale en MS en digestion	19%	
Potentiel méthanogène	57	m3 CH4/t
Puissance électrique équivalente	1 490	kW el
Débit biométhane équivalent	353	m3/h

13. Cas type n°13 : Collectif agricole territorial, 2,3 MWe – 600 Nm3/h

Description

Association entre un groupe de quelques dizaines d'entreprises agricoles avec une entreprise spécialisée dans le domaine de la méthanisation (co-développeur). Les entreprises agricoles sont de taille et d'orientation technico-économique variées.

Le projet de méthanisation vise à améliorer l'utilisation des engrais de ferme et diminuer les achats d'engrais, à créer de nouvelles capacités de stockage dans le cadre de la mise aux normes des élevages, à transférer la gestion des engrais de ferme à une structure collective dédiée pour optimiser les temps de transport et d'épandage grâce au regroupement des parcelles permis par le plan d'épandage collectif, à diminuer les nuisances olfactives générées par le stockage et l'épandage des déjections.

L'unité de méthanisation traite des matières agricoles produites sur les exploitations – fumiers et lisiers – dans un « rayon moyen pondéré » de moins de 10 km, ainsi que des matières végétales stockables en faible quantité pour compenser la saisonnalité. Elle traite également des déchets agro-industriels végétaux et animaux collectés par différentes entreprises de service (collecteur de déchets, société d'assainissement) ou par un transporteur qui collecte les déchets directement chez les entreprises agro-alimentaires, certaines de celles-ci étant par ailleurs associées au projet. Les intrants sont majoritairement agricoles (80%).

L'unité est soumise à autorisation.

Le projet sera porté par une société de type SAS créée à cet effet, propriété conjointe d'une structure regroupant les entreprises agricoles (SAS agricole), de la société partenaire spécialisée d'autre part, ainsi que des actionnaires tiers. Le développement du projet est piloté par l'entreprise spécialisée en partenariat étroit avec la SAS agricole. L'exploitation de l'unité de méthanisation sera effectuée par une entreprise d'exploitation.

La livraison des intrants agricoles et le retour des digestats, jusqu'au rendu racine, est confié à la SAS agricole, qui délègue elle-même les tâches techniques à des structures spécialisées (CUMA, ETA).

L'unité de méthanisation est située sur une parcelle acquise par la société de projet à cet effet.

Le digestat est épandu dans le cadre d'un plan d'épandage unique qui intègre les plans d'épandage individuels préexistants, et qui tient compte d'apports exogènes de matières. Ce plan d'épandage est soumis à autorisation. La surface totale du plan d'épandage (SPE) est de 10.000 ha. Elle est fournie par les agriculteurs actionnaires associés au projet, ainsi que des agriculteurs tiers, éleveurs et céréaliers, dans le cadre de systèmes d'échange paille / fumier / digestat.

L'installation traite 450 tonnes de matières par jour.

La réception s'effectue en bâtiments clos et équipés d'un traitement d'air.

Les graisses, déchets de restauration et SPAn de catégorie 3 sont hygiénisés.

La teneur en matière sèche dans le digesteur est de 10%, le digestat brut fait l'objet d'une séparation de phase par presse à vis.

Le digestat liquide est stocké dans une fosse de stockage de 180 j de capacité, couverte avec stockage intégré de biogaz.

Les digestats solides sont stockés en bâtiment fermé pour une durée de 2 mois sur site, avant transport vers les stockages décentralisés.

Le biogaz est analysé en continu (CH₄, CO₂, H₂S). Il est désulfuré par oxydation biologique interne complétée par un étage de charbon actif, et refroidissement par machine frigorifique. Une chaudière assure le chauffage digesteur en cas d'arrêt du moteur. Le biogaz excédentaire est éliminé à l'aide d'une torchère à allumage automatique.

La puissance électrique du cogénérateur est de 2300 kW. La chaleur est intégralement vendue à un important établissement agro-alimentaire voisin, avec un taux global d'efficacité énergétique de 75%. L'injection de biométhane est également possible, avec un taux de valorisation également

maximal.

Données chiffrées

	tonnes/an
Somme	140 400
Agricole Solide	75 000
Agricole Liquide	50 000
Déchet Solide	5 400
Déchet Liquide	10 000
Liquide de dilution	0
(dont silo)	5 000
Dont :	
Matières végétales stockables à vocation de lissage	5 000
Déchets de stockages Céréales	400
Fumier Bovin compact	40 000
Fumier Bovin mou	30 000
Industries du lait, lactosérum et boues	10 000
Lisier Bovin	30 000
Lisier Porcin	20 000
Transformation fruits et légumes	5 000

Régime maximal alimentation	446	t/jour
Teneur maximale en MS en entrée	16%	
Teneur maximale en MS en digestion	10%	
Potentiel méthanogène	29	m3 CH4/t
Puissance électrique équivalente	2 300	kW el
Débit biométhane équivalent	586	m3/h

D. Les cas « déchets »

Comme cela a été exposé précédemment, les cas « déchets » reposent sur des modèles économiques où le coût de production du biogaz se calcule en comparaison avec une autre filière de traitement de déchets.

Ce calcul n'entraîne pas dans le cadre de la présente étude.

Eventuellement ce coût peut être nul, lorsque la méthanisation s'avère moins chère qu'une autre solution de référence.

Dans ce cas, le seul coût à prendre en compte est la composante « conversion du biogaz en énergie ».

Une démarche de ce type a été réalisée fin 2012 pour le cas des boues de stations d'épuration, sous l'égide du groupe de travail national « injection biométhane » copiloté par l'ADEME et GDF SUEZ.

Ces travaux ont conduit à une proposition de grille tarifaire sur laquelle s'est appuyée la DGEC pour préparer un arrêté, paru en juin 2014.