



Aperçu du marché de la méthanisation à petite échelle

Unités des pays de l'Union Européenne

Auteur (s) : Kurt Hjort-Gregersen
Société : AgroTech A/S
Livrable : D2.1
Rapport no. : BEF2-15001-EN
Version : 1.0
Statut : Public
Traducteur(s) : Stéphanie Bonhomme - TRAME
Date : 27/05/2015



Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programma of the European Union

Impression

Cette publication a été créée dans le cadre d'un projet de l'Union Européenne, "BioEnergy Farm II – Les effluents, un carburant durable pour la ferme". Ce projet est co-financé par le Programme "Énergie Intelligente pour l'Europe – IEE", de l'Union Européenne.

Contract N°: IEE/13/683/Sl2.675767

Auteur(s) : Kurt Hjort-Gregersen
Société : AgroTEch A/S
Adresse : Agro Food Park 15, DK 8200 N
Livrable : D2.1.
Rapport no. : BEF2-15001-EN
Version : 1.0
Statut : Public
Traducteur(s) : Kurt Hjort-Gregersen
Date : 14/04/2015

Avec la contribution de :

- Katrin Kayser, IBBK, Germany
- Stephanie Bonhomme, TRAME, France
- Edward Majewski, Nape, Poland
- Marek Amrozy, NAPE, Poland
- Remigio Berruto, DEIAFA, Italy
- Franco Parola, COLDRETTI, Italy
- Jan Willem Bijlagte, CCS, The Netherlands
- Mark Paterson, KTBL, Germany
- Marleen Gysen, Innovatiesteunpunt, Belgium

Utilisez s'il vous plaît la référence suivante :

Kurt Hjort-Gregersen, Market overview micro scale digesters, BioEnergy Farm II publication, AgroTech A/S, Denmark, 2015.

Remerciements

Ce rapport contient les contributions et les résultats obtenus par les partenaires du projet BioEnergy Farm II.

Toutes les personnes impliquées dans ce projet ont notre plus chaleureuse gratitude pour leur contribution à l'ensemble du travail et des actions de ce projet, ainsi que pour leur contribution à ce rapport.

La version anglaise de ce rapport a été traduite en danois, hollandais, français, allemand, italien et polonais. Chaque version peut être retrouvée sur le site Web du projet

Mise en page : BBPROJ & CCS

Couverture : BBPROJ

Tous droits réservés.

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite sous aucune forme ou en aucune façon, pour être utilisé aux fins commerciales, sans permission écrite de l'éditeur.

L'entière responsabilité du contenu de cet aperçu du marché revient aux partenaires qui ont contribué au rapport, ainsi qu'à leurs auteurs. Il ne reflète pas nécessairement l'avis de l'Union européenne. La Commission Européenne n'est responsable d'aucune utilisation qui peut être faite des informations contenues dans ce rapport.

Ce rapport sur l'aperçu du marché doit pouvoir contribuer à la réalisation de projets de méthanisation à petite échelle. Le consortium et l'éditeur de BioEnergy Farm ne garantissent pas la justesse et/ou la perfection des informations et des données incluses ou décrites dans cette publication.

www.bioenergyfarm.eu

Résumé

Ce rapport est une partie du projet BioEnergy Farm II qui présente une vue d'ensemble du marché et une évaluation du potentiel de développement de la méthanisation à petite échelle (MPE) en Europe. Il montre que des efforts considérables sont faits dans tous les pays européens afin de développer et commercialiser différents modèles de petite ou de micro méthanisation. Ces modèles visent le secteur de marché des unités à bas coûts valorisant uniquement des sources de déchets de la ferme. Ceci est très prometteur en termes de développement durable.

Ce rapport contient des informations sur 13 pays européens dont 7 pays partenaires du projet. Cependant, l'expérience, le rythme de développement et d'installation de la méthanisation à petite échelle (MPE) sont très différents d'un pays à l'autre. Il en résulte que certains pays possèdent une large gamme de modèles d'unités et de fournisseurs, tandis que d'autres n'ont pratiquement aucune unité ou aucun fournisseur pour développer et commercialiser ce type de méthanisation. D'autre part tous les pays partenaires du projet représentent un marché potentiel considérable pour ce type d'unités, si les conditions de développement sont optimum.

Aussi le rapport contient-il des recommandations d'acteurs clés sur les moyens de valoriser ce potentiel. Enfin, les différences d'accessibilité aux techniques de la méthanisation à petite échelle dans certains pays appellent à un transfert de connaissance et de technologie entre les pays européens. Le projet BioEnergy Farm II vise à accroître la prise de conscience de ces différentes opportunités auprès des agriculteurs européens.

Le rapport a été élaboré en collaboration avec les partenaires du projet, cités page 9. Il n'aurait pas pu voir le jour sans l'aimable contribution d'acteurs clés des pays partenaires et non-partenaires, qui ont réalisé la majeure partie de la collecte de données nécessaires pour le rapport.

Je tiens ici à exprimer la plus grande gratitude pour leurs efforts.

Le rapport a été rédigé par le consultant Senior M.sc Kurt Hjort-Gregersen, AgroTech A/S le Danemark

SOMMAIRE

1.	Contexte	6
2.	Le projet BioEnergy Farm II	6
3.	Les partenaires de BioEnergy Farm II	7
4.	A propos de la digestion anaérobie	8
5.	Méthode	8
6.	Abréviations:	9
7.	Aperçu du marché des différents procédés de méthanisation à petite échelle en Europe	9
7.1	Sources d'informations	11
7.2	Description des différents types d'unités	12
7.3	Commentaires complémentaires sur la description et le retour d'expérience des unités	13
7.4	Quelle biomasse est utilisée ?	23
7.5	Les fournisseurs de micro ou petites unités	24
7.6	Compléments d'informations concernant la consommation électrique	26
7.7	Compléments d'informations concernant la consommation de chaleur	27
7.8	Informations complémentaires concernant le temps de travail	28
7.9	Données économiques concernant les unités de méthanisation à petite échelle.	28
7.10	Commentaires complémentaires sur les données économiques	29
8.	Aperçu du marché des techniques de valorisation du biogaz dans les unités de méthanisation à petite échelle en Europe	31
8.1	Commentaires complémentaires concernant la valorisation du biogaz	31
8.2	Fournisseurs de techniques de valorisation du biogaz	33
8.3	Commentaires complémentaires sur les aspects économiques des techniques de valorisation du biogaz	35

9. Aperçu du marché des techniques de traitement du digestat pour unités de méthanisation à petite échelle en Europe	35
9.1 Commentaires complémentaires concernant les techniques de traitement du digestat	36
9.2 Fournisseurs	39
9.3 Autres commentaires concernant les techniques de traitement du digestat	40
10. Marché potentiel pour les unités de méthanisation à petite échelle en Europe	40
10.1 Commentaires complémentaires à propos du nombre de fermes	42
10.2 Commentaires complémentaires concernant le nombre de fermes ayant une unité de méthanisation à petite échelle	44
10.3 Commentaires complémentaires concernant les motivations des agriculteurs pour installer de petites unités de méthanisation	45
10.4 Autres commentaires sur les incitations économiques	46
10.5 Commentaires complémentaires concernant d'autres contraintes	49
10.6 Commentaires complémentaires sur le marché potentiel si les conditions restent inchangées	51
10.7 Commentaires complémentaires sur le marché potentiel si les conditions sont améliorées	53
10.8 Commentaires complémentaires concernant les recommandations des acteurs clés	55
11. Discussion et conclusions	57
Annexe 1. Liste des références	58
Annexe 2. Partenaires du projet	59

1. Contexte

En Europe les efforts pour développer la méthanisation existent depuis la seconde guerre mondiale. Comme d'autres technologies d'énergie renouvelable l'intérêt dans la méthanisation a pris de l'ampleur après la crise pétrolière au début des années 1970. Encouragées par des aides incitatives, un grand nombre d'unités de méthanisation de plus en plus standardisées ont vu le jour à travers l'Europe au cours des 25 dernières années. Cependant, c'est en Allemagne que l'expansion la plus remarquable en nombre d'unités installées a eu lieu, puisqu' aujourd'hui environ 8000 unités y sont opérationnelles. Pendant la dernière décennie du 20ème siècle, se sont principalement développées des unités utilisant les déjections des élevages et des déchets agro-industriels. En un laps de temps relativement court, le marché des déchets organiques a été presque entièrement capté, menant à une situation de très forte concurrence vis-à-vis des substrats les plus intéressants, dans des pays comme l'Allemagne, les Pays-Bas et le Danemark. Au Danemark cette situation a stoppé le développement des installations. A partir de 2004, les installations allemandes ont bénéficié de subventions accrues pour produire de l'électricité à partir de biogaz issu de cultures énergétiques, ce qui a déclenché un véritable boom de développement de nouvelles installations. Sous différentes formes, le niveau de subvention allemand a été repris par d'autres pays européens, enclenchant ainsi une accélération des nouvelles installations. Ce développement a permis à des agriculteurs de diversifier leur activité et aussi d'utiliser des terres arables pour la production d'énergie renouvelable, qui, sinon, auraient été délaissées du fait des réglementations européennes.

Cependant, le principal enseignement de cette évolution est que la stratégie de développement des unités de méthanisation impliquant une dépendance vis-à-vis des déchets organiques ou des cultures énergétiques (ou d'un autre substrat commercialisable) n'est pas une stratégie durable sur le long terme. Non seulement l'utilisation de déchets agro-industriels et de cultures énergétiques accroit, dans de nombreux cas, les prix des installations de méthanisation, qui atteignent des coûts prohibitifs, mais elle peut avoir également un impact inattendu sur la production alimentaire locale, imposant une concurrence d'usage des terres et des productions agricoles.

Par conséquent, il existe un besoin pour un concept d'unité de méthanisation fonctionnant essentiellement à base de substrats disponibles sur l'exploitation même.

2. Le projet BioEnergy Farm II

Le projet BioEnergy Farm II considère les efforts faits par plusieurs pays européens pour développer la méthanisation à petite échelle en utilisant essentiellement la biomasse de la ferme, comme une nouvelle possibilité technique de production d'énergie renouvelable, potentiellement durable. Au sein du projet, des outils d'aide à la décision en ligne et des outils de faisabilité hors ligne sont développés, pour aider à clarifier les intérêts que présente la méthanisation à petite échelle (MPE) pour chaque agriculteur en termes d'accroissement des revenus, de bénéfices environnementaux et de réduction des gaz à effet de serre. De cette façon, le projet BioEnergy Farm II vise à contribuer à l'augmentation du nombre d'unités méthanisation à petite échelle partout en Europe, mais aussi à un important transfert de connaissances et de technologies entre les pays membres de l'Union européenne. De plus, le programme contribue à sensibiliser les différents décideurs au potentiel de la méthanisation à petite échelle (MPE) et par conséquent à encourager les responsables politiques à définir des dispositifs suffisamment incitatifs pour assurer le développement de la petite méthanisation. Le projet est soutenu par la Commission de l'Union européenne au travers du programme « Énergie Intelligente d'Europe ».

Ce rapport présente une vue d'ensemble du marché des différentes technologies de la méthanisation à petite échelle (MPE) et de ses potentialités dans 13 pays européens.

3. Les partenaires de BioEnergy Farm II

Le projet BioEnergy Farm II est conduit par les partenaires de 7 pays de l'Union européenne. Il est géré et coordonné par le cabinet de conseils Cornelissen B.V.

NL:	CornelissenConsulting Services B.V. DCA Multimedia B.V.
I:	Universita Degli Studi di Torino Coldretti Piemonte
PL:	Narodowa Agencja Poszanowania Energii SA Fundacja Nauka I Edukacja dla Agrobiznesu
D:	IBBK Fachgruppe Biogas GmbH (IBBK) Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
B:	Innovatiesteunpunt
DK	AgroTech A/S Økologisk Landsforening
F	Chambre Régionale d'Agriculture de Bretagne Trame

4. A propos de la digestion anaérobie

La digestion anaérobie est un processus dans lequel des populations de bactéries convertissent la matière organique principalement en méthane et en dioxyde de carbone. La production de méthane par des bactéries est possible dans un grand nombre de situations naturelles. Par exemple elle est une étape cruciale de la digestion chez les ruminants. Ainsi les bactéries sont déjà présentes dans les effluents d'élevage lorsqu'ils sont introduits dans l'installation de méthanisation où ils trouvent les conditions parfaites pour se multiplier et commencer à produire du biogaz.

Ailleurs dans le monde, la digestion anaérobie est utilisée depuis des siècles. Dans nos pays, elle sert aussi pour le traitement des eaux usées. En Europe, le développement a essentiellement eu lieu au cours des 25 dernières années, principalement dans de grandes unités utilisant une part relativement importante de cultures énergétiques ou de déchets organiques. Dans la plupart des pays européens la méthanisation à petite échelle représente une nouvelle voie de développement, avec des installations de petites tailles utilisant principalement les déchets produits sur la ferme. Cependant dans le sud de l'Allemagne la production d'énergie à partir des déchets de fermes pour leur propre consommation est un modèle communément développé depuis les années 1990.

5. Méthode

Toutes les données utilisées pour la présentation qui suit concernant l'aperçu et le potentiel du marché ont été fournies par les partenaires cités précédemment. AgroTech A/S a élaboré les tableaux de données nécessaires qui ont été adressés dans un premier temps aux partenaires du projet, qui les ont transmis ensuite aux acteurs clés de chaque pays afin d'obtenir les informations sur les différents procédés de méthanisation à petite échelle, les différentes technologies d'utilisation/de conversion du biogaz et de traitement du digestat applicables à ce type d'unités.

Il a été aussi demandé aux acteurs clés d'évaluer le potentiel du marché de la méthanisation à petite échelle dans chaque pays, sur la base du nombre d'exploitations correspondant en termes de taille à la définition nationale de la MPE.

Pour cette évaluation les données requises n'ont pas toujours été disponibles pour des raisons de confidentialité. Aussi, certaines réponses sont-elles souvent qualitatives ou estimées.

6. Abréviations:

CSTR	<i>Continuous stirred-tank reactor</i> – Digesteur infiniment mélangé
CHP	<i>Combined heat and power unit/plant</i> - production combinée d'électricité et de chaleur ou Cogénérateur
VPSA	<i>Vapour Pressure Swing Adsorption</i> - Adsorption par alternance de pression et de vide
LU	<i>Livestock units (500 kg liveweight)</i> - Unité Gros Bétail (500 kg de poids vif)
DM	<i>Dry matter</i> – Matière sèche
RESA	<i>Renewable Energy Source Act</i> - Loi sur les énergies renouvelables (The German EEG –ErneuerbareEnergienGesetzt)
AAMF	<i>Association of French Farmers Méthaniseurs</i> - Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France
ATEE	<i>Technical Energy Environment Association</i> - Association Technique Energie Environnement
ICPE	<i>Regulation for Installation Classified for the Environmental Protection</i> – Installation Classée pour la Protection de l'Environnement
MSD	<i>Micro Scale Digester</i> – Méthanisation à Petite Echelle (MPE)
DIY	<i>Do it yourself</i> – Faire par soi-même

7. Aperçu du marché des différents procédés de méthanisation à petite échelle en Europe

Le développement des unités de méthanisation s'est fait de façon significativement différente suivant les pays européens, principalement du fait de la variété des dispositifs de subvention en vigueur ces 10 à 15 dernières années. Dans des pays où des conditions favorables ont prévalu sur une longue période, un certain nombre d'entreprises ont pu émerger pour développer, construire et assurer la maintenance des unités de méthanisation. Ce développement a particulièrement eu lieu en Allemagne. Dans d'autres pays où il n'y avait pas de schéma de subvention ou des schémas moins favorables, peu d'unités de méthanisation ont été construites et aussi très peu d'entreprises ont investi dans le développement de modèles d'installations. C'est pourquoi, les réponses des différents pays concernant l'aperçu du marché montrent des différences substantielles au niveau du nombre d'unités installées ainsi que du nombre d'entreprises sur le marché de la construction d'unités. Pour les pays où le développement est faible, la contribution aux données et l'expérience sont bien sûr limitées. Par conséquent les acteurs contactés ont eu d'énormes difficultés à trouver et à rapporter des données sur les modèles d'installation en question, et c'est aussi le cas pour les données économiques ainsi que pour les données sur les technologies d'utilisation de biogaz et de traitement du digestat. L'essentiel de l'aperçu du marché provient d'un nombre limité de pays, qui ont pu fournir des données significatives. En raison de ces différences un certain déséquilibre des quantités d'informations transmises par pays apparaît dans le rapport. Cependant, des modèles de méthanisation à petite échelle très intéressants ont été développés dans plusieurs pays, et ont été inclus dans le descriptif

des unités de ce rapport. Ainsi, du moment que le potentiel de marché existe aux dires des acteurs clés, le projet BioEnergy Farm II peut contribuer significativement à une meilleure connaissance et à un transfert technologique entre pays, et ceci même dans des pays où jusqu'ici la méthanisation à petite échelle (MPE) ne s'est pas encore développée.

Compte tenu des différences substantielles existant entre pays européens tant au niveau de leurs politiques énergétiques que de leurs secteurs agricoles, il s'est avéré impossible de proposer une définition unique de la méthanisation à petite échelle.

Des pays possèdent déjà des dispositifs spécifiques d'incitation au développement de la méthanisation à petite échelle que certains définissent par un seuil maximal de capacité de production électrique, et d'autres par des seuils maximaux d'effectifs concernés. D'autres encore n'ont ni définition spécifique ni dispositif particulier pour ce type d'unités. Ce qui peut apparaître comme une petite ferme au Danemark, est énorme en Pologne et ainsi de suite. Par conséquent les partenaires de chaque pays participant ainsi que les six pays supplémentaires ont fourni une définition nationale de ce qui doit être considéré comme des unités à petite échelle. Ces définitions constituent le cadre de l'aperçu du marché et de l'évaluation des potentialités de développement dans chaque pays. Les définitions nationales d'unités de méthanisation à petite échelle sont décrites dans le tableau 1.

Tableau 1. Définitions nationales d'unités de méthanisation de petite dimension

Pays	Sources d'informations	Définition exprimée en kW _e installé	Définition exprimée selon d'autres critères
Pays-Bas	Auke-Jan Veenstra, LTO Noord Aukejan.veenstra@groengas.nl		80-250 vaches, 250-1000 truies, 50-50,000 porcs charcutiers, 5000-75,000 poules, 25,000-150,000 Poulets
Royaume Uni	David Turley, NNFCC d.turley@nnfcc.co.uk	<50 kW _e	
Allemagne	Dominik Dörrie, IBBK d.doerrie@bogaz-zentrum.de Mark Paterson, KTBL m.paterson@ktbl.de	<75 kW _e	
Autriche	Franz Kirchmeyr, EBA-ARGE Kompost&Biogas kirchmeyr@kompost-biogas.info	<100 kW _e	
France	Charles Maguin, TRAME c.maguin@trame.org Stéphanie Bonhomme, TRAME s.bonhomme@trame.org Hervé Gorius, CRAB herve.gorius@finistere.chambagri.fr	< 100 kW _e	100-130 vaches laitières plus de 250 truies environ 4000 tonnes /an d'effluents d'élevage
Hongrie	Dr. Kornel Kovacs, University of Szeged kovacks.kornel@brc.mta.hu		<80 vaches
Pologne	Marek Amrozy, NAPE mamrozy@nape.pl	<40 kW _e	
Slovaquie	Jan Gadus, Slovak University of Agriculture in Nitra, Jan.Gadus@uniag.sk		Informations insuffisantes
Belgique	Laurens Vandelanoot Laurens.vandelanoote@innovatiesteunpunt.be	10 – 200 kW _e	Max 5000 tonne d'effluents d'élevage, cultures ou déchets/année
République Tchèque	Jan Matejka, Czech Biogas Association Jan.matejka@czba.cz	<100 kW _e	

Italie	Remigio Berruto, DEIAFA Remigio.berruto@unito.it	<300 kW _e	Min 70 % effluents Max 30 % autres
Espagne	BegoñaRuiz, Departamento de Medio Ambiente, Bioenergia e Higiene Industrial bruiz@aina.es	<100 kW _e	
Danemark	Michael Tersbøl, Økologisk Landsforening mt@okologi.dk		Environ 200 truies + divers types de biomasse, 6000 porcs

On suppose généralement que les unités de méthanisation à petite échelle sont installées sur des exploitations agricoles utilisant essentiellement leurs propres ressources en biomasse (déchets) avec les effluents d'élevage comme principal substrat. Cependant, au Danemark on note un intérêt particulier pour la méthanisation à petite échelle de la part de petits producteurs en agriculture biologique qui souhaitent minéraliser l'azote de leurs cultures, grâce à la digestion anaérobie

7.1 Sources d'informations

Comme indiqué précédemment la principale source d'informations provient d'acteurs clés de chaque pays qui ont eu la gentillesse de compléter le tableau de données. Le tableau 2 présente la liste des acteurs clés.

Tableau 2. Liste des acteurs clés contactés dans chaque pays pour recueillir des informations sur l'aperçu du marché.

Pays	Acteurs clés contactés
Pays Bas	<ul style="list-style-type: none"> Dennis Kroes, CCS kroes@cocos.nl; Auke-Jan Veenstra, LTO Noord Aukejan.veenstra@groengas.nl
Royaume Uni	<ul style="list-style-type: none"> Ollie More, ADDBA, Ollie.more@adbioresources.org, David Turley, NNFCC, d.turley@nnfcc.co.uk
Allemagne	<ul style="list-style-type: none"> Dr. Walter Stinner, Germany BiomassResearchCentre info@dbfz.de, Achim Kaiser, International Biogas and Bioenergy Center of Competence info@biogas-zentrum.de, Dr. Waldemar Gruber, Chamber of Agriculture North Rhine-Westphalia waldemar.gruber@nrw.de
Autriche	<ul style="list-style-type: none"> Dr. Bernhard Stürmer, Alexander Luidolt, Arge Kompost & Biogas stuermer@kompost-biogas.info, luidolt@kompost-biogas.info Armin Schöllauf, Agrinz Technologies GmbH, office@agrinz.com Frank Schweitzer / Herr Führer, Hörmann Install GmbH, sf@hoermann-info.com Stephan Hinterberger, Müller Abfallprojekte GmbH, Stephan.Hinterberger@Mueller-Umwelttechnik.at Hermann Wenger-Oehn, Industrieconsult Wenger-Oehn OEG hermann.wenger@industrie-consult.at Franz Bernecker, Landwirt, fam.bernecker@aon.at
France	<ul style="list-style-type: none"> Différents membres de l'AAMF (Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France) : aamf@trame.org ATEE Biogaz Club, ADEME Différents fournisseurs : <ul style="list-style-type: none"> TRON Jean Sébastien, HOST France, tronc@hostfrance.fr DAMOISEAU Louis, REBAUD Olivier, BIO₄GAZ, damoiseau.louis@orange.fr; olivier.rebaud@bio4gas.fr Xavier Gavreau, VALOGREEN, xavier.gavreau@valogreen.fr Pierre LABEYRIE, ARIA, aria@aria-enr.fr M. PIERRE, ERIGENE, contact@erigene.com ROBIN Isabelle, EVALOR, evalor@evalor.fr Emmanuel de BOUTRAY, S2Watt, e.deboutray@s2-watt.com Rémy Engel et Jeffrey Moncorger, Nénufar (www.nenufar-biogaz.fr), info@nenufar-biogaz.fr

Hongrie	<ul style="list-style-type: none"> • DrKornel L. KOVACS, University of Szeged – Institute of Biophysics- Biological Research Center, kovacks.kornel@brc.mta.hu
Pologne	<ul style="list-style-type: none"> • Adam Pietrzak, Biopolinex, adam@biopolinex.pl; Rafal Odrobinsky, Ekoefekt.R.odrobinski@ekoefekt.pl
Slovaquie	<ul style="list-style-type: none"> • Jan Gadus, Slovak University of Agriculture in Nitra, Jan.Gadus@uniag.sk
Belgique	<ul style="list-style-type: none"> • Veerle Konings, Hooibeekehoeve, veerle.konings@hooibeeke.proviant.be; • Guy Vandepoel, Boerenbond, guy.vandepoel@boerenbond.be
République Tchèque	<ol style="list-style-type: none"> 1. Jan Matejka, Czech Biogas Association Jan.matejka@czba.cz
Italie	<ol style="list-style-type: none"> 2. Azienda Agricola Ramero Valerio, Azienda Agricola Martini Fratelli
Espagne	<ol style="list-style-type: none"> 3. BegoñaRuiz, Departamento de Medio Ambiente, Bioenergia e Higiene Industrial bruiz@aina.es
Danemark	<ol style="list-style-type: none"> 4. Kasper Stefanek, kps@agrotech.dk, Michael Tersbøl, Økologisk Landsforening, mt@okologi.dk

7.2 Description des différents types d'unités

Dans ce rapport chaque modèle d'unité à petite échelle est décrit avec autant de détails qu'ont pu en apporter les acteurs clés aux partenaires du projet. En conséquence un agriculteur, investisseur potentiel dans ce type d'unité peut trouver une description complète d'un modèle convenant exactement à sa ferme. Mais cela signifie aussi que certaines parties de descriptions peuvent être répétées, presque mot pour mot pour deux ou plusieurs modèles. Dans certains cas, les informations d'un pays sur certaines questions se sont avérées non pertinentes ou manquantes et par conséquent n'ont pas été reprises dans les tableaux concernés

La collecte de données révèle une grande variété de modèles d'unités de petite dimension. Ceci est très prometteur dans le sens où les agriculteurs grâce au projet BioEnergy Farm II auront à leur disposition un large choix de modèles leur permettant de trouver celui qui leur convient le mieux, en fonction des conditions particulières de leur exploitation et de leurs propres préférences. Dans le tableau 3 sont décrites les principales caractéristiques des différents modèles existant dans 13 pays de l'Union européenne.

Tableau 3. Principales caractéristiques des différents modèles d'unités de petite dimension

Pays	Nombre de types	Principales caractéristiques des différentes technologies	Nombre d'unités installées
Pays Bas	2	1. Sac membranaire pour effluents dans le digesteur (plastique, béton ou acier), avec brasseur incorporé 2. Unités à digesteurs tour	10 en Belgique
Royaume Uni		Unités types bateau et brassées	23
Allemagne		Type 1: Digesteurs en infiniment mélangé suivant des concepts variés, souvent des digesteurs circulaires en béton Type 2: Unités compactes, souvent des digesteurs horizontaux en béton Type 3: Unités à digesteurs tour Type 4: Unités pour fermentation solide	Environ 660 au total
Autriche		Digesteurs infiniment mélangés, versions simplifiées des digesteurs conventionnels	60-70
France	3	1. Lots de digesteurs fonctionnant en discontinus avec du substrat sec (digestion mésophile) 2. Digesteurs en infiniment mélangé (Digesteurs à deux cuves imbriquées l'une dans l'autre ou digesteurs circulaires en béton ou acier ou digesteurs tour) avec du substrat liquide (digestion mésophile) 3. Membrane flottante pose directement sur le stockage de lisier sans brassage, (digestion psychrophile)	Env. 10 Env. 15 Env. 1
Hongrie		Pas d'unité de petite dimension	
Pologne	1	Digesteurs en infiniment mélangé en acier ou PVC avec digestion en 2 phases	1
Slovaquie	1	Digesteur horizontal en métal de 100 m ³ à incorporation continue, avec une digestion en une seule étape	1
Belgique	1	Sac membranaire en nylon pour effluents dans le digesteur avec brasseur incorporé	71
République Tchèque	aucune	Pas d'unité de petite dimension, installée pour l'instant	
Italie	2	1. Digesteurs tous en une cuve béton 2. Digestion en 2 étapes, la première par écoulement en piston et la seconde par brassage infiniment mélangé	quelques 2
Espagne		Divers types	6
Danemark	2	Digesteur traditionnel infiniment mélangé, en béton ou en acier.	Environ 10

7.3 Commentaires complémentaires sur la description et le retour d'expérience des unités

Pays Bas

En tant que voisin de l'Allemagne et de la Belgique, les modèles d'unités présents dans ces deux pays sont utilisés aussi aux Pays Bas. Les digesteurs allemands sont actuellement utilisés pour des installations de plus grande taille de type industriel. Pour la micro méthanisation le modèle belge présente le plus d'intérêts. Un modèle hollandais consiste en un digesteur tour que l'on trouve cependant aussi chez des fournisseurs allemands. Les digesteurs tours sont préfabriqués et développés spécialement pour les exploitations. L'apport minimum en effluent est de l'ordre de 5.000 tonnes/an. Le stockage du gaz se fait sur le dessus du post-digesteur.

Le modèle belge est une cuve ronde dans laquelle s'accroche un sac membranaire pour effluents. Les effluents sont pompés aussi frais que possible vers le digesteur. Le digesteur comprend des équipements permettant le mélange. Le couvercle du digesteur est une double membrane, permettant de stocker le gaz. Après un temps de 25-35 jours de rétention, le digestat est pompé vers une poche de stockage

conventionnelle ou vers d'autres ouvrages de stockage. En principe aucun équipement de réception, ni de pré-traitement n'est compris dans le procédé, le réseau de chauffage se trouve dans la paroi du digesteur et les équipements d'hygiénisation sont inclus. Les digesteurs sont entourés de plastique et de béton ou d'acier. Le biogaz peut être utilisé dans un cogénérateur, transformé en gaz vert ou utilisé directement pour du chauffage. Il y a aussi des initiatives pour utiliser le biométhane comme carburant pour les transports.

Allemagne

Le marché allemand a développé une gamme considérable de solutions techniques différentes depuis 2012, date à laquelle le nouvel amendement, Action pour les Sources d'Énergie Renouvelables (RESA) est entré en vigueur avec une aide particulière pour les unités d'une capacité de moins de 75 kW électrique installée. Celle-ci s'échelonne de modèles sur mesure intégrant le plus possible d'équipements existant sur la ferme, (par exemple les équipements de stockage des effluents et les pompes, un bâtiment pour l'installation de la cogénération ou l'intégration de l'unité de méthanisation à un nouveau modèle de stabulation) jusqu'à des modèles spéciaux variés, avec des éléments essentiels préfabriqués. Certains modèles existant ont été spécifiquement revus pour optimiser le coût des unités de petites dimensions.

Lorsqu'on se renseigne sur le coût des digesteurs à petite échelle ou sur n'importe quel équipement il est primordial de vérifier, si l'offre est adaptée à la ferme en termes d'interfaces techniques mais aussi au regard des procédures sur l'exploitation. Pour cela, nous recommandons d'étudier l'ensemble des offres avec un conseiller indépendant (par exemple des Chambres d'Agriculture) que ce soit au niveau des performances, des coûts mais aussi des services et des garanties proposés par le fabricant. Si possible, des unités de référence doivent être visitées. Lors de l'évaluation des offres techniques, les questions comme le temps de rétention, le taux de charge organique et la variabilité du substrat doivent être abordées. La part d'au moins 80 % d'effluents d'élevage préconisée, est principalement constituée de lisier dans les petites unités de méthanisation car les gros élevages produisent généralement des déjections liquides. Ceci a le grand avantage de permettre de digérer conjointement à une grande proportion de déjections assez facilement hydrolysables des substrats plus stimulants comme le fumier riche en paille ou l'ensilage d'herbe. [4]

Type 1 : Les digesteurs infiniment mélangés (CSTR) sont souvent des digesteurs circulaires et en béton, couverts par une membrane. Les unités de méthanisation avec des digesteurs de type cuve brassée sont particulièrement répandus dans la gamme des 75 kWe installés. Elles sont proposées par de nombreux fabricants et sont essentiellement des versions simplifiées de modèles standards. Autant que possible, des équipements déjà existants sont utilisés.

Les digesteurs avec cuve brassée sont généralement des réservoirs fixes circulaires en béton avec un brassage installé à demeure fonctionnant en permanence. Différentes variantes au niveau du digesteur sont aussi disponibles, comme le système de l'Anneau dans l'anneau (unité type avec deux anneaux de béton; l'anneau interne sert de digesteur, l'anneau externe de stockage du digestat) ou bien le système avec chambre double (par exemple. VergärungssystemPfefferkorn / VSP). Dans le procédé Sauter, le contenu du digesteur est arrosé au lieu d'être brassé. C'est particulièrement adapté aux substrats solides, tel le fumier riche en paille.

Tous les modèles ont un module d'alimentation en substrat, un digesteur, souvent avec un stockage externe du gaz (excepté le type standard de digesteur infiniment mélangé, qui stocke le gaz dans le toit flottant sur le dessus des réservoirs), des pompes, un système de contrôle et d'automate, un cogénérateur (souvent présent dans un conteneur) et un stockage du digestat.

La température du process est généralement mésophile avec un temps de rétention hydraulique d'environ 35-40 jours selon le mélange de substrats. Les volumes des digesteurs sont compris entre 600-1.100 m³.

Si ce ne sont pas exclusivement des effluents qui sont introduits dans l'unité de méthanisation, le RESA préconise un temps de rétention hydraulique de 150 jours dans un système étanche au gaz. Le digestat doit aussi être stocké au moins pendant 9 mois dans des fosses de stockage adaptées.

L'unité de méthanisation est habituellement séparée des bâtiments d'élevage. Le lisier est pompé ou (suivant la configuration topographique) s'écoule par gravité dans la fosse de réception. Le fumier est stocké sur des plate-formes-silo.

Le lisier est pompé depuis la fosse de réception. Le fumier ou la biomasse solide sont introduits dans une trémie de réception (pour former un mélange pompable) qui alimente directement le digesteur.

Les déchets introduits ne doivent pas avoir de parties solides trop longues. Aucune pierre et peu de sable doivent être présents dans le substrat. Les technologies de broyage peuvent être utilisées si nécessaire (par exemple lorsqu'on a des substrats riches en paille).

Le système de chauffage du digesteur est habituellement constitué d'un réseau de canalisations placé dans le plancher et les parois du digesteur mais d'autres systèmes sont aussi utilisés comme des échangeurs de chaleur externes (par exemple Sauter Biogaz) ou le Thermo-Gas-Lift qui marche comme un appareil de chauffage immergé générant en même temps une circulation en boucle.

Dans la majorité des cas, aucune hygiénisation n'est nécessaire.

La désulfuration du biogaz se fait grâce à un processus biologique interne (l'injection d'oxygène de l'air dans le digesteur) et grâce à un filtre au charbon actif. Si l'ensemble des intrants contient plus de 80 % d'effluents, une désulfuration interne par ajout d'un agent de précipitation comme le chlorure ferrique peut aussi être requise. Le séchage du gaz avant son utilisation a souvent lieu dans une conduite passant dans le sol et comprenant un piège à condensation. [4,5 et sites Web des entreprises, 2014]

Type 2: les unités de biogaz compactes. Les unités de biogaz compactes ou digesteur horizontal avec un agitateur à pale longitudinal, sont proposées sous forme d'un digesteur acier amovible souvent intégré dans un conteneur de 40 pieds. Le digesteur est généralement combiné avec un post-digesteur standard circulaire en béton comprenant des agitateurs installés de façon permanente. L'ensemble des éléments à savoir un digesteur, proportionnellement plus petit, un module d'hydrolyse supplémentaire, le cogénérateur et les autres éléments techniques sont logés au moins en partie dans des conteneurs. Le stockage du gaz est facultatif dans le ciel (étanche au gaz) couvrant le stockage du digestat ou dans un stockage de gaz externe.

Les digesteurs sont généralement en acier inoxydable ou en acier, de type écoulement à piston ou à deux chambres. Tous les modèles ont un système d'alimentation en substrat, un digesteur, un stockage du gaz généralement externe, des pompes, un système de contrôle et de régulation, un cogénérateur (principalement en conteneurs) et un stockage du digestat.

La température opérationnelle du process est mésophile ou thermophile, avec un temps de rétention hydraulique d'environ 15-30 jours (selon le mélange de substrat). Les volumes du digesteur sont compris entre 100-200 m³.

Si ce ne sont pas exclusivement des effluents qui sont introduits dans l'unité de méthanisation, le RESA préconise un temps de rétention hydraulique de 150 jours dans un système étanche au gaz. Aussi, le digestat doit être stocké au moins pendant 9 mois dans des réservoirs de stockage adaptés.

L'unité de méthanisation est habituellement séparée des bâtiments d'élevage. Le lisier est pompé ou (suivant la configuration topographique) s'écoule par gravité dans la fosse de réception. Le fumier solide est stocké sur des plate-formes-silo.

Les modèles d'unités sont principalement conçus pour du lisier et une faible proportion de cultures énergétiques. Quelques modèles sont plus appropriés à un mélange de diverses biomasses.

Le lisier est pompé depuis la fosse de réception. Le fumier solide ou la biomasse accumulée sont introduits dans une trémie de réception (pour former un mélange pompable) qui alimente directement le digesteur. Le prétraitement du substrat est facultatif.

Un réseau de conduites de chauffage ou des poches chauffantes sont placés dans le digesteur. Le chauffage de substrat peut être effectué par un échangeur thermique double flux.

L'hygiénisation est seulement effectuée si nécessaire.

La désulfuration du biogaz se fait grâce à un processus biologique interne (l'injection d'oxygène de l'air dans digesteur) et grâce à un filtre au charbon actif. Si l'ensemble des intrants contient plus de 80 % d'effluents, une désulfuration interne par ajout d'un agent de précipitation comme le chlorure ferrique peut aussi être requise. Le séchage du gaz avant son utilisation a souvent lieu dans une conduite passant dans le sol et comprenant un piège à condensation. [4,5 et sites Web des entreprises, 2014]

Type 3 : Unités avec digesteur tour. L'offre sur ce type d'installation comprend plusieurs modèles, dont les éléments principaux sont le digesteur tour (modulaire et extensible), chacun avec un design différent, combiné à un post-digesteur et un réservoir de stockage du digestat. Ces modèles sont surtout conçus avec des digesteurs à lit fixe (comprenant un système de va et vient verticaux de la matière ou un système de flux transversaux) ou en 2 étapes (dont une étape supplémentaire d'hydrolyse).

Il existe sur le marché, une grande variété de méthodes de chargement du substrat en hauteur. Le mélange est fait hydrauliquement par pompage. Certains paramètres du process comme l'hydrolyse intégrée, une plus ou moins grande surface, le choix du temps de rétention et la recirculation de la biomasse peuvent permettre d'optimiser la production d'énergie de ces systèmes. La pertinence de ce modèle devra être étudiée avec soin en tenant compte du substrat qui sera utilisé (résidu de fourrages, déchets ou herbes) et des conditions locales de l'exploitation (nouveau stockage de déjection nécessaire).

Tous les modèles ont un module d'alimentation en substrat (également possible en conteneur), un digesteur, un stockage supplémentaire externe du gaz, des pompes, un système de contrôle et de régulation, un cogénérateur (le plus souvent en conteneur) et un stockage du digestat.

La température opérationnelle du process est généralement thermophile, avec un temps de rétention hydraulique d'environ 8-20 jours (selon le mélange de substrat). Les volumes de digesteur commencent à partir 100 m³. Un réservoir de stockage du digestat adéquat est indispensable dans ce procédé afin de permettre un temps de rétention suffisant à la décomposition de la biomasse.

Si ce ne sont pas exclusivement des effluents qui sont introduits dans l'unité de méthanisation, le RESA préconise un temps de rétention hydraulique de 150 jours dans un système étanche au gaz. De plus, le digestat doit être stocké au moins pendant 9 mois dans des réservoirs de stockage adaptés.

L'unité de méthanisation est séparée des bâtiments d'élevage. Le lisier est pompé ou (suivant la configuration topographique) s'écoule par gravité dans la fosse de réception. Le fumier est stocké sur des plateformes silo. Le lisier est pompé depuis la fosse de réception. Le fumier ou la biomasse solide sont introduits dans la fosse de réception (pour avoir un mélange pompable).

Normalement aucun prétraitement n'est installé, mais des techniques de déchiquetage peuvent être mises en place si nécessaire (par exemple lors de l'introduction de substrats riches en paille).

Les tuyaux de chauffage sont placés dans le digesteur. Il peut y avoir aussi des échangeurs thermiques double flux externes. Normalement aucune hygiénisation n'est nécessaire.

Les digesteurs sont normalement faits d'acier spécial ou d'acier inoxydable, avec une membrane couvrant les cuves en béton, comme sur le post-digesteur ou le stockage de digestat. Il existe aussi une variante de digesteur avec des tuyaux en plastique à l'intérieur du revêtement en acier.

La désulfuration du biogaz se fait grâce à un processus biologique interne (l'injection d'oxygène de l'air dans le digesteur) et grâce à un filtre au charbon actif. Si l'ensemble des intrants contient plus de 80 % d'effluents, une désulfuration interne par ajout d'un agent de précipitation comme le chlorure ferrique peut aussi être requise. Le séchage du gaz avant son utilisation a souvent lieu dans une conduite passant dans le sol et comprenant un piège à condensation. [4,5 et sites Web des entreprises, 2014]

Type 4: Digesteur à base de substrat solide. Ces modèles d'unités sont conçus principalement pour des substrats solides stockables en tas et permettent d'incorporer dans de bonnes conditions une part plus importante de fumier dans le mélange de substrats.

Les digesteurs sont principalement de type garage fonctionnant en mode discontinu, souvent combinés avec un réservoir pour le liquide de percolation. Ce liquide est pompé dans le fond du digesteur et utilisé ensuite pour arroser la biomasse sèche dans le digesteur. Le digesteur de type garage n'a aucun agitateur installé et doit être fermé après avoir été rempli de façon à être étanche au gaz et jusqu'à la fin du processus de digestion. C'est une technologie robuste qui est stable, adaptable et extensible. Pour remplir et vider le digesteur garage, un chargeur sur roues ou un tracteur avec chargeur frontal sont nécessaires. L'ensemble du module technique est souvent logé dans des conteneurs.

Tous les types de modèles ont un digesteur, un stockage du gaz généralement externe (sauf les procédés qui stockent le gaz sous un toit flottant à leur sommet), des pompes, un système de contrôle et d'automatisation et un cogénérateur (souvent logé dans un conteneur). Le réservoir de liquide de percolation est facultatif, mais habituellement installé d'une façon ou d'une autre.

La température du processus est généralement mésophile et le temps de rétention hydraulique de plus de 30 jours (selon le mélange de substrats). Le volume d'un digesteur est d'environ 80 m³ ou plus.

Quelques unités de digestion en voie sèche pratiquent un compostage pour stabiliser le digestat une fois sorti du digesteur.

L'unité est éloignée des bâtiments d'élevage. Le fumier sec est stocké sur des plateformes/silo avant le chargement dans le digesteur.

Les principaux substrats sont le fumier compact et la biomasse stockable en tas avec un taux de MS de plus de 30 %. Il est important que l'ensemble des intrants reste sous une forme assez solide durant la totalité du processus de digestion. Le fumier compact ou la biomasse solide (comme les cultures énergétiques) sont introduits avec un chargeur frontal directement dans le digesteur. Les substrats frais doivent être mélangés avec les vieux substrats avant un nouveau remplissage (inoculation), et des intrants structurants sont nécessaires pour améliorer la percolation. Le système de chauffage est placé dans les parois et le plancher des digesteurs et/ou dans le réservoir de percolat. Il y a hygiénisation seulement si nécessaire.

Généralement on utilise des digesteurs béton ou des conteneurs en acier, rendus complètement étanches par un toit solide ou une couverture membranaire en matériaux composites très performants. Ils sont souvent combinés avec un réservoir à percolat en béton étanche au gaz.

Le traitement du Biogaz est souvent une désulfuration externe avec passage par un filtre à charbon actif. Le séchage du gaz avant son utilisation a souvent lieu dans une conduite passant dans le sol et comprenant un piège à condensation. [4,5 et sites Web des entreprises, 2014]

Autriche.

L'Autriche, contrairement à l'Allemagne, n'a pas de modèles spécifiques d'unités de petite méthanisation centrés sur la digestion du lisier et du fumier. Néanmoins le tarif de rachat varie suivant la taille des unités. Par exemple, toutes les unités ayant un cogénérateur d'une puissance électrique installée de moins 100 kW disposent du même tarif de rachat. Compte tenu du contexte agricole en Autriche l'unité type de méthanisation à l'échelle de l'exploitation se trouve dans la gamme des 10 à 30, peut-être 40 kWe. La plupart des fermes ont aussi bien du lisier que du fumier, qui est généralement valorisé dans des systèmes de digestion liquides semi-continus. Les petits digesteurs sont généralement conçus de façon individuelle, en se basant sur les substrats disponibles et les besoins en chaleur et en électricité, et en privilégiant des technologies simplifiées. Souvent une contribution substantielle de la part de l'exploitant est requise pour réduire les coûts d'installation. Au total, 341 unités de méthanisation étaient installées en Autriche fin 2009, dont 150 de moins de 100kWe. Environ 60-70 d'entre elles pourraient se trouver dans la catégorie des unités de moins de 30 kWe, la plupart dans une version simplifiée de modèles d'unités standards. Certains éléments existants sont utilisés, tels que des fosses circulaires en béton équipées d'agitateurs permanents et en fonctionnement continu.

Le lisier est généralement pompé directement jusqu'au digesteur (à moins que l'écoulement par gravité soit possible); si le fumier fait partie de la ration, il sera mélangé avec le lisier dans une fosse de réception ou entrera dans le digesteur en utilisant directement une trémie d'incorporation. Les autres unités de méthanisation comprennent habituellement un digesteur, un stockage du gaz, généralement externe (excepté le digesteur standard brassé qui stocke le gaz sous une couverture flottante), des pompes, un système de contrôle et d'automatisation, un cogénérateur et une fosse de stockage du digestat.

La température du processus est normalement mésophile avec un temps de rétention hydraulique d'environ 35-40 jours (selon le mélange de substrats).

Le temps de stockage préconisé pour le digestat est de 180 jours, incluant la période entre la mi-novembre et la mi-février.

Les unités sont généralement séparées des bâtiments d'élevage. Le lisier est pompé directement jusqu'à la fosse de réception (à moins que l'écoulement par gravité soit possible). Le fumier compact est stocké sur des plateformes/silo.

Les substrats sont le lisier, le fumier compact et une part de biomasse solide (comme les cultures énergétiques et en particulier l'herbe). Le taux de MS du mélange est au maximum de 10-12 % pour qu'il puisse être brassé dans le digesteur ou pompé.

En général aucun prétraitement du lisier et du fumier compact n'est nécessaire, si ce n'est le pré-mélange dans la fosse de réception. L'herbe ou d'autres cultures énergétiques sont coupées en morceaux de 5 cm maximum.

Le réseau de conduites de chauffage se trouve dans le digesteur (dans le sol et dans les murs), il peut y avoir rarement des échangeurs thermiques externes ou d'autres systèmes (le système Thermo-Gas-Lift qui fonctionne comme appareil de chauffage immergé générant en même temps une circulation en boucle). Aucun système d'hygiénisation n'est inclus sauf si nécessaire. La désulfuration du biogaz est permise grâce à une réaction biologique interne (injection d'oxygène via une injection d'air dans le digesteur) et grâce à un filtre à charbon actif. Si l'ensemble des intrants contient plus de 80 % d'effluents, une désulfuration interne par ajout d'un agent de

précipitation comme le chlorure ferrique peut aussi être requise. Le séchage du gaz avant son utilisation a souvent lieu dans une conduite passant dans le sol et comprenant un piège à condensation.

France

En France, le développement des petites unités de méthanisation agricoles en est à ses débuts. Des prototypes existent, mais le nombre total d'unités installées et en fonctionnement est peu important.

Avec un retour d'expériences limité, il est difficile d'avoir une idée de la performance économique et technique de ces installations.

Ainsi, l'ADEME (Agence De L'Environnement et de la Maîtrise de L'Energie) a lancé en 2012 un appel à projets interrégional avec l'intention de vérifier les performances d'unités innovantes. Sept cas ont été choisis selon des technologies diverses. Le suivi de performance est en cours et permettra d'évaluer la pertinence technique, environnementale, énergétique et économique de ces solutions.

Type 1 : Digesteurs en voie solide discontinue (digestion mésophile)

Environ cinq fournisseurs développent et installent de petites unités de méthanisation en voie sèche discontinue. Ces unités sont constituées d'au moins 4 digesteurs soit de type couloir en béton armé soit de type caissons en métal, d'un stockage du gaz sous membrane souple (soit en couverture des couloirs, soit dans un réservoir à part des caissons), d'un stockage du percolat, d'un système de pompage du percolat, d'un système de chauffage des digesteurs et d'un cogénérateur.

Les ouvrages de stockage existants de la ferme sont souvent utilisés. Les digesteurs de forme bateau ou couloir possèdent un système de chauffage dans leur plancher. Aucun équipement d'hygiénisation n'est inclus. La désulfuration du biogaz se fait par injection d'oxygène via une injection mesurée d'air, dans les digesteurs. Le séchage du gaz avant son utilisation a souvent lieu dans une conduite passant dans le sol et comprenant un piège à condensation..

Finalement, certains modèles de ces digesteurs sont semblables à ceux décrits dans le type allemand 4.

Type 2 : Digesteur en voie continue infiniment mélangée : soit un système de deux digesteurs circulaires imbriqués l'un dans l'autre, en béton (procédé Thermo Gas Lift), soit un digesteur simple en acier galvanisé ou en béton, soit un digesteur tour sur substrat liquide (digestion mésophile). Ce type de technologie est semblable à celle décrite dans les types allemands 1 et 3.

Type 3 : Couverture flottante directement sur le réservoir de stockage de lisier, (digestion psychrophile)

L'entreprise « Nénufar » développe de petites unités de méthanisation à la ferme, installées directement sur les fosses de stockage des effluents. Une membrane brevetée étanche au biogaz recouvre directement l'ouvrage de stockage d'effluents. Le biogaz est utilisé soit dans des chaudières, soit dans des générateurs de chaleur pour les besoins du process. La digestion se fait à température ambiante (psychrophile). L'intégration de l'installation dans la ferme est facile. Aucun changement majeur des connexions entre les bâtiments d'élevage et le réservoir de stockage ou lagune n'est nécessaire. Le lisier est le substrat principal pour l'installation (du lactoserum ou d'autres liquides biologiques pourraient être ajoutés dans le réservoir de stockage).

La quantité de déjections doit atteindre de préférence un minimum de 500 m³/an avec un taux de matière sèche de 4 % à 10 %.

Ni les modules de réception, ni les équipements de prétraitement, ni le système de chauffage, ni le système d'hygiénisation ne sont inclus dans ce type de digesteur. Aucune hydrolyse même légère n'a lieu dans le réservoir de pré stockage. L'H₂S est extrait par injection d'O₂ ou utilisation de charbon actif.

Hongrie

Le développement de la méthanisation s'est arrêté il y a 4 ans, lors de la suspension du système de soutien par l'actuel gouvernement (qui est en place pour les 4 prochaines années). Il existe seulement 40 unités de méthanisation en Hongrie qui sont principalement des unités d'une puissance installée comprise entre 500 kWe et 4 MWe, avec une moyenne autour de 1 MWe (en 2011, la totalité de la production de biogaz s'élevait à 36,95 MW). Ce sont des installations principalement agricoles (35 d'entre elles fonctionnent sur le modèle allemand) appartenant à des entreprises, et non à des exploitants.

Pologne

L'unité type comprend généralement des réservoirs circulaires en béton. À l'intérieur de ces réservoirs, les effluents sont mélangés à d'autres sources de biomasse. Puis l'ensemble du substrat est pompé vers le digesteur, qui est fait d'acier ou de PCV. Le biogaz s'accumule dans la partie haute de digesteur. La température de process est de type mésophile. Après digestion, la biomasse digérée est pompée vers un ou plusieurs réservoirs de stockage. Ainsi, le stockage des effluents est plus ou moins intégré à l'unité de méthanisation afin de garantir un très long temps de rétention. Le biogaz est transformé par cogénération, soit par une unité propre sur place, soit via une entreprise locale de chauffage urbain à laquelle le biogaz est vendu. L'électricité provenant de la conversion du biogaz par cogénération peut être vendue au réseau électrique local ou peut être utilisée pour les besoins d'activités agricoles. Le module d'hydrolyse est facultatif. Il dépend du type de substrat. Le réseau de chauffage est placé dans le digesteur pour chauffer la biomasse. L'H₂S est extrait du gaz de façon biologique.

Slovaquie

The plant concept includes a single stage horizontal metal digester with a capacity of 100m³ with a continuous way of filling

Manure is received in a homogenization tank and mixed with a propeller stirrer. It is heated by hot water, but not sanitized. Purification from H₂S by addition of air into the gas holder. Biogas is dried by condensation.

Belgique

L'unité Bioelectric de première génération (2011-2013) comprend un digesteur de type poche plastique (sac membranaire pour effluents en nylon avec isolation et recouvert de plastique pour protéger des intempéries). Il peut contenir 200m³ d'effluents et est le lieu de la digestion anaérobie du lisier de vaches. Dans les unités de deuxième génération à partir de 2013, la poche est remplacée par un silo. Les autres équipements sont la pompe de broyage dans la fosse à lisier, les canalisations de lisier, les conduites de gaz chauffées (pour empêcher la condensation), un brasseur électrique dans le digesteur, un filtre à charbon actif pour extraire l'H₂S et un conteneur pour le cogénérateur. Le fumier est pompé aussi frais que possible vers le digesteur. Aussi, dans des fermes laitières nouvellement construites il n'y a aucun stockage de lisier sous le plancher de la stabulation. Un stockage externe du digestat reste nécessaire. Jusqu'à présent ce modèle d'unité est installé uniquement dans des fermes d'élevage bovin, car le lisier de porc généralement stocké sous les bâtiments se dégrade trop vite. Aucun prétraitement ou équipement d'hygiénisation n'est prévu dans ce modèle.

Italie

Type 1. Rota Guido Srl: l'unité type en question est une unité clé en main, à digestion mésophile équipée d'un cogénérateur de 150 kWe. Elle comprend un digesteur d'une seule chambre en béton. L'unité est alimentée avec 98 % de lisier et de fumier provenant de la stabulation et avec un peu d'ensilage. Quantité de lisier : 19 m³/jour. Il y a une fosse de prétraitement du lisier, un stockage de fumier et des silos. Dans le module de prétraitement un brasseur est installé. La température du process varie entre 39 et 42°C et les substrats sont chauffés avec l'eau chaude provenant du cogénérateur. Aucun équipement d'hygiénisation n'est prévu et la membrane couvrant le digesteur est utilisée pour le stockage du biogaz. L'unité comprend une désulfuration microbiologique et un filtre à charbon actif, une déshydratation physique et un refroidissement du digestat de 37 ° à 7°C.

Type 2. Eisenmann AG: Ce type d'unité est aussi une unité « clé en main » équipée d'un cogénérateur. Le premier digesteur fonctionne en continu avec un agitateur horizontal permanent et le second digesteur est un digesteur brassé couvert d'une double membrane. La puissance du cogénérateur est de 250 kWe. L'unité est alimentée par du lisier et du fumier provenant d'un élevage bovin de 120 têtes. Quantités de lisier : 16 m³/jour, fumier : 4m³ / jour, ensilage de maïs : 5t/jour, autre ensilage : 4t/jour. Il y a un module de prétraitement du lisier avec un brasseur, des plateformes de stockage du fumier et des silos. Les substrats sont chauffés avec l'eau chaude provenant du cogénérateur. Aucun équipement d'hygiénisation n'est prévu. Il y a une désulfuration microbiologique, une déshydratation physique et un refroidissement du digestat de 37 ° à 7°C.

Espagne

Les unités se composent généralement d'un ou deux digesteurs cylindriques, en béton avec une isolation externe, couverts d'une membrane et comprenant des brasseurs électriques immergés. Le stockage du gaz est habituellement intégré sur le sommet du digesteur, sous forme d'une double membrane. Le process s'effectue à température mésophile. Les substrats principaux sont le fumier, le lisier, mais des déchets agroalimentaires ou agricoles sont aussi utilisés comme co-substrat dans certaines unités.

Le biogaz est généralement brûlé dans des chaudières pour la production d'énergie thermique et l'auto-consommation de la ferme. Le cogénérateur est aussi une option.

Avant son utilisation dans les champs comme fertilisant, le digestat est stocké dans des fosses ou des lagunes, généralement non couvertes. Équipées de modules de réception, quelques unités ont un équipement de séparation de phase solide-liquide (une presse de vis) pour diminuer la quantité de substrat liquide alimentant le digesteur. Un réseau de chauffage est installé dans le digesteur. En principe les unités n'ont aucun équipement d'hygiénisation, mais en revanche elles ont l'équipement d'extraction biologique de l'H₂S.

Danemark

Type 1. Ce modèle utilise des digesteurs en béton couverts d'une membrane. Tous les réservoirs sont des cuves en béton. Le mélange se fait par des brasseurs immergés, et le chauffage par un réseau de tuyaux placé dans les murs isolés. Normalement aucun équipement de prétraitement n'est prévu, mais un brasseur peut être ajouté pour faciliter l'homogénéisation des fractions de biomasse solides telles les litières épaisses. Ce modèle est relativement répandu tant dans les élevages de porcs que les élevages bovins, et surtout dans les grandes fermes. Ce modèle peut être adapté à la petite méthanisation, mais le système d'aide ne favorise pas une telle solution pour l'instant.

Type 2. L'autre modèle est basé sur un digesteur avec réservoir vertical en acier. Ces unités fonctionnent sur une base de lisier de porcs ou des vaches. Il se décline en deux types d'unités avec ou sans séparation de phase, selon les besoins des agriculteurs. Les unités comprennent des cuves en métal sans brasseurs à

l'intérieur, le mélange s'effectuant par pompage du lisier du fond vers le sommet du digesteur. Les unités sans séparation de phase possèdent un seul digesteur. Les unités avec séparation de phase possèdent deux digesteurs, un primaire et un secondaire. La séparation a lieu dans le digesteur secondaire par sédimentation. La fraction légère est conduite au réservoir de stockage et la fraction épaisse est ramenée vers le digesteur primaire.

Le biogaz est utilisé dans un cogénérateur ou brûlé dans une chaudière.

7.4 Quelle biomasse est utilisée ?

Par contraste avec les modèles d'unités conventionnelles, les unités de méthanisation à petite échelle utilisent essentiellement des sources de biomasse issues de la ferme. Celles-ci n'incluent aucune proportion significative de culture énergétique mais plutôt des effluents sous diverses formes, des résidus de cultures ou des cultures intermédiaires. Les principales sources de biomasse utilisables par la méthanisation à petite échelle dans les différents pays de l'Union européenne sont listées ci-après dans le tableau 4

Tableau 4. Types de biomasse entrante dans les unités à petite échelle

Pays	
Pays Bas	Principalement du fumier, mais aussi des résidus de cultures jusqu'à 30 % de MS
Allemagne	Type 1. Déjections liquides et solides et biomasse solide complémentaire, telles les cultures énergétiques Type 2. Lisier et faible proportion de cultures énergétiques Type 3. Substrats liquides ou pré-digérés Type 4. Fumier additionné à de la biomasse solide avec un taux de MS >30%
Autriche	La plupart des fermes ont aussi bien du lisier que du fumier, alimentant principalement un système de digestion liquide semi-continu.
France	1. Fumier sec et peu de paille, herbe, cultures intermédiaires, déchets agroalimentaire (% de MS 20 à 30) 2. lisier principalement de la ferme (% de MS 6 à 14) 3. Lisier principalement de la ferme (d'autres liquides biologiques peuvent être ajoutés) (le % de MS 4 à 10)
Pologne	Effluents liquides et résidus de cultures
slovaquie	Effluents liquides, 80 % provenant des porcs, 20 % provenant des bovins, 8 % de MS
Belgique	Jusqu'ici seulement du lisier de bovins, 1500-12000 m ³ /an
Italie	Les deux types utilisent des déjections et de l'ensilage
Espagne	lisier de porc (3-6 % de MS), lisier de bovins (7-10 % de MS), déchets alimentaires et agricoles (5-20 % de MS)
Danemark	Un type utilise du lisier, des litières accumulées, des résidus de cultures, une petite part de cultures énergétiques. Un autre est conçu de façon à digérer uniquement du lisier. Lisier de porc à 3-5% de MS – Lisier de bovin à 8-10 % de MS.

Connexion au système de récupération des effluents des bâtiments d'élevage.

La gestion des effluents sur l'exploitation est un paramètre incontournable du bon fonctionnement d'une unité de méthanisation. Dans beaucoup de pays européens les effluents sont souvent stockés dans des fosses sous les bâtiments d'élevage. Les conditions de production du biogaz ultérieures peuvent en être affectées de plusieurs façons. D'abord les déjections ne peuvent pas être conduites à l'unité de méthanisation avant plusieurs jours ou plusieurs semaines, ce qui réduit le potentiel de production de biogaz. Ensuite une capacité de stockage supplémentaire pour le digestat s'avère nécessaire. Certains systèmes produisent aussi des litières accumulées ou des fumiers compacts, qui représentent un défi pour les unités de biogaz, conçues pour la majorité d'entre elles pour des effluents liquides. On trouve toutefois parmi les pays participants des modèles spécifiques conçus pour les effluents solides.

Tous les modèles d'unités de méthanisation à petite échelle sont séparés des bâtiments agricoles. Par conséquent les effluents doivent être transportés depuis les systèmes de gestion des déjections dans les élevages vers les équipements de réception des unités de méthanisation. Les lisiers sont souvent pompés, les fractions solides sont déplacées avec un tracteur à chargeur frontal par exemple. Cependant, plusieurs fois il est mentionné que l'écoulement du lisier par gravité est possible, si les conditions topographiques le permettent. Les connexions entre les différents modèles d'unités et les systèmes de gestion des effluents de la ferme sont décrites dans le tableau 5

Tableau 5. Connexion au système de gestion des effluents de la ferme.

Pays	
Pays Bas	Lisier pompé aussi frais que possible depuis l'étable ou la fosse à lisier
Allemagne	Type 1: Le lisier est pompé (ou s'écoule par gravité) jusqu'à une fosse de réception. Le fumier est stocké sur des plate-formes silo. Type 2: Le lisier est pompé (ou s'écoule par gravité) jusqu'à une fosse de réception. Le fumier est stocké sur des plate-formes silo. Type 3: Le lisier est pompé (ou s'écoule par gravité) jusqu'à une fosse de réception. Le fumier est stocké sur des plate-formes silo. Type 4: Le fumier solide est stocké sur des plateformes/silos
Autriche	Le lisier est habituellement pompé directement jusqu'au digesteur (à moins que l'écoulement par gravité soit possible). Si une part des effluents est du fumier, elle sera soit mélangée avec le lisier dans une fosse de réception soit introduite directement dans le digesteur avec un chargeur.
France	Type 1 : Le transfert du fumier compact dans les digesteurs est fait grâce à un chargeur frontal Type 2: Le lisier est habituellement pompé directement jusqu'au digesteur (à moins que l'écoulement par gravité soit possible) Type 3 : La membrane flottante est installée sur la fosse de stockage des déjections
Pologne	Le lisier est pompé vers une fosse de mélange, des fractions solides peuvent être introduites, parfois présence d'un brasseur.
Slovaquie	Situés à 50 m des bâtiments, le lisier est pompé ou introduit par gravité
Belgique	Pompé aussi frais que possible jusqu'au digesteur afin de limiter stockage sous les étables
Italie	Informations non disponibles
Espagne	Le lisier ou tout effluent liquide est pompé jusqu'au digesteur. Le fumier et les co-substrats solides sont introduits grâce à des trémies spécialement conçues (avec des vis)
Danemark	La fosse de pré-stockage nouvelle ou existante est utilisée pour collecter le lisier, en sortie des bâtiments d'élevage. Séparé des bâtiments d'élevage, le lisier est pompé directement jusqu'au digesteur.

7.5 Les fournisseurs de micro ou petites unités

La présence de fournisseurs d'unités de méthanisation à petite échelle reflète les endroits où s'est développée la filière du biogaz depuis les 10 à 15 dernières années. Ceci est particulièrement vrai pour l'Allemagne, où environ 8000 unités ont été mises en fonctionnement durant cette période. Étant donné que les unités de méthanisation à petite échelle apparaissent souvent comme des versions simplifiées des unités conventionnelles, les entreprises allemandes dominent naturellement le marché des fournisseurs d'unités de petite dimension. Tableau 6 La liste des fournisseurs d'unités de méthanisation à petite échelle.

Tableau 6. Fournisseurs d'unités de méthanisation à petite échelle.

Pays	Fournisseurs d'unités de Méthanisation à Petite Echelle	Gamme des puissances
Pays Bas	<ol style="list-style-type: none"> Host B.V. Fermtech Systems Milieu Systemen Tiel, PAS Flexolutions 	2500-12500 t/an
Allemagne	Type 1. E.g. AgriKomp GmbH, Bebra Biogas Holding AG, Bioconstruct GmbH, Bio4Gas Express GmbH, Biogas Ost, BueAnlagentechnik GmbH, Bwe Biogas-Weser-Ems GmbH, Energieraum GmbH, Green Energy Max Zintl GmbH, Inergie GmbH, Ingenieurbüro Gabi Dyckhoff, Johann Hochreiter GmbH, MT-Energie GmbH, Novatech GmbH, NQ Anlagentechnik GmbH, PlanETBiogastechnik GmbH, RotariaEnergie- und Umwelttechnik GmbH, Sauter Biogas GmbH, Ökobit GmbH	30-75 kW
	Type 2. E.g. AgriKomp GmbH, ARCHEA Biogas N.V., Bioteg Biogas Systems GmbH, CjbEnergieanlagen GmbH & Co KG (Corntec GmbH), ConsentisAnlagenbau GmbH, DynaHeat-HPE GmbH & Co.KG, Envitec Biogas AG, Portaferm, Rosoma GmbH, Schmack Biogas GmbH, Steros GmbH	7-75 kW
	Type 3. E.g. 4Biogas GmbH & Co KG, Host BV, Energie-Anlagen Röring GmbH, Bebra Biogas Holding AG	10-75 kW
	Type 4. E.g. Bal Biogasanlagenbau GmbH, Chiemgauer Biogasanlagen, Deterding Naturenergieanlagenbau GmbH, Eggersmann Anlagenbau Kompoferm GmbH, Enbion GmbH, Mineralit GmbH	10-75 kW
Autriche	E.g. Hörmann Install GmbH, Industrieconsult Wenger-Oehn OEG, Müller Abfalltechnik GmbH, Planergy GmbH, PöttingerEntsorgungstechnik GmbH & Co. KGaswellas German suppliers: AgriKomp GmbH, Bio4Gas Express GmbH, Energieraum GmbH, FinsterwalderUmwelttechnik GmbH, Green Energy Max Zintl GmbH, Inergie GmbH, Johann Hochreiter GmbH, NQ Anlagentechnik GmbH, PlanETBiogastechnik GmbH	30-75 kW
France	<ol style="list-style-type: none"> ARIA Energie /JIT Métha / MethaJADE (Naskéo) / Erigène, S2 Watt / ARKOLIA HOST France / BIO4GAZ / VALOGREEN / EVALOR / PLANET Biogaz Fce / Méthaneva / ARCBIOGAZ / ARIA Energie / ArkoMétha / AEB NENUFAR SAS 	30 -200 kw
Pologne	Biopolinex, Bioelectric, Mega Belzyce	
Slovaquie	GaspowerVibressopol. s r.o. Nitra	
Belgique	Bioelectric	11 kW, 22 kW, 33 kW
Italie	<ol style="list-style-type: none"> ROTA GUIDO Srl EISENMANN AG 	150 kW 250 kW
Espagne	Biovec, Ecobiogas, Santibáñez Energy, DabarIngenieros, Inper, Ludan (among others)	
Danemark	<ol style="list-style-type: none"> Lundsby Bioenergy, Gosmer Biogas 	<200 vaches, 6000 porcs

Consommation électrique

L'électricité utilisée pour le fonctionnement des unités est un paramètre important. Elle est principalement utilisée pour le fonctionnement des pompes et des mélangeurs. Bien sûr, le prix de l'électricité est aussi important. Dans certains pays, la principale incitation économique pour la production de biogaz est la possibilité de produire sa propre électricité pour la substituer à l'électricité qui serait autrement achetée pour le fonctionnement de la ferme. D'autres pays ont un tarif de rachat encadré, qui encourage la vente de

l'électricité produite sur le réseau. Tableau 7 : Liste des niveaux de consommation électrique par les unités de méthanisation à petite échelle.

Tableau 7. Consommation électrique des unités de Méthanisation à Petite Echelle

Pays	KWh/an
Pays Bas	7 kWh / tonne d'effluent
Royaume Uni	7 kWh / tonne
Allemagne	48,000 kWh/an, à 19Ct/kWh, résultats 9670 €/an
Autriche	7-12 % de l'électricité produite
France	1. 0.04 kwh/kwhe produit, 2. 1.1% to 6.2 % / kWhe produit ou 5,000 à 21,000 kWh/an, 3. 500 kwh/year (données constructeurs)
Hongrie	Non pertinent
Pologne	15,000-25,000 kWh/an
Slovaquie	11,400 kWh/an, 6.2 kWh/tonne, 0.344 kWh/kWh produit
Belgique	10-15 % de l'électricité produite
République Tchèque	Non pertinent
Italie	1. 8-11 % de la production 2. 4-5 % de la production
Espagne	Environ 5% de l'électricité produite (si valorisation de biogaz dans un cogénérateur)
Danemark	1. 25,000-50,000 kWh/an 2. 5000-25,000 kWh/an

7.6 Compléments d'informations concernant la consommation électrique

Allemagne

Pour tous les types d'unités, la consommation électrique dépend du process, des spécificités du site d'implantation, du mode de fonctionnement et du substrat utilisé. La consommation électrique est évaluée à environ 8 % de la production totale d'électricité par an. La production totale d'électricité d'une unité de 75 kWe est d'environ 599 840 kWh/an; le coût de l'énergie est estimé à 19 Ct/kWh. Le coût total de la consommation électrique est donc d'environ 9 670 € par an (pour une unité de 75 kWe).

La consommation de chaleur

Comme la cogénération constitue le mode de valorisation prédominant du biogaz, la plupart des modèles d'unités sont chauffés par la chaleur produite par le cogénérateur. Souvent cette consommation n'est pas enregistrée, sauf si la chaleur est utilisée pour un autre usage ou si elle est vendue. Dans le cas par exemple de l'épuration du biogaz ou de son utilisation pour le transport, une source alternative de chaleur pour le chauffage du process peut être alors nécessaire. Le Tableau 8 liste des niveaux de consommation de chaleur par les unités de méthanisation à petites échelles.

Tableau 8. Niveaux de consommation de chaleur par les unités de méthanisation à petite échelle.

Pays	
Pays Bas	0,15 GJ/tonne d'effluent
Royaume Uni	0,15 GJ/tonne
Allemagne	Apport de chaleur produite par le cogénérateur, qui dépend du type d'unité, des spécificités du site et de la saison
Autriche	Apport de chaleur provenant du cogénérateur
France	<ol style="list-style-type: none"> 1. Environ 0,33 kWh thermiques / kWh électriques produits, environ 25-35 % du total de la chaleur produite (données à confirmer); 2. Apport de chaleur provenant du cogénérateur d'environ 20-25 % du total de la chaleur produite (données à confirmer), 3. 0 kWh/an (pas de système de chauffage)
Pologne	50,000-70,000 kWh/an
Slovaquie	44,400 kWh/an, 24,2 kWh/tonne, 1,34 kWh/kWh électrique produit
Belgique	Apport de chaleur provenant du cogénérateur, dépendant de la saison, Seulement peu de production de chaleur nette pendant hiver
Italie	Apport de chaleur provenant du cogénérateur
Espagne	Environ 30% de la chaleur produite (si la valorisation du biogaz grâce à un cogénérateur)
Danemark	Apport de chaleur provenant du cogénérateur ou d'une chaudière

7.7 Compléments d'informations concernant la consommation de chaleur

Allemagne

Les commentaires sont valables pour tous les modèles d'unités cités. Les unités de méthanisation de cette taille ne produisent normalement aucun surplus de chaleur en quantité suffisante pour d'autres utilisations. L'énergie thermique produite par le cogénérateur est souvent entièrement utilisée pour chauffer le digesteur (Un digesteur contenant une importante quantité d'effluent exige beaucoup d'énergie thermique)

Temps de travail

Le temps de travail généralement nécessaire pour surveiller et faire fonctionner l'unité de méthanisation est souvent un paramètre mal pris en compte dans le calcul des coûts de fonctionnement de l'unité. Néanmoins il est important de bien l'évaluer car le temps d'un agriculteur est souvent rare et peut être utilisé à des fins si possible plus gratifiantes.

Le Tableau 9 liste les temps de travail estimés sur les unités de méthanisation à petites échelles.

Tableau 9. Temps de travail

Pays	Heures/an
Pays Bas	1 heure/ jour à 30 € / heure
Royaume Uni	1 heure/ jour à 30 € / heure. 11 000 €/ an
Allemagne	8.5 heures/kW _e installé et / an à 15 €/heure
Autriche	Très variable, débutant à moins de 30 min / jour
France	1. 30-56 min/jour à 20 €/heure 2. 15-30 min/ jour à 20 €/heure 3. 5 min/ jour à 20 €/heure (données de constructeurs probablement sou-estimées)
Hongrie	Non pertinent
Pologne	Estimé à 1 heure /jour à 10 €/heure
Slovaquie	2 heures/ jour à 7 €/heure
Belgique	1-2 heures / semaine, le système fonctionne de façon automatique
République Tchèque	Pas d'informations disponibles
Italie	1. 1 heure /jour 2. 2 heures /jour
Espagne	Non disponibles
Danemark	1. 40 000 €/an 2. 1 heure /jour à 25 €/heure

7.8 Informations complémentaires concernant le temps de travail

Allemagne

Les commentaires sont valables pour tous les types d'unités. On estime à 8.5 heures de travail par kW_e et par an. Les salaires étant déterminés sur la base de 15 Euros par heure de travail. Soit un coût total d'environ 9 570 Euros par an (pour une unité de 75 kW_e).

7.9 Données économiques concernant les unités de méthanisation à petite échelle.

Les variables de production comme l'énergie, la chaleur et le travail citées dans les trois tableaux précédents, constituent des paramètres qui sont parfois considérés comme des ressources internes et d'autres fois comme ayant un coût. Peu importe qu'ils jouent un rôle dans la compréhension de la performance économique de l'unité de méthanisation. Les paramètres de production concernés doivent toujours être rémunérés puisqu'ils représentent souvent l'essentiel des coûts de fonctionnement de l'unité de méthanisation. Le tableau 10 liste la gamme des coûts d'investissement, des coûts de maintenance et des coûts totaux de production des unités de méthanisation à petite échelle, tels qu'ils ont été rapportés.

Tableau 10. Coûts d'investissement, coûts de maintenance et coûts de production des unités de méthanisation à petite échelle.

Pays	Gammes des coûts d'investissements /1000 EURO	Gammes des coûts de maintenance /1000 EURO/an	Gammes des coûts de production /1000 €/an
Pays Bas	55-155	5-15	20-50
Royaume Uni	55-155	5-15	20-50
Allemagne	1. 350-600 (75 kW _{el}) 2. 150-470 (75 kW _{el}) 3. 300-550 (75 kW _{el}) 3. 240-400 (75 kW _{el})	Les coûts attendus pour la maintenance et la réparation de l'unité, sans tenir compte des dépenses pour un tracteur avec chargeur frontal (si nécessaire) sont d'environ 20.1 (75 kW _e)	Les coûts de production d'énergie sont entre 23 et 31 Ct/kWhe
Autriche	10-12€/kWe < 30 kWe	Aucune donnée spécifique / maintenance	23-31 Ct/kWe 185 000-250 000 € par an ²⁾
France	1. 10-13/kWhe 2. 8-10 /kWhe 3. 40-90	1. Aucune donnée valable 2. 10 -20 /an (données constructeurs) 3. Aucune donnée valable	1. Aucune donnée valable 2. 27 -29 /an (donnée constructeur) 3. Aucune donnée valable
Pologne	80-100	En raison du manque d'unités en fonctionnement, les coûts polonais sont uniquement des estimations théoriques	idem
Slovaquie	165	5500 €/an, 3 €/tonne, 0,167/kWh	Non vérifié
Belgique	95-150	3,5. Tous services compris	3,5 Tous services compris
Italie	1. 800 2. 1.800		3. 20 (tous services) 4. 11 (tous services)
Espagne	150-500	Aucune donnée disponible	10-35
Danemark	1. 1000-2200 2. 300-1000	1. 25 2. 8-15	1. 30-60 ²⁾ 2. Aucune donnée dispo

¹⁾Kirchmayr 2010

²⁾Capital costs not included - Coûts d'investissement non inclus

RC = running costs ou coûts de fonctionnement, CC= capital costs ou coûts d'investissement

7.10 Commentaires complémentaires sur les données économiques

Allemagne

Type 1. Investissement compris entre 350 000-600 000 EUROS pour une unité de 75 kW_e d'après les indications du fabricant.

Type 2. Investissement compris entre 150 000 – 470 000 EUROS pour une unité de 75 kW_e d'après les indications du fabricant.

Type 3. Investissement compris entre 400 000-550 000 EUROS pour une unité de 75 kW_e d'après les indications du fabricant.

Type 4. Investissement compris environ de 400 000 EUROS pour une unité de 75 kW_e d'après les indications du fabricant.

Selon les offres, différents services ou équipements sont proposés lors de la construction de l'unité, comme la fosse de réception, le stockage du digestat, la dalle de réception des conteneurs, des équipements de construction, les permis, la connexion au réseau, le terrassement, des travaux auxiliaires, le drainage, le silo béton, le transformateur, la torchère, la position de la grue, l'expertise, des ouvriers pour l'assemblage, etc. Le montant de ces services peut s'élever de 50 000 jusqu'à 250 000 Euros.

Type 1: Les coûts d'investissement, incluant tous les services pouvant être exécutés sur site, sont estimés entre 400 000 – 850 000 EUROS (pour une unité de 75 kWe).

Type 2: Les coûts d'investissement, incluant tous les services pouvant être exécutés sur site, sont estimés entre 200 000 – 720 000 EUROS (pour une unité de 75 kWe).

Type 3: Les coûts d'investissement, incluant tous les services pouvant être exécutés sur site, sont estimés entre 450 000 – 800 000 EUROS (pour une unité de 75 kWe).

Type 4: Les coûts d'investissement, incluant tous les services pouvant être exécutés sur site, sont estimés entre 450 000 - 650,000 EUROS (pour une unité de 75 kWe).

Les coûts de fonctionnement indiqués ne comprennent pas les dépenses d'électricité, de chaleur et de temps de travail, ni la maintenance et les coûts d'un tracteur avec chargeur frontal (si nécessaire). Le coût des fournitures nécessaires au fonctionnement (par exemple l'huile-moteur, huile d'allumage, etc) s'élèvent à 12 400 Euros, auxquels s'ajoutent les frais de laboratoire, de bureau, etc pour 800 Euros, soit un coût total de fonctionnement d'environ 13 200 Euros par an (pour une unité de 75 kWe).

Les coûts d'investissement incluent l'amortissement, les intérêts, l'assurance et d'autres encore, mais aucun coût de main-d'œuvre ni de tracteur ne sont pris en compte

Les coûts fixes totaux s'élèvent donc à environ 74 700 Euros par an (pour une unité de 75 kWe).

Les coûts de production d'énergie totaux pour une unité de méthanisation de petite dimension sont évalués entre 23 et 31 Ct/kWhe.

Danemark

Le retour d'expérience sur les performances économiques des unités de méthanisation à petite échelle étant rare et peu diffusé, les données sont estimées [7]

8. Aperçu du marché des techniques de valorisation du biogaz dans les unités de méthanisation à petite échelle en Europe

Les types de techniques de valorisation du biogaz adaptées aux unités de méthanisation à petite échelle sont listés dans le tableau 11.

Tableau 11. Types de techniques de valorisation du biogaz

Pays	Nombre de types différents	Principales technologies	Nombre d'unités installées
Pays Bas	2	1. Cogénération 2. Epuration (en développement)	25 à l'échelle de la ferme Quelques-uns
Royaume Uni	2	1. Cogénération 2. Epuration	65 à l'échelle de la ferme Quelques-uns
Allemagne	1	Cogénération	Env. 600 unités de 75 kW _e
Autriche	1	Cogénération	Inconnu
France	2	1. Cogénération 2. Chaudière	1. < 25 2. < 3
Pologne	1	Cogénération	Inconnu
Slovaquie	1	Cogénération	
Belgique	1	Cogénération	Information insuffisante
Italie	1	Cogénération	
Espagne ¹⁾	2	1. Cogénération 2. Chaudière	6 Moins de 100
Danemark	2	1. Cogénération 2. Chaudière	Inconnu Inconnu

1) Egalement turbines à gaz et ORC pour les unités plus grandes.

8.1 Commentaires complémentaires concernant la valorisation du biogaz

Les techniques utilisées pour la valorisation du biogaz dépendent du type d'énergie que les agriculteurs souhaitent substituer. Dans la majorité des cas le biogaz est converti en l'électricité et en chaleur. La majorité des dispositifs d'aide encouragent la production d'électricité. L'électricité est alors vendue sur le réseau ou utilisée pour être substituée à l'électricité consommée sur l'exploitation. Cependant, beaucoup de fermes traditionnelles comprenant une unité de méthanisation ont des difficultés à valoriser la chaleur produite par le cogénérateur. Concernant les unités de méthanisation à petite échelle, les acteurs de cette filière rapportent toutefois que l'essentiel de la chaleur est utilisée pour le chauffage de l'unité elle-même.

Cependant en France, les mécanismes de soutien sont conditionnés principalement par la valorisation thermique du biogaz.

La troisième option de valorisation du biogaz est son utilisation en tant que carburant pour véhicule, comme cela existe en Suède. Il peut aussi être distribué dans des réseaux de gaz naturel, comme en Allemagne et depuis peu au Danemark mais principalement dans des installations de relative grande taille. Voir ci-dessous, une description de la valorisation du biogaz en Allemagne dont l'évaluation semble malgré tout représentative de la majorité des pays en Europe.

Le nombre d'unités valorisant le biogaz en biométhane alimentant le réseau de gaz naturel a augmenté significativement ces dernières années. Vers la mi-2014, elles étaient environ 150.

Grâce à des mécanismes de soutien (par exemple l'EEG (avec "un bonus à la valorisation") la production de biométhane a été soutenue en Allemagne afin de compenser des coûts de production trop élevés et améliorer ainsi la rentabilité des modèles valorisant le biométhane. En raison du coût du procédé de purification et de compression du gaz, nécessaire à la qualité requise pour son injection dans le réseau, la limite économique des unités de méthanisation se situe au-delà d'une puissance équivalente à environ 900 kWe.

Depuis la dernière révision de l'EEG (modifié en 2014) les modèles proposant cette valorisation du biogaz ne sont désormais plus explicitement soutenus, ce qui rend aujourd'hui l'utilisation du biométhane par les unités de cogénération économiquement difficile et particulièrement pour les petites unités.

C'est seulement avec de meilleures conditions incitatives comme "un EEG pour biométhane" (tarifs de rachat fixes), une baisse des coûts d'investissement et de fonctionnement, un ajustement des exigences de qualité du gaz fournit en petite quantité sur le réseau de gaz naturel etc, que l'on pourrait accroître l'utilisation du biométhane comme énergie renouvelable pour l'approvisionnement en chaleur. De plus, les prix bas du pétrole et du gaz naturel rendent cette substitution plus difficile.

Quelques éléments supplémentaires sur la valorisation en biométhane du point de vue allemand :

- L'enrichissement du méthane devrait être conforme au cadre de travail DVGW, G260 et G262 (Règlement sur la qualité du gaz)
- La connexion au réseau de gaz naturel n'est pas toujours faisable; Besoin de respecter le niveau de pression du réseau de gaz (coût de compression).
- La purification est coûteuse (pour 400 mn³ 1.8 - 2.2 ct/kWhs)
- Des dépenses supplémentaires sont rentables pour des unités d'une taille minimum de 0,9 MWel (production de biogaz brute)
- La technologie membranaire pourrait réduire dans l'avenir le coût des nouveaux modèles de petites unités (coûts d'investissement spécifique faibles).
- Une construction technique très simple et pratiquement sans maintenance constitue un réel avantage

Les Pays Bas

Cirmac, Host et CCS développent de nouvelles installations à petite échelle pouvant produire du gaz vert, afin d'alimenter le réseau de gaz naturel. Aux pays Bas, cela nécessite d'atteindre un taux de méthane de seulement 89 %, ce qui est moins par exemple que le gaz russe. Les coûts dépendent de la technologie d'épuration utilisée : lavage à l'eau, aux amines, PSA (Pressure Swing Adsorption) ou épuration membranaire.

Allemagne

L'efficacité du cogénérateur varie selon sa puissance et le type de moteur. Par exemple, un cogénérateur à allumage commandé de 50 kWe a un rendement électrique moyen de 33 % et un rendement thermique de 55.5 %. Par contre une unité de 75 kWe, a un rendement électrique moyen de 35 % et thermique de 48.6 %. Un cogénérateur avec un moteur à injection de 40 kWe a un rendement électrique d'environ 37 % et un rendement thermique de 37 %. Le même d'une puissance de 75 kWe un rendement électrique moyen d'environ 40 % et thermique de 37 %.

La durée de la vie d'un cogénérateur est d'environ 60 000 heures.

Pour faire fonctionner un cogénérateur à injection, de l'huile d'allumage est nécessaire (en Allemagne celle-ci peut aussi être renouvelable, par exemple du biodiesel). La part d'huile d'allumage dans le carburant est d'environ 2-5 %.

Le cogénérateur est généralement conçu comme un module inamovible dans un bâtiment proche ou dans un conteneur avec tout l'équipement technique nécessaire.

Les principaux composants d'un module de cogénération comprennent, à côté du moteur et du générateur adapté, un échangeur thermique pour récupérer la chaleur des gaz d'échappement, un système de refroidissement à l'eau et un circuit d'huile de graissage, des dispositifs hydrauliques pour la distribution de chaleur ainsi qu'un circuit électrique et des dispositifs de contrôle de la distribution d'énergie et du cogénérateur. [3] and company web sites 2014

Autriche

Le développement de la méthanisation à petite échelle en Autriche est souvent associé à l'objectif d'autosuffisance énergétique. De petites unités de cogénération sont soit installées seules, soit parfois en association avec un brûleur, qui consomme une part de gaz supplémentaire et permet de maximiser l'utilisation d'énergie dans ses propres locaux. C'est un défi de trouver un bon fournisseur de cogénérateurs pour petites unités de moins de 30 kWe pouvant remplir les conditions de connexion au réseau.

Espagne

Les cogénérateurs de petite puissance (autour de 100 kWe) ont un rendement électrique autour de 38 % et un rendement thermique de 45 %. Les microturbines de 30-60 kW ont un rendement électrique inférieur (25-30 %).

Les chaudières offrent un haut rendement thermique (généralement 90 % ou plus). Des modèles commerciaux sont généralement vendus en conteneurs prêts à être branchés.

8.2 Fournisseurs de techniques de valorisation du biogaz

S'est développé en Europe un marché des unités de production combinée de chaleur et d'électricité. Ce type d'équipement est facilement standardisé et commercialisé au-delà des frontières. Des fabricants de moteurs ont souvent des agents dans plusieurs pays. Cependant, le tableau 12 présente les fournisseurs répertoriés par les acteurs clés pour chaque pays.

Tableau 12. Fournisseurs des techniques de valorisation du biogaz

Pays	Fournisseurs de techniques de valorization du biogaz	Nombre d'unités installées	Gamme
Pays Bas	1. MAN, Jenbacher, Tedom, Gascon 2. Cirmac, Host, CCS (technology under development)	25 Plusieurs	15-250 kW 12-50 Nm ³ /h
Allemagne	E.g. 2G Energietechnik GmbH, A-tronBlockheizkraftwerke GmbH, AvsAggregatbau GmbH, Bayern BHKW GmbH, Bosch KWK Systeme GmbH, Comuna-metall GmbH, Dreyer & BosseKraftwerke GmbH, Energie Management Consulting, Energieanlagenbau GmbH Westenfild, EnertecKraftwerke GmbH, EtwEnergietechnik GmbH, f.u.n.k.e. Senergie GmbH, H.G.S. Henkelhausen G.A.S. Service GmbH & Co. KG, Elektro Hagl, letEnergy GmbH, Johann Hochreiter GmbH, KW Energie GmbH & Co. KG, Liebherr-Components AG, Oet Kälte & Wärme GmbH, Pro 2 Anlagentechnik GmbH, Schnell Zündstrahlmotoren AG & Co. KG, Senergie GmbH, Ses Energiesysteme GmbH, Seva Energie AG, Sokratherm GmbH, Spornraft Elektroanlagen Aggregatbau, Viessmann Deutschland GmbH	Env. 600 unités de 75 kW _e	5-75 kW
Autriche	E.g. Tedom, T&S Ruhland	Inconnu	7-30 kW
France	<ul style="list-style-type: none"> RPM/CES, Cogenco, energolux NENUFAR SAS Chauffage industriel SAS (Gas boiler. Thermigas) 	5	80-200 50kW+ Thermique
Pologne	Various, incl. Chinese suppliers	Inconnu	20-40 kW
Slovaquie	None		
Belgique	Bioelectric (brand of equipment not available)		
Italie	2G ENERGY, AVS	Inconnu	102-150 kW
Espagne	2G, Rank, Viessmann, Capstone, MTU	Inconnu	
Danemark	Jenbacher, Caterpillar, Deutz	1	

Les données économiques des techniques de valorisation du biogaz sont répertoriées tableau 13

Tableau 13. Données économiques sur les techniques de valorisation.

Pays	Coûts des investissements 1.000 EURO	Coûts de fonctionnement 1.000 EURO/an	Gamme de puissance
Pays Bas	1. 35-250 2. 250-500	2-2,5 EURO/ heure 3,75 % du coût d'investissement	15-250 kW 12-50 Nm ³ /h
Allemagne	75,5-85,9	900	75 kW
Autriche	Information insuffisante	2-3ct/kWh	7-30 kW
France	1. Aucune donnée spécifique 2. Aucune donnée spécifique 3. 30-70	Aucune donnée spécifique 0,18 €/kwh (total biogas & CHP) (only one source) 1	1. Aucune donnée spécifique 2. 11kWe to 100 kWe (only one source) 3. 20-200kw thermal
Pologne	25-40	0,024 €/kWh	20-40 kW
Slovaquie	Non pertinent		
Belgique	Inclu dans le montant de l'investissement		
Espagne	de 22 à 25% du total de l'investissement	Information insuffisante	
Danemark	500-1.000	0,025-0,05 EURO/kWh	<200 vaches, 6 000 porcs

8.3 Commentaires complémentaires sur les aspects économiques des techniques de valorisation du biogaz

Allemagne

Le coût d'investissement estimé est de 75 500 Euros pour un moteur à injection de 75 kWe ou 85 900 EUROS pour un -moteur à allumage commandé de 75 kWe.

Les coûts d'investissement mentionnés ci-dessus incluent le bloc-moteur, le générateur, l'échangeur thermique, la distribution de la chaleur, des refroidisseurs de secours, le système de régulation, des conduites de gaz, des systèmes de mesure, de contrôle et de sécurité, des compteurs de chaleur et d'électricité, des capteurs, la séparation de l'eau par condensation, un système d'air comprimé, des systèmes de valorisation du gaz supplémentaires (si nécessaire), la purification du biogaz et des gaz résiduels, le réservoir d'huile et le conteneur (sans le transformateur, les ouvrages de terrassement et le câble). Ces coûts sont inclus dans les coûts de l'unité de méthanisation vus précédemment.

Les coûts de réparation et de maintenance (excepté la main d'œuvre, qui est incluse dans les heures de travail sur l'unité ci-dessus) sont d'environ 13 400 Euros par an. Ces coûts ont été intégrés précédemment dans les coûts de fonctionnement des unités de méthanisation.

Les coûts de fonctionnement, hors travail de maintenance, sont d'environ 900 Euros pour des moteurs à allumage commandé (par exemple l'huile-moteur). Les moteurs à injection ont besoin d'huile d'allumage pour fonctionner, aussi les coûts supplémentaires de fonctionnement sont d'environ 12 000 Euros. Ces coûts sont déjà inclus ci-dessus dans les coûts de fonctionnement des unités de méthanisation. [3, 2]

9. Aperçu du marché des techniques de traitement du digestat pour unités de méthanisation à petite échelle en Europe

Dans certains pays européens, particulièrement aux Pays-Bas, en Belgique, en Bretagne ou dans le nord-ouest de l'Allemagne, l'élevage est si intensif que l'excédent d'effluents cause des problèmes. Par conséquent dans ces régions, les agriculteurs exigent des techniques de traitement des effluents qui leur permettent finalement d'exporter le surplus de déjection ou d'en extraire les éléments fertilisants pour les exporter. On sait que la digestion anaérobie fait disparaître des composés organiques agglomérant des déjections, ce qui rend par exemple la séparation du digestat beaucoup plus facile. Pour cette raison, il y a un intérêt particulier à associer les unités de méthanisation à petite échelle et le traitement du digestat. Les caractéristiques principales des techniques de traitement du digestat sont répertoriées dans le tableau 14.

Tableau 14. Principales caractéristiques des techniques de traitement du digestat sont répertoriées ci-dessous.

Pays	Nombre de types de technique	Principales caractéristiques des techniques	Nombre d'unités installées
Pays Bas	2	1. Compostage du digestat 2. Sécheur à bande	5 inconnu
Allemagne	1	Séparateur avec presse à vis, considérée comme la technique la plus réaliste pour les petites unités.	Beaucoup mais peu de petites unités
France	Pas de données suffisantes	<ul style="list-style-type: none"> • Epandage dans les champs après compostage • Epandage direct dans les champs • Séparation mécanique (tamis rotatif, presse à vis, centrifugeuse) • Stripping de l'ammoniac 	Pas de données suffisantes
Italie	1	Procédé de postcombustion	inconnu
Espagne	1	Séparation mécanique	Beaucoup d'unités n'ont pas de post-traitement
Danemark	1	Séparation avec presse à vis	Dans peu d'unités

9.1 Commentaires complémentaires concernant les techniques de traitement du digestat

Pays Bas

Aux Pays-Bas, il y a beaucoup d'exploitations d'élevage avec des terres. En raison de réglementations strictes sur les émissions et l'épandage des effluents, les fermes ne peuvent pas s'agrandir à moins d'acheter plus de terres. Comme les déjections sont composées en grande partie d'eau, leur transport sur les sites en manque d'éléments fertilisants est très coûteux. Afin de se débarrasser du surplus d'effluent, différentes techniques de traitement existent, permettant de concentrer les éléments minéraux. Dans le cas de structures ayant des terres, des technologies à l'échelle de la ferme ont pour l'objectif principal de neutraliser l'excédent d'effluent plutôt que la totalité car ils peuvent épandre le restant de déjections sur leurs propres terres.

Le règlement de l'Union européenne (EG 1069/2009) interdit l'exportation et le transport de déjections animales non-pasteurisées. Si l'exportation d'effluent est nécessaire, une étape de pasteurisation doit donc être mise en œuvre, afin que le produit fini soit reconnu comme effluent hygiénisé avec une meilleure valeur ajoutée.

Technologies utilisées :

Séparation de phases – Le digestat est séparé en une fraction solide et une fraction liquide dont la valeur n'est pas estimée.

Compostage – La fraction solide du digestat est compostée (peut être valorisée en fonction du process). Les principaux éléments sont un séparateur de phase et un sac de compostage

Séchage – Le digestat est séché de façon à être exporté. Les principaux éléments du séchage sont le séparateur de phase, le séchoir à bande et le ventilateur.

Dégazage puis précipitation de l'azote (le statut commercial du produit fini est celui d'un engrais de synthèse)

Production de Struvite (le statut commercial du produit fini n'est pas encore défini)

Séparation de phases

Très répandue cette technique a pour but de traiter les déjections ou le digestat au moyen d'un dispositif de séparation mécanique, qui permet d'obtenir une fraction solide (30 % de MS) et une fraction liquide.

La fraction solide peut être compostée ou séchée; la fraction liquide peut être purifiée un peu plus en enlevant dans un premier temps les derniers composés de matière sèche (par exemple, par ultrafiltration ou par une unité de flottation par air dissous) puis en retirant une grande partie des éléments minéraux (par exemple, par la précipitation de l'azote, la production de struvite ou l'osmose inverse). A partir des produits résiduels, on peut créer différents produits de substitution aux engrais chimiques. Cependant, des traitements technologiquement compliqués comme ceux mentionnés ci-dessus vont s'avérer trop coûteux et ne pourront probablement pas être mis en œuvre dans des unités de petite méthanisation, à moins d'un besoin impérieux d'exporter une partie des éléments fertilisants sous forme concentrée.

Compostage

Le compostage est un processus biologique par lequel la matière organique est convertie en présence d'oxygène (aérobie) en composés semblables à l'humus grâce à des micro-organismes. Pendant ce processus sont émis de la chaleur, de l'eau, du CO₂ et des composés aromatiques. En raison de l'évaporation de l'eau et de la décomposition de la matière organique, le taux de matière sèche augmente et le volume diminue. (Melse, et d'autres. 2004). Il existe des offres variées de compostage des déjections animales. En premier lieu, le digestat est séparé en fraction liquide et fraction solide. La fraction solide est compostée. La fraction liquide est stockée. Le compostage étant un processus aérobie, le substrat est donc aéré, soit par des flux d'air soit par retournement mécanique. Si le substrat manque de structurant ou de carbone, il peut être rajouté, une matière carbonée complémentaire telle de la paille pour démarrer le processus de fermentation. Celui-ci dégage de la chaleur et si le processus est correctement contrôlé, les températures peuvent atteindre 70 ° C. ce qui peut permettre en soi une meilleure valorisation du compost.

Dégazage de l'azote (Stripping de l'azote)

Le dégazage de l'azote est largement utilisé dans l'industrie. Différentes techniques sont disponibles, mais les principes sont les mêmes : dans l'extracteur, un composé dissous dans le liquide (l'ammoniaque) est transformé en phase gazeuse en optimisant le pH et la température. Ce gaz est alors lavé avec de l'acide sulfurique dans un épurateur.

La captation de l'ammoniac par de l'acide sulfurique dans un épurateur est largement utilisée dans l'agriculture hollandaise, par exemple dans les porcheries où des laveurs acides empêchent la diffusion d'ammoniac hors des élevages. Le produit fini est un fertilisant riche en azote (reconnu en tant qu'engrais). Si la température de l'extracteur est assez élevée, les critères de valorisation peuvent être atteints par le process lui-même.

Production de struvite

La production de struvite est basée sur la précipitation du phosphate, une technique largement utilisée dans les installations de traitement des eaux pour extraire l'azote et le phosphate des effluents urbains. Le phosphate se lie au magnésium et à l'azote pour former la struvite (le $Mg(NH_4)PO_4 \cdot 6(H_2O)$). Cette struvite est une substance minérale cristalline. Du fait que ces cristaux soient formés dans le digestat, il est

toujours possible qu'ils contiennent quelques particules organiques. C'est pourquoi ce produit ne peut pas faire l'objet d'une valorisation commerciale directe à moins que la struvite ne soit pasteurisée.

Le processus de précipitation du phosphate se déroule ainsi:

Le digestat est pompé dans un réservoir et mélangé à du chlorure de magnésium et à de la soude caustique. Dans ce réservoir, l'orthophosphate (le phosphate non-lié du digestat) réagit simultanément avec l'azote et le magnésium pour former un cristal. Ce cristal grandit au contact de plus de phosphate, d'azote et de magnésium. Quand il est assez grand, le cristal est séparé du digestat. Les cristaux sont lavés afin d'avoir une struvite "propre" après cette séparation. Lorsque la struvite subit un traitement thermique (la pasteurisation), elle peut être exportée.

Par la production de struvite, les minéraux sont concentrés et le temps de transport pour évacuer l'excédent de fumier s'en trouve diminué.

Allemagne

On utilise une méthode mécanique pour séparer le liquide de la phase solide du digestat. Les séparateurs à presse à vis sont souvent utilisés dans les bâtiments d'élevage intensifs avec de grands volumes de déjections. Ils sont aussi souvent utilisés dans les unités de méthanisation plus grandes dans le but de faire recirculer le liquide et de réduire le volume de digestat ou comme une première étape de traitement du digestat.

Si une séparation de phase pour de petites unités s'avère nécessaire (par exemple en raison d'excédents régionaux très élevés), une séparation de phase mobile (à la location) pourrait être plus économique.

Le processus d'assèchement est permis par la pression mécanique du digestat exercée par un convoyeur à vis sur une butée. Le liquide passe à travers un tamis d'une largeur de 0.1 - 1 mm, pour être évacué à l'extérieur. Le séparateur traite un substrat avec un taux de matière sèche d'environ 4-15 % et permet d'obtenir en moyenne de 18 à 35 % de Matière Sèche. Du fait de la simplicité de la méthode, la teneur en matière sèche de la phase liquide reste relativement élevée avec environ 3-4 % de MS.

Les principaux composants tels la presse à vis et le tamis sont souvent faits en acier inoxydable. Le boîtier est en fonte ou en acier inoxydable moulé ou non.

Des principaux composants sont l'unité de séparation, le support et le contrôle du process.

Les débits varient de 5 à 40 m³/h, selon la demande.

La puissance électrique installée varie de 3 à 11 kW. [3] and company web sites 2014

Espagne

Il existe des unités où le digestat est utilisé sans aucun traitement. Le plus souvent, le seul traitement opéré sur le digestat est une séparation de phase solide-liquide, dans le but de faciliter l'épandage aux champs. Les informations ci-dessous concernent les systèmes de séparation solides-liquides, avec presse à vis ou décanteur. La majorité des unités ont un séparateur avec presse à vis. Seulement quelques-unes ont un décanteur, généralement de grandes unités. Les décanteurs ne sont pas utilisés dans les petites unités en raison de leurs coûts de fonctionnement élevés. Ils peuvent cependant avoir un meilleur rendement que la séparation de phase avec presses à vis. Les mécanismes de séparation sont différents : les décanteurs sont basés sur la centrifugation du digestat, tandis que les presses à vis compressent le digestat à travers un filtre d'une maille particulière au moyen d'une vis.

Danemark

L'intérêt pour les techniques de traitement des effluents avant et après la digestion anaérobie, s'est quelque peu développé, avant la crise financière de 2008. Ces techniques ont principalement présenté un intérêt pour les plus grandes exploitations d'élevage, dans leur recherche de moyens pour évacuer leurs excédents d'effluents et dans un contexte de prix des terres, élevés et croissants. Beaucoup de choses ont changé depuis 2008, sans cependant qu'il y ait la moindre baisse des prix des terres. Concernant les fermes plus petites et donc les unités méthanisation à petite échelle, l'intérêt de mise en œuvre de techniques de traitement du digestat reste très limité.

9.2 Fournisseurs

Les fournisseurs de techniques de traitement du digestat, pour des unités de méthanisation à petite échelle sont répertoriés dans le Tableau 14

Tableau 14. Fournisseurs de techniques de traitement du digestat

Pays	Fournisseurs de techniques de traitement du digestat	Nombre de systems installés	Capacités
Pays Bas	1. Veenhuis, Haus 2. Bss-systems 3. Veenhuis 4. Profinutrients 5. Profinutrient	Lots 5 5 Pilot Pilot	1 – 100 > m ³ /h 30 m ³ /h 100-150kwh heat
Allemagne	E.g. AgriKomp GmbH, BAUER GmbH, Big Dutchman Pig Equipment GmbH, Börger GmbH, Erich Stallkamp ESTA GmbH, E.Stöckli AG, Fan Separator GmbH, FEW-Separator, Fritz Paulmichl GmbH, Nest Anlagenbau GmbH, NOCK Maschinenbau GmbH, UTS Biogastechnik GmbH, WAM Group	inconnu	5-40 m ³ /h
Autriche	Aucune informations, mais quelques fournisseurs allemands n'offrent leur équipement sur le marché autrichien		
France	1. Stripping : EVALOR 2. Séparation de phase : données incomplètes a) Presse à Vis b) Centrifugation		1. Débit : 1 m ³ /h Taux d'extraction de l'ammoniac : 5% à 65% a) Données insuffisantes b) Débit: 2,5 m ³ /h Tx d'extraction du PO 70% Teneur MS résidu solide : 35%
Italie	EISENMANN		
Espagne	Segalés, Speco, Pieralisi, etc.		
Danemark	SWEA, FAN, Börger		0

Les aspects économiques des techniques de traitement du digestat sont répertoriés dans le tableau 15

Tableau 15. Aspects économiques des techniques de traitement du digestat

Pays	Gammes des investissements, En 1 000 d'EUROS	Coûts de fonctionnement 1,000 EURO/y	Capacités
Pays Bas	1. 10-70	Inconnu	3.6- 36 m ³ /jour
	2. 150		
	3. 100-140		
	4. Inconnu		
	5. Inconnu		
Allemagne	11-49 (env. 25 à 75 kW _{el} AD)	Env. 1 EURO/m ³	
Autriche	Non pertinent		
France	Epandeur : 30 Compostage : Non pertinent Stripping : Non pertinent Centrifugation : Non pertinent		
Italie	100		
Espagne	Env. 3-10% du total de l'investissement		
Danemark	15	10	<200 vaches, 6.000 porcs

Autres commentaires concernant les techniques de traitement du digestat

Allemagne

Les coûts de fonctionnement sont d'environ 0.51 €/m³ (incluant les coûts de réparation et de maintenance). Le coût de la consommation électrique est évalué avec environ 0.11 €/m³. Le séparateur de phase nécessite environ 1 heure de travail par semaine. [5]

10. Marché potentiel pour les unités de méthanisation à petite échelle en Europe

C'est dans les régions du sud de l'Allemagne que l'on trouve traditionnellement le plus d'unités de méthanisation à petite échelle. En dehors de celles-ci le marché d'européen de la petite méthanisation a été jusqu'à présent plutôt restreint. Mais la description de modèles innovants montre qu'un bon nombre d'entreprises européennes développent des modèles d'unités moins chers et plus simples visant à être indépendants vis à vis des cultures énergétiques et des déchets organiques. Cette stratégie cible de nouveaux segments de marché parmi les fermes familiales. Les entreprises semblent maintenant profiter de l'expérience acquise durant les 15 dernières années grâce au développement de la méthanisation conventionnelle et développent des versions plus petites et simplifiées des modèles standards. Ceci est très prometteur quant aux possibilités de réduire les problèmes techniques et d'obtenir de meilleures performances économiques.

De la même façon que pour la collecte de données, des acteurs clés ont été sollicités pour une évaluation du marché potentiel dans chaque pays ainsi que pour une évaluation des mesures cadre actuelles et de leurs

incidences sur le développement futur dans chaque pays. Enfin, on a demandé aux acteurs clés de faire part de leurs recommandations concernant les initiatives qui pourraient être prises pour soutenir le développement de la méthanisation à petite échelle dans chaque pays. Les acteurs qui ont contribué à ces évaluations sont répertoriés dans le tableau 16

Tableau 16. Liste des acteurs clés contactés pour l'obtention d'informations concernant le marché potentiel.

Pays	Liste des acteurs clés contactés pour l'obtention d'informations:
Pays Bas	Auke-Jan Veenstra, Aukejan.veenstra@groengas.nl ; Dennis Kroes, CCS, kroes@cocos.nl
Royaume Uni	Ollie More Ollie.more@adbioresources.org
Allemagne	GermanBiomassResearchCenter Dr. Walter Stinner, E-Mail: info@dbfz.de German Biogas Association Manuel Maciejczyk & Dr. Stefan Rauh, E-Mail: info@biogas.org
Autriche	<ul style="list-style-type: none"> • arge Kompost & Biogas Alexander Luidolt (Landesverband Steiermark), E-Mail: luidolt@kompost-biogas.info Dr. Bernhard Stürmer, E-Mail: stuermer@kompost-biogas.info • Agrinz Technologies GmbH Herr Schöllauf, Tel.: 0043/3452-73997-0 • Müller Abfallprojekte GmbH Herr Stefan Hinterberger, Stephan.Hinterberger@Mueller-Umwelttechnik.at • Industrieconsult Wenger-Oehn OEG Herr Hermann Wenger-Oehn, Wenger@industrie-consult.at • Herr Franz Bernecker Landwirt & Anlagenentwickler fam.bernecker@aon.at • Hat Kleinbiogas Zukunft? The future of MSD. Die Zeitung der NÖ Landes-Landwirtschaftskammer Nr.7 Juli 2012 Univ. Lektor DI Manfred Swoboda, Ref. Technik und Energie Tel: 0043/5 0259 25305, manfred.swoboda@lk-noe.at Ing. Christoph Wolfesberger, Ref. Technik und Energie Tel: 0043/5 0259 25310, christoph.wolfesberger@lk-noe.at • AGRI-FOR-ENERGY 2 WORK PACKAGE 4: BIOGAS & BIOMETHANE Report 2010 • IEE Project BiogasIN Examples for financing of biogas projects in Austria D.3.2., WP3, 2010 • BiogasHeatEUROpean Strategy Paper August 2013
France	AAMF (Association des Agriculteurs Méthaniseurs des France), Chambres d'Agriculture, Fournisseurs, ADEME
Hongrie	Dr. Kornel L. Kovacs
Pologne	Rafal Odrobinski, Ekoefekt, Maciej Robakiewicz, Energy Conversation Foundation
Slovaquie	Jan Gadus, Slovak University of Agriculture in Nitra, Jan.Gadus@uniag.sk
Belgique	Veele Konings, Hooibeekhoeve. Veele.konings@hooibeek.proviant.be
Tchécoslovaquie	Jan Matejka, Czech Biogas Association Jan.matejka@czba.cz
Italie	Azienda Agricola Ramero Valerio, Azienda Agricola Martini Fratelli
Espagne	BIOGAS3 project
Danemark	Kasper Stefanek, kps@agrotech.dk

On a demandé aux acteurs clés d'évaluer le nombre d'exploitations pouvant entrer dans la définition nationale de la petite méthanisation de chaque pays. Les chiffres sont répertoriés dans le tableau 17.

Tableau 17. Nombre de fermes concernées par la définition nationale des unités de petite méthanisation.

Pays	Combien de fermes peuvent être concernées par la définition nationale des 'unités de petite méthanisation ?
Pays Bas	15,000
Allemagne	75,000 (évaluation grossière)
Autriche	10,400 (évaluation grossière)
France	Env. 8000
Pologne	7600
Belgique	Env. 1000 au total
Italie	<100 kWe : 15 000-20 000; 200-300 kWe : 1000-1500
Danemark	1500

10.1 Commentaires complémentaires à propos du nombre de fermes

Allemagne

Association du Biogaz allemand :

En tout, il existe environ 200 000 fermes d'élevage en Allemagne. Parmi lesquelles 40 000 fermes avec plus de 100 unités de bétail, qui entrent potentiellement dans la définition des unités de méthanisation de petite taille. L'extrapolation aux fermes de plus 50 unités de bétail augmente ce nombre de 35 000 fermes supplémentaires.

Centre de recherche allemand sur la biomasse :

- a) Si on considère que le fumier constitue une base suffisante pour le fonctionnement d'une unité, il y aurait un potentiel d'à peine plus de 20 fermes au total en Allemagne de l'Ouest. Cependant, il est probable que la fin des quotas laitiers contraigne à des changements structurels et à l'agrandissement des fermes, et donc à l'accroissement du nombre d'exploitations de plus de 500 têtes (350 pour des fermes laitières à haute performance sans les jeunes bovins, dans lesquelles n'importe quels restes de fourrage est valorisé dans l'unité de méthanisation).
- b) D'après la loi sur la Source d'Énergie renouvelable allemande (RESA), la rémunération spécifique aux petites unités de méthanisation impose que 80% des intrants soit des déjections animales (lisier ou fumier). Les 20 % restants de cosubstrats, qui peuvent dans des cas extrêmes représenter bien plus de 70 % du potentiel énergétique (grains de céréales en association avec un lisier riche en eau), relativisent la taille de la ferme associée (et donc le nombre d'animaux nécessaires). Le nombre de fermes potentielles est donc beaucoup plus important, au moins plusieurs centaines (avec une tendance à l'augmentation en raison des changements structurels en Allemagne de l'Ouest)
- c) Dans des cas particuliers pourtant, des unités de petite méthanisation fonctionnent uniquement avec du lisier en-dessous de la limite de 75-kWe du RESA, et peuvent être économiquement viables à l'occasion de la construction d'une nouvelle stabulation, de l'abandon d'un transformateur etc ... On peut faire une réalisation à bas coût lorsque l'exploitant :
 - Renonce au rendement de ses capitaux propres (il utilise son capital propre pour sécuriser le travail de son successeur ou pour utiliser une main-d'œuvre extérieure),
 - A d'importantes garanties (biens immobiliers) ou de faibles dettes (permettant un taux d'intérêt bas ce qui améliore le rendement de l'investissement),

- Réduit les investissements nécessaires par une part importante de travail personnel.

Belgique

Le potentiel en Belgique est basé sur les statistiques de quota laitier de 2014. La vache moyenne produit 7000 litre de lait/an. Ce qui signifie qu'un quota de 500 000 litres correspond à un troupeau de 70 vaches. Et le digesteur le plus petit de 10 kWe fonctionne avec une quantité minimale d'effluents égale à ce que produisent 70 vaches. En Belgique il y a 1 350 fermes qui pourraient installer un digesteur de 10 kW et 300 fermes pourraient en installer un plus grand de 20 kWe.

Theoretical potential for plants in Belgium	10 kW: 70-140 cows	20 kW: >140 cows
Flanders	720 farms	200 farms
Wallonia	630 farms	100 farms
Total	1.350 farms	300 farms
Total MW	13,5 MW	6 MW

France

Elevages bovins :

En tout, environ 175 000 élevages bovins existent en France dont 75 000 élevages laitiers. Aujourd'hui, la taille moyenne des fermes laitières françaises est de 50 vaches. Seulement 3 500 fermes laitières ont plus de 100 vaches parmi lesquelles 1 000 fermes où les vaches restent en permanence en stabulation.

Cependant, la fin des quotas laitiers implique un agrandissement des fermes et donc le nombre de celles de plus de 100 vaches augmentent continuellement.

La production laitière est principalement concentrée à l'ouest de la France. La Bretagne, les Pays de Loire et la Normandie produisent 49 % du lait français avec 47 % du cheptel et 43 % des fermes laitières. Dans ces régions le regroupement et la modernisation des fermes laitières seront probablement de plus en plus importants.

Elevages porcins:

Il y a environ 22 000 élevages de porcs en France parmi lesquels 20 % ont plus de 200 truies et 5 % plus de 500 truies. Cette production est principalement développée en Bretagne (57 %) et dans les Pays de Loire (12 %) à l'ouest de la France.

Danemark

Ce sont principalement les agriculteurs en agriculture biologique qui s'intéressent aux petites unités de méthanisation. Les agriculteurs laitiers en Agriculture biologique ont tendance à élever des troupeaux moins importants qu'en conventionnel. De plus, des producteurs de cultures biologiques peuvent être demandeurs de petites unités de méthanisation pour digérer des cultures pièges à nitrate et des cultures intermédiaires.

Cependant si les modèles d'unités principalement à base de déjection apparaissent viables, il y aura aussi un marché pour de plus grandes fermes. [8]

Tableau 18. Combien de fermes ont une unité de petite méthanisation

Pays	Combien de fermes ont une unite de petite méthanisation
Pays Bas	peu
Royaume Uni	68
Allemagne	300
Autriche	10-60
France	Elevages porcins : Env. 8 Elevages bovins : Env. 22
Pologne	Très peu
Slovaquie	1
Belgique	71
Italie	<100 kW : 80-100; 200-300 kW :150-200
Espagne	5
Danemark	1

10.2 Commentaires complémentaires concernant le nombre de fermes ayant une unité de méthanisation à petite échelle

Allemagne

Association du Biogaz allemand

En raison du grand nombre d'unités de méthanisation allemandes utilisant des effluents d'élevage, on peut présumer qu'environ 5 000 fermes d'élevage font déjà fonctionner une unité de méthanisation. Parmi celles-ci on peut estimer à 300 celles qui entrent dans la définition des petites unités de méthanisation allemandes.

Le Centre de Recherche allemand sur la Biomasse

Presque tous les exemples d'exploitations agricoles individuelles décrits page 38 sont susceptibles d'avoir déjà installé une petite unité de méthanisation.

On estime que 10 à 20 % des exploitations individuelles décrites au paragraphe b de la page 38 ont une petite unité de méthanisation.

Le tableau 19 donne un aperçu des différentes motivations mentionnées par les agriculteurs pour développer des petites unités de méthanisation. Il apparaît qu'elles diffèrent suivant les pays. Ceci s'explique en partie par les conditions cadre en vigueur dans les différents pays, tant pour la production de bétail que pour la production de biogaz

France

Il y a toujours très peu d'unités de méthanisation à petite échelle en France car elles sont à peine rentables.

Actuellement quatre à cinq unités fonctionnent sur des élevages de porcs en France. En Bretagne environ cinq projets sont planifiés pour 2015 sur ce type de ferme.

La majorité des petites unités en fonctionnement concerne des élevages bovins. Leur nombre exact n'est pas connu, mais évalué autour de 20. Dix autres projets seraient planifiés pour 2015.

Tableau 19. Motivations des agriculteurs pour installer une unité de méthanisation à petite échelle

Pays	Quelles sont les principales motivations pour installer une petite unité de méthanisation ?
Pays Bas	Le traitement des effluents
Royaume Uni	Augmenter ses revenus
Allemagne	L'augmentation des profits, la réduction des odeurs, l'amélioration de la qualité des effluents (la réduction du CO ₂ pour la société), la production d'énergie
Autriche	L'autosuffisance énergétique, malgré le fait que l'électricité auto-produite est plus chère que l'électricité du réseau, est souvent nommée comme la principale motivation pour installer de petites unités de méthanisation. La réduction des odeurs et l'amélioration de la qualité fertilisante sont des motivations supplémentaires. Il y a en réalité beaucoup d'avantages à construire des unités de méthanisation à petite échelle. Ce peut être la protection du climat, l'approvisionnement en énergie lors d'un pic de consommation, la baisse des émissions gazeuses au stockage et à l'épandage, la diminution des odeurs, la réduction du transport du substrat et du digestat, la production d'énergie décentralisée.
France	Amélioration du revenu et des conditions de travail
Hongrie	Les économies sur les coûts de l'énergie
Pologne	Les avantages économiques
Slovaquie	L'utilisation efficace du fumier, du lisier et des déchets organiques de la ferme et réduction d'une partie des coûts de l'énergie.
Belgique	Les économies sur les coûts de l'énergie
Italie	L'amélioration de la valeur des effluents et les incitations économiques
Espagne	L'auto-consommation d'énergie (alimente l'épargne) et la gestion améliorée des déchets
Danemark	On peut s'attendre à ce que la motivation principale concerne des fermes biologiques d'élevage ou de cultures. Elle sera principalement liée à l'amélioration de la valeur fertilisante des effluents. Mais aussi à la possibilité de développer une nouvelle activité en utilisant ses propres ressources

10.3 Commentaires complémentaires concernant les motivations des agriculteurs pour installer de petites unités de méthanisation

Allemagne

Association du Biogaz allemand et Centre de recherche allemand sur la biomasse

Pour les agriculteurs : la possibilité d'un revenu supplémentaire, la réduction des émissions d'odeurs, l'amélioration de la qualité des effluents, la réduction de la germination de graines d'adventices comme l'oseille, la réduction du fléau des mouches par la privation de leur nourriture, la destruction de germes, la possibilité d'utiliser le digestat pour fertiliser les zones à proximité des habitations qui devaient précédemment être fertilisées uniquement avec de l'engrais minéral pour des questions d'odeurs, un engrais de ferme précis et efficace et la chaleur fournit à l'entreprise agricole.

Pour le législateur : éviter les émissions de gaz à effet de serre à partir des effluents et utiliser l'énergie des résidus agricoles (la production de bioénergie sans concurrence d'usage des terres)

Pour l'industrie du biogaz : la possibilité en Allemagne de continuer à construire et à vendre des unités.

France

La principale motivation des agriculteurs est de pouvoir bénéficier des avantages des unités de méthanisation sans avoir les inconvénients de grandes unités. Ils veulent rester des agriculteurs avant de devenir des producteurs d'énergie. Ils cherchent comment intégrer l'unité de méthanisation à leur ferme pour améliorer leur productivité et leurs conditions de travail par un revenu supplémentaire ou des économies d'énergie.

Aussi, ils cherchent à moderniser leurs conditions de l'élevage existant. En outre ils sont aussi intéressés par l'amélioration de la qualité des effluents en tant qu'engrais.

Le tableau 20 répertorie les réponses des acteurs clés à la question de savoir si les conditions cadres actuelles sont suffisamment favorables pour initier et encourager le développement du marché de la méthanisation à petite échelle.

Tableau 20. Est-ce que les incitations sont assez fortes ?

Pays	Est-ce que les incitations économiques sont assez fortes pour encourager une augmentation du nombre d'unités ?
Pays Bas	Non pour l'instant. Les coûts sont trop élevés, ou le besoin de traiter les effluents n'est pas assez important
Royaume Uni	Oui
Danemark	Oui et non. Les exigences légales et de haute technicité induisent des coûts d'investissement élevés. L'investissement est considéré comme plus bénéfique lorsqu'il est intégré dans le développement global de l'exploitation.
Autriche	Non
France	Non
Hongrie	Non
Pologne	Non, un manque d'incitations limite le développement : politique nationale d'aides aux Energies renouvelables instable, préférence données aux grandes installations
Slovaquie	Non, on considère que les incitations économiques ne sont pas assez fortes pour encourager un accroissement du nombre d'unités.
Belgique	Oui
République Tchèque	Non
Italie	En principe, c'est favorable pour les plus petites unités, mais aucun financement n'est disponible. Insuffisant pour les plus grandes unités.
Espagne	Un récent changement de la loi sur les énergies renouvelables a supprimé les incitations pour les nouvelles unités.
Danemark	Probablement pas suffisantes, à moins que plus de modèles d'unités bon marché soient développés et présentés. En outre, ils doivent être autorisés suivant la législation nationale.

10.4 Autres commentaires sur les incitations économiques

Allemagne

Association du biogaz allemand

Les incitations économiques sont à améliorer. Actuellement, l'accroissement des exigences légales et techniques, conduit entre autres à des coûts d'investissement disproportionnellement élevés pour les petites unités de méthanisation. Ceci complique la décision d'investir et nécessite des incitations plus importantes.

Centre de recherche allemand sur la biomasse

Combinées à la construction de nouveaux bâtiments d'élevage, les aides seraient suffisantes. Dans le cadre d'extension des élevages et /ou de stockage d'effluents les aides pourraient être suffisantes. Le supplément pour des installations d'élevage existantes sera dans certains cas sur le plan économique fonction du coût total.

Une grande proportion des fermes qui ont survécu au changement structurel agricole en Allemagne des dernières décennies et qui se sont développées jusqu'au stade actuel, ont pu assurer chaque étape de leur développement grâce à cette stratégie pour presque tous les investissements.

Autriche :

AGRI-FOR-ENERGY 2

Les tarifs actuels ne renforceront pas la motivation à investir massivement dans le secteur du biogaz. Dans ce cadre, la mise en œuvre économique des unités de méthanisation n'est guère possible. Les conditions actuelles nécessitent une valorisation presque complète de la chaleur produite (prime au kWh) durant l'année entière. Or durant les mois d'été, les besoins en chaleur sont réduits sur beaucoup de sites. Même l'apport de gaz au réseau est durant les mois d'été problématique en raison de la faiblesse de la demande.

BiogasIN

À l'heure actuelle les conditions préalables aux nouvelles unités de méthanisation ne sont pas très favorables en Autriche en raison de faibles tarifs de rachat. Depuis 2005, les investisseurs manifestent de la prudence vis-à-vis des nouvelles unités de méthanisation en raison des conditions-cadres risquées.

NÖ Landes-Landwirtschaftskammer

Les revenus provenant des tarifs de rachat légaux ne couvrent même pas le coût d'une unité de méthanisation à petite échelle (MPE). Les coûts d'investissement et de fonctionnement sont trop élevés. Chaque année, ils sont plus importants. Les coûts de remplacement du matériel augmentent avec l'âge de l'unité.

BiogasHeat

Selon BMLFUW (2011) la production possible de biogaz à l'horizon 2020 est d'environ 21 PJ ou 6000 GWh d'énergie finale. Grâce à cela, 650 000 ménages autrichiens pourraient être alimentés en électricité (avec l'hypothèse d'un rendement de 38 % et d'une consommation 3500 kWh par ménage).

Le Ökostromgesetz 2012 (Loi 2012 sur l'Électricité Verte) vise à l'horizon 2020 le développement de 1300 GWh supplémentaires (200 MW électriques seront installés) provenant de la biomasse et du biogaz dans la mesure où les quantités de substrats nécessaires sont disponibles.

Actuellement, les tarifs de rachat de l'électricité produite varient de 12.93 cents/kWh (capacité > 750 kW) à 19.5 cents/kWh (capacité < 250 kW). Selon Ö SETVO (2012), à la fin de la période contractuelle ces tarifs tombent à 9,95 cents/kWh. L'Autriche garantit une prime de cogénération de 2 cents/kWh pour l'électricité produite avec un cogénérateur performant, d'un rendement d'au moins 0,6 (selon KWKG-GESSETZ, § 8 ABS(Abdos). 2). De plus, il est accordé une aide financière supplémentaire pour les coûts de

fonctionnement (Max, 4 cents/kWh) afin de réduire la pression des charges (charges de substrat et de coûts de fonctionnement).

Cependant, la période après la fin du contrat avec OeMAG est cruciale. Ainsi, les politiques de suivi représentent le goulot d'étranglement principal du marché de biogaz. Un cadre légal adapté concernant les tarifs de rachat de la chaleur et de l'électricité et des contrats de longue durée conduiraient à rendre plus fiable la planification et à accroître les investissements.

Le rôle des banques est fondamental pour le développement du secteur du biogaz car elles fournissent très rapidement les liquidités nécessaires. Cependant, les banques sont réticentes actuellement. Un engagement fort à la fois des banques et des politiques est crucial pour revitaliser le marché de biogaz autrichien.

Hongrie

Il n'y a aucune incitation économique. Les aides à la production d'électricité verte ont été "suspendues" depuis 2010.

L'alimentation du réseau en électricité ou en gaz n'est pas possible ou extrêmement difficile pour de petites unités.

Par ailleurs des contraintes légales fortes ralentissent le développement des unités de méthanisation à petite échelle, du fait qu'elles aient besoin des mêmes permis que les grandes unités.

France

Actuellement les incitations économiques sont à améliorer. Elles sont principalement basées sur une politique incitative de production d'énergie renouvelable et ont pour but de réduire la consommation d'énergie fossile. Ainsi, la rentabilité des projets de méthanisation dépendent essentiellement de la quantité d'électricité produite et de la capacité à valoriser la chaleur issue du biogaz dans la substitution d'énergie de fossile. Les économies d'électricité ne sont pas prises en compte parce qu'en France l'électricité est essentiellement produite par des centrales nucléaires. Les unités de méthanisation à la ferme, de puissance inférieure à 150 kW, profitent de quelques avantages mais ils ne sont pas souvent suffisants pour des unités de petite échelle. Des conditions spéciales devraient exister pour les unités de puissance inférieure à 100 kW:

- a) Le tarif de rachat de l'électricité devrait respecter le principe de proportionnalité pour les unités de puissance inférieure à 100 kWhe.
- b) La valorisation de la chaleur dans le process devrait être comptabilisée dans la prime d'efficacité énergétique : Le pourcentage maximum d'efficacité énergétique (70%) ne peut être atteint par des unités de moins de 100 kWhe.

De façon générale, les économies d'énergie comme les bénéfices environnementaux tels la réduction des gaz à effet de serre devraient être encouragés par les incitations économiques.

Dans quelques cas, les paramètres économiques ne sont pas les seuls obstacles. C'est pourquoi on a aussi demandé aux acteurs clés d'identifier d'autres barrières. Leurs réponses sont répertoriées dans le tableau 21.

Tableau 21. Est-ce que d'autres contraintes peuvent être identifiées ?

Pays	Est-ce que d'autres contraintes peuvent être identifiées ?
Pays Bas	Législation
Royaume Uni	Législation
Allemagne	Conditions légales et techniques et problèmes de financement
Autriche	Normes techniques, normes de sécurité, conditions de cadre
France	Règlements sur la sécurité ou l'assainissement ou le digestat et le financement bancaire
Hongrie	Les agriculteurs et la population manquent de connaissances en méthanisation
Pologne	Non identifiées pour l'instant
Slovaquie	De faibles incitations à valoriser efficacement les déchets biodégradables, pour les agriculteurs
Belgique	Non identifiées pour l'instant
République tchèque	Pas d'information disponible
Italie	Procédures d'autorisation
Espagne	Le manque de connaissances sur la technologie, le manque suffisant d'exemples réussis pour faire des évaluations. Dans certains cas, le manque d'espace.
Danemark	La valorisation de la chaleur est difficile

10.5 Commentaires complémentaires concernant d'autres contraintes

Allemagne

Association du Biogaz Allemand:

La construction de nouvelles unités est limitée par les incertitudes législatives et la constante augmentation des exigences concernant les unités de méthanisation. Par exemple à travers le nouveau règlement sur les installations nécessitant la manipulation de substances dangereuses pour l'eau (AwSV), l'ordonnance prévue sur les unités de méthanisation, la réglementation pour la sécurité des installations techniques prévue par la Commission de la Sécurité des Usines (TRAS BIOGASANLAGEN), les règles techniques sur les substances dangereuses émises pendant la production de biogaz (TRGS), l'ordonnance sur les engrais (DüV) ou la nouvelle ligne directrice VDI 3475 de réduction des émissions des unités de méthanisation en agriculture (fermentation de cultures énergétiques et de déjections).

Le financement est aussi difficile, parce que beaucoup de banques ne sont plus intéressées par les projets de méthanisation (entre autres parce que la rentabilité de petits systèmes s'avère être difficile).

De plus, beaucoup de nouveaux projets de méthanisation doivent faire face à des pétitions publiques d'opposition.

Centre de recherche allemand sur la biomasse

- a) Loi d'approbation : il manque dans les prescriptions l'obligation en cas de changements structurels de l'exploitation ou de dépassement d'une certaine taille par exemple de 150 U de mettre en place une unité de méthanisation, dans la mesure les substrats restent liés à la ferme.
- b) Agricultural investment promotion:
 - (i) La promotion de l'investissement agricole (spécifique à l'état fédéral) est en partie contre-productive. Elle soutient, par exemple, la construction de nouvelles étables, mais pas le stockage des effluents associé. Par conséquent un grand nombre de nouvelles étables sont construites avec le stockage d'effluents sous l'étable (comme étant une partie soutenant la construction de l'étable). L'installation d'une unité de méthanisation avec la fosse à lisier

- sous l'étable est techniquement plus difficile et demande aussi plus d'effort dans le fonctionnement (gestion du comportement des écoulements). Elle est donc plus chère. De plus, elle diminue les rendements en gaz et les réductions des émissions (les effluents vieillissent avant d'entrer dans l'unité).
- (ii) Les opportunités de promotion de l'investissement agricole ne sont pas saisies à l'heure actuelle, pour exiger la mise en œuvre d'une méthanisation à petite échelle (MPE) des déjections au delà de certains critères d'exploitation ou sous certaines conditions.
 - c) Rémunération : La limite de 75 kW_{el} de l'Acte sur les Sources d'Énergie Renouvelable (RESA) se réfère à la capacité électrique installée, et non pas à la puissance nominale. Ceci prive ces unités non seulement d'une gestion qui aurait du sens (par exemple un couplage avec des systèmes photovoltaïques en Allemagne du sud), mais empêche aussi la génération de revenus de chaleur en hiver (comparé à un cogénérateur fonctionnant par exemple 8 h en été, un substrat de lisier pur utilisé pendant 24 h l'hiver, auquel serait permis de rajouter un maximum de 20% de cultures énergétiques pourrait alimenter l'unité et la chaleur pourrait être soit vendue en totalité soit autoconsommée).
 - d) Manque de terres : Du fait de l'augmentation de la taille des fermes (particulièrement après la fin des quotas laitiers) la terre disponible devient rare. Ceci est particulièrement vrai pour des zones où on cultive le maïs ensilage qui peut être utilisé comme co-substrat pour la production de biogaz (la part admise est de 20 % pour de petites unités), mais qui est aussi, grâce à son amidon digestible, le principal vecteur d'énergie pour des troupeaux laitiers à haut rendement.
 - e) Image de la production de biogaz : Au cours des dernières années, l'idée que se fait le public des unités de méthanisation s'est détériorée et reste plutôt dégradée, principalement en raison de la couverture médiatique, des pétitions publiques contre les unités de méthanisation, etc (Ceci décourage certains agriculteurs de coupler à la construction d'une étable celle d'une unité de méthanisation ou plus généralement d'investir dans un projet de biogaz).

France

La réglementation sur les installations de méthanisation a été simplifiée ces dernières années mais pas suffisamment, en particulier pour les petites unités. En effet, par exemple les questions de sécurité ou sanitaires sont traitées de la même façon pour les unités de méthanisation à petite échelle (MPE) que pour les unités de taille moyenne, exigeant les mêmes études et les mêmes équipements alors les risques sont très différents.

Le digestat est considéré comme un déchet organique en raison de la présence d'effluents dans le digesteur. Aussi, il ne peut pas être utilisé comme un engrais minéral (bien que la partie liquide ait été séparée du solide). Et les agriculteurs doivent donc respecter la même réglementation concernant les effluents (plan d'épandage, des distances d'épandage). Dans les régions où beaucoup d'agriculteurs ont quelques difficultés à gérer leurs effluents conformément aux règles environnementales, l'unité de méthanisation est difficilement une solution pour eux, sauf si elle permet d'exporter une partie de l'azote ou du phosphore. Dans ce cas les coûts d'investissement augmentent et les projets de MPE sont difficilement rentables. C'est particulièrement vrai pour des élevages de porcs en Bretagne par exemple.

Le financement est aussi difficile car les banques sont de plus en plus exigeantes sur les garanties financières.

Les deux tableaux suivants montrent comment des acteurs clés perçoivent le développement du marché des MPE dans chaque pays si les conditions de base préalables sont inchangées et si elles évoluent vers des conditions plus favorables.

Tableau 22. Estimation du marché potentiel des unités de méthanisation à petite échelle dans les pays partenaires dans le cas où les conditions de base restent inchangées.

Pays	Estimation du marché potentiel des unités de méthanisation à petite échelle dans les pays partenaires dans le cas où les conditions de base restent inchangées
Pays Bas	Quelques centaines
Royaume Uni	1,6 GW
Allemagne	10-100 unités par an
Autriche	Très bas si il y en a
France	Très bas
Hongrie	0
Pologne	Bas
Slovaquie	environ 20 unités utilisant la biomasse, le fumier et le lisier
Belgique	2 MW
République tchèque	0
Italie	Bas
Espagne	5 % maximum des sites remplissent les exigences techniques (substrat, espace, terre arable pour épandre le digestat, etc) - évaluation très grossière
Danemark	Très bas

10.6 Commentaires complémentaires sur le marché potentiel si les conditions restent inchangées

Allemagne

Association du biogaz allemand

Le développement du potentiel de marché pour des unités de méthanisation à petite échelle dépend en grande partie des obligations futures et des exigences pour la construction, le fonctionnement et la maintenance des unités.

Selon une évaluation grossière, environ 50 à 100 petites unités de méthanisation sont construites par an.

German BiomassResearchCenter

Théoriquement il y a un grand potentiel de marché en Allemagne pour les unités de MPE, si les contraintes réglementaires issue de la loi d'approbation exposées ci-dessus, concernant la rémunération et la promotion de l'investissement agricole étaient réduites et si l'image générale de la méthanisation s'améliorait. Dans la prochaine décennie, on s'attend à une augmentation de l'investissement dans de nouvelles constructions de stabulations. Si la promotion de l'investissement agricole évolue de façon à ce qu'une unité de méthanisation puisse être facilement couplée à une nouvelle étable, cela serait un pas important dans la mise en oeuvre de conditions propices au développement de la MPE. Si de plus les possibilités offertes par la loi d'approbation étaient améliorées en tenant compte des unités à petites

échelles, ce potentiel théorique de marché pourrait être accessible. Sinon, il sera largement perdu pour les décennies à venir.

Dans ce cas, le nombre de nouvelles constructions d'unités de méthanisation à base de lisier devrait être de l'ordre de 10 à 100 par an. Mais cela uniquement si les fournisseurs baissent leurs prix, ce qui dépend fortement de l'évolution des prix agricoles et du rythme des changements structurels dans le secteur.

France

A ce jour, il est difficile d'estimer le potentiel du marché de la méthanisation à petite échelle (MPE). Beaucoup d'acteurs sont sceptiques sur la rentabilité des modèles existants. Aussi, en premier lieu, il est important d'avoir une analyse technique et économique permettant de comparer les résultats des premières réalisations. Un appel à projet sur cette première analyse, financé par l'ADEME est en cours et les premiers résultats sont attendus en 2015.

Pourtant, les principaux fournisseurs ont encore des projets, principalement dans des exploitations de vaches laitières et 15-20 nouvelles unités de petites échelle sont en cours de faisabilité. Ce développement peut s'accélérer, au vue des changements structurels que peut impliquer la fin des quotas laitiers.

Les projets dans des élevages de porcs sont plus rares. En effet, là où les installations de méthanisation à petite échelle peuvent se développer en plus grand nombre, les difficultés pour gérer les effluents, combinées à celles que représente les bilans de l'azote et du phosphore mettent à mal le développement de telles unités. Dans les conditions actuelles, les perspectives ne semblent pas très prometteuses, pour ce type de projets.

Tableau 23. Estimation du potentiel d'unités de méthanisation à petite échelle par les acteurs clés, dans le cas où les conditions de développement changent dans chaque pays.

Pays	Estimation du marché potentiel des unités de méthanisation à petite échelle dans les pays si les conditions de base changent et les incitations à la production du biogaz s'améliorent.
Pays Bas	Plus de mille
Royaume Uni	Sans doute le double, soit peut-être 3,2 MW
Allemagne	Considerable, mais aucun chiffre spécifique
Autriche	Limité du fait de structures agricoles de petite taille
France	Elevé
Hongrie	700
Pologne	1000 unités selon une estimation grossière
Slovaquie	environ 280 unités de biogaz
Belgique	5 MW
Italie	Elevé
Espagne	Jusqu'à 20 % des sites remplissant les exigences techniques (substrat, espace, terre arable pour l'épandage du digestat, etc) - évaluation très grossière
Danemark	200 (estimation très grossière)

10.7 Commentaires complémentaires sur le marché potentiel si les conditions sont améliorées

Allemagne

Association du Biogaz Allemand

En Théorie, le potentiel de marché des unités de MPE pourrait concerner toutes les fermes disposant de fertilisants organiques en Allemagne. Cependant, tous les élevages n'ont pas vraiment la taille nécessaire et appropriée pour avoir leur propre unité de MPE. Par conséquent, la mise en place d'unités collectives est envisageable, en tenant compte des exigences sanitaires et vétérinaires. Les distances maximales de transport du lisier doivent aussi être appréciées sur de réelles bases économiques. De ce fait, en étant réaliste on peut espérer utiliser les deux tiers de l'engrais agricole produit en Allemagne. Les exigences concernant la réduction des émissions des stockages de lisier (couverture obligatoire) peuvent induire une valorisation plus élevée mais aussi provoquer l'accélération de changements.

Centre de recherche allemand de la biomasse

En théorie l'Allemagne a un énorme potentiel de marché pour les unités de méthanisation à petite échelle. A la condition que les procédures d'autorisation soient modifiées pour les petites unités de méthanisation et que la promotion de l'investissement agricole soit aussi amendée de façon à ce que de meilleures complémentarités soient accessibles aux projets de méthanisation, le boom attendu de construction de nouvelles stabulations pourrait devenir un moteur pour les futurs investissements de MPE.

France

Potentiellement toutes les exploitations identifiées précédemment peuvent être intéressées par la méthanisation à petite échelle mais sans de meilleures conditions de développement elles ne pourront mener à terme leur projet. Au maximum deux tiers d'entre elles pourraient mener à bien leur projet, ceci en prenant en compte les projets collectifs, la difficulté de valoriser la chaleur, la difficulté de se connecter au réseau.

Hongrie

Les agriculteurs sont principalement intéressés par la possibilité de diversifier leurs activités et de baisser leurs charges énergétiques mais ils ont besoin de plus d'informations. De plus les citoyens voient plutôt positivement le Biogaz. Il n'y a eu aucune plainte majeure lors de l'installation d'unités.

Pour finir, on a demandé aux acteurs clés de donner leurs recommandations sur les changements qu'ils considèrent comme nécessaires pour promouvoir les unités de méthanisation à petite échelle, dans chaque pays.

Tableau 24. Quels changements les acteurs clés recommandent ?

Pays	Quels changements les acteurs clés recommandent ?
Pays Bas	Revenus plus élevés pour l'électricité/ou le gaz. Diminution des coûts de la méthanisation. Une législation plus facile (attendue mi 2015)
Royaume Uni	Plus de possibilités pour le Gaz Naturel Liquéfié et une législation plus facile
Allemagne	Des conditions cadres améliorées (par exemple, obligation de mettre en place une unité de méthanisation au-delà d'une certaine taille d'exploitations /ou d'un nombre d'animaux), la révision des contraintes légales et techniques, la standardisation de systèmes
Autriche	Elimination des contraintes
France	<ul style="list-style-type: none"> • Abaisser le coût des installations grâce à un meilleur soutien financier • Réévaluer le tarif de rachat afin de respecter le principe de proportionnalité pour les unités de moins de 100 kWhe • Simplifier les procédures d'autorisation • Simplifier la connexion au réseau • Etendre le contrat du tarif de rachat de l'électricité de 15 à 20 ans
Hongrie	Hongrie
Pologne	Pologne
Slovaquie	Slovaquie
Belgique	Belgique
Italie	Italie
Espagne	Espagne
Danemark	Danemark

10.8 Commentaires complémentaires concernant les recommandations des acteurs clés

Allemagne

Association allemande du Biogaz

La diminution des contraintes réglementaires concernant la construction et le fonctionnement des unités de méthanisation à petite échelle

La mise en place d'un cadre économique suffisamment favorable à la construction et au fonctionnement de petites unités de méthanisation grâce, par exemple à la Loi sur des Énergies renouvelables (RESA) et à des programmes financés au niveau Fédéral (par exemple des Programmes Incitatifs pour le marché).

Standardisation de l'ingénierie des systèmes pour les rendre comparables.

Poursuite du processus d'échanges de quotas de CO₂.

Centre de recherché allemande sur la biomasse

L'introduction dans la loi d'approbation d'une obligation visant à aider l'intégration d'unités de méthanisation lors de changements structurels et au-delà d'une certaine taille d'exploitation.

Utiliser les opportunités de promotion de l'investissement agricole, soutenir la valorisation des engrais de ferme dans des unités de méthanisation ou faciliter de meilleures connexions entre la stabulation et la future unité de méthanisation.

Améliorer la prise de conscience des différents groupes cibles au sujet de la production de biogaz.

Autriche

Des normes techniques simplifiées pour les digesteurs de très petite taille

Des procédures d'autorisation simplifiées pour les digesteurs de très petite taille

Des subventions à l'investissement ou des tarifs de rachat plus élevés

Des unités régionales ou communales d'un minimum de 200 kWe pour une meilleure rentabilité économique

La prise en compte des émissions de CO₂ comme base d'évaluation des projets

France

Poursuivre la simplification de la réglementation appliquée à la construction et au fonctionnement des unités de méthanisation.

1. Opter pour un statut simplifié pour les unités de moins de 100 kWe
2. Des procédures proportionnellement adaptées à des unités à petite échelle.
3. Mise en place d'un statut ICPE simplifié tel la Déclaration à contrôle périodique pour l'utilisation de sous-produits animaux non dangereux (Pour un tonnage de moins de 10% du tonnage total entrant).

4. Une connexion au réseau électrique simplifiée grâce à des procédures et des coûts standardisés. (AAMF).
5. Extension du contrat du tarif de rachat de l'électricité de 15 à 20 ans parce que 20 ans, est la durée correspondant à la période d'amortissement de la plupart des investissements immobiliers. (AAMF et ATEE- Biogaz Club).

Augmenter les incitations économiques afin que la méthanisation à petite échelle soit mieux prise en compte en :

1. Baissant le coût des installations : en soutenant les fournisseurs par des aides spécifiques (comme le crédit d'impôt recherche pour les fournisseurs innovants) pour avoir des fournisseurs vraiment qualifiés et pouvoir les mettre en concurrence) (AAMF).

2. Introduisant une gamme de tarifs de rachat de l'électricité avant 100 kWhe, respectant le principe de proportionnalité pour les unités de moins de 100 kWhe (AAMF) :

Prendre en compte l'utilisation de la chaleur pour le process dans le calcul de la valorisation de la chaleur.

Prendre en compte les économies d'énergie réalisées (incluant la chaleur et l'électricité)

3. Les avantages environnementaux (réduction d'émissions de gaz à effet de serre, meilleure gestion de l'azote)

L'objectif principal est d'obtenir un coût maximal d'investissement autour du 5000€/kWhe.

Les politiques agricoles sur l'énergie, l'environnement et la modernisation devraient être plus coordonnées

Hongrie

Prof Kovacs recommande de mettre en place un tarif de rachat pour la méthanisation et de limiter les contraintes légales, principalement par une autorisation simplifiée pour les unités à petite échelle. Le traitement des procédures administratives liées à de tels projets doit être amélioré. Mais prof Kovacs dit aussi qu'il n'y aura aucune solution pour le biogaz dans son pays si aucune politique concernant son développement n'est mise en oeuvre. À l'heure actuelle le gouvernement s'intéresse plutôt à l'énergie nucléaire.

11. Discussion et conclusions

Particulièrement en Allemagne mais aussi en Belgique, en Autriche, en France, au Danemark, aux Pays-Bas et en Espagne un certain nombre d'unités de méthanisation à petite d'échelle fonctionnent déjà. Cependant pour les 13 pays concernés par l'analyse, on totalise moins de 1 000 unités.

Plusieurs concepts d'unités intéressants ont été répertoriés par les acteurs clés contactés dans le cadre du projet, dont la plupart sont conçus uniquement pour traiter les déchets issues de fermes individuelles. Alors que le développement de telles unités contraste avec les modèles précédemment développés dans beaucoup de pays, où la dépendance aux cultures énergétiques ou aux déchets industriels organiques a constitué un obstacle majeur au cours des 10 à 15 dernières années, ces nouveaux modèles permettent entre autres de revenir aux racines de la production du biogaz. Cependant la technologie et le savoir-faire issus de la construction et du fonctionnement des modèles précédents semblent dans une certaine mesure bénéfiques au développement des unités de méthanisation à petite échelle (MPE), car celles-ci sont parfois des versions simplifiées des unités standard. Par conséquent beaucoup de MPE sont faciles à installer, livrées en partie sous forme de modules préfabriqués avec un montage très rapide. Une approche alternative pour réduire les coûts d'investissement est celle de l'auto-construction poussée où ensemble agriculteur et ingénieur expert conçoivent et construisent l'unité de méthanisation. Cette approche a été très fréquente en Allemagne du sud et en Autriche dans le début des années 1990. Bien que depuis cette époque les exigences des normes se soient accrues, du fait de l'augmentation du nombre et de la taille des unités, cette approche offre encore une possibilité viable pour construire des MPE conformément aux critères techniques et de sécurité, à des prix raisonnables. Cette approche pourrait servir de modèle aux autres pays partenaires.

Certains pays ont des plans de soutien spécifiques pour les MPE, d'autres ne font aucune distinction entre les unités standard et les unités à petite échelle et d'autres encore n'ont pas ou très peu de mécanismes de soutien à la production de biogaz. Dans ces derniers pays très peu de choses se sont concrétisées en termes de méthanisation à petite échelle. L'amorce d'un développement, particulièrement pour ces pays dépend de la mise en place de plans de soutien à la production de biogaz. En général, d'après les acteurs clés de chacun des pays, il est nécessaire d'améliorer les conditions cadre afin de soutenir le développement la méthanisation à petite échelle dans les 13 pays. Les acteurs clés ont aussi exprimé leurs recommandations sur les moyens de surmonter les barrières économiques et autres obstacles. En dehors des conditions cadre, il semble que dans beaucoup de pays les procédures d'autorisation soient un obstacle, ainsi que le fait que les unités MPE doivent respecter les mêmes normes de sécurité que celles appliquées aux unités de grande dimension.

Pour améliorer la durabilité des unités de méthanisation à petite échelle, celles-ci doivent être considérées comme étant intégrées à l'activité de l'exploitation agricole pour que certains avantages induits, économiques ou autres, soient pris en compte. Ce peut être par exemple, l'amélioration de la valeur fertilisante des effluents, la réduction des nuisances olfactives, l'utilisation de la chaleur produite pour sécher des grains, ou améliorer les possibilités d'exportation des excédents d'effluents digérés et traités, ainsi que la réduction des émissions de CH₄ et de NH₃ au niveau des bâtiments d'élevages et du stockage.

L'aperçu du marché montre qu'il existe dans un certain nombre de pays participants des modèles très intéressants d'unités de méthanisation à petite échelle (MPE). Le projet BioEnergy Farm aidera à accroître la sensibilisation vis-à-vis de ces modèles au sein des pays européens et contribuera à un transfert technologique entre les pays participants, ce qui permettra la réalisation potentielle d'unités de méthanisation à petite échelle en Europe.

Annex 1. Liste des références

Germany

[1] Leitfaden Biogas (FNR, 2013)

Author collective: Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung. 6th completely revised edition, 2013, ISBN: 3-00-014333-5, publisher Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow.

[2] Faustzahlen Biogas (KTBL, 2013)

Author collective, Faustzahlen Biogas. 3rd edition, 2013, ISBN: 978-3-941583-85-6, publisher Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt.

[3] BHKW-Kenndaten 2011 (ASUE, 2011),

Author collective: BHKW-Kenndaten 2011. 1st edition, 2011, publisher Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE) and Stadt Frankfurt am Main, Energiereferat, Berlin, Frankfurt/Main

[4] FNR 2013

Team of authors: Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung. Publisher Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 6. Auflage, Gülzow, 2013, 244 pages, ISBN: 3-00-014333-5

[5] KTBL 2013

Team of authors: Faustzahlen Biogas. Publisher Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 3. überarbeitete Auflage, Darmstadt, 2013, 360 pages, ISBN 978-3-941583-85-6

Austria

[6] AUFBEREITUNG & ANALYSE VON DATEN AUS DEM ARBEITSKREIS BIOGAS ZU KOSTEN BESTEHENDER BIOGASANLAGEN, 2011. ASS. PROF. DI DR. MICHAEL EDER, DI STEFAN KIRCHWEGER, UNIVERSITÄT FÜR BODENKULTUR DEPARTMENT FÜR WIRTSCHAFTS- UND SOZIALWISSENSCHAFTEN INSTITUT FÜR AGRAR- UND FORSTÖKONOMIE

Denmark

[7] Estimation of economic preconditions are mainly based on; Niras A/S: Faktaark Biogas, gård og fællesanlæg, Energinet.dk 2012

[8] Fakta om erhvervet, Landbrug og Fødevarer, 2013.

Annex 2. Partenaires du projet

Cornelissen Consulting Services B.V.

Welle 36 | 7411 CC Deventer | The Netherlands

T: +31-(0)507-667-000

E: info@cocos.nl | W: www.cocos.nl

DCA Multimedia B.V.

Middendreef 281 | 8233 GT Lelystad | The Netherlands

T: +31-(0)320-269-520

E: info@dca.nl | W: www.boerenbusiness.nl

Coldretti Piemonte Coldirette

Piazza San Carlo | 197 10123 Torino | Italy

T: +39 011 56 22 800

E: piemonte@coldiretti.it | W: <http://www.piemonte.coldiretti.it/>

Foundation Science and Education for Agri-Food Sector FNEA

Fabianska 12 | 01472 warszawa | Poland

T: +48-(0)608 630 637

E: edward_majewski@sggw.pl

National Energy Conservation Agency

ul. Swietokrzyska 20 | 00-002 Warszawa | Poland

T: +48-(0)22-505-5661

E: nape@nape.pl | W: www.nape.pl

IBBK

Am Feuersee 6 | 74592 Kirchberg/Jagst | Germany

T: +49-(0)7954 926 203

E: info(at)biogas-zentrum.de | W: <http://the.international.biogas.center/index.php>

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)

Bartningstraße 49 | 64289 Darmstadt | Germany

T: +49-(0)6151 7001-0

E: ktbl@ktbl.de | W: www.ktbl.de

Farmer society for projects | Innovatiesteunpunt

Diestsevest 40 | 3000 Leuven | Belgium

T: +32-(0)16 28 61 02

E: info@innovatiesteunpunt.be | W: www.innovatiesteunpunt.be

Agrotech A/S AGROT

Agro Food Park 15 | DK-8200 Aarhus N |

T: +45-(0) 8743 8400

E: info@agrotech.dk | W: www.agrotech.dk

Organic Denmark ORGANLAN

Silkeborgvej 260 | 8230 Åbyhøj

T: +45-(0)87 32 27 00

E: info@okologi.dk | W: <http://organicdenmark.dk/>**Farmers Association of Region Bretagne****CRAB**

Rond Point Maurice Le Lannou, ZAC Atalante Champeaux

CS 74223 | 35042 Rennes Ced | France

T: +33-(0)2 23 48 23 23

E: accueil@bretagne.chambagri.fr | W: <http://www.bretagne.synagri.com/>**TRAME**

Association Nationale de Développement Agricole et Rural

6, rue de La Rochefoucauld | 75009 PARIS |

T: +33-(0)1 44 95 08 00

E: trame@trame.org | W: <http://www.trame.org>

Contact us for questions and more information



www.BioEnergyFarm.eu



#BioEnergyFarm

Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union



Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union