



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports,  
de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

Rapport final

---

# Analyse de cycle de vie de la production centralisée et décentralisée de biogaz en exploitations agricoles

Rapport final



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'économie DFE  
Stations de recherche  
Agroscope Reckenholz-Tänikon ART  
Agroscope Changins-Wädenswil ACW



Ernst Basler + Partner AG

**Mandant:**

Office fédéral de l'énergie OFEN  
Programme de recherche Sandra Hermle  
CH-3003 Berne  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Mandataire:**

ENERS Energy Concept  
Case postale 56  
CH-1015 Lausanne  
[www.eners.ch](http://www.eners.ch)

**Partenaires:**

Agroscope Reckenholz-Tänikon (ART)  
191, Reckenholzstrasse 191  
CH-8046 Zürich  
[www.art.admin.ch](http://www.art.admin.ch)

EREP  
28, Chemin du Coteau  
Z.I. de la Plaine  
CH-1123 Aclens  
[www.erep.ch](http://www.erep.ch)

Ernst Basler + Partner (EBP)  
65, Zollikerstrasse  
CH-8702 Zollikon  
[www.ebp.ch](http://www.ebp.ch)

Agroscope Changins-Wädenswil (ACW)  
Route de Duillier  
Case postale 1012  
CH-1260 Nyon  
[www.acw.admin.ch](http://www.acw.admin.ch)

**Auteurs:**

Arnaud Dauriat, ENERS Energy Concept, [arnaud.dauriat@eners.ch](mailto:arnaud.dauriat@eners.ch)  
Gérard Gaillard, ART, [gerard.gaillard@art.admin.ch](mailto:gerard.gaillard@art.admin.ch)  
Martina Alig, ART, [martina.alig@art.admin.ch](mailto:martina.alig@art.admin.ch)  
Deborah Scharfy, ART, [deborah.scharfy@art.admin.ch](mailto:deborah.scharfy@art.admin.ch)  
Yves Membrez, EREP, [yves.membrez@erep.ch](mailto:yves.membrez@erep.ch)  
Nathalie Bachmann, EREP, [nathalie.bachmann@erep.ch](mailto:nathalie.bachmann@erep.ch)  
Reto Steiner, EBP, [reto.steiner@ebp.ch](mailto:reto.steiner@ebp.ch)  
Raphaël Charles, ACW, [raphael.charles@acw.admin.ch](mailto:raphael.charles@acw.admin.ch)  
Alexandra Maltas, ACW, [alexandra.maltas@acw.admin.ch](mailto:alexandra.maltas@acw.admin.ch)  
Sokrat Sinaj, ACW, [sokrat.sinaj@acw.admin.ch](mailto:sokrat.sinaj@acw.admin.ch)

**Responsable de domaine de l'OFEN:** Sandra Hermle

**Chef de programme de l'OFEN:** Sandra Hermle

**Numéro du contrat et du projet de l'OFEN:** 154352 / 103304

L'auteur de ce rapport porte seul la responsabilité de son contenu et de ses conclusions.

# Table des matières

<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>6</b>
1.1 CONTEXTE .....	6
1.2 OBJECTIFS .....	6
1.3 ORGANISATION .....	7
1.4 STRUCTURE ET CONTENU DU PRÉSENT RAPPORT .....	8
<b>2. TYPOLOGIE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOGAZ AGRICOLE.....</b>	<b>9</b>
2.1 COMPARAISON DE LA PRODUCTION CENTRALISÉE ET DÉCENTRALISÉE DE BIOGAZ AGRICOLE .....	9
2.2 DÉFINITION DE CAS DE RÉFÉRENCE .....	9
<b>3. OBJECTIFS ET CHAMPS DE L'ÉTUDE .....</b>	<b>18</b>
3.1 DÉFINITION DES LIMITES DU SYSTÈME .....	18
3.2 CHOIX DE L'UNITÉ FONCTIONNELLE .....	20
3.3 BASE DE DONNÉES D'INVENTAIRES DE CYCLES DE VIE .....	20
3.4 CRITÈRES D'IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET MÉTHODES D'ÉVALUATION .....	20
<b>4. INVENTAIRES DE CYCLE DE VIE.....</b>	<b>22</b>
4.1 NATURE ET QUALITÉ DES SUBSTRATS.....	23
4.2 COLLECTE DES SUBSTRATS .....	23
4.3 ÉMISSIONS LIÉES AU STOCKAGE DES SUBSTRATS.....	24
4.4 PRODUCTION DE BIOGAZ .....	25
4.5 ÉMISSIONS LIÉES AU STOCKAGE DES DIGESTATS.....	27
4.6 ALLOCATION ENTRE LE BIOGAZ ET LES DIGESTATS .....	28
4.7 COGÉNÉRATION DE CHALEUR ET D'ÉLECTRICITÉ .....	31
4.8 ALLOCATION ENTRE LA CHALEUR ET L'ÉLECTRICITÉ .....	33
<b>5. EVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL (AVEC PRISE EN COMPTE DES SUBSTRATS « NON-DÉCHETS ») .....</b>	<b>34</b>
5.1 INTRODUCTION .....	34
5.2 CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE NON-RENOUVELABLE (MÉTHODE CED) .....	35
5.3 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE (MÉTHODE IPCC 2007).....	38
5.4 IMPACT ENVIRONNEMENTAL GLOBAL (MÉTHODE UBP 06).....	42
5.5 SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE L'ACV.....	45
<b>6. EVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL (SANS PRISE EN COMPTE DES SUBSTRATS « NON-DÉCHETS ») .....</b>	<b>46</b>
6.1 INTRODUCTION .....	46
6.2 CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE NON-RENOUVELABLE (MÉTHODE CED) .....	46
6.3 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE (MÉTHODE IPCC 2007).....	49
6.4 IMPACT ENVIRONNEMENTAL GLOBAL (MÉTHODE UBP 06).....	52
6.5 SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE L'ACV (SANS LES SUBSTRATS « NON-DÉCHETS ») .....	54
<b>7. ANALYSE DE SENSIBILITÉ .....</b>	<b>56</b>
7.1 DÉFINITION DES PARAMÈTRES DE L'ANALYSE DE SENSIBILITÉ .....	56
7.2 SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DE L'ALLOCATION .....	57
7.3 SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DU TRANSPORT DES DIGESTATS .....	57
7.4 SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DU MIX DE CO-SUBSTRATS .....	58
7.5 SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DE LA VALEUR ÉCONOMIQUE DES CO-SUBSTRATS.....	60
7.6 SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DU RENDEMENT DE BIOGAZ.....	61
7.7 SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DU NOMBRE DE JOURS D'ARRÊT .....	62
7.8 SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DE LA POST-FERMENTATION .....	63
7.9 SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DU TYPE DE STOCKAGE DES SUBSTRATS (COUVERT/CIEL OUVERT) .....	64
7.10 SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DU TYPE DE STOCKAGE DES DIGESTATS (COUVERT/CIEL OUVERT) .....	65

7.11	SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DU TEMPS OÙ LE SUBSTRAT EST STOCKÉ CHEZ LE PRODUCTEUR DE BIOGAZ .....	66
7.12	SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ (AUTO/EXTERNE) .....	67
7.13	SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DU RENDEMENT ÉLECTRIQUE DE LA COGÉNÉRATION .....	67
7.14	SENSIBILITÉ VIS-À-VIS DE LA VALORISATION DE LA CHALEUR ISSUE DE LA COGÉNÉRATION .....	68
7.15	SYNTHÈSE DE L'ANALYSE DE SENSIBILITÉ .....	72
<b>8.</b>	<b>ETUDES DE CAS.....</b>	<b>73</b>
8.1	MÉTHODE DE L'ANALYSE DE CYCLE DE VIE .....	74
8.2	RÉSULTATS .....	79
8.3	BILAN HUMIQUE .....	86
8.4	DISCUSSION ET CONCLUSIONS.....	87
<b>9.</b>	<b>IMPACTS AGRONOMIQUES DE LA MÉTHANISATION .....</b>	<b>90</b>
<b>10.</b>	<b>CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>93</b>
10.1	CONCLUSIONS.....	94
10.2	RECOMMANDATIONS .....	97
<b>11.</b>	<b>RÉFÉRENCES .....</b>	<b>99</b>
<b>12.</b>	<b>ABRÉVIATIONS ET UNITÉS.....</b>	<b>103</b>

## ANNEXES

<b>A1.</b>	<b>QUESTIONNAIRE ADRESSÉ AUX PRODUCTEURS DE BIOGAZ AGRICOLE .....</b>	<b>106</b>
<b>A2.</b>	<b>BILAN ET ANALYSE DES RÉPONSES AUX QUESTIONNAIRES.....</b>	<b>111</b>
A2.1	QUESTIONNAIRES ADRESSÉS AUX PRODUCTEURS DE BIOGAZ .....	111
A2.2	BILAN DES RÉPONSES AUX QUESTIONNAIRES .....	112
A2.3	ANALYSE DES RÉPONSES AUX QUESTIONNAIRES .....	113
A2.4	SYNTHÈSE ET CONCLUSIONS .....	120
<b>A3.</b>	<b>CARACTÉRISATION DES SUBSTRATS SELON FAT (2000).....</b>	<b>122</b>
<b>A4.</b>	<b>INVENTAIRES DE CYCLE DE VIE (ICV) .....</b>	<b>123</b>
A4.1	ICV DES CONDUITES DESTINÉES AU TRANSPORT DES ENGRAIS DE FERME LIQUIDES .....	123
A4.2	ICV DE LA PRODUCTION DE BIOGAZ AGRICOLE .....	125
A4.3	ICV DE LA COGÉNÉRATION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR À PARTIR DE BIOGAZ AGRICOLE .....	126
<b>A5.</b>	<b>ANALYSE APPROFONDIE DES EFFETS LIÉS AUX PARAMÈTRES DE DÉFINITION DES CAS DE RÉFÉRENCE.....</b>	<b>127</b>
A5.1	INTRODUCTION .....	127
A5.2	PART DE CO-SUBSTRATS VS. TAILLE (DISTANCE MOYENNE D'APPROVISIONNEMENT DES CO-SUBSTRATS FIXE) .....	130
A5.3	PART DE CO-SUBSTRATS VS. DISTANCE D'APPROVISIONNEMENT DES CO-SUBSTRATS .....	134
A5.4	TAILLE VS. DISTANCE MOYENNE D'APPROVISIONNEMENT DES CO-SUBSTRATS.....	138
A5.5	PART DE CO-SUBSTRATS VS. TAILLE (DISTANCE MOYENNE D'APPROVISIONNEMENT DES CO-SUBSTRATS LIÉE) .....	142
A5.6	SYNTHÈSE DE L'INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS .....	146
<b>A6.</b>	<b>COMPARAISON DES SYSTÈMES AVEC/SANS PRODUCTION DE BIOGAZ À L'ÉCHELLE GLOBALE .....</b>	<b>147</b>
A6.1	CAS 1 : 0% DE CHALEUR EN EXCÈS VALORISÉE .....	147
A6.2	CAS 2 : 20% DE CHALEUR EN EXCÈS VALORISÉE .....	148
A6.3	CAS 3 : 100% DE CHALEUR EN EXCÈS VALORISÉE .....	149

## Abstract

On dénombre en Suisse 72 installations de biogaz agricole (chiffres 2010). En termes d'énergie, environ 45,8 GWh sous forme d'électricité et 6,7 GWh sous forme de biométhane sont produits annuellement. Le contexte géographique et politique a donné lieu au développement d'installations de tailles sensiblement différentes (de 50 kW<sub>e</sub> à près de 1'000 kW<sub>e</sub> de puissance électrique installée). Si l'augmentation de la capacité de traitement (et donc de production) permet en théorie de meilleurs rendements de conversion de la matière organique, une efficacité énergétique plus favorable, et une meilleure utilisation de l'infrastructure, elle nécessite en revanche un plus grand rayon de collecte des substrats. La présente étude a pour objectif principal la comparaison de systèmes centralisés et décentralisés de production de biogaz en milieu agricole au moyen d'une analyse de cycle de vie (ACV). Cette étude s'appuie en particulier sur des cas concrets d'exploitations de biogaz agricole sur l'ensemble du territoire suisse. Les résultats de l'étude permettent de préciser le type d'installations de biogaz agricole le plus performant du point de vue environnemental.

Ce rapport précise dans un premier temps la typologie des installations de production de biogaz agricole et définit 7 cas de référence, allant d'une petite installation (50 kW<sub>e</sub>) décentralisée sans co-substrats jusqu'à une grande installation (350 kW<sub>e</sub>) centralisée traitant 50% de co-substrats. Les résultats de l'ACV sont présentés et interprétés pour les 7 cas de référence selon trois méthodes d'évaluation d'impact environnemental : la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, les émissions de gaz à effet de serre et l'impact environnemental global (selon la méthode de la saturation écologique ou UBP). Une analyse de sensibilité vis-à-vis des paramètres les plus significatifs vient compléter l'ACV.

Afin d'évaluer l'effet d'une installation de biogaz au sein d'une exploitation agricole, trois exploitations ont fait l'objet d'une analyse plus approfondie sous forme d'études de cas. Ces études de cas concernent notamment une petite installation de biogaz (15 kW<sub>e</sub>) sans co-substrat, une petite installation de biogaz (45 kW<sub>e</sub>) avec co-substrats, et une grande installation de biogaz (200 kW<sub>e</sub>) collective avec co-substrats. D'autres catégories d'impacts sont ici prises en considération (en plus de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et des émissions de GES), notamment l'eutrophisation, l'acidification, l'écotoxicité aquatique, la formation d'ozone et le bilan humique. Ces trois études de cas fournissent différents éléments sur les conséquences de la production de biogaz sur le bilan écologique des exploitations agricoles.

Ce rapport présente enfin les conclusions générales de l'étude et propose des recommandations concernant la production centralisée et décentralisée de biogaz agricole en Suisse.

# 1. Introduction

## 1.1 Contexte

Selon la Statistique globale suisse de l'énergie 2010, on dénombre en Suisse 72 installations de biogaz agricole. En termes d'énergie, environ 45,8 GWh sous forme d'électricité et 6,7 GWh sous forme de biométhane sont produits annuellement. Autrefois, ces installations fonctionnaient presque exclusivement avec des engrais de ferme (fumier, lisier, purin). Aujourd'hui, pour des raisons à la fois techniques et économiques, l'emploi de co-substrats s'est généralisé. Ceux-ci permettent généralement d'augmenter le rendement en biogaz et induit des recettes supplémentaires sous forme de taxes de traitement. Selon l'Ordonnance sur l'aménagement du territoire (OAT), la part des co-substrats ne doit cependant pas dépasser 50% de l'apport total en matière fraîche (et 90% du contenu énergétique) et leurs sources doivent être situées à une distance de 50 km au maximum par la route. Le développement des installations de biogaz agricole est notamment encouragé par les nouvelles dispositions relatives à l'Ordonnance sur l'Energie (OEne) et l'Ordonnance sur l'Approvisionnement en Electricité (OApEI), garantissant la rétribution à prix coûtant de l'injection d'électricité produite à partir de biomasse (RPC), ce depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009.

Le contexte géographique, politique et législatif en Suisse a ainsi donné lieu au développement d'installations de tailles sensiblement différentes. Si l'augmentation de la capacité de traitement (et donc de production) permet en théorie de meilleurs rendements de conversion de la matière organique et une efficacité énergétique plus favorable, elle nécessite souvent en revanche un plus grand rayon de collecte des substrats.

Les ressources visées par les installations de biogaz agricole se caractérisent par leur nature éparse et diversifiée (type, nature, qualité). Dès lors, la répartition géographique et l'aspect logistique de la collecte revêtent une importance capitale (du point de vue économique, mais aussi et surtout ici du point de vue environnemental).

## 1.2 Objectifs

Les objectifs du projet sont les suivants :

- Analyse de cycle de vie (ACV) de la production de biogaz agricole en fonction de la taille des installations sur la base de cas concrets d'exploitations en Suisse
- Analyse comparative des résultats et identification des principaux déterminants de la performance environnementale de la production de biogaz agricole
- Elaboration de recommandations pratiques destinées aux exploitants, investisseurs et acteurs politiques quant à la taille des installations de biogaz agricole
- Mise à jour des inventaires de la banque de données ecoinvent pour les processus en relation avec la production de biogaz agricole

Cette analyse comparative vise à mettre en évidence les différences d'impact sur l'environnement des deux types de système de valorisation énergétique (centralisé et décentralisé), en mettant l'accent sur les aspects liés à l'approvisionnement des substrats de méthanisation et sur l'efficacité (technique et énergétique) de la transformation. Cette étude s'appuiera en particulier sur des cas concrets d'installations de biogaz agricole sur l'ensemble du territoire suisse.

Les critères environnementaux retenus dans cette étude incluent la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, les émissions de gaz à effet de serre et enfin l'impact environnemental global selon la méthode UBP. D'autres critères d'impacts environnementaux (eutrophisation, acidification, ecotoxicité aquatique, formation d'ozone, bilan d'humus) sont évalués pour trois installations faisant l'objet d'une analyse plus approfondie sous forme d'études de cas.

Les résultats de l'étude permettront de préciser le type d'installations de biogaz agricole le plus performant du point de vue environnemental, et de définir les conditions optimales en relation avec la taille des installations. En particulier, les résultats permettront de définir des critères de décision destinés aux exploitants, aux investisseurs mais aussi aux acteurs politiques dans la perspective de la mise en place de mesures de soutien.

### 1.3 Organisation

La présente étude se divise en trois étapes principales et deux modules (sous-projets) :

- définition de la base méthodologique et mise en place d'un questionnaire destiné aux exploitants d'installations de biogaz agricole visant à récolter les données qui permettront l'élaboration de l'inventaire de cycle de vie ;
- inventaire de cycle de vie de la production (centralisée et décentralisée) de biogaz agricole et mise à jour des inventaires de la banque de données ecoinvent ;
- analyse comparative de l'impact environnemental et analyse de sensibilité vis-à-vis paramètres les plus significatifs (y.c. études de cas).

Le cadre de l'étude est décrit de façon schématique à la Figure 1.

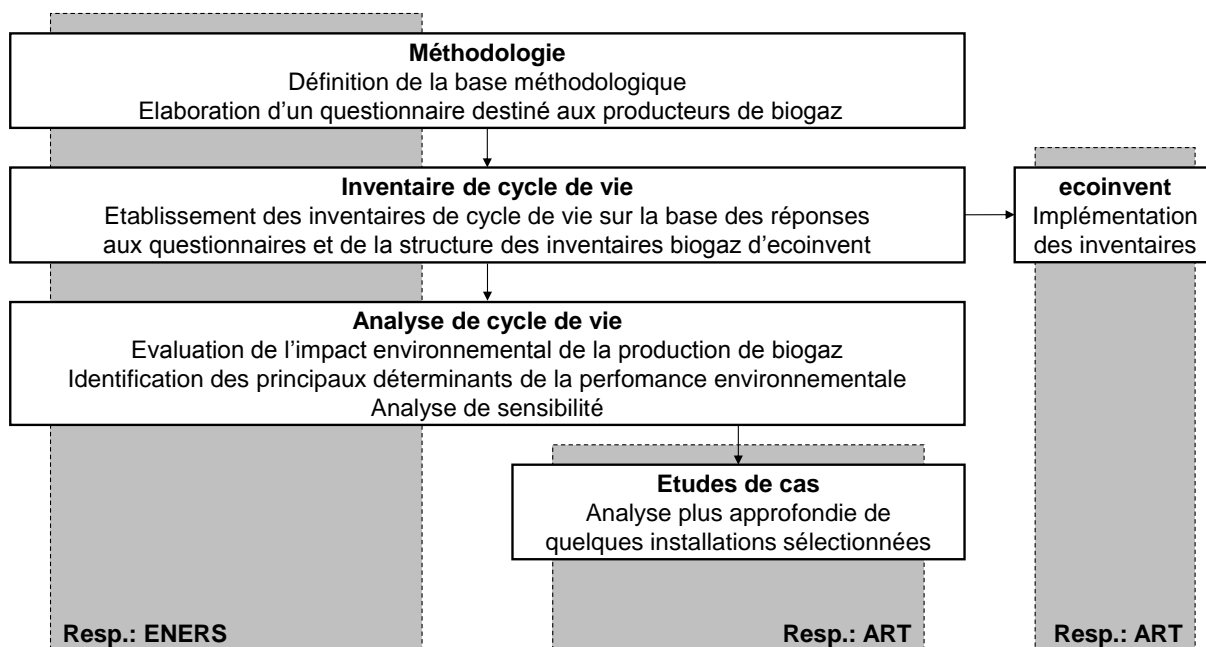


Figure 1 – Organisation et cadre de l'étude

Le bureau ENERS est responsable du projet et de l'ACV générale (Chapitres 2 à 7). ART est responsable des études de cas (Chapitre 8) et de l'intégration des nouveaux inventaires à la banque de données ecoinvent. Les bureaux EREP et EBP jouent le rôle d'expert en matière de production de biogaz, apportent leur expérience technique et établissent les contacts avec les producteurs. ACW apporte une contribution concernant les impacts agronomiques et le maintien de la fertilité des sols en relation avec le développement du biogaz agricole en Suisse (Chapitre 9).

#### **1.4 Structure et contenu du présent rapport**

Le présent rapport constitue le Rapport final de l'étude « Analyse de cycle de vie de la production centralisée et décentralisée de biogaz en exploitations agricoles ».

Le Chapitre 2 précise dans un premier temps la typologie des installations de production de biogaz agricole et définit 7 cas de référence, allant d'une petite installation (50 kW<sub>e</sub>) décentralisée sans co-substrats jusqu'à une grande installation (350 kW<sub>e</sub>) centralisée traitant 50% de co-substrats. En accord avec la pratique usuelle en matière d'ACV, le Chapitre 3 définit les objectifs et le champ de l'étude, tandis que le Chapitre 4 précise les hypothèses relatives aux inventaires de cycle de vie. Les Chapitres 5 et 6 proposent une présentation et une interprétation des résultats de l'ACV pour les 7 cas de référence. Le Chapitre 7 complète les résultats par une analyse de sensibilité vis-à-vis des paramètres les plus significatifs.

Sous forme d'études de cas, le Chapitre 8 propose une analyse plus approfondie visant à évaluer l'effet d'une installation de biogaz à l'échelle de l'exploitation agricole. Ces études de cas concernent notamment une petite installation de biogaz (15 kW<sub>e</sub>) sans co-substrat, une petite installation de biogaz (45 kW<sub>e</sub>) avec co-substrats, et une grande installation de biogaz (200 kW<sub>e</sub>) collective avec co-substrats. Le Chapitre 9 aborde ensuite de façon plus pratique et qualitative les impacts agronomiques potentiels liés au développement de la production de biogaz agricole en Suisse.

Le Chapitre 10 présente enfin les conclusions générales de l'étude et élabore des recommandations pratiques destinées aux exploitants, investisseurs et acteurs politiques, quant aux conditions optimales de production de biogaz agricole en Suisse.

## 2. Typologie des installations de production de biogaz agricole

Afin de comparer la production centralisée et décentralisée de biogaz agricole en Suisse, et compte tenu du bilan et de l'analyse des réponses aux questionnaires (voir Annexe A2), il convient de définir quelques cas de référence réalistes qui seront par la suite évalués afin de caractériser leurs mérites environnementaux respectifs.

Le présent chapitre vise à définir la typologie des installations de production de biogaz dans la perspective d'une comparaison de la production centralisée et décentralisée de biogaz agricole en Suisse.

### 2.1 Comparaison de la production centralisée et décentralisée de biogaz agricole

La notion de production centralisée/décentralisée fait habituellement référence à la notion de taille et de logistique d'approvisionnement (distance d'acheminement et/ou nombre de fournisseurs). Appliquée à la production de biogaz agricole, la production centralisée fait référence à des installations de taille plus conséquente, et surtout à des installations nécessitant un transport de co-substrats sur des distances plus grandes (et potentiellement depuis un plus grand nombre de fournisseurs). La production décentralisée, au contraire, fait référence à des installations de taille plus modeste, s'approvisionnant sur des distances plus courtes auprès d'un nombre réduit de producteurs.

D'après l'analyse des réponses au questionnaire (voir Annexe A2), la réalité semble toutefois différente, dans la mesure où les distances les plus grandes pour l'acheminement des co-substrats ne sont pas forcément associées aux installations de plus grande capacité de production. Le nombre de fournisseur n'est pas non plus lié au volume de production de biogaz et l'on retrouve de petites installations avec un nombre important de fournisseurs.

Afin toutefois de juger des effets de la taille et de la logistique d'approvisionnement des substrats, des cas de référence réalistes sont ici définis.

### 2.2 Définition de cas de référence

#### a. Définition

Selon EREP-EAWAG (2009), la puissance électrique moyenne des installations de biogaz agricole en Suisse en 2007 se situait autour de 160-165 kW, en augmentation sensible depuis 10 ans principalement du fait de quelques grandes installations (dont une à 1'000 kW, une autre à 500 kW et quelques-unes autour de 300-350 kW).

Plusieurs cas de référence sont ici définis, par combinaisons de 3 paramètres liés à la notion de production centralisée/décentralisée : la taille de l'installation, la part (en masse) des co-substrats et enfin la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats. Le schéma de la Figure 2 présente les différentes options pour chaque paramètre. On définit ainsi 7 cas de référence qui feront l'objet d'une comparaison en termes d'ACV. Une analyse de sensibilité viendra compléter ces cas de référence afin de tenir compte de la très grande variabilité des options et du caractère fictif de ces cas de référence.

Afin de distinguer les cas de référence, on appliquera dans ce rapport la nomenclature suivante : Pxxx-CSxx-KMxx, où P désigne la puissance électrique installée, CS désigne la part en masse des co-substrats, et KM désigne la distance moyenne de transport des co-substrats. Ainsi, le cas de référence P150-CS20-KM20 désigne une installation de 150 kW (soit 600'000 m<sup>3</sup> biogaz /an) traitant 20% (en masse) de co-substrats et s'approvisionnant à une distance moyenne de 20 km.

Taille de l'installation	Part des co-substrats	Transport des co-substrats
<b>Petite</b> (50 kW, 200'000 m <sup>3</sup> biogaz/an)	0% co-substrats	- P50-CS0-KM0
	20% co-substrats	5 km P50-CS20-KM5
	50% co-substrats	5 km P50-CS50-KM5
<b>Moyenne</b> (150 kW, 600'000 m <sup>3</sup> biogaz/an)	20% co-substrats	20 km P150-CS20-KM20
	50% co-substrats	20 km P150-CS50-KM20
<b>Grande</b> (350 kW, 1'400'000 m <sup>3</sup> biogaz/an)	20% co-substrats	35 km P350-CS20-KM35
	50% co-substrats	35 km P350-CS50-KM35

Figure 2 – Paramètres de base et définition des cas de référence

Le positionnement des cas de référence par rapport aux réponses du questionnaire et la définition (dans la présente étude) de la notion de production centralisée et décentralisée sont présentés à la Figure 3. A noter qu'il s'agit-là d'une représentation simplifiée et limitée de cette notion de production centralisée/décentralisée. La réalité est plus complexe et ne se prête pas forcément à une vision limitée aux seuls paramètres pris en compte ici (production annuelle de biogaz en abscisse et distance de transport ou quantités transportées de co-substrats en ordonnée).

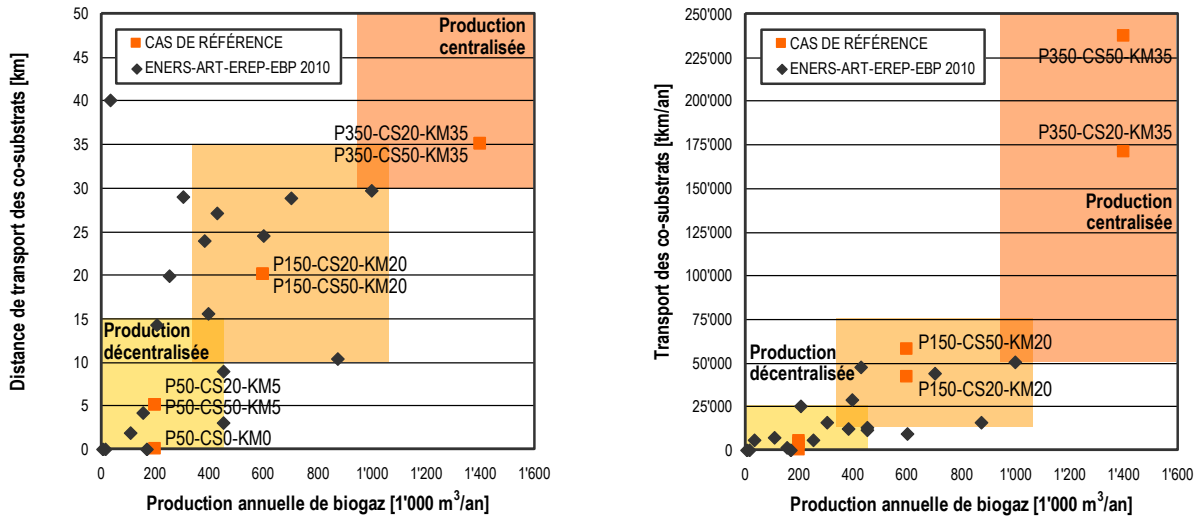


Figure 3 – Notion de production centralisée et décentralisée

Afin de limiter la variabilité à ces paramètres, les autres caractéristiques des installations (directement ou indirectement indépendantes de ces paramètres) sont les mêmes pour tous les cas de référence. Les paramètres communs sont définis ci-dessous.

### b. Caractérisation des substrats

Une composition type a été adoptée pour les engrais de ferme et les co-substrats, selon le mix moyen sur l'ensemble des producteurs de biogaz. La composition et le rendement de biogaz par type de substrat sont établis selon les valeurs moyennes de FAT (2000) et figurent à l'Annexe A3 (voir Tableau 54).

Les engrais de ferme sont constitués de lisier de bovins (55%), fumier de bovins (12%) et lisier de porcins (33%). Les teneurs moyennes en matière sèche (MS) et en carbone (C) s'élèvent respectivement à 8,6% et 5,1% de la masse totale. La teneur en matière organique (MO) s'élève en moyenne à 75,6% de la matière sèche (MS). La production moyenne de biogaz s'élève à 27 m<sup>3</sup> par tonne d'engrais de ferme. La caractérisation des engrais de ferme est présentée Tableau 1.

**Tableau 1 – Caractérisation des engrais de ferme**

Substrats	Part des substrats % m/m	MS % m/m	MO % MS	Teneur en C % m/m	Biogaz	
					m <sup>3</sup> /t MO	m <sup>3</sup> /t
<b>Engrais de ferme</b>						
Lisier de bovins	55%	8,0%	77,0%	5,1%	400	25
Fumier de bovins	12%	22,0%	75,0%	9,7%	400	66
Lisier de porcs	33%	5,0%	73,0%	3,2%	450	16
<b>Total des engrais de ferme</b>	<b>100%</b>	<b>8,6%</b>	<b>75,6%</b>	<b>5,0%</b>	<b>415</b>	<b>27</b>

Les co-substrats sont constitués de sous-produits de l'industrie (70%), déchets organiques communaux (22%) et autres co-substrats (8%). Les teneurs moyennes en matière sèche (MS) et en carbone (C) s'élèvent respectivement à 30,2% et 16,0% de la masse totale. La teneur en matière organique (MO) s'élève en moyenne à 85,7% de la matière sèche (MS). La production moyenne de biogaz s'élève à 180 m<sup>3</sup> par tonne de co-substrats. La caractérisation des co-substrats est présentée au Tableau 2.

**Tableau 2 – Caractérisation des co-substrats**

Substrats	Part des substrats % m/m	MS % m/m	MO % MS	Teneur en C % m/m	Biogaz	
					m <sup>3</sup> /t MO	m <sup>3</sup> /t
<b>Sous-produits de l'industrie</b>						
Déchets de légumes	50%	13,0%	80,0%	7,5%	500	52
Marc de café	8%	25,0%	90,0%	11,9%	500	112
Déchets de céréales	12%	80,0%	85,0%	35,2%	770	524
<b>Déchets organiques communaux</b>						
Gazon	5%	20,0%	85,0%	7,1%	470	80
Déchets de jardins	6%	51,3%	75,8%	32,0%	600	233
Biodéchets ménagers	6%	19,0%	89,0%	9,9%	590	100
Lavures, déchets alimentaires	5%	16,0%	86,0%	8,0%	550	76
<b>Autres substrats</b>						
Glycérine	5%	63,0%	92,0%	30,1%	850	493
Huiles comestibles usagées	3%	99,0%	99,0%	76,0%	1'000	980
<b>Total des co-substrats</b>	<b>100%</b>	<b>30,2%</b>	<b>85,7%</b>	<b>16,0%</b>	<b>568</b>	<b>180</b>

### c. Valeur économique des substrats

Concernant la valeur économique des substrats, les engrais de ferme ont une valeur nulle (provenant habituellement de la propre exploitation agricole du producteur de biogaz). La valeur des co-substrats en revanche varie sensiblement selon le type de substrat et la provenance. Sur la base des réponses au questionnaire, le Tableau 3 précise la valeur économique (minimale, maximale et moyenne<sup>1</sup>) des substrats pris en compte dans le mix défini au Tableau 2. A noter que dans de nombreux cas, la valeur économique des substrats n'a pas été renseignée par les producteurs et il convient de ce fait de tenir compte de ces valeurs de manière critique.

**Tableau 3 – Valeur économique des substrats (engrais de ferme et co-substrats)**

Substrats	Valeur minimale (*)	Valeur maximale (*)	Valeur moyenne (*)
	CHF/t	CHF/t	CHF/t
<b>Engrais de ferme</b>	0,00	0,00	0,00
<b>Sous-produits de l'industrie</b>			
Déchets de légumes	-15,00	-36,00	-24,00
Marc de café	-25,00	-30,00	-27,50
Déchets de céréales	0,00	-60,00	-32,50
<b>Déchets organiques communaux</b>			
Gazon	0,00	-50,00	-30,00
Déchets de jardins	-120,00	-120,00	-120,00
Biodéchets ménagers	-	-	-95,40
Lavures, déchets alimentaires	-291,20	-291,20	-291,20
<b>Autres substrats</b>			
Glycérine	+220,00	+200,00	+208,30
Huiles comestibles usagées	0,00	0,00	0,00

\* Une valeur négative indique un prix payé au producteur de biogaz ; une valeur positive, un prix payé par le producteur.

Il ressort des chiffres du Tableau 3 que les producteurs de biogaz sont en règle générale rémunérés pour traiter les co-substrats issus de l'industrie et les déchets organiques communaux.

Parmi les co-substrats retenus dans le mix de référence (voir Tableau 2), la glycérine fait exception à cette règle, et c'est en général le producteur de biogaz qui paye pour se procurer ce co-substrat auprès des producteurs de biodiesel. On parlera dans la suite du rapport de co-substrats « non-déchets » pour désigner ces co-substrats possédant une valeur économique positive, qui représentent donc un coût pour le producteur de biogaz.

### d. Composition des substrats

La composition des substrats est établie selon les valeurs moyennes de FAT (2000), reprises à l'Annexe A3 (voir Tableau 54). La composition moyenne des mix de substrats selon les cas de référence est présentée au Tableau 4. Par définition des cas de référence, la composition est la même pour tous les cas CS20 d'une part et pour tous les cas CS50 d'autre part. A noter que teneur en matière sèche (MS) est d'autant plus grande que la part de co-substrats est grande, les engrais de ferme étant en moyenne beaucoup plus dilués que les co-substrats.

<sup>1</sup> Il s'agit ici d'une moyenne pondérée au prorata des quantités traitées par les différents producteurs.

**Tableau 4 – Composition des substrats**

Composition des substrats		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Teneur en matière sèche (MS)	% m/m	8,6%	12,9%	19,4%	12,9%	19,4%	12,9%	19,4%
Teneur en matière organique (MO)	% m/m	6,5%	10,0%	15,5%	10,0%	15,5%	10,0%	15,5%
Teneur en carbone (C)	% m/m	5,0%	7,2%	10,5%	7,2%	10,5%	7,2%	10,5%
N <sub>tot</sub>	% m/m	0,3%	0,5%	0,8%	0,5%	0,8%	0,5%	0,8%
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	% m/m	0,2%	0,3%	0,4%	0,3%	0,4%	0,3%	0,4%
K <sub>2</sub> O	% m/m	0,5%	0,7%	0,8%	0,7%	0,8%	0,7%	0,8%

*e. Logistique d’approvisionnement des substrats*

La logistique d’approvisionnement est un élément essentiel de la comparaison entre production centralisée et décentralisée. Celle-ci concerne la distance d’approvisionnement et le mode de transport. Les hypothèses sont précisées au Tableau 5.

**Tableau 5 – Hypothèses relatives à la logistique d’approvisionnement des substrats**

Paramètres		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Transport des engrais de ferme								
Tracteur	km	-	-	-	1,2	1,2	2,4	2,4
Conduite	km	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4
Transport des engrais de ferme								
Tracteur	% m/m	-	-	-	25%	25%	50%	50%
Conduite	% m/m	100%	100%	100%	75%	75%	50%	50%
Transport des co-substrats								
Tracteur	km	-	2,0	2,0	-	-	-	-
Camion/camionnette	km	-	8,0	8,0	20,0	20,0	35,0	35,0
Transport des co-substrats								
Tracteur	% m/m	-	50%	50%	-	-	-	-
Camion/camionnette	% m/m	-	50%	50%	100%	100%	100%	100%

Le transport des engrais de ferme est effectué par tracteur et/ou par conduite selon la répartition indiquée au Tableau 5. Le transport des co-substrats est effectué par tracteur et/ou camion/camionnette selon la répartition indiquée au Tableau 5.

La distance moyenne de transport des engrais de ferme s’élève à 0,2 km, 0,5 km et 1,4 km, respectivement pour les cas de référence P50, P150 et P350. L’approvisionnement en engrais de ferme pour les cas P50 est assuré par les propres ressources de l’exploitation

agricole du producteur de biogaz. Pour les cas P150 et P350, l'approvisionnement est complété par des engrais de ferme en provenance d'exploitations agricoles voisines et acheminés par tracteur.

Le transport des co-substrats est assuré principalement par camion/camionnette, sauf pour les cas P50 où la moitié des co-substrats est acheminée par tracteur.

#### *f. Caractéristiques techniques des installations*

Les hypothèses suivantes s'appliquent à l'ensemble des cas de référence :

- les installations sont de type « couvert » (stockage des substrats et digestats), avec post-fermentation ; les cuves sont en béton ;
- le digestat brut est valorisé tel quel et ne subit donc pas de séparation solide/liquide ;
- la demande d'énergie est satisfaite par l'électricité et la chaleur produites par cogénération (moteur biogaz) ;
- le nombre de jours d'arrêt est pris égal à 2 jours, indépendamment des caractéristiques techniques des installations (méthanisation et cogénération).

Le Tableau 6 présente les principaux paramètres techniques des cas de référence décrits plus haut (voir Figure 2).

La contribution des co-substrats à la production de biogaz varie de 63% (cas avec 20% m/m de co-substrats, CS20) à 87% (cas avec 50% m/m de co-substrats, CS50). Le taux de conversion du carbone en biogaz varie de 28% (CS0) à 52% (CS50).

Les consommations d'électricité et de chaleur sont calculées sur la base des consommations spécifiques moyennes constatées sur l'ensemble des réponses au questionnaire (voir Annexe A2, paragraphes A2.3d et A2.3e), soit respectivement 0,158 kWh et 3,470 MJ par m<sup>3</sup> de biogaz. Il est fait l'hypothèse dans tous les cas que le cogénérateur fonctionne exclusivement au biogaz.

Les quantités de substrats traitées sont calculées à partir de la production de biogaz (fixée pour chaque cas de référence) et des rendements moyens selon FAT (2000). Ceux-ci figurent à l'Annexe A3 (voir Tableau 54). Les quantités de digestat sont calculées de manière à satisfaire le bilan de masse.

La teneur en méthane (CH<sub>4</sub>) du biogaz est calculée sur la base des teneurs moyennes par type de substrat selon FAT (2000) et du mix de substrats. Les concentrations volumiques de N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S et O<sub>2</sub> sont prises égales respectivement à 1,0% v/v, 0,5% v/v et 0,3% v/v (soit 30 ppm). Enfin, la concentration en CO<sub>2</sub> est calculée par différence. Le PCI du biogaz est calculé selon la formule :  $35,885 \times [\% \text{ v/v CH}_4] + 23,413 \times [\% \text{ v/v H}_2\text{S}]$ . La densité, enfin, est calculée selon la composition et les masses molaires des différents constituants.

**Tableau 6 – Principaux paramètres techniques de la production de biogaz**

Paramètres		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Puissance du cogénérateur	kW	50	50	50	150	150	350	350
Production de biogaz	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /an	200	200	200	600	600	1'400	1'400
Part des co-substrats	% m/m	0%	20%	50%	20%	50%	20%	50%
Rendement moyen de biogaz								
Engrais de ferme	m <sup>3</sup> /t	27	27	27	27	27	27	27
Co-substrats	m <sup>3</sup> /t	-	180	180	180	180	180	180
Total des substrats	m <sup>3</sup> /t	27	57	103	57	103	57	103
Quantités de substrats traitées								
Engrais de ferme	t/an	7'486	2'787	966	8'360	2'899	19'506	6'765
Co-substrats	t/an	0	697	966	2'090	2'899	4'877	6'765
Total des substrats	t/an	7'486	3'483	1'933	10'450	5'799	24'383	13'530
Contribution à la production de biogaz								
Engrais de ferme	%	100%	37%	13%	37%	13%	37%	13%
Co-substrats	%	0%	63%	87%	63%	87%	63%	87%
Total des substrats	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Caractéristiques du biogaz								
Densité du biogaz	kg/m <sup>3</sup>	1,26	1,22	1,21	1,22	1,21	1,22	1,21
PCI du biogaz	MJ/m <sup>3</sup>	20,1	21,2	21,6	21,2	21,6	21,2	21,6
Teneur en méthane (CH <sub>4</sub> )	% v/v	56%	59%	60%	59%	60%	59%	60%
Bilan de masse								
Substrats	t/an	7'486	3'483	1'933	10'450	5'799	24'383	13'530
Biogaz	t/an	250	244	242	732	725	1'709	1'693
Digestat brut	t/an	7'236	3'239	1'691	9'718	5'073	22'674	11'838
Bilan carbone								
Substrats	t C/an	371	250	203	749	608	1'749	1'419
Biogaz	t C/an	105	105	105	316	316	737	737
Digestat brut	t C/an	266	145	97	434	292	1'012	682
Taux de conversion du C en biogaz	%]	28%	42%	52%	42%	52%	42%	52%
Consommation d'énergie du processus								
Electricité	MWh/an	32	32	32	95	95	221	221
Chaleur	GJ/an	694	694	694	2'082	2'082	4'858	4'858

#### g. Composition des digestats

La composition des digestats selon les différents cas de référence repose en partie sur Sinaj et al. (2009) et sur des calculs liés au bilan de masse de la méthanisation. La composition du digestat est indiquée au Tableau 7.

Il est fait l'hypothèse ici que la totalité des substances fertilisantes (N, P<sub>2</sub>O<sub>5</sub> et K<sub>2</sub>O) contenues dans les substrats se retrouvent dans le digestat. Les teneurs obtenues sont confortées par les valeurs standard précisées dans Sinaj et al. (2009), Tableau 42, section 12.2, page 63. La teneur en carbone (C) provient du bilan carbone présenté au Tableau 6. La teneur en matière organique (MO) est calculée à partir de la teneur en C en considérant une part du C dans la MO de 85%. Enfin la teneur en matière sèche (MS) est obtenue en appliquant le ratio MO/MS selon Sinaj et al. (2009).

**Tableau 7 – Composition du digestat**

Composition du digestat		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Matière sèche (MS)	% m/m	8,3%	9,4%	11,2%	9,4%	11,2%	9,4%	11,2%
Matière organique (MO)	% m/m	3,9%	4,4%	5,2%	4,4%	5,2%	4,4%	5,2%
Teneur en carbone (C)	% m/m	3,3%	3,7%	4,5%	3,7%	4,5%	3,7%	4,5%
N <sub>tot</sub>	% m/m	0,4%	0,6%	0,9%	0,6%	0,9%	0,6%	0,9%
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	% m/m	0,0%	0,3%	0,4%	0,3%	0,4%	0,3%	0,4%
K <sub>2</sub> O	% m/m	0,0%	0,7%	0,9%	0,7%	0,9%	0,7%	0,9%

*h. Transport du digestat*

Faute de données spécifiques suffisamment précises, la distance moyenne de transport du digestat est prise égale à 6,5 km pour l'ensemble des cas de référence, indépendamment de la taille de l'installation, de la part de co-substrats ou de la distance d'approvisionnement des co-substrats. Cette distance repose sur les informations recueillies au moyen des questionnaires (moyenne sur l'ensemble des réponses).

*i. Bilan économique de la production de biogaz*

Le bilan économique de la production de biogaz est précisé au Tableau 8. Ces chiffres permettront par la suite d'effectuer l'allocation économique entre les diverses fonctions du système (voir Figure 4), à savoir : (1) la production de biogaz, (2) la production de digestat et (3) le traitement et/ou l'élimination de déchets.

**Tableau 8 – Bilan économique de la production de biogaz**

Composition du digestat		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Revenus liés aux substrats	kCHF/an	0,0	26,2	36,3	78,6	109,0	183,4	254,4
Revenus liés au biogaz	kCHF/an	44,6	47,1	48,0	141,2	144,0	329,4	336,0
Revenus liés au digestat	kCHF/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Les revenus liés aux substrats sont établis sur la base des valeurs économiques moyennes indiquées au Tableau 3 et du mix de substrats pour chacun des cas de référence. Dans tous les cas, les substrats génèrent un revenu net positif. La production de biogaz remplit donc une fonction de traitement/élimination de déchets. En accord avec les éléments présentés à l'Annexe A2, on fait ici l'hypothèse d'une valeur économique nulle des digestats (départ exploitation agricole, hors coûts de transport), indépendamment du type d'exploitation. Enfin,

le prix du biogaz est pris égal à 0,04 CHF/kWh, indépendamment de la filière de vente de l'électricité (RPC, Ökostrom ou tarif de base), en accord avec l'hypothèse dans ecoinvent.

*j. Cogénération d'électricité et de chaleur*

Les hypothèses relatives aux rendements électrique et thermique de la cogénération sont présentées ci-dessous. Celles-ci sont reprises dans le Tableau 9 ci-dessous.

Le rendement électrique est lié à puissance du cogénérateur, en accord avec les exigences énergétiques minimales<sup>2</sup> prescrites dans l'Ordonnance sur l'énergie (OEne). La formule appliquée ici est la suivante :

pour  $P_{\text{él.}} < 252 \text{ kW}$  :  $\eta_{\text{él.}} = P_{\text{él.}} \times (0,38-0,24)/252 + 0,24$

pour  $P_{\text{él.}} > 252 \text{ kW}$  :  $\eta_{\text{él.}} = 0,38$

où  $\eta_{\text{él.}}$  est le rendement électrique annuel moyen du cogénérateur ;

$P_{\text{él.}}$  est la puissance électrique du cogénérateur.

Le rendement thermique est également lié à la puissance du cogénérateur. Contrairement au rendement électrique, le rendement thermique est plus élevé pour les petites puissances. Le rendement thermique annuel moyen s'élève ici à 53% pour un cogénérateur de 50 kW, 50% pour un cogénérateur de 150 kW et 47% pour un cogénérateur de 350 kW.

Les rendements électrique et thermique ainsi que la production brute annuelle d'électricité et de chaleur selon les cas de référence sont précisés au Tableau 9, ci-dessous.

**Tableau 9 – Principaux paramètres techniques de la cogénération**

Paramètres		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Puissance du cogénérateur	kW	50	50	50	150	150	350	350
Type de moteur		biogaz	biogaz	biogaz	biogaz	biogaz	biogaz	biogaz
Rendements moyens annuels								
Rendement électrique	%	26,8%	26,8%	26,8%	32,3%	32,3%	38,0%	38,0%
Rendement thermique	%	53,0%	53,0%	53,0%	50,0%	50,0%	47,0%	47,0%
Production brute annuelle								
Electricité	MWh/an	299	315	321	1'141	1'164	3'129	3'192
Chaleur	GJ/an	2'128	2'244	2'290	6'352	6'480	13'932	14'213

<sup>2</sup> Ordonnance sur l'énergie, modification du 2 février 2010, Annexe 1.5, paragraphe 5.2 « Exigences énergétiques minimales ».

### 3. Objectifs et champs de l'étude

L'objectif de la présente étude est la comparaison (du point de vue des impacts environnementaux) de la production centralisée et décentralisée de biogaz agricole, dans le contexte helvétique.

#### 3.1 Définition des limites du système

Les limites du système dans la présente étude sont précisées à la Figure 4, ci-dessous. On y distingue notamment les limites dans le cadre de la présente étude et celles des inventaires ecoinvent. Le système global de la présente étude apparaît en gris plus clair (contour en trait plein). Les inventaires ecoinvent sont indiqués en gris plus sombre (contour en pointillés).

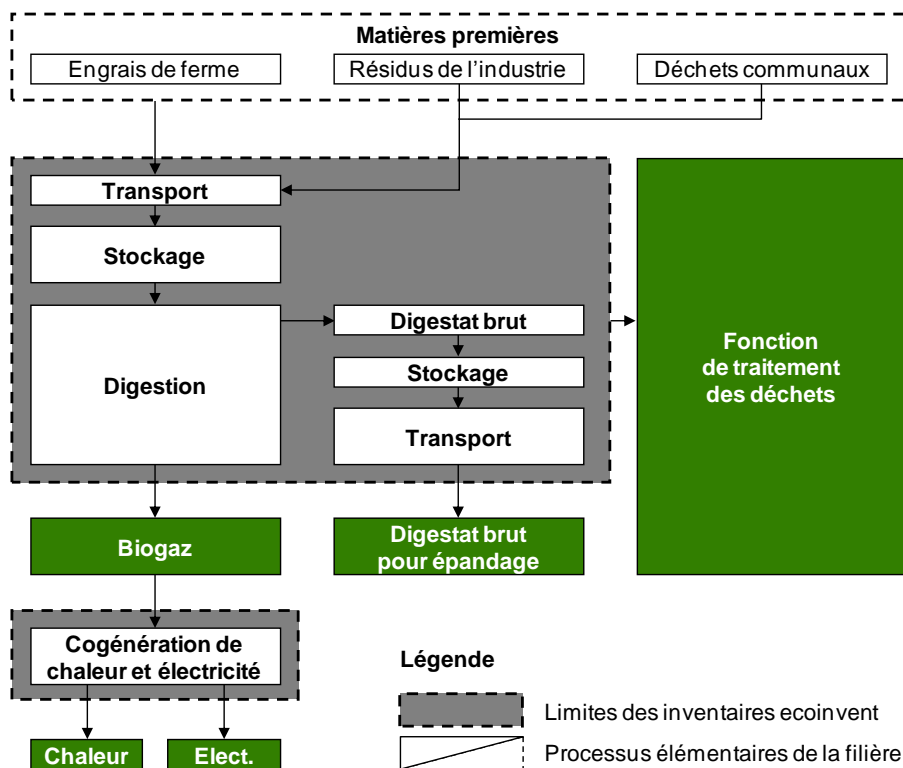


Figure 4 – Définition des limites du système

Il convient ici en effet de distinguer les limites du système pour la comparaison de la production centralisée/décentralisée de biogaz agricole de celles des inventaires ecoinvent en relation avec la filière. Le système global de la présente étude comprend :

- la collecte et le stockage des matières premières ;
- la production de biogaz et la valorisation ou l'élimination des digestats ;
- la valorisation énergétique du biogaz par cogénération.

Il est important de noter ici que l'épandage des digestats n'est pas pris en compte dans le système présenté à la Figure 4. Le transport des digestats jusqu'au lieu d'épandage est en revanche inclus dans le système. Si l'usage de digestats comme engrais diffère en effet de

celui d'engrais de ferme bruts (non méthanisés) du point de vue des effets sur l'environnement (disponibilité des éléments fertilisants, teneur en matière organique et en carbone, etc.), il est ici considéré que ces effets sont à attribuer non pas à la production de biogaz, mais bien à la culture qui profite de ces digestats comme engrais. Il ne s'agit pas ici de comparer le bilan écologique d'une exploitation agricole avec production de biogaz à celui d'une exploitation sans production de biogaz, mais bel et bien de comparer la production centralisée de biogaz à la production décentralisée. Les effets de l'usage de digestats comme engrais sont toutefois pris en compte dans les études de cas qui abordent la question sous un angle différent et plus approfondi (voir Rapport Final). A noter par ailleurs que la technique d'épandage joue un rôle majeur quant aux effets sur l'environnement. Selon Wulf et al. (2002), le choix de la technique d'épandage semble même plus significatif que l'application même d'engrais de ferme digérés ou bruts (Wulf et al. 2002).

Les substrats destinés à la production de biogaz agricole (engrais de ferme et co-substrats) sont habituellement considérés comme des déchets ayant une valeur économique nulle. Comme indiqué au Tableau 12, certains substrats (notamment le perméat de petit-lait et la glycérine issue de la production de biodiesel) possèdent toutefois une valeur économique positive et représentent donc un coût pour le producteur de biogaz qui paye pour en bénéficier. Certains résidus de l'industrie et déchets communaux ont au contraire une valeur économique négative ; le producteur de biogaz perçoit donc une somme d'argent pour traiter ces substrats. Il convient donc de tenir compte de cette problématique dans l'établissement des limites du système.

On distingue ici les trois cas de figure concernant la valeur économique des substrats (définie au lieu de collecte) :

- le substrat possède une valeur économique nulle : on ne tient pas compte dans ce cas du « passé » du substrat, à savoir toutes les étapes qui aboutissent à l'obtention du substrat, en amont de la collecte ;
- le substrat possède une valeur économique positive (le producteur de biogaz paye pour bénéficier du substrat) : on tient compte dans l'inventaire des étapes qui aboutissent à l'obtention du substrat (c'est le cas notamment, selon les réponses au questionnaire, de la glycérine et du perméat de petit-lait) ;
- le substrat possède une valeur économique négative (le producteur reçoit une somme d'argent pour prendre en charge le substrat) : on attribue au processus de méthanisation une fonction de traitement de déchet (voir Figure 4), à laquelle on alloue une part de l'impact généré par la digestion du substrat (en accord avec la méthodologie proposée dans ecoinvent).

Dans tous les cas, la collecte des substrats se situe à l'intérieur du système.

Parce que la taille des installations peut avoir un effet sur la performance (technique et donc environnementale) de la valorisation du biogaz, les étapes en aval de la méthanisation (cogénération) sont incluses dans le système global (voir Figure 4). La comparaison se situe donc à la fois au niveau de la production de biogaz et à celui de la production de chaleur et d'électricité.

Concernant les inventaires ecoinvent, en revanche, la production de biogaz et la valorisation du biogaz (sous forme de chaleur et d'électricité par cogénération) sont séparées et correspondent à des inventaires distincts.

### 3.2 Choix de l'unité fonctionnelle

Comme indiqué ci-dessus, l'analyse comparative dans la présente étude se situe à la fois au niveau de la production de biogaz et à celui de la cogénération.

Les unités fonctionnelles utilisées dans ecoinvent sont les suivantes :

- Nm<sup>3</sup> pour le biogaz (sortie installation de méthanisation) ;
- kWh pour l'électricité et MJ pour la chaleur.

Ces mêmes unités fonctionnelles seront utilisées dans le cadre de la présente étude.

### 3.3 Base de données d'inventaires de cycles de vie

La base de données d'inventaires de cycle de vie (ICV) utilisée dans la présente étude est la base de données ecoinvent Version 2.2 du Swiss Centre for Life Cycle Inventories ([www.ecoinvent.org](http://www.ecoinvent.org)). Les ICV spécifiques définis pour les besoins de l'étude reprennent de ce fait (et par souci de cohérence) la structure des inventaires existants dans la base de données ecoinvent. Ils sont établis conformément à la méthodologie ecoinvent, concernant notamment le choix des principales hypothèses méthodologies (fonction et limites du système, méthodes d'allocation, etc.).

### 3.4 Critères d'impacts environnementaux et méthodes d'évaluation

Les critères d'impacts environnementaux (et les méthodes d'évaluation correspondantes) retenus dans cette étude sont les suivants :

- Consommation d'énergie primaire non-renouvelable, exprimée en MJ<sub>p</sub> (méthode « Cumulative Energy Demand » ou CED)
- Emissions de gaz à effet de serre (GES), exprimées en kg CO<sub>2</sub> eq. (méthode IPCC 2007)
- Impact environnemental global selon la méthode UBP 06 (ci-après « impact environnemental global ») développée par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV), exprimé en unités de charge écologique (UCE) ou écopoints (ou encore UBP)

Les critères d'impacts environnementaux et les méthodes d'évaluation sont choisis de façon à correspondre à ceux de l'étude de l'EMPA, « Ökobilanz von Energieprodukten: Ökologische Bewertung von Biotreibstoffen » (Zah et al., 2007). Les différentes méthodes sont brièvement décrites ci-dessous.

#### a. Présentation de la méthode Cumulative Energy Demand (CED)

La méthode « Cumulative Energy Demand » (CED) vise à évaluer la consommation d'énergie tout au long du cycle de vie d'un produit ou service (VDI, 1997). Elle comprend à la fois l'usage direct d'énergie et la consommation indirecte d'énergie (parfois aussi appelée « énergie grise ») liée à l'utilisation de matières premières et/ou matériaux de construction.

Cette méthode a été développée par l'Association des Ingénieurs Allemands (VDI) au début des années 1970 après la première crise pétrolière et possède une longue tradition. Elle est également souvent considérée comme la méthode de référence lorsque les aspects énergétiques sont concernés.

Les impacts sont ici exprimés en MJ d'énergie primaire équivalente (MJ<sub>p</sub>). Dans la présente étude, l'évaluation se limite à la consommation d'énergie primaire non-renouvelable (principalement énergie fossile et d'origine nucléaire).

*b. Présentation de la méthode IPCC 2007*

La caractérisation des émissions gazeuses en fonction de leur potentiel de réchauffement global (PRG) et l'agrégation des différentes émissions dans la catégorie d'impact « changement climatique » est l'une des méthodes les plus largement utilisées dans les ACV. La caractérisation des gaz à effet de serre (GES) repose ici sur les PRG publiés par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

La méthode appliquée dans la présente étude utilise les PRG publiés par le GIEC (IPCC en anglais) en 2007 (IPCC, 2007). L'horizon de temps utilisé pour évaluer les effets de la durée de vie dans l'atmosphère des différents GES est de 100 ans. Le GES de référence est le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et l'impact agrégé est exprimé en kilogrammes de CO<sub>2</sub> équivalent (kg CO<sub>2</sub> eq.). Les PRG constituent un moyen efficace de comparer entre eux les différents GES qui influencent le système climatique. Selon un consensus international, le PRG pour le CO<sub>2</sub> biogénique est égal à zéro. Les PRG des principaux GES, à savoir le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>) et le protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O), sont respectivement égaux à 1, 25 et 298. En d'autres termes, 1 kg de CH<sub>4</sub> (respectivement, de N<sub>2</sub>O) provoque les mêmes dégâts sur le climat que 25 kg de CO<sub>2</sub> (respectivement, que 298 kg de CO<sub>2</sub>).

*c. Présentation de la méthode UBP 06 (dite « de la saturation écologique »)*

La méthode des UBP (Umweltbelastungspunkte) ou UCE (unités de charge écologique, parfois appelées « écopoints ») en français, également dite « de la saturation écologique », a été élaborée par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV) dans le but de pouvoir rendre compte des différents impacts d'un produit sous forme d'un score unique.

Relevons que dans ces désignations de méthode, la « saturation écologique » renvoie au type de pondération employée pour agréger les différents polluants et les UBP (ou UCE) à l'unité de mesure utilisée pour les différents impacts environnementaux.

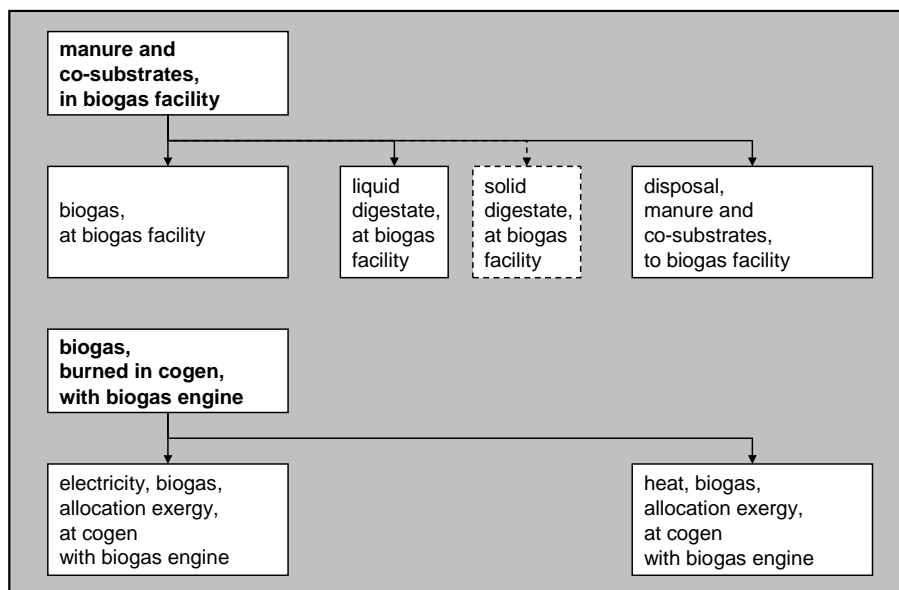
Pour évaluer l'impact environnemental, on multiplie la quantité de polluants émis ou de ressources utilisées par les écofacteurs correspondants (coefficients de pondération). Ceux-ci sont déterminés en fonction de la nocivité du polluant considéré. Plus un écofacteur est élevé, plus la charge environnementale de ce polluant est importante. L'unité pour les écofacteurs est l'UBP (p. ex. UBP par gramme de substance émise, UBP par MJ de ressource énergétique consommée ou UBP par m<sup>2</sup> de terrain utilisé). Par cette méthode, la charge polluante de chaque atteinte environnementale est exprimée dans une seule et même unité. Ces charges polluantes peuvent alors être additionnées, formant un total représentant la charge polluante globale du produit ou service considéré pour l'analyse.

Pour plus de détails sur la méthode et le calcul des coefficients de pondération des différents polluants, le lecteur est prié de se référer aux documents de référence de l'OFEV (OFEV, 2008 ; OFEV, 2009).

## 4. Inventaires de cycle de vie

L'inventaire de cycle de vie (ICV) consiste à répertorier l'ensemble des flux entrants et sortants au niveau de chaque processus élémentaire du système. Les inventaires des différents cas étudiés permettront d'une part la réalisation de l'analyse de cycle de vie (ACV) dans la présente étude et d'autre part la mise à jour des inventaires biogaz de la banque de données ecoinvent.

La structure générale des inventaires de cycle de vie pour la présente étude est précisée à la Figure 5. Celle-ci s'appuie sur et reprend la nomenclature ecoinvent (intitulé des inventaires ici en anglais). Elle s'applique ensuite à chacun des cas de référence.



**Figure 5 – Structure générale des inventaires de cycle de vie dans la présente étude**

En accord avec la discussion au Chapitre 3, la production de biogaz est modélisée comme un processus multi-produits, comprenant :

- le biogaz, exprimé en  $\text{Nm}^3$  ;
- le digestat liquide, exprimé en  $\text{m}^3$  ;
- le digestat solide (pas dans les cas de référence mais chez certains producteurs), exprimé en  $\text{m}^3$  ;
- le traitement des substrats, exprimé en kg de substrats.

Ce dernier « produit » de la méthanisation traduit la fonction « traitement des déchets » des installations de méthanisation (voir la discussion au Chapitre 3). Celle-ci s'exprime, du point de vue économique, par le prix payé aux producteurs de biogaz pour prendre en charge certains co-substrats.

Conformément à la méthodologie ecoinvent, la cogénération est aussi modélisée comme un processus multi-produits, comprenant :

- l'électricité, exprimée en kWh ;
- la chaleur, exprimée en MJ.

Les deux processus multi-produits « manure and co-substrates, in biogas facility » et « biogas, burned in cogen, with biogas engine » sont exprimés respectivement en kg de substrats et en MJ de biogaz.

Les hypothèses pour l'inventaire de cycle de vie sont précisées ci-dessous pour chacun des principaux postes de la production de biogaz agricole, à savoir :

- la nature et la qualité des co-substrats ;
- la collecte des substrats ;
- le stockage des substrats ;
- la production de biogaz à proprement parler ;
- le stockage des digestats ;
- la cogénération d'électricité et de chaleur.

Ces éléments sont précisés principalement pour les cas de référence décrits précédemment. Ils s'appliquent ensuite de manière similaire à chaque producteur ayant répondu au questionnaire, de façon à établir un inventaire spécifique pour chaque producteur.

La question des allocations entre les différents produits (au niveau de la production de biogaz d'une part, et de la cogénération d'autre part) est également traitée dans ce chapitre. Les inventaires relatifs aux cas de référence figurent à l'Annexe A4.

#### **4.1 Nature et qualité des substrats**

La caractérisation des co-substrats et la composition moyenne des substrats pour les cas de référence sont précisés respectivement au Tableau 2 et au Tableau 4. Le même mix moyen de co-substrats est appliqué à l'ensemble des cas de référence ; seule la part globale des co-substrats varie selon les cas de référence.

Hormis la glycérine et le perméat de petit-lait, les substrats méthanisables sont considérés comme des déchets dont la valeur économique est soit nulle soit négative (voir Chapitre 3). Parmi les substrats achetés par les producteurs de biogaz, seule la glycérine est prise en compte dans le mix moyen (voir Tableau 2). En termes d'inventaire de cycle de vie, les intrants liés à la nature et la qualité des substrats sont les suivants :

- la quantité de glycérine traitée ;
- la teneur en carbone biogénique des substrats.

La quantité de glycérine traitée, soit 0,05 kg/kg substrats, est obtenue à partir des chiffres présentés au Tableau 2. Le processus « glycerine, from rape oil, at esterification plant » (CH) est utilisé pour l'input de glycérine. L'input de carbone biogénique est donné au Tableau 4 pour chacun des cas de référence. Il est traduit dans l'inventaire sous forme d'une quantité de CO<sub>2</sub> captée dans l'environnement en multipliant par 44/12 [kg CO<sub>2</sub>/kg C].

Enfin, la valeur économique des substrats intervient dans l'allocation des impacts entre les différents produits de la méthanisation. Celle-ci est discutée plus loin dans ce chapitre.

#### **4.2 Collecte des substrats**

La collecte et l'acheminement des substrats sont effectués par tracteur ou par conduite pour les engrais de ferme, et par tracteur ou par camion/camionnette pour les co-substrats.

Concernant le transport par tracteur et par camion/camionnette, les processus ecoinvent suivants sont utilisés :

- transport, tractor and trailer
- transport, lorry 20-28t, fleet average
- transport, lorry 3.5-20t, fleet average

Concernant le transport par camion/camionnette, une répartition de 50%/50% est retenue entre les processus « transport, lorry 20-28t, fleet average » (camion) et « transport, lorry 3.5-20t, fleet average » (camionnette).

Le transport par conduite, en revanche, ne figure pas dans la banque de données ecoinvent. Un processus prévu à cet effet est donc modélisé dans la présente étude, sur la base de l'inventaire décrivant l'infrastructure pour le réseau de chauffage à distance dans Heck (2007), Tableau 4.28, p47, et dans Frischknecht et al. (1996), Anhang E, Fernwärmenetz.

La conduite destinée au transport des engrais de ferme liquides est donc ici modélisée selon un inventaire de type « infrastructure ». Les paramètres constructifs des conduites et l'inventaire de cycle de vie (ICV) sont précisés à l'Annexe A4, paragraphe A4.1. L'inventaire est établi pour 1 km de conduite en polyéthylène d'une durée de vie de 30 ans. L'input par kg de substrat est obtenu en divisant la longueur moyenne de conduites (en km) par la durée de vie (30 ans) et par la quantité totale de substrats traitée par année (en kg/an).

### 4.3 Emissions liées au stockage des substrats

Les émissions de méthane ( $\text{CH}_4$ ) et protoxyde d'azote ( $\text{N}_2\text{O}$ ) sont calculées selon la méthode proposée par IPCC (2006) pour les engrais de ferme, également implémentée dans la méthode d'ACV « SALCA » (Swiss Agricultural Life Cycle Assessment) utilisée par le groupe des bilans écologiques d'Agroscope. Les émissions de  $\text{CO}_2$  ne sont pas prises en compte dans la méthode SALCA, mais sont ici calculées selon des études de mesure citées.

Les émissions de  $\text{CH}_4$  lors du stockage des substrats sont calculées selon un facteur d'émission de 10%, sur la base du potentiel d'émissions de méthane des substrats (soit  $0,345 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{kg MO}$ ). Cette dernière valeur correspond à une moyenne des lisiers de bovins et porcs.

Les émissions de  $\text{CO}_2$  lors du stockage des substrats sont calculées à partir de la teneur en carbone des substrats, en appliquant un facteur d'émissions de 7%. Ce pourcentage est issue d'une étude sur la mesure des émissions de  $\text{CO}_2$  et  $\text{CH}_4$  lors du stockage de lisiers de bovins et porcs avant méthanisation (Møller et al. 2004). Pendant une période de 90 jours, 17% du carbone dégradé ont été perdus sous forme de  $\text{CO}_2$  et  $\text{CH}_4$ . La dégradabilité du carbone des lisiers pendant cette période a été 60%, soit un facteur d'émissions de 10% en référence au carbone total. Considérant par ailleurs que le  $\text{CO}_2$  représente 70% des émissions de carbone, on aboutit à un facteur d'émissions de 7% de la teneur en carbone aux substrats.

Le calcul des émissions d'ammoniac ( $\text{NH}_3$ ) repose sur le contenu d'azote soluble ( $\text{N}_{\text{sol}}$ ), ici estimé à 62% de l'azote total ( $\text{N}_{\text{tot}}$ ). Le facteur d'émission s'élève alors à 13,5% de l'azote soluble (émis sous forme de  $\text{NH}_3$ ) si le stockage est à ciel ouvert et à 1,35% de l'azote soluble si le stockage est couvert. Ces calculs sont implémentés dans la méthode SALCA et reposent sur Menzi et al. (1997), supposant un mix de lisiers de bovins et porcs.

Les émissions de  $\text{N}_2\text{O}$  sont calculées à partir de la teneur en azote (N) des substrats. Ici, 0,5% de l'azote total (moins le  $\text{NH}_3\text{-N}$  émis) sont émis comme  $\text{N}_2\text{O}$  selon IPCC 2006.

Il est fait l'hypothèse ici que les substrats sont stockés 10% du temps sur le site de méthanisation (et 90% chez les fournisseurs) et par conséquent 10% des émissions sont attribués à la production de biogaz.

Les équations précisant les émissions de CH<sub>4</sub>, NH<sub>3</sub>, N<sub>2</sub>O et CO<sub>2</sub> sont données ci-dessous :

$$E_S(\text{CH}_4) = 0,670 \times B_o \times C(\text{MO}) \times EF_1 \times \tau$$

où E<sub>S</sub>(CH<sub>4</sub>) sont les émissions de méthane, en kg CH<sub>4</sub>/t substrats ;

B<sub>o</sub> = 0,3014 est le potentiel d'émissions de méthane des substrats, en m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/kg MO ;

C(MO) est le contenu moyen en matière organique des substrats, en kg MO/t substrats

EF<sub>1</sub> = 10% est le facteur d'émission de méthane ;

τ est le pourcentage de temps où le substrat est stocké chez le producteur de biogaz.

$$E_S(\text{NH}_3) = (17/14) \times C(\text{N}_{\text{tot}}) \times 62 \times EF_2 \times \tau$$

où E<sub>S</sub>(NH<sub>3</sub>) sont les émissions d'ammoniac, en kg NH<sub>3</sub>/t substrats ;

C(N<sub>tot</sub>) est le contenu moyen en azote total des substrats, en kg N/t substrats ;

EF<sub>2</sub> = {13,5 si le stockage est à ciel ouvert ; 1,35% si le stockage est couvert} est le facteur d'émission d'ammoniac ;

τ est le pourcentage de temps où le substrat est stocké chez le producteur de biogaz.

$$E_S(\text{N}_2\text{O}) = (44/28) \times (C(\text{N}_{\text{tot}}) - (14/17) \times E_S(\text{NH}_3)) \times EF_3 \times \tau$$

où E<sub>S</sub>(N<sub>2</sub>O) sont les émissions de protoxyde d'azote, en kg N<sub>2</sub>O/t substrats ;

C(N<sub>tot</sub>) est le contenu moyen en azote total des substrats, en kg N/t substrats ;

EF<sub>3</sub> = 0,5% est le facteur d'émission de protoxyde d'azote ;

τ est le pourcentage de temps où le substrat est stocké chez le producteur de biogaz.

$$E_S(\text{CO}_2) = (44/12) \times C(\text{C}) \times EF_4 \times \tau$$

où E<sub>S</sub>(CO<sub>2</sub>) sont les émissions de dioxyde de carbone, en kg CO<sub>2</sub>/t substrats ;

C(C) est le contenu moyen en carbone des substrats, en kg C/t substrats ;

EF<sub>4</sub> = 7% est le facteur d'émission de dioxyde de carbone ;

τ est le pourcentage de temps où le substrat est stocké chez le producteur de biogaz.

Faute de références fiables et de données pertinentes, les émissions de H<sub>2</sub>S lors du stockage des substrats ne sont pas prises en compte dans la présente étude.

#### 4.4 Production de biogaz

L'inventaire de la production de biogaz à proprement parler concerne la consommation d'énergie (électricité et chaleur), les émissions de biogaz liées aux pannes éventuelles, et l'infrastructure des équipements.

Les données concernant la consommation d'électricité et de chaleur sont précisées au Tableau 6. Comme indiqué précédemment, il est fait l'hypothèse que les besoins en énergie sont satisfaits par la production propre. Les inputs pour l'électricité et la chaleur sont donc les outputs de la cogénération, soit « electricity, biogas, allocation exergy, at cogen with biogas engine » et « heat, biogas, allocation exergy, at cogen with biogas engine ».

Le nombre de jours de panne pour les cas de référence est fixé à 2 jours, indépendamment des caractéristiques des installations. On fait l'hypothèse que le biogaz produit durant cette période est directement libéré dans l'atmosphère. Les émissions de CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S sont calculées à partir de la composition du biogaz et rapportées à 1 kg de substrat.

Les rendements de biogaz et de digestat brut sont précisés au Tableau 6 pour chacun des cas de référence.

Faute de données plus spécifiques, l'infrastructure est modélisée au moyen du processus « anaerobic digestion plant covered, agriculture », indépendamment de la taille de l'installation. Selon Jungbluth et al. (2007), ce processus décrit une installation moyenne de production de biogaz agricole dans le contexte helvétique pour l'année 2006. Les équipements comprennent une pré-fosse de 90 m<sup>3</sup> et un fermenteur de 500 m<sup>3</sup>. La durée de vie est prise égale à 20 ans. Cette installation produit environ 350'000 m<sup>3</sup> de biogaz par an, ce qui correspond à une puissance électrique installée d'environ 100 kW<sub>e</sub>. Afin de tenir compte de l'effet d'échelle, on applique la formule suivante :

$$U_i = U_0 \times (C_i / C_0)^{0.7}$$

où  $U_i$  est le nombre d'unités d'infrastructure pour le cas de référence  $i$ , en « unit » ;

$U_0 = 1$  [unit] est le nombre d'unités d'infrastructure pour l'installation de référence selonecoinvent ;

$C_i$  est la production annuelle de biogaz pour le cas de référence  $i$ , en m<sup>3</sup>/an ;

$C_0 = 350'000$  [m<sup>3</sup>/an] est la production annuelle de biogaz de l'installation de référence selonecoinvent.

Pour une installation produisant 700'000 m<sup>3</sup> de biogaz par an, on obtient par exemple  $U_i = 1,62$ . Donc si l'on double la capacité, les ressources nécessaires à la construction de l'installation ne sont pas multipliées par 2, mais par 1,62.

L'input d'infrastructure par kg de substrats est calculé selon la formule suivante :

$$I_i = U_i \times Y_i / (20 \times C_i)$$

où  $I_i$  est l'input d'infrastructure « anaerobic digestion plant covered, agriculture » pour le cas de référence  $i$ , en « unit » par kg de substrats ;

$U_i$  est le nombre d'unités d'infrastructure pour le cas de référence  $i$ , en « unit » ;

$Y_i$  est le rendement de production de biogaz pour le cas de référence  $i$ , en m<sup>3</sup> de biogaz par kg de substrats ;

$C_i$  est la production annuelle de biogaz pour le cas de référence  $i$ , en m<sup>3</sup>/an.

## 4.5 Emissions liées au stockage des digestats

Suite à la méthanisation, les digestats restent une source d'émissions de polluants atmosphériques. La qualité des substrats évolue au cours de la méthanisation, du fait de la production de biogaz. Concernant le carbone, on fait l'hypothèse que l'on retrouve dans le digestat brut la différence entre le carbone contenu dans les substrats et le carbone contenu dans le biogaz (y compris les émissions de carbone, notamment de méthane, lors du stockage des substrats et digestats). On fait l'hypothèse par ailleurs que la totalité des substances fertilisantes (N, P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, K<sub>2</sub>O) contenues dans les substrats se retrouve dans le digestat brut. Si l'azote total se retrouve donc en totalité dans le digestat brut, on estime en revanche que la part de l'azote soluble se retrouve augmentée à l'issue de la méthanisation (soit 70% contre 62% en moyenne initialement dans les substrats), du fait de l'augmentation de pH (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009 ; Schulz & Eder 2001 ; Amon et al. 2006 ; Wulf et al. 2002).

Les émissions liées au stockage des digestats dépendent par ailleurs de la composition (en particulier de la teneur en eau) des digestats. On distingue ici les digestats solides et liquides lorsqu'une séparation de phase est effectuée. Lorsque le digestat brut est conservé tel quel, il est apparenté à un digestat liquide (c'est le cas notamment pour tous les cas de référence).

Les émissions de CH<sub>4</sub> lors du stockage des digestats sont calculées avec le même potentiel d'émissions de méthane que pour les substrats (soit 0,345 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/kg MO), selon un facteur d'émission de 10% pour les digestats bruts et liquides et de 1% pour les digestats solides, en accord avec IPCC (2006), sur la base de la teneur en matière organique des digestats.

Les émissions de NH<sub>3</sub> pour les digestats bruts et liquides sont calculées de la même manière que pour les substrats, avec toutefois une part de 70% d'azote soluble dans l'azote total. Le facteur d'émission s'élève alors à 13,5% de l'azote soluble (émis sous forme de NH<sub>3</sub>) si le stockage est à ciel ouvert et à 1,35% de l'azote soluble si le stockage est couvert. Concernant les digestats solides, on applique un coefficient d'émission de 30% de l'azote soluble (émis sous forme de NH<sub>3</sub>) pour une part de 27% d'azote soluble dans l'azote total (GRUDAF 2009, moyenne des fumiers de bovins et porcs). De même que pour les substrats, ces calculs sont implémentés dans la méthode SALCA et reposent sur Menzi et al. (1997).

Les émissions de N<sub>2</sub>O sont considérées comme négligeables pour les digestats bruts et liquides. Pour les digestats solides, en revanche, on estime d'après IPCC (2006) que 2% de l'azote total (moins l'azote émis sous forme de NH<sub>3</sub>) sont émis sous forme de N<sub>2</sub>O.

Les équations précisant les émissions de CH<sub>4</sub>, NH<sub>3</sub>, N<sub>2</sub>O et CO<sub>2</sub> sont données ci-dessous :

$$E_{DB}(\text{CH}_4) = 0,670 \times B_o \times ((Q_{DL}/Q_{DB}) \times C_{DL}(\text{MO}) \times EF_5 + (Q_{DS}/Q_{DB}) \times C_{DS}(\text{MO}) \times EF_6)$$

où  $E_{DB}(\text{CH}_4)$  sont les émissions de méthane, en kg CH<sub>4</sub>/t digestat brut ;

$B_o = 0,345$  est le potentiel d'émissions de méthane des digestats, en m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/kg MO ;

$Q_{DB}$ ,  $Q_{DL}$  et  $Q_{DS}$  sont les quantités respectives de digestat brut, liquide et solide, en t ;

$C_{DL}(\text{MO})$  est le contenu moyen en matière organique du digestat liquide, en kg MO/t ;

$C_{DS}(\text{MO})$  est le contenu moyen en matière organique du digestat solide, en kg MO/t ;

$EF_5 = 10\%$  est le facteur d'émission de méthane pour le digestat liquide ;

$EF_6 = 1\%$  est le facteur d'émission de méthane pour le digestat solide.

$$E_{DB}(NH_3) = (17/14) \times ((Q_{DL}/Q_{DB}) \times C_{DL}(N_{tot}) \times 70\% \times EF_7 + (Q_{DS}/Q_{DB}) \times C_{DS}(N_{tot}) \times 27\% \times EF_8)$$

où  $E_{DB}(NH_3)$  sont les émissions d'ammoniac, en kg  $NH_3$ /t digestat brut ;

$Q_{DB}$ ,  $Q_{DL}$  et  $Q_{DS}$  sont les quantités respectives de digestat brut, liquide et solide, en t ;

$C_{DL}(N_{tot})$  est le contenu en azote total du digestat liquide, en kg N/t digestat liquide ;

$C_{DS}(N_{tot})$  est le contenu en azote total du digestat solide, en kg N/t digestat solide ;

$EF_7 = \{13,5\%$  si le stockage est à ciel ouvert ;  $1,35\%$  si le stockage est couvert} est le facteur d'émission d'ammoniac pour le digestat liquide ;

$EF_8 = 30\%$  est le facteur d'émission d'ammoniac pour le digestat solide.

$$E_{DB}(N_2O) = (44/28) \times (Q_{DS}/Q_{DB}) \times (C_{DS}(N_{tot}) - C_{DS}(N_{tot}) \times 27\% \times EF_8) \times EF_9$$

où  $E_{DB}(N_2O)$  sont les émissions de protoxyde d'azote, en kg  $N_2O$ /t digestat brut ;

$Q_{DS}$  est la quantité de digestat solide, en t ;

$Q_{DB}$  est la quantité de digestat brut, en t ;

$C_{DS}(N_{tot})$  est le contenu en azote total du digestat solide, en kg N/t digestat solide ;

$EF_8 = 30\%$  est le facteur d'émission d'ammoniac pour le digestat solide ;

$EF_9 = 2\%$  est le facteur d'émission de protoxyde d'azote pour le digestat solide.

Les émissions de  $CO_2$  sont calculées sur la base des émissions de  $CH_4$ , avec l'hypothèse que 30% du carbone est émis sous forme de méthane et 70% sous forme de dioxyde de carbone, en accord avec Jungbluth et al. (2007).

L'équation précisant les émissions de  $CO_2$  est donnée ci-dessous :

$$E_{DB}(CO_2) = (44/12) \times (0,7/0,3) \times (12/16) \times E_{DB}(CH_4)$$

où  $E_{DB}(CO_2)$  sont les émissions de dioxyde de carbone, en kg  $CO_2$ /t digestat brut ;

$E_{DB}(CH_4)$  sont les émissions de méthane, en kg  $CH_4$ /t digestat brut.

Faute de références fiables et de données pertinentes, les émissions de  $H_2S$  lors du stockage des digestats ne sont pas prises en compte à ce stade de l'étude.

#### 4.6 Allocation entre le biogaz et les digestats

L'allocation entre les fonctions « production de biogaz », « production de digestats » et « traitement des déchets » au niveau de l'étape de méthanisation est effectuée sur la base des revenus respectifs générés par les trois fonctions de l'installation de méthanisation. Les données économiques correspondantes sont présentées au Tableau 3 (détails des valeurs économiques des substrats) et au Tableau 8 (bilan des revenus liés aux trois fonctions des installations de biogaz). Comme indiqué précédemment, la valeur économique des digestats est prise égale à zéro selon les valeurs moyennes calculées à partir des réponses aux questionnaires. Ceci explique notamment la valeur nulle des revenus liés aux digestats dans le Tableau 8. Compte tenu de cette hypothèse, le facteur d'allocation et donc l'impact

attribué aux digestats valent zéro. L'allocation des impacts se situe donc entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets ».

Une première méthode d'allocation consisterait à attribuer un facteur d'allocation global aux fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » sur la base des chiffres présentés au Tableau 8. Dans le cas de référence P150-CS20-KM20, par exemple, le facteur d'allocation pour le biogaz vaudrait alors :  $141,2 / (141,2 + 78,6) = 64,2\%$ . Le facteur d'allocation pour la fonction « traitement des déchets » serait dans ce cas de 35,8%.

Cette approche globale présente toutefois des limites, notamment dans des cas où le revenu global des substrats est négatif (avec une majorité de substrats tels que la glycérine et le perméat de petit-lait par exemple). Dans un tel cas, le facteur d'allocation pour le biogaz se retrouve supérieur à 100% et celui pour le traitement des déchets négatif.

La méthode d'allocation appliquée dans la présente étude consiste à séparer physiquement (par une vue de l'esprit) les volumes de biogaz produits à partir des substrats de valeur économique positive, nulle et négative). Si cette approche est envisageable pour les cas de référence où des rendements standard sont utilisés, elle est en revanche beaucoup plus délicate (pour ne pas dire impossible) à appliquer aux différents producteurs au niveau des inventaires spécifiques (pour lesquels la composition précise des substrats et donc les rendements spécifiques de biogaz ne sont pas connus).

L'allocation économique par séparation physique des flux décrite ci-dessus repose sur le calcul de la contribution des différents types de substrats à la production totale de biogaz. Pour les cas de référence où les quantités de substrats sont calculées à partir d'une production donnée de biogaz et de rendements standard par type de substrats selon FAT (2000), ce calcul est immédiat. Les résultats sont présentés au Tableau 10 pour chacun des cas de référence.

**Tableau 10 – Allocation économique par séparation physique des flux**

Paramètres		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Contribution à la production de biogaz								
Engrais de ferme	% v/v	100%	37%	13%	37%	13%	37%	13%
Co-substrats à valeur positive	% v/v	0%	9%	12%	9%	12%	9%	12%
Co-substrats à valeur nulle	% v/v	0%	11%	15%	11%	15%	11%	15%
Co-substrats à valeur négative	% v/v	0%	43%	60%	43%	60%	43%	60%
Quantités de substrats traitées								
Engrais de ferme	t/an	7'486	2'787	966	8'360	2'899	19'506	6'765
Co-substrats à valeur positive	t/an	0	35	48	104	145	243	337
Co-substrats à valeur nulle	t/an	0	22	31	66	92	154	214
Co-substrats à valeur négative	t/an	0	640	888	1'920	2'663	4'479	6'214
Valeur économique des substrats								
Engrais de ferme	CHF/t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Co-substrats à valeur positive	CHF/t	-208,30	-208,30	-208,30	-208,30	-208,30	-208,30	-208,30
Co-substrats à valeur nulle	CHF/t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Co-substrats à valeur négative	CHF/t	0,00	52,24	52,24	52,24	52,24	52,24	52,24
Revenus générés								
Engrais de ferme	kCHF/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Co-substrats à valeur positive	kCHF/an	0,0	-7,2	-10,0	-21,7	-30,1	-50,6	-70,2
Co-substrats à valeur nulle	kCHF/an	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Co-substrats à valeur négative	kCHF/an	0,0	33,4	46,4	100,3	139,1	234,0	324,6
Biogaz	kCHF/an	44,6	47,1	48,0	141,2	144,0	329,4	336,0
Total	kCHF/an	44,6	73,2	84,3	219,7	253,0	512,7	590,4
Facteurs d'allocation								
Production de biogaz	%	100%	73%	63%	73%	63%	73%	63%
Production de digestat	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Traitement des déchets	%	0%	27%	37%	27%	37%	27%	37%

Le calcul de la contribution des différents types de substrats à la production de biogaz repose sur les rendements standard selon FAT (voir Annexe A3, Tableau 54) et sur le mix de substrats défini pour les cas de référence (voir Tableau 1 et Tableau 2).

Le facteur d'allocation pour la fonction « traitement des déchets » est calculé comme suit :

$$FA_{TD} = CPB_{CSVN} \times R_{CSVN} / (R_{CSVN} + CPB_{CSVN} \times R_{BIOGAZ})$$

où  $FA_{TD}$  est le facteur d'allocation pour la fonction « traitement des déchets », en % ;

$CPB_{CSVN}$  est la contribution des co-substrats à valeur négative à la production de biogaz, exprimée en % ;

$R_{CSVN}$  sont les revenus liés aux co-substrats à valeur négative, en kCHF/an ;

$R_{BIOGAZ}$  sont les revenus liés au biogaz, en kCHF/an.

Le facteur d'allocation du biogaz est alors obtenu par différence.

Quelle que soit la méthode d'allocation prise en compte, les facteurs d'allocation s'appliquent à tous les éléments de l'inventaire hormis l'input de glycérine (100% pour le biogaz) et le « carbon dioxide, in air » traduisant le carbone contenu dans les substrats (pour lequel le facteur d'allocation est défini selon le bilan de carbone effectif).

L'allocation pour le « carbon dioxide, in air » est effectuée entre le biogaz et les digestats. Les facteurs sont calculés à partir des chiffres présentés au Tableau 6 sous « Bilan carbone ». Pour le cas de référence P150-CS20-KM20, par exemple, le facteur d'allocation pour le biogaz vaut :  $316 / (316 + 434) = 42,1\%$ . Le facteur d'allocation pour la fonction « traitement des déchets » est égal zéro.

A nouveau, la méthode d'allocation appliquée dans la présente étude est l'allocation par séparation physique des flux.

#### **4.7 Cogénération de chaleur et d'électricité**

L'inventaire de la cogénération concerne la consommation de biogaz, les émissions liées à la combustion du biogaz, la consommation et l'élimination d'huile lubrifiante pour l'entretien des équipements, et l'infrastructure pour les équipements. L'inventaire est construit à partir des inventaires ecoinvent suivants :

- biogas, agriculture covered, in cogen with biogas engine
- natural gas, burned in cogen xxx MWe (xxx = 50, 160, 200, 500 1'000 kW<sub>e</sub>)

L'inventaire est donc adapté en fonction de la puissance du cogénérateur selon le cas de référence (resp. selon le producteur de biogaz).

Les rendements électrique et thermique sont précisés au Tableau 9 pour chacun des cas de référence. L'input de biogaz, exprimé en Nm<sub>3</sub>/MJ, est calculé à partir du PCI du biogaz (voir Tableau 6). La quantité d'huile lubrifiante (« lubricating oil, at plant ») est reprise du processus « biogas, agriculture covered, in cogen with biogas engine », soit 3,0E-5 kg par MJ de biogaz. La même quantité est éliminée selon le processus « disposal, used mineral oil, 10% water, to hazardous waste incineration ». Les rejets de chaleur (« heat, waste ») sont calculés sur la base du bilan énergétique, par différence entre l'énergie entrante (sous forme de biogaz) et l'énergie sortante (sous forme d'électricité et de chaleur).

Les émissions de polluants atmosphériques pour le biogaz et pour le diesel (de façon à tenir compte des moteurs « dual-fuel » le cas échéant) sont précisées au Tableau 11, en kg de polluant par MJ de combustible. Le gaz naturel est donné pour référence.

**Tableau 11 – Emissions de polluants atmosphériques lors de la cogénération**

Polluants atmosphériques	Unités	Gaz naturel	Diesel	Biogaz
Dioxyde de carbone fossile, CO <sub>2</sub>	kg/MJ	5,60E-02	7,37E-02	-
Monoxyde de carbone fossile, CO	kg/MJ	1,60E-04	1,50E-04	-
Méthane fossile, CH <sub>4</sub>	kg/MJ	8,00E-05	1,20E-05	-
Dioxyde de carbone biogénique, CO <sub>2</sub>	kg/MJ	-	-	calculé selon le bilan C
Monoxyde de carbone biogénique, CO	kg/MJ	-	-	4,80E-05
Méthane biogénique, CH <sub>4</sub>	kg/MJ	-	-	2,30E-05
COV non méthaniques, NMVOC	kg/MJ	1,00E-05	5,00E-05	2,00E-06
Oxydes d'azote, NO <sub>x</sub>	kg/MJ	7,00E-05	7,00E-05	1,50E-05
Protoxyde d'azote, N <sub>2</sub> O	kg/MJ	5,00E-06	5,00E-06	2,50E-06
Dioxyde de soufre, SO <sub>2</sub>	kg/MJ	5,50E-07	5,00E-05	2,10E-05
Particules fines, PM <sub>2,5</sub>	kg/MJ	1,50E-07	1,00E-06	1,50E-07
Ammoniac, NH <sub>3</sub>	kg/MJ	-	1,00E-06	-
Platine	kg/MJ	-	-	7,00E-12

Les émissions de CO<sub>2</sub> biogénique pour le biogaz sont calculées sur la base du bilan carbone de la cogénération, selon l'équation suivante :

$$E_{CG}(CO_2) = (44/12) \times (CC / CE - E_{CG}(CO) \times (12/28) - E_{CG}(CH_4) \times (12/16))$$

- où  $E_{CG}(CO_2)$  sont les émissions de dioxyde de carbone, en kg CO<sub>2</sub>/MJ biogaz ;  
 CC = 0,526 est le contenu en carbone du biogaz, en kg C/m<sup>3</sup> biogaz ;  
 CE est le contenu énergétique ou PCI du biogaz, en MJ/m<sup>3</sup> biogaz ;  
 $E_{CG}(CO)$  sont les émissions de monoxyde de carbone, en kg CO/MJ biogaz ;  
 $E_{CG}(CH_4)$  sont les émissions de méthane, en kg CH<sub>4</sub>/MJ biogaz ;

Le PCI du biogaz est donné au Tableau 6 pour chacun des cas de référence.

Dans le cas où l'allumage est assuré par du diesel, les émissions polluantes sont adaptées en fonction de la quantité de diesel consommée (en MJ de diesel par MJ de biogaz), selon les chiffres du Tableau 11. Ceci ne s'applique toutefois pas aux cas de référence (moteur biogaz exclusif) ni à la majorité des producteurs ayant répondu au questionnaire. Seul un producteur sur les 18 ayant répondu possède un moteur dual fuel, le producteur <4>.

Faute de données spécifiques, les émissions polluantes du Tableau 11 sont utilisées indépendamment de la puissance du cogénérateur (comme cela est d'ailleurs le cas pour la cogénération à partir de gaz naturel dans ecoinvent).

L'infrastructure, en revanche, est adaptée en fonction de la puissance de l'installation selon les inventaires ecoinvent existants (50, 160, 200, 500 et 1'000 kW<sub>e</sub>). L'infrastructure repose sur les trois processus suivants :

- cogen unit xxx kW<sub>e</sub>, common components for heat+electricity
- cogen unit xxx kW<sub>e</sub>, components for electricity only
- cogen unit xxx kW<sub>e</sub>, components for heat only

Le choix des processus (vis-à-vis de la puissance) est effectué en fonction de la puissance électrique de l'installation de cogénération. On choisit ici la puissance de référence la plus proche de la puissance effective. Le choix se porte donc sur 50, 160 et 500 kW<sub>e</sub>, respectivement pour les cas de référence P50, P150 et P350. Un facteur d'échelle est appliqué de façon similaire à l'infrastructure de méthanisation :

$$U_i = U_0 \times (P_i / P_0)^{0,7}$$

- où  $U_i$  est le nombre d'unités d'infrastructure pour le cas de référence  $i$ , en « unit » ;  
 $U_0 = 1$  [unit] est le nombre d'unités d'infrastructure pour l'installation de référence selon ecoinvent ;  
 $P_i$  est la puissance électrique effective pour le cas de référence  $i$ , kW<sub>e</sub> ;  
 $P_0 = \{50 ; 160 ; 200 ; 500 ; 1'000\}$  est la puissance électrique de référence (selon ecoinvent) la plus proche de la puissance effective pour le cas de référence  $i$ , en kW<sub>e</sub>.

L'input d'infrastructure par MJ de biogaz est calculé selon la formule suivante :

$$I_i = U_i \times Y_i / (P_i \times DV_0)$$

- où  $I_i$  est l'input d'infrastructure pour le cas de référence  $i$ , en « unit » par MJ de biogaz ;  
 $U_i$  est le nombre d'unités d'infrastructure pour le cas de référence  $i$ , en « unit » ;  
 $Y_i$  est le rendement électrique pour le cas de référence  $i$ , en kWh/MJ biogaz ;  
 $P_i$  est la puissance électrique pour le cas de référence  $i$ , en kW<sub>e</sub> ;  
 $DV_0 = 100'000$  est la durée de vie de référence de l'installation, en heures.

Cette valeur d'input s'applique aux trois processus d'infrastructure cités plus haut.

#### 4.8 Allocation entre la chaleur et l'électricité

L'allocation entre la chaleur et l'électricité au niveau de l'étape de cogénération est effectuée sur la base du contenu exergétique, conformément aux inventaires de cogénération dans ecoinvent. En accord avec Jungbluth et al. (2007), les valeurs exergétiques de l'électricité et de la chaleur sont prises égales à 1,0 et 0,17 respectivement. Les facteurs d'allocation sont calculés selon les formules suivantes :

$$FA_{el.} = (\eta_{el.} \times VE_{el.}) / (\eta_{el.} \times VE_{el.} + \eta_{ch.} \times VE_{ch.})$$

$$FA_{ch.} = (\eta_{ch.} \times VE_{ch.}) / (\eta_{el.} \times VE_{el.} + \eta_{ch.} \times VE_{ch.})$$

- où  $FA_{el.}$  et  $FA_{ch.}$  sont respectivement les facteurs d'allocation pour l'électricité et la chaleur ;  
 $\eta_{el.}$  et  $\eta_{ch.}$  sont respectivement le rendement électrique et le rendement thermique ;  
 $VE_{el.}$  et  $VE_{ch.}$  sont respectivement les valeurs exergétiques de l'électricité (1,0) et de la chaleur (0,17).

## 5. Evaluation de l'impact environnemental (AVEC prise en compte des substrats « non-déchets »<sup>3</sup>)

### 5.1 Introduction

Sur la base des inventaires de cycle de vie des 7 cas de références définis au Chapitre 2, le présent chapitre propose une évaluation de l'impact environnemental selon les 3 critères d'impacts environnementaux retenus dans cette étude (voir Chapitre 3, paragraphe 3.4), à savoir :

- Consommation d'énergie primaire non-renouvelable, exprimée en MJ<sub>p</sub> (méthode CED)
- Emissions de gaz à effet de serre (GES), exprimées en kg CO<sub>2</sub> eq. (méthode IPCC 2007)
- Impact environnemental global, exprimé en UBP (méthode UBP 06)

Les résultats sont présentés dans un premier temps par m<sup>3</sup> de biogaz, puis par kWh d'électricité (resp. par MJ de chaleur) issue de l'installation de cogénération. Concernant le biogaz, la structure et la caractérisation des impacts sont précisées au Tableau 12.

**Tableau 12 – Structure et caractérisation des impacts pour la production de biogaz**

Composantes	Eléments pris en compte
Substrats « non-déchets »	Impact lié à la « production » des substrats considérés comme « non-déchets »
Transport des substrats	Transport des engrais de ferme et co-substrats selon les différents modes (conduites, tracteur, camion/camionnette)
Stockage des substrats	Emissions directes liées au stockage des engrais de ferme et co-substrats (émissions de CH <sub>4</sub> , NH <sub>3</sub> , N <sub>2</sub> O et CO <sub>2</sub> )
Production de biogaz	Infrastructure et équipement de l'installation de production de biogaz Approvisionnement de l'installation en énergie (chaleur et électricité) Emissions directes de biogaz liées par exemple à une panne du cogénérateur (émissions de CH <sub>4</sub> , CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S)
Stockage des digestats	Emissions directes liées au stockage des digestats à l'issue de la méthanisation (émissions de CH <sub>4</sub> , NH <sub>3</sub> , N <sub>2</sub> O et CO <sub>2</sub> )
Transport des digestats	Transport des digestats selon les différents modes (tracteur, camion/camionnette)

Faute de données suffisamment détaillées, la consommation d'énergie (chaleur et électricité) de l'installation de biogaz est entièrement prise en compte dans la composante « production de biogaz », ci-dessus (voir Tableau 12). Ceci inclut notamment l'électricité nécessaire aux différentes opérations de brassage et/ou pompage lors du stockage des substrats et digestats.

Comme expliqué aux Chapitres 3 et 4 (voir paragraphe 4.6), les impacts liés à la méthanisation sont répartis entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » de l'installation. Afin de mesurer l'effet de cette allocation des impacts, l'impact sans allocation est indiqué en pointillés sur les graphes relatifs à la production de biogaz.

<sup>3</sup> Les co-substrats « non-déchets » font ici référence aux co-substrats à valeur économique positive (voir Tableau 3), qui représentent donc un coût pour le producteur de biogaz. C'est le cas notamment de la glycérine.

Concernant la cogénération de chaleur et d'électricité à partir du biogaz, la présentation des résultats se limite au cas de l'électricité. Cette dernière est en effet valorisée dans sa totalité, majoritairement commercialisée et injectée sur le réseau électrique national. Elle bénéficie par ailleurs de la RPC et même dans certains cas d'une labellisation. La chaleur issue de la cogénération, en revanche, n'est que rarement valorisée en dehors des besoins de l'exploitation agricole. Par ailleurs, les commentaires concernant l'électricité s'appliquent aussi à la chaleur.

La structure et la caractérisation des impacts pour la production d'électricité sont précisées au Tableau 13.

**Tableau 13 – Structure et caractérisation des impacts pour la production d'électricité**

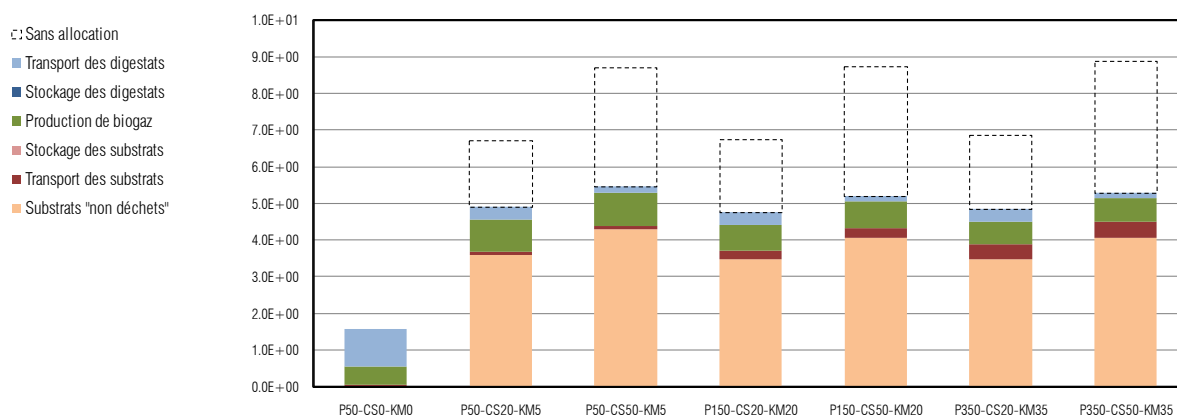
Composantes	Eléments pris en compte
Biogaz	Impact global lié à la production de biogaz (voir Tableau 12)
Combustion du biogaz	Emissions directes liées à la combustion du biogaz (émissions de CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , CO, NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O et NMVOC)
Infrastructure	Infrastructure et équipement de l'installation de cogénération

La production d'électricité à partir de biogaz agricole est comparée aux mix électriques suisse et européen, ainsi qu'à la production d'électricité à partir de gaz naturel dans une centrale à cycle combiné selon la meilleure technologie actuelle.

## 5.2 Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (méthode CED)

### a. Résultats relatifs à la production de biogaz

Les résultats de l'ACV de la production de biogaz agricole pour les 7 cas de référence selon la méthode CED (consommation d'énergie primaire non-renouvelable) sont présentés à la Figure 6.



**Figure 6 – Consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup>, méthode CED)**

Les résultats présentés à la Figure 6 sont repris en chiffres au Tableau 14.

**Tableau 14 – Consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup>, méthode CED)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Substrats « non-déchets »	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	3,607	4,308	3,489	4,080	3,489	4,080
Transport des substrats	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	0,055	0,092	0,097	0,226	0,246	0,405	0,420
Stockage des substrats	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Production de biogaz	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	0,498	0,873	0,906	0,717	0,732	0,627	0,641
Stockage des digestats	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Transport des digestats	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	1,037	0,339	0,153	0,328	0,144	0,328	0,144
<b>Total</b>	<b>MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup></b>	<b>1,589</b>	<b>4,911</b>	<b>5,463</b>	<b>4,760</b>	<b>5,203</b>	<b>4,849</b>	<b>5,286</b>

La consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production de biogaz agricole varie de 1,6 MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup> (P50-CS0-KM0) à 5,5 MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup> (P50-CS50-KM5). Pour une part de co-substrats donnée (ici 20% ou 50% en masse), l'impact par m<sup>3</sup> de biogaz est relativement peu sensible à la taille de l'installation (définie ici par la puissance électrique du cogénérateur) ou à la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats. Ainsi, avec 20% de co-substrats, l'impact varie de 4,8 MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup> (P150) à 4,9 MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup> (P50). Avec 50% de co-substrats, l'impact varie de 5,2 MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup> (P150) à 5,5 MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup> (P50). L'impact est en revanche largement plus sensible à la part des co-substrats.

Hormis pour le cas sans co-substrats (P50-CS0-KM0), les substrats « non-déchets » s'avèrent être le principal déterminant de l'impact, à hauteur de 75% en moyenne pour les 6 cas de référence avec co-substrats. Selon le mix de référence pour les co-substrats (voir Chapitre 2, Tableau 2), les substrats « non-déchets » se limitent ici à la glycérine (issue de la production de biodiesel) qui représente à peine 5% m/m des co-substrats et 9-12% v/v de la production totale de biogaz (engrais de ferme et co-substrats confondus). La présence de glycérine dans le mix de co-substrats joue donc un rôle essentiel dans le calcul de l'impact.

La teneur en eau des co-substrats (environ 70% selon le mix de co-substrats défini) étant sensiblement inférieure en moyenne à celle des engrais de ferme (environ 91%), les quantités de digestat sont d'autant moins grandes que la part de co-substrats est élevée. Aussi, le transport des digestats est d'autant moins significatif que la part des co-substrats est élevée. Ce phénomène est par ailleurs accentué par le fait que le rendement moyen de biogaz est sensiblement plus élevé pour les co-substrats (180 m<sup>3</sup>/t selon le mix de co-substrats défini) que pour les engrais de ferme (27 m<sup>3</sup>/t), d'où une masse de substrats et donc de digestats d'autant moins grande que la part des co-substrats est élevée.

Logiquement, le transport des substrats (engrais de ferme et co-substrats) et d'autant plus important que la part des co-substrats est grande (les co-substrats sont acheminés sur des distances plus grandes que les engrais de ferme) et que la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats est grande.

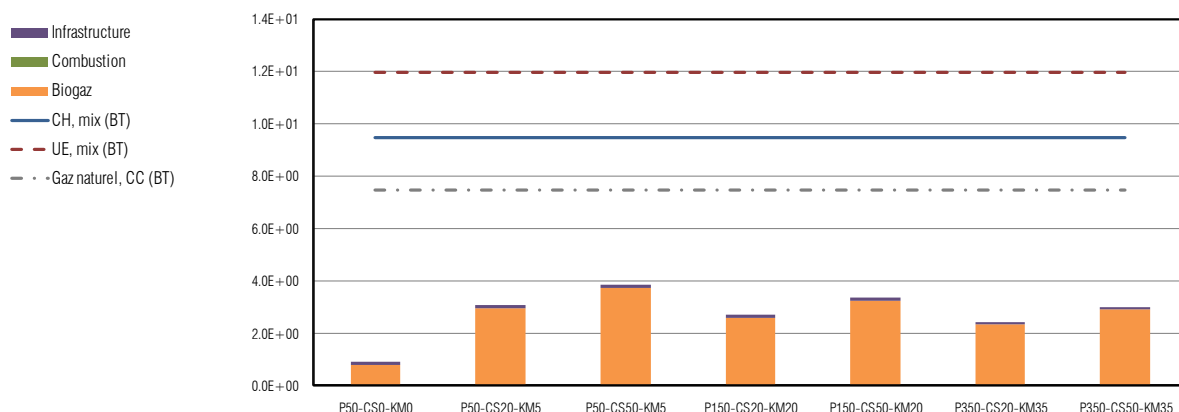
Le stockage des substrats et des digestats se limitant à des émissions directes de polluants atmosphériques, leur impact vis-à-vis de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable est nul.

Enfin, la production de biogaz à proprement parler (infrastructure de l'installation, consommation de chaleur et d'électricité) est dominée par la consommation de chaleur et d'électricité (elles-mêmes issues de la cogénération à partir du biogaz). Par récursivité, plus l'impact spécifique du biogaz est élevé, plus celui de l'électricité (resp. de la chaleur) issue de la cogénération est élevé. Cet effet se ressent alors en retour dans la production de biogaz.

L'allocation des impacts entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » de l'installation de méthanisation joue un rôle essentiel dans l'interprétation des résultats. Cette fonction de traitement des déchets concerne exclusivement les co-substrats à valeur négative (pour lesquels le producteur de biogaz reçoit de l'argent à la prise en charge). Il n'y a donc aucune allocation des impacts pour le cas P50-CS0-KM0 (sans co-substrats). Afin d'apprécier l'effet de l'allocation, les valeurs de l'impact sans allocation sont indiquées en pointillés à la Figure 6, pour chaque cas de référence.

### b. Résultats relatifs à la production d'électricité à partir de biogaz

Les résultats de l'ACV de la production d'électricité à partir de biogaz pour les 7 cas de référence selon la méthode CED (consommation d'énergie primaire non-renouvelable) sont présentés à la Figure 7.



**Figure 7 – Consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production d'électricité à partir de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en MJ<sub>p</sub>/kWh, méthode CED)**  
*La référence « Gaz naturel, CC (BT) » désigne une électricité basse tension produite à partir de gaz naturel dans une centrale à cycle combiné selon la meilleure technologie actuelle (rendement 57,5%)*

Les résultats présentés à la Figure 7 sont repris en chiffres au Tableau 15.

**Tableau 15 – Consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production d'électricité à partir de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en MJ<sub>p</sub>/kWh, méthode CED)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Biogaz	MJ <sub>p</sub> /kWh	0,797	2,965	3,728	2,585	3,254	2,328	2,919
Combustion	MJ <sub>p</sub> /kWh	-	-	-	-	-	-	-
Infrastructure	MJ <sub>p</sub> /kWh	0,113	0,113	0,113	0,104	0,104	0,069	0,069
<b>Total</b>	<b>MJ<sub>p</sub>/kWh</b>	<b>0,909</b>	<b>3,078</b>	<b>3,840</b>	<b>2,689</b>	<b>3,358</b>	<b>2,397</b>	<b>2,988</b>

La consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production d'électricité à partir de biogaz agricole varie de 0,9 MJ<sub>p</sub>/kWh (P50-CS0-KM0) à 3,8 MJ<sub>p</sub>/kWh (P50-CS50-KM5). Pour une part de co-substrats donnée, l'impact par kWh d'électricité est relativement sensible à la taille de l'installation, en particulier dû au fait de l'amélioration du rendement électrique avec la puissance du cogénérateur, de 26,8% pour P50 à 38% pour P350 (voir Chapitre 2, Tableau 9). Ainsi, avec 20% de co-substrats, l'impact varie de 3,1 MJ<sub>p</sub>/kWh (P50) à 2,4 MJ<sub>p</sub>/kWh (P350). Avec 50% de co-substrats, l'impact varie de 3,8 MJ<sub>p</sub>/kWh (P50) à 3,0 MJ<sub>p</sub>/kWh (P350).

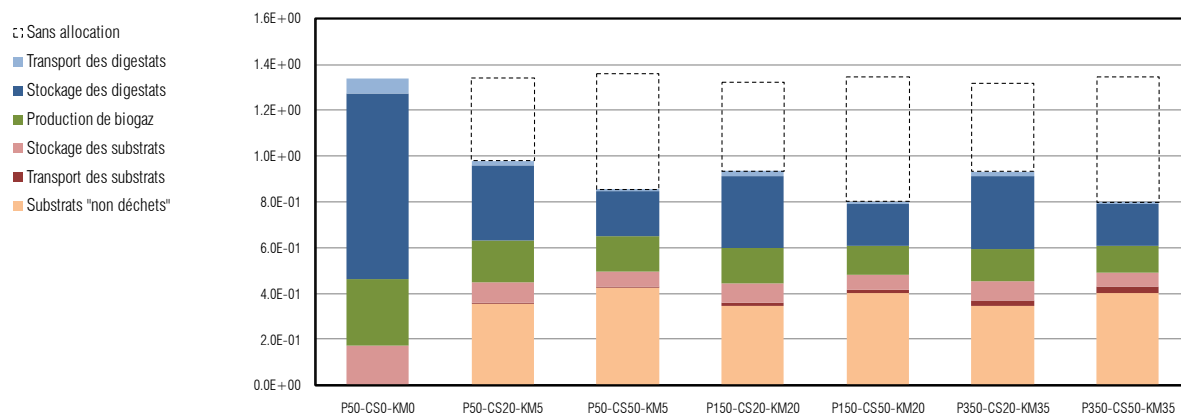
L'impact de la production d'électricité à partir de biogaz par cogénération est très largement dominé par le combustible, à savoir le biogaz. L'infrastructure est marginale. On retrouve donc logiquement sur le graphe de la Figure 7 le même profil d'impacts selon les cas de référence que pour le biogaz (voir Figure 6). Pour une taille d'installation donnée, plus la part de co-substrats est grande, plus l'impact est élevé. Pour une part de co-substrats donnée, plus l'installation est grande, plus l'impact est réduit.

Comparativement aux mix électriques suisse et européen, l'impact de la production d'électricité à partir de biogaz agricole est sensiblement moins élevé. Selon les cas, la réduction d'impact est de l'ordre de 60-90% par rapport au mix suisse, et même de l'ordre de 68-92% par rapport au mix européen.

### 5.3 Emissions de gaz à effet de serre (méthode IPCC 2007)

#### a. Résultats relatifs à la production de biogaz

Les résultats de l'ACV de la production de biogaz agricole pour les 7 cas de référence selon la méthode IPCC (émissions de GES) sont présentés à la Figure 8.



**Figure 8 – Emissions de GES liées à la production de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup>, méthode IPCC)**

Les résultats présentés à la Figure 8 sont repris en chiffres au Tableau 16.

**Tableau 16 – Emissions de GES liées à la production de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup>, méthode IPCC)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Substrats « non-déchets »	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	-	0,357	0,427	0,346	0,404	0,346	0,404
Transport des substrats	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	0,003	0,005	0,006	0,014	0,015	0,025	0,025
Stockage des substrats	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	0,171	0,089	0,066	0,086	0,062	0,086	0,062
Production de biogaz	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	0,292	0,182	0,155	0,155	0,129	0,140	0,118
Stockage des digestats	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	0,806	0,325	0,192	0,315	0,182	0,315	0,182
Transport des digestats	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	0,065	0,021	0,010	0,020	0,009	0,020	0,009
<b>Total</b>	<b>kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup></b>	<b>1,337</b>	<b>0,980</b>	<b>0,855</b>	<b>0,935</b>	<b>0,801</b>	<b>0,932</b>	<b>0,800</b>

Les émissions de GES liées à la production de biogaz agricole varient de 0,80 kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup> (P350-CS50-KM35) à 1,34 kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup> (P50-CS0-KM0). Pour une part de co-substrats donnée, l'impact par m<sup>3</sup> de biogaz est relativement peu sensible à la taille de l'installation ou à la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats, même si l'on constate une légère diminution de l'impact parallèlement à l'augmentation de la taille de l'installation. Ainsi, avec 20% de co-substrats, l'impact varie de 0,98 kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup> (P50) à 0,93 kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup> (P350). Avec 50% de co-substrats, l'impact varie de 0,85 kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup> (P50) à 0,80 kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup> (P350).

L'impact est en revanche largement plus sensible à la part des co-substrats. La situation toutefois se retrouve complètement inversée par rapport à la consommation d'énergie primaire non-renouvelable. Dans le cas présent en effet, pour une taille donnée de l'installation, plus la part des co-substrats est élevée, plus l'impact est réduit. Pour le cas P50

par exemple, l'impact varie de 1,34 kg CO<sub>2 eq.</sub>/m<sup>3</sup> sans co-substrats (CS0) à 0,85 kg CO<sub>2 eq.</sub>/m<sup>3</sup> avec 50% de co-substrats (CS50). Cette constatation est principalement liée à la diminution significative du volume de digestats (de 7'235 t/an dans le cas P50-CS0-KM0 à 1'692 t/an dans le cas P50-CS50-KM5) et donc des émissions atmosphériques lors de leur stockage. Tandis que le stockage des digestats représente près de 60% de l'impact dans le cas P50-CS0-KM0, il ne représente plus que 20% dans le cas P50-CS50-KM5.

De manière similaire, l'augmentation de la part de co-substrats s'accompagne d'une diminution du volume et de la masse des substrats (par unité de biogaz) et par conséquent d'une diminution de des émissions occasionnées lors du stockage des substrats.

Hormis pour le cas sans co-substrats (P50-CS0-KM0), les substrats « non-déchets » représentent toujours l'un des principaux déterminants de l'impact, entre 35% et 50% selon les cas de référence. La présence de glycérine dans le mix de co-substrats joue donc un rôle essentiel dans le calcul de l'impact également du point de vue des émissions de GES.

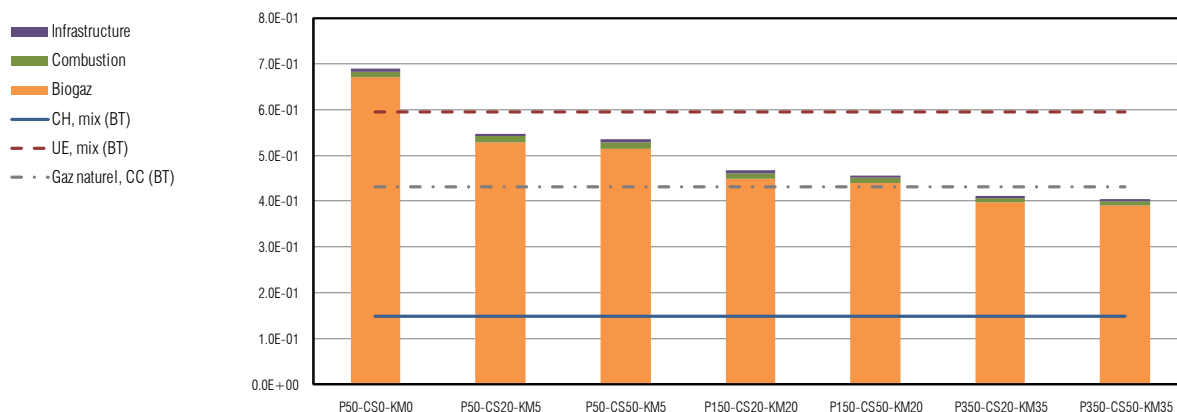
Le transport des substrats et des digestats est peu significatif, indépendamment du cas de référence (entre 2% et 5% du total selon les cas).

La production de biogaz à proprement parler (infrastructure de l'installation, consommation de chaleur et d'électricité, émissions directes de biogaz) reste dominée par la consommation de chaleur et d'électricité. Si la consommation spécifique de chaleur et d'électricité par unité de biogaz est constante pour tous les cas de référence (voir Chapitre 2, paragraphe 2.2f), une même quantité d'énergie nécessitera moins de biogaz dans les installations de plus grande taille du fait de l'augmentation relative du rendement global de cogénération. Ainsi plus l'installation est grande, plus l'impact lié à la consommation d'énergie est réduit. L'impact lié aux émissions directes de biogaz (définies sur une base de deux jours d'arrêt par année, indépendamment du cas de référence) est inférieur à celui de la consommation d'énergie, mais supérieur à celui de l'infrastructure.

Comme pour la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, l'allocation des impacts entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » de l'installation de méthanisation joue un rôle essentiel dans l'interprétation des résultats. Une nouvelle fois, les valeurs de l'impact sans allocation sont indiquées en pointillés à la Figure 8, afin d'apprécier l'effet de l'allocation. On constate ici que sans allocation, les cas de référence avec co-substrats présentent un impact très équivalent au cas sans co-substrats.

#### *b. Résultats relatifs à la production d'électricité à partir de biogaz*

Les résultats de l'ACV de la production d'électricité à partir de biogaz pour les 7 cas de référence selon la méthode IPCC (émissions de GES) sont présentés à la Figure 9.



**Figure 9 – Emissions de GES liées à la production d'électricité à partir de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en kg CO<sub>2</sub> eq./kWh, méthode IPCC)**

La référence « Gaz naturel, CC (BT) » désigne une électricité basse tension produite à partir de gaz naturel dans une centrale à cycle combiné selon la meilleure technologie actuelle (rendement 57,5%)

Les résultats présentés à la Figure 9 sont repris en chiffres au Tableau 17.

**Tableau 17 – Emissions de GES liées à la production d'électricité à partir de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en kg CO<sub>2</sub> eq./kWh, méthode IPCC)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Biogaz	kg CO <sub>2</sub> eq./kWh	0,670	0,528	0,515	0,449	0,439	0,398	0,389
Combustion	kg CO <sub>2</sub> eq./kWh	0,013	0,013	0,013	0,012	0,012	0,010	0,010
Infrastructure	kg CO <sub>2</sub> eq./kWh	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,004	0,004
<b>Total</b>	<b>kg CO<sub>2</sub> eq./kWh</b>	<b>0,690</b>	<b>0,548</b>	<b>0,535</b>	<b>0,467</b>	<b>0,457</b>	<b>0,412</b>	<b>0,404</b>

Les émissions de GES liées à la production d'électricité à partir de biogaz agricole varient de 0,40 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh (P350-CS50-KM35) à 0,69 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh (P50-CS0-KM0). Pour une part de co-substrats donnée, l'impact par kWh d'électricité est relativement sensible à la taille de l'installation, en particulier dû au fait de l'amélioration du rendement électrique avec la puissance du cogénérateur, de 26,8% pour P50 à 38% pour P350 (voir Chapitre 2, Tableau 9). Ainsi, avec 20% de co-substrats, l'impact varie de 0,55 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh (P50) à 0,41 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh (P350). On note des variations similaires entre les différentes tailles d'installation avec 50% de co-substrats.

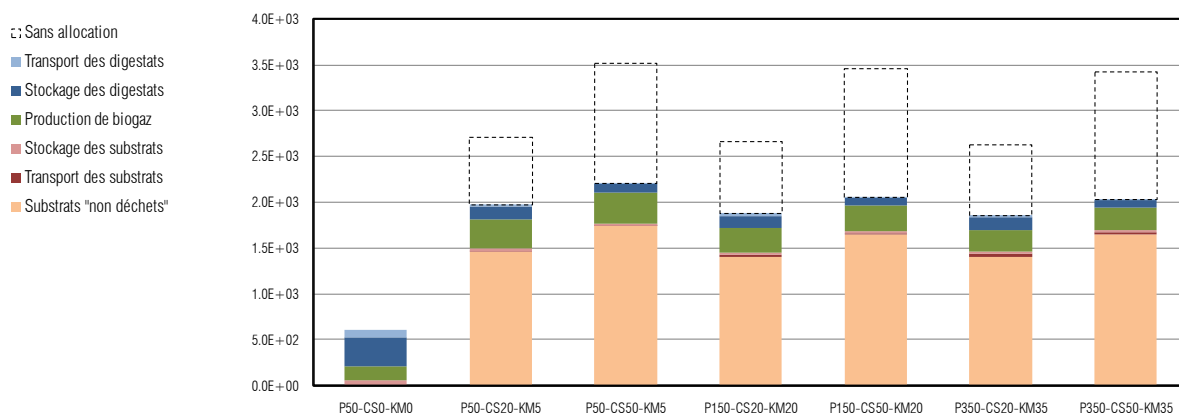
L'impact de la production d'électricité à partir de biogaz est à nouveau très largement dominé par le combustible, à savoir le biogaz. L'infrastructure et la combustion sont marginales. Pour une taille d'installation donnée, plus la part de co-substrats est élevée, plus l'impact est réduit. De même, pour une part de co-substrats donnée, plus l'installation est grande, plus l'impact est réduit.

La production d'électricité à partir de biogaz pour les cas avec co-substrats présente un bilan d'émissions de GES du même ordre de grandeur que la référence « gaz naturel, cycle combiné » (soit 0,4-0,5 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh), d'autant plus avantageux que l'installation est grande. Comparée au mix électrique suisse, la production d'électricité à partir de biogaz agricole présente un impact sensiblement plus élevé, d'un facteur 2,7-4,6 selon les cas. Comparé au mix européen, l'impact reste toutefois inférieur hormis pour le cas sans co-substrats.

## 5.4 Impact environnemental global (méthode UBP 06)

### a. Résultats relatifs à la production de biogaz

Les résultats de l'ACV de la production de biogaz agricole pour les 7 cas de référence selon la méthode UBP (impact environnemental global) sont présentés à la Figure 10.



**Figure 10 – Impact environnemental global lié à la production de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en UBP/m<sup>3</sup>, méthode UBP)**

Les résultats présentés à la Figure 10 sont repris en chiffres au Tableau 18.

**Tableau 18 – Impact environnemental global lié à la production de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en UBP/m<sup>3</sup>, méthode UBP)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Substrats « non-déchets »	UBP/m <sup>3</sup>	0	1'459	1'742	1'411	1'650	1'411	1'650
Transport des substrats	UBP/m <sup>3</sup>	3	6	7	16	17	29	29
Stockage des substrats	UBP/m <sup>3</sup>	57	30	22	29	21	29	21
Production de biogaz	UBP/m <sup>3</sup>	150	319	338	266	276	233	243
Stockage des digestats	UBP/m <sup>3</sup>	313	136	87	132	82	132	82
Transport des digestats	UBP/m <sup>3</sup>	84	28	12	27	12	27	12
<b>Total</b>	<b>UBP/m<sup>3</sup></b>	<b>608</b>	<b>1'978</b>	<b>2'208</b>	<b>1'879</b>	<b>2'057</b>	<b>1'860</b>	<b>2'036</b>

L'impact environnemental global lié à la production de biogaz agricole varie de 608 UBP/m<sup>3</sup> (P50-CS0-KM0) à 2'208 UBP/m<sup>3</sup> (P50-CS50-KM5). Pour une part de co-substrats donnée, l'impact par m<sup>3</sup> de biogaz est relativement peu sensible à la taille de l'installation ou à la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats, même si l'on constate une légère diminution de l'impact parallèlement à l'augmentation de la taille de l'installation. Ainsi, avec 20% de co-substrats, l'impact varie de 1'978 UBP (P50) à 1'860 UBP/m<sup>3</sup> (P350). Avec 50% de co-substrats, l'impact varie de 2'208 UBP/m<sup>3</sup> (P50) à 2'036 UBP/m<sup>3</sup> (P350).

On retrouve ici pour l'impact environnemental global le même profil d'impacts selon les cas de référence que pour la consommation d'énergie primaire non-renouvelable. L'impact est en effet largement dominé par les substrats « non-déchets » (75-80% de l'impact en moyenne pour les cas avec co-substrats). Ici encore, la présence de glycérine dans le mix de co-substrats joue un rôle essentiel dans le calcul de l'impact environnemental global. Pour une taille donnée de l'installation, par ailleurs, plus la part des co-substrats est élevée, plus l'impact est élevé. Pour le cas P50 par exemple, l'impact varie de 608 UBP/m<sup>3</sup> sans co-substrats (CS0) à 2'208 UBP/m<sup>3</sup> avec 50% de co-substrats (CS50).

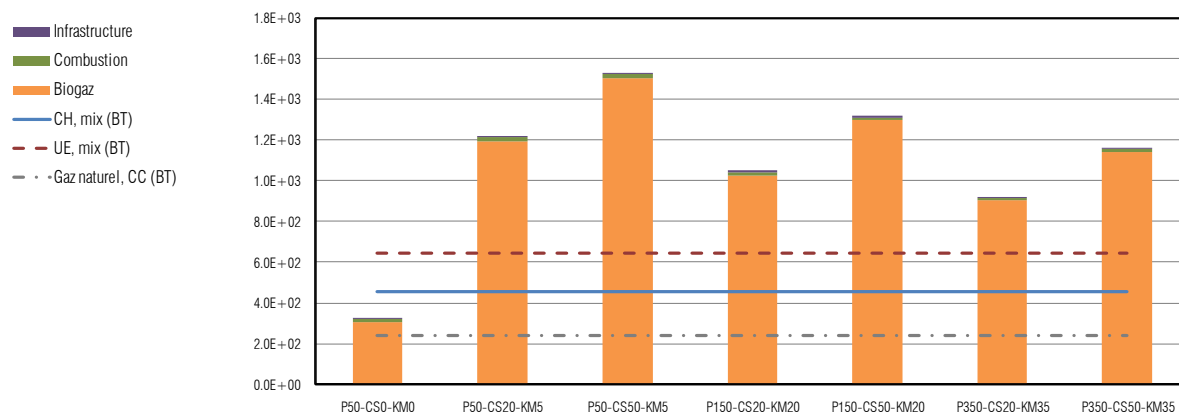
Hormis pour le cas sans co-substrats, le transport des substrats/digestats et le stockage des substrats représentent une contribution marginale.

Comme pour les émissions de GES, la production de biogaz à proprement parler (infrastructure de l'installation, consommation de chaleur et d'électricité, émissions directes de biogaz) reste dominée par la consommation de chaleur et d'électricité.

A nouveau, l'allocation des impacts entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » de l'installation de méthanisation joue un rôle essentiel dans l'interprétation des résultats. Les valeurs de l'impact sans allocation sont indiquées en pointillés à la Figure 10, afin d'apprécier l'effet de l'allocation.

#### *b. Résultats relatifs à la production d'électricité à partir de biogaz*

Les résultats de l'ACV de la production d'électricité à partir de biogaz pour les 7 cas de référence selon la méthode UBP (impact environnemental global) sont présentés à la Figure 11.



**Figure 11 – Impact environnemental global lié à la production d’électricité à partir de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en UBP/kWh, méthode UBP)**

La référence « Gaz naturel, CC (BT) » désigne une électricité basse tension produite à partir de gaz naturel dans une centrale à cycle combiné selon la meilleure technologie actuelle (rendement 57,5%)

Les résultats présentés à la Figure 11 sont repris en chiffres au Tableau 19.

**Tableau 19 – Impact environnemental global lié à la production d’électricité à partir de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en UBP/kWh, méthode UBP)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Biogaz	UBP/kWh	305	1'195	1'507	1'026	1'297	904	1'144
Combustion	UBP/kWh	17	17	17	15	15	14	14
Infrastructure	UBP/kWh	7	7	7	10	10	5	5
<b>Total</b>	<b>UBP/kWh</b>	<b>329</b>	<b>1'220</b>	<b>1'531</b>	<b>1'051</b>	<b>1'322</b>	<b>922</b>	<b>1'162</b>

L’impact environnemental global lié à la production d’électricité à partir de biogaz agricole varie de 329 UBP/kWh (P50-CS0-KM0) à 1'531 UBP/kWh (P50-CS50-KM5). Pour une part de co-substrats donnée, l’impact par kWh d’électricité est relativement sensible à la taille de l’installation, en particulier dû au fait de l’amélioration du rendement électrique avec la puissance du cogénérateur, de 26,8% pour P50 à 38% pour P350 (voir Chapitre 2, Tableau 9). Ainsi, avec 20% de co-substrats, l’impact varie de 1'220 UBP/kWh (P50) à 922 UBP/kWh (P350). Avec 50% de co-substrats, l’impact varie de 1'531 UBP/kWh (P50) à 1'162 UBP/kWh (P350).

L’impact de la production d’électricité à partir de biogaz est à nouveau très largement dominé par le combustible, à savoir le biogaz. L’infrastructure et la combustion sont marginales. Pour une taille d’installation donnée, plus la part de co-substrats est élevée, plus l’impact est élevé.

Comparée aux mix électriques suisse et européen, la production d'électricité à partir de biogaz agricole affiche un impact sensiblement plus élevé dès lors que l'installation traite des co-substrats (effet de la glycérine décrit précédemment).

## 5.5 Synthèse des résultats de l'ACV

### a. Conclusions préliminaires relatives à la production de biogaz

Les résultats présentés tout au long du chapitre ont permis de mettre en évidence l'effet majeur de la présence de co-substrats « non-déchets » tels que la glycérine issue de la production de biodiesel. Malgré une faible part parmi les co-substrats (seulement 5% m/m des co-substrats) et une contribution relativement modeste à la production totale de biogaz (9-12% selon les cas de référence), cette dernière représente en effet la principale contribution aux impacts environnementaux liés à la production de biogaz (de l'ordre de 70-80% de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et de l'impact environnemental global, et de l'ordre de 35-50% des émissions de GES).

Du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et de l'impact environnemental global, la glycérine pénalise la production de biogaz et procure ainsi aux cas avec co-substrats un bilan écologique largement moins favorable que pour le cas sans co-substrats (d'un facteur supérieur à 3 en moyenne), et ce malgré l'allocation des impacts entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » pour les cas avec co-substrats. Concernant les émissions de GES, en revanche, le bilan écologique est en faveur des cas avec co-substrats, principalement du fait de l'impact spécifique moindre de la glycérine relativement aux autres sources d'impact pour cette catégorie et de l'attribution d'une partie des impacts à la fonction « traitement des déchets » (environ 25-40% selon les cas).

### b. Conclusions préliminaires relatives à la production d'électricité à partir de biogaz

Concernant la production d'électricité à partir de biogaz agricole, l'impact est très largement dominé par le combustible (le biogaz), indépendamment de la catégorie d'impacts. La combustion et l'infrastructure jouent un rôle marginal. Si l'électricité produite à partir de biogaz présente une consommation d'énergie primaire non-renouvelable très inférieure à celle des mix électriques suisse et européen, les émissions de GES et l'impact environnemental global lui sont en revanche défavorables. La production d'électricité à partir de biogaz selon les cas étudiés présente un bilan d'émissions de GES du même ordre de grandeur que la référence « gaz naturel, cycle combiné » (soit 0,43 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh), sensiblement au-dessus du mix électrique suisse (0,15 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh), mais en dessous du mix électrique européen (0,60 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh). L'impact environnemental global est le plus défavorable, hormis pour le cas sans co-substrats.

### c. Commentaires relatifs à l'effet de la glycérine

L'effet majeur de la présence de co-substrats tels que la glycérine dans le bilan écologique de la production de biogaz est mis en évidence dans les résultats présentés tout au long de ce chapitre. Toutefois, l'effet de la glycérine surpasse ici tous les autres effets liés par exemple à la taille de l'installation, aux distances de transport des engrais de ferme et co-substrats, etc. Aussi, afin de traiter au mieux la problématique au centre de la présente étude (production centralisée vs. production décentralisée de biogaz), l'évaluation présentée ici est reprise au Chapitre 6, en excluant la glycérine, c'est-à-dire en considérant celle-ci comme un déchet avec un impact nul au lieu de collecte.

## **6. Evaluation de l'impact environnemental (SANS prise en compte des substrats « non-déchets »)**

### **6.1 Introduction**

Comme on a pu le constater au Chapitre 5, l'impact sur l'environnement de la production de biogaz agricole est largement dominé par la glycérine (issue de la production de biodiesel), et ce malgré la faible part de celle-ci dans les co-substrats (seulement 5% m/m des co-substrats) et la contribution relativement réduite à la production totale de biogaz (environ 9-12% selon les cas de référence).

L'effet majeur de la présence de co-substrats tels que la glycérine dans le bilan écologique de la production de biogaz est donc ici mis en évidence. Toutefois, cet effet spécifique submerge ici d'autres effets situés au cœur de la présente étude, à savoir la production centralisée et décentralisée de biogaz agricole.

Afin de mesurer et d'apprécier de façon plus juste les effets liés à la taille des installations et à la distance d'approvisionnement des co-substrats, les résultats sont ici présentés sans tenir compte de la glycérine, comme si celle-ci était considérée comme un déchet (avec un impact nul au lieu de collecte).

A noter par ailleurs que l'impact spécifique de la glycérine (issue de la production de biodiesel) fait l'objet d'une mise à jour dans le cadre d'un autre projet du même programme de recherche Biomasse<sup>4</sup>. Cette mise à jour reposera notamment sur des conditions cadres actuelles et devraient vraisemblablement conduire à une réduction de l'impact spécifique de la glycérine (aux dépens du biodiesel, de la production duquel celle-ci est issue).

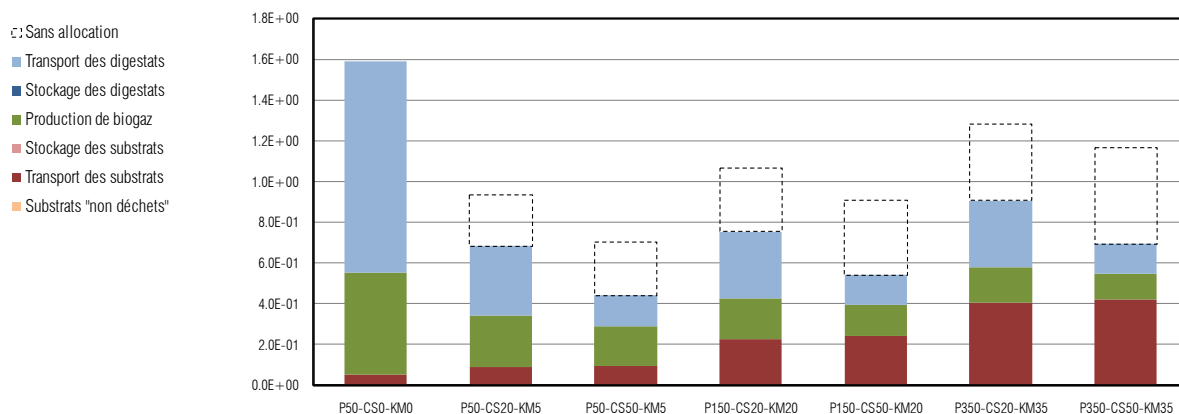
### **6.2 Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (méthode CED)**

#### *a. Résultats relatifs à la production de biogaz*

Les résultats de l'ACV de la production de biogaz agricole pour les 7 cas de référence selon la méthode CED (consommation d'énergie primaire non-renouvelable) sont présentés à la Figure 12.

---

<sup>4</sup> Harmonisierung und Erweiterung der Bioenergie-Ökoinventare und -Ökobilanzen, EMPA-ART-PSI-ecoinvent-Center-DOKA Ökobilanzen.



**Figure 12 – Consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup>, méthode CED, substrats « non-déchets » non pris en compte)**

Les résultats présentés à la Figure 12 sont repris en chiffres au Tableau 20.

**Tableau 20 – Consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup>, méthode CED, substrats « non-déchets » non pris en compte)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Substrats « non-déchets »	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Transport des substrats	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	0,055	0,092	0,097	0,226	0,246	0,405	0,420
Stockage des substrats	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Production de biogaz	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	0,498	0,253	0,194	0,201	0,152	0,174	0,131
Stockage des digestats	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Transport des digestats	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	1,037	0,339	0,153	0,328	0,144	0,328	0,144
<b>Total</b>	<b>MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup></b>	<b>1,589</b>	<b>0,684</b>	<b>0,443</b>	<b>0,755</b>	<b>0,542</b>	<b>0,907</b>	<b>0,695</b>

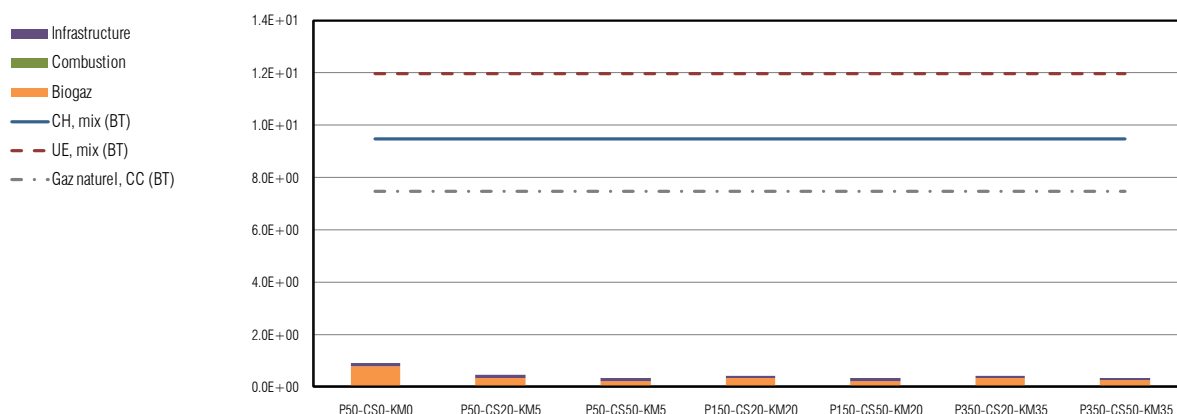
La consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production de biogaz agricole varie entre 1,6 MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup> (P50-CS0-KM0) à 0,4 MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup> (P50-CS50-KM5). Pour les 7 cas de référence envisagés, le minimum est atteint pour le cas P50-CS50-KM5. Pour une taille d'installation donnée, plus la part de co-substrats est grande, plus l'impact est faible. Pour une part de co-substrats donnée, plus la distance d'approvisionnement est grande, plus l'impact est élevé.

Dans le cas présent, sans substrat « non-déchet », l'effet du transport (substrats et digestats) représente la contribution principale à l'impact de la production de biogaz (soit 60-80% selon les cas).

L'allocation de l'impact entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » a pour effet de réduire sensiblement l'impact des cas avec co-substrats (de 27% à 40% selon les cas). Toutefois, même sans allocation de l'impact, les cas avec co-substrats présentent un impact inférieur au cas sans co-substrats.

*b. Résultats relatifs à la production d'électricité à partir de biogaz*

Les résultats de l'ACV de la production d'électricité à partir de biogaz pour les 7 cas de référence selon la méthode CED (consommation d'énergie primaire non-renouvelable) sont présentés à la Figure 13.



**Figure 13 – Consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production d'électricité à partir de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en MJ<sub>p</sub>/kWh, méthode CED, substrats « non-déchets » non pris en compte)**

*La référence « Gaz naturel, CC (BT) » désigne une électricité basse tension produite à partir de gaz naturel dans une centrale à cycle combiné selon la meilleure technologie actuelle (rendement 57,5%)*

Les résultats présentés à la Figure 13 sont repris en chiffres au Tableau 21.

**Tableau 21 – Consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production d'électricité à partir de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en MJ<sub>p</sub>/kWh, méthode CED, substrats « non-déchets » non pris en compte)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Biogaz	MJ <sub>p</sub> /kWh	0,797	0,325	0,206	0,315	0,221	0,335	0,252
Combustion	MJ <sub>p</sub> /kWh	-	-	-	-	-	-	-
Infrastructure	MJ <sub>p</sub> /kWh	0,113	0,113	0,113	0,104	0,104	0,069	0,069
<b>Total</b>	<b>MJ<sub>p</sub>/kWh</b>	<b>0,909</b>	<b>0,438</b>	<b>0,319</b>	<b>0,418</b>	<b>0,325</b>	<b>0,404</b>	<b>0,321</b>

La consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production d'électricité à partir de biogaz agricole varie de 0,9 MJ<sub>p</sub>/kWh (P50-CS0-KM0) à 0,3 MJ<sub>p</sub>/kWh (P50-CS50-KM5). L'impact est dominé par le combustible, à savoir le biogaz. L'infrastructure représente de 12% à 35% selon les cas.

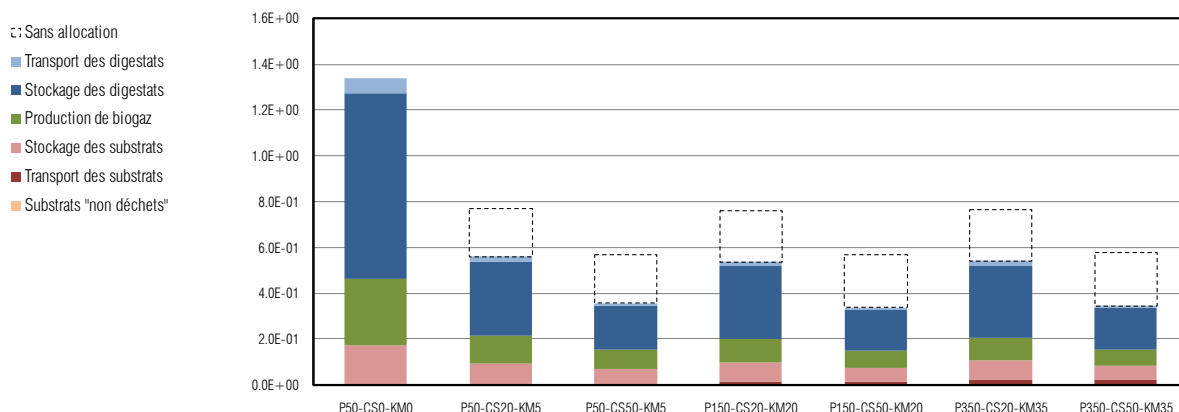
Pour une taille donnée de l'installation, plus la part de co-substrats est grande, plus l'impact est réduit. Pour une part de co-substrats donnée, l'impact est d'autant plus faible que l'installation est grande, en particulier dû au fait de l'amélioration du rendement électrique avec la puissance du cogénérateur, de 26,8% pour P50 à 38% pour P350.

Comparativement aux mix électriques suisse et européen, l'impact de la production d'électricité à partir de biogaz agricole est très largement inférieur.

### 6.3 Emissions de gaz à effet de serre (méthode IPCC 2007)

#### a. Résultats relatifs à la production de biogaz

Les résultats de l'ACV de la production de biogaz agricole pour les 7 cas de référence selon la méthode IPCC (émissions de GES) sont présentés à la Figure 14.



**Figure 14 – Emissions de GES liées à la production de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup>, méthode IPCC, substrats « non-déchets » non pris en compte)**

Les résultats présentés à la Figure 14 sont repris en chiffres au Tableau 22.

**Tableau 22 – Emissions de GES liées à la production de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup>, méthode IPCC, substrats « non-déchets » non pris en compte)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Substrats « non-déchets »	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Transport des substrats	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	0,003	0,005	0,006	0,014	0,015	0,025	0,025
Stockage des substrats	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	0,171	0,089	0,066	0,086	0,062	0,086	0,062
Production de biogaz	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	0,292	0,121	0,084	0,104	0,072	0,096	0,067
Stockage des digestats	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	0,806	0,325	0,192	0,315	0,182	0,315	0,182
Transport des digestats	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	0,065	0,021	0,010	0,020	0,009	0,020	0,009
<b>Total</b>	<b>kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup></b>	<b>1,337</b>	<b>0,561</b>	<b>0,357</b>	<b>0,538</b>	<b>0,340</b>	<b>0,542</b>	<b>0,346</b>

Les émissions de GES liées à la production de biogaz agricole varient entre 1,34 kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup> (P50-CS0-KM0) à 0,34 kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup> (P150-CS50-KM20). Pour les 7 cas de référence envisagés, le minimum est atteint pour le cas P150-CS50-KM20. Pour une taille d'installation donnée, plus la part de co-substrats est grande, plus l'impact est faible. L'effet combiné de la taille et de la distance d'approvisionnement des co-substrats (augmentation de la distance parallèlement à une augmentation de la taille) est en revanche peu prononcé, avec même (pour une part de co-substrats donnée) un minimum pour les cas P150.

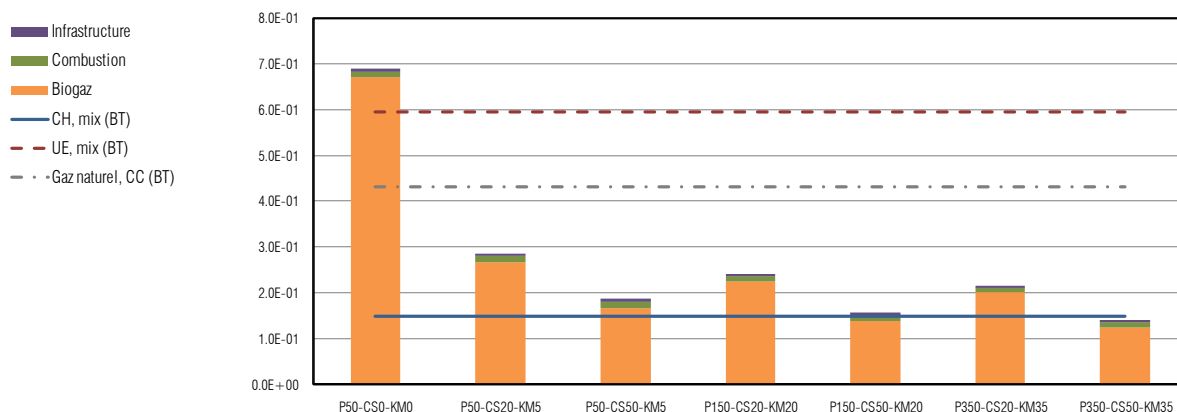
La part des étapes de transport (substrats et digestats) varie selon les cas de 4% à 10% de l'impact global.

Le stockage des digestats (et celui des substrats dans une moindre mesure) représente la contribution majeure aux émissions de GES, du fait de la dégradation de la matière organique (MO) résiduelle et des émissions de CH<sub>4</sub> qui en résultent. Ces émissions sont d'autant plus faibles que la part de co-substrats est élevée, du fait des rendements spécifiques plus élevés et de la meilleure conversion de la matière organique en biogaz pour les co-substrats.

Comme pour la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, l'allocation de l'impact entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » a pour effet de réduire de façon non-négligeable l'impact des cas avec co-substrats (de 27% à 40% selon les cas). Toutefois, même sans allocation de l'impact, les cas avec co-substrats présentent un impact inférieur au cas sans co-substrats.

#### *b. Résultats relatifs à la production d'électricité à partir de biogaz*

Les résultats de l'ACV de la production d'électricité à partir de biogaz pour les 7 cas de référence selon la méthode IPCC (émissions de GES) sont présentés à la Figure 15.



**Figure 15 – Emissions de GES liées à la production d'électricité à partir de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en kg CO<sub>2</sub> eq./kWh, méthode IPCC, substrats « non-déchets » non pris en compte)**

La référence « Gaz naturel, CC (BT) » désigne une électricité basse tension produite à partir de gaz naturel dans une centrale à cycle combiné selon la meilleure technologie actuelle (rendement 57,5%)

Les résultats présentés à la Figure 15 sont repris en chiffres au Tableau 23.

**Tableau 23 – Emissions de GES liées à la production d'électricité à partir de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en kg CO<sub>2</sub> eq./kWh, méthode IPCC, substrats « non-déchets » non pris en compte)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Biogaz	kg CO <sub>2</sub> eq./kWh	0,670	0,267	0,166	0,224	0,139	0,200	0,125
Combustion	kg CO <sub>2</sub> eq./kWh	0,013	0,013	0,013	0,012	0,012	0,010	0,010
Infrastructure	kg CO <sub>2</sub> eq./kWh	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,004	0,004
<b>Total</b>	<b>kg CO<sub>2</sub> eq./kWh</b>	<b>0,690</b>	<b>0,287</b>	<b>0,186</b>	<b>0,242</b>	<b>0,156</b>	<b>0,214</b>	<b>0,140</b>

Les émissions de GES liées à la production d'électricité à partir de biogaz agricole varient de 0,69 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh (P50-CS0-KM0) à 0,14 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh (P350-CS50-KM35). L'impact est très largement dominé par le combustible, à savoir le biogaz. La combustion et l'infrastructure représentent respectivement 2-7% et 1-4% de l'impact total selon les cas.

Pour une taille donnée de l'installation, plus la part de co-substrats est grande, plus l'impact est réduit. Pour une part de co-substrats donnée, l'impact est d'autant plus faible que l'installation est grande, en particulier dû au fait de l'amélioration du rendement électrique avec la puissance du cogénérateur, de 26,8% pour P50 à 38% pour P350.

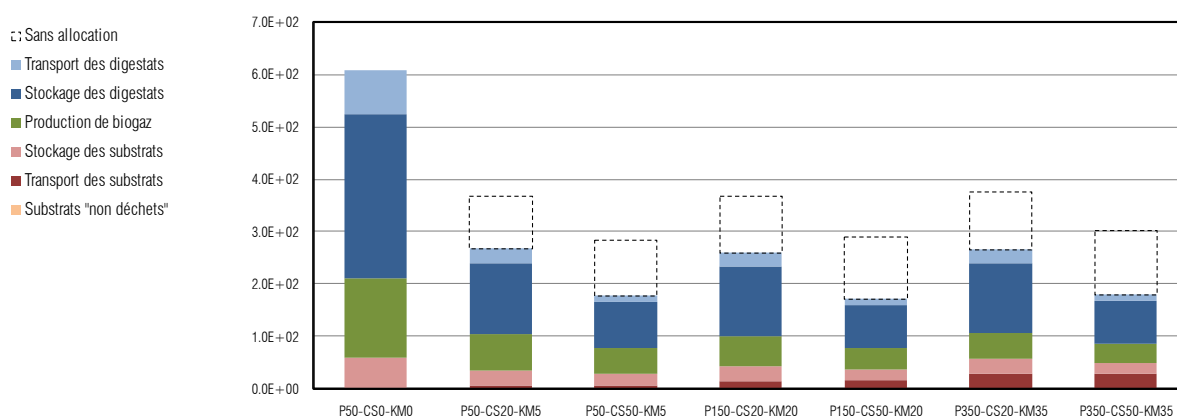
Hormis pour le cas sans co-substrats, la production d'électricité à partir de biogaz agricole présente un bilan des émissions de GES largement plus avantageux que le mix électrique européen (0,60 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh) ou que la référence « gaz naturel, cycle combiné » (0,43 kg

CO<sub>2</sub> eq./kWh). Seuls les cas CS50 parviennent cependant à rivaliser avec le mix électrique suisse. On notera ici que par la structure de son parc électrique, le mix électrique suisse présente un bilan des émissions de GES très avantageux.

## 6.4 Impact environnemental global (méthode UBP 06)

### a. Résultats relatifs à la production de biogaz

Les résultats de l'ACV de la production de biogaz agricole pour les 7 cas de référence selon la méthode UBP (impact environnemental global) sont présentés à la Figure 16.



**Figure 16 – Impact environnemental global lié à la production de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en UBP/m<sup>3</sup>, méthode UBP, substrats « non-déchets » non pris en compte)**

Les résultats présentés à la Figure 16 sont repris en chiffres au Tableau 24.

**Tableau 24 – Impact environnemental global lié à la production de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en UBP/m<sup>3</sup>, méthode UBP, substrats « non-déchets » non pris en compte)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Substrats « non-déchets »	UBP/m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Transport des substrats	UBP/m <sup>3</sup>	3	6	7	16	17	29	29
Stockage des substrats	UBP/m <sup>3</sup>	57	30	22	29	21	29	21
Production de biogaz	UBP/m <sup>3</sup>	150	69	50	57	41	50	36
Stockage des digestats	UBP/m <sup>3</sup>	313	136	87	132	82	132	82
Transport des digestats	UBP/m <sup>3</sup>	84	28	12	27	12	27	12
<b>Total</b>	<b>UBP/m<sup>3</sup></b>	<b>608</b>	<b>268</b>	<b>178</b>	<b>260</b>	<b>172</b>	<b>266</b>	<b>180</b>

L'impact environnemental global lié à la production de biogaz agricole varie entre 608 UBP/m<sup>3</sup> (P50-CS0-KM0) à 172 UBP/m<sup>3</sup> (P150-CS50-KM20). Pour les 7 cas de référence envisagés, le minimum est atteint pour le cas P150-CS50-KM20. De même que pour les deux catégories d'impact précédentes, pour une taille donnée de l'installation, plus la part de co-substrats est grande, plus l'impact est faible. L'effet combiné de la taille et de la distance d'approvisionnement des co-substrats est en revanche peu prononcé, avec même (pour une part de co-substrats donnée) un minimum pour les cas P150.

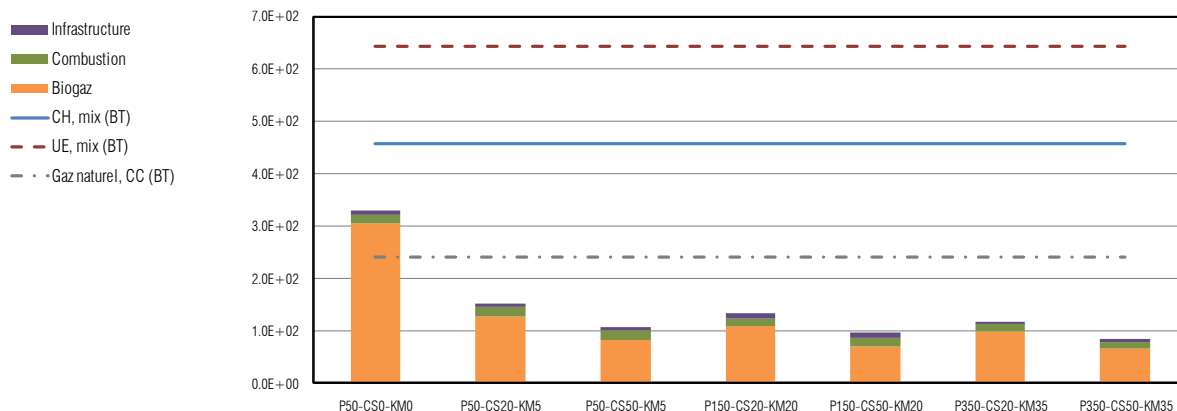
La part des étapes de transport (substrats et digestats) varie selon les cas de 11% à 23% de l'impact global, et s'avère du coup non négligeable, contrairement aux deux catégories d'impact précédentes.

Le stockage des digestats (et celui des substrats dans une moindre mesure) représente la contribution majeure à l'impact environnemental global. Cet impact est d'autant plus faible que la part de co-substrats est élevée, du fait des rendements spécifiques plus élevés et de la meilleure conversion de la matière organique en biogaz pour les co-substrats.

Comme pour les deux catégories d'impact précédentes, l'allocation de l'impact entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » a pour effet de réduire de façon non-négligeable l'impact des cas avec co-substrats (de 27% à 40% selon les cas). Toutefois, même sans allocation de l'impact, les cas avec co-substrats présentent un impact inférieur au cas sans co-substrats.

#### b. Résultats relatifs à la production d'électricité à partir de biogaz

Les résultats de l'ACV de la production d'électricité à partir de biogaz pour les 7 cas de référence selon la méthode UBP (impact environnemental global) sont présentés à la Figure 17.



**Figure 17 – Impact environnemental global lié à la production d'électricité à partir de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en UBP/kWh, méthode UBP, substrats « non-déchets » non pris en compte)**

La référence « Gaz naturel, CC (BT) » désigne une électricité basse tension produite à partir de gaz naturel dans une centrale à cycle combiné selon la meilleure technologie actuelle (rendement 57,5%)

Les résultats présentés à la Figure 17 sont repris en chiffres au Tableau 25.

**Tableau 25 – Impact environnemental global lié à la production d’électricité à partir de biogaz agricole selon les 7 cas de référence (exprimée en UBP/kWh, méthode UBP, substrats « non-déchets » non pris en compte)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Biogaz	UBP/kWh	305	127	83	108	70	98	65
Combustion	UBP/kWh	17	17	17	15	15	14	14
Infrastructure	UBP/kWh	7	7	7	10	10	5	5
<b>Total</b>	<b>UBP/kWh</b>	<b>329</b>	<b>152</b>	<b>107</b>	<b>133</b>	<b>95</b>	<b>116</b>	<b>83</b>

L’impact environnemental global lié à la production d’électricité à partir de biogaz agricole varie de 329 UBP/kWh (P50-CS0-KM0) à 83 UBP/kWh (P350-CS50-KM35). L’impact est très largement dominé par le combustible, à savoir le biogaz. La combustion et l’infrastructure représentent respectivement 5-16% et 2-10% de l’impact total selon les cas.

Pour une taille donnée de l’installation, plus la part de co-substrats est grande, plus l’impact est réduit. Pour une part de co-substrats donnée, l’impact est d’autant plus faible que l’installation est grande, en particulier dû au fait de l’amélioration du rendement électrique avec la puissance du cogénérateur, de 26,8% pour P50 à 38% pour P350.

Comparativement aux mix électriques suisse et européen, l’impact de la production d’électricité à partir de biogaz agricole est sensiblement moins élevé pour l’ensemble des cas de référence (d’un facteur 1,3-5,5 en moyenne par rapport au mix suisse et d’un facteur 2-8 en moyenne par rapport au mix européen).

## 6.5 Synthèse des résultats de l’ACV (sans les substrats « non-déchets »)

Les résultats présentés tout au long du chapitre (en excluant les effets liés aux substrats « non-déchets ») ont permis de mettre en évidence les effets liés à la part des co-substrats et les effets combinés de la taille et de la distance d’approvisionnement (augmentation de la distance d’approvisionnement des co-substrats parallèlement l’augmentation de la taille de l’installation).

### a. Conclusions relatives à la production de biogaz

De manière générale et indépendamment de la catégorie d’impact, pour une taille d’installation donnée, plus la part de co-substrats est grande, plus l’impact de la production de biogaz est faible.

Pour une part donnée de co-substrats, la situation diffère selon la catégorie d’impact. Concernant la consommation d’énergie primaire non-renouvelable, plus la distance d’approvisionnement est grande (et donc plus l’installation est grande selon la définition des cas de référence), plus l’impact est élevé. L’augmentation de la taille ne compense pas l’augmentation de la distance d’approvisionnement. Concernant les émissions de GES et l’impact environnemental global, l’augmentation de la taille (augmentation des rendements de cogénération, diminution de l’impact spécifique de l’infrastructure) compense l’augmentation de la distance d’approvisionnement des co-substrats, de sorte que l’effet

combiné de la taille et de la distance d'approvisionnement des co-substrats semble presque négligeable.

Pour l'ensemble des cas considérés, la consommation d'énergie primaire non-renouvelable est largement dominée par les étapes de transport (substrats et digestats). Les émissions de GES et l'impact environnemental global, en revanche, sont dominés par le stockage des digestats et dans une moindre mesure par le stockage des substrats.

Indépendamment de la catégorie d'impact, l'allocation de l'impact entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » a pour effet de réduire de façon significative l'impact des cas avec co-substrats (de 27% à 40% selon les cas). Toutefois, même sans allocation de l'impact, les cas avec co-substrats présentent un impact inférieur au cas sans co-substrats.

#### *b. Conclusions relatives à la production d'électricité à partir de biogaz*

Concernant la production d'électricité à partir de biogaz agricole, l'impact reste très largement dominé par le combustible (le biogaz), indépendamment de la catégorie d'impacts. La combustion et l'infrastructure jouent ici un rôle mineur.

Pour une taille donnée de l'installation, plus la part de co-substrats est grande, plus l'impact est réduit. Pour une part de co-substrats donnée, l'impact est d'autant plus faible que l'installation est grande, en particulier dû au fait de l'amélioration du rendement électrique avec la puissance du cogénérateur, de 26,8% pour P50 à 38% pour P350.

Si l'électricité produite à partir de biogaz présente une consommation d'énergie primaire non-renouvelable et un impact environnemental global sensiblement (voire très largement) inférieurs aux mix électriques suisse et européen, les émissions de GES sont en revanche moins favorables. Tandis que les meilleurs cas (CS50) se situent au niveau du mix électrique suisse (soit 0,15 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh), les autres cas présentent un résultat moins bon que ce dernier. On notera ici que, du fait de la structure du parc électrique (38% nucléaire, 57% hydro), l'électricité consommée en Suisse présente un bilan des émissions de GES particulièrement avantageux. Dans tous les cas excepté celui sans co-substrat, l'électricité produite à partir de biogaz affiche une réduction des émissions de GES par rapport au mix électrique européen (de 52-77% selon les cas) mais aussi par rapport à la référence « gaz naturel, cycle combiné » (de 34-68% selon les cas).

## 7. Analyse de sensibilité

Le présent chapitre vise à qualifier et quantifier les effets de la variation de certains paramètres sur l'impact environnemental de la production de biogaz agricole. En d'autres termes, il vise à évaluer la sensibilité de l'impact environnemental vis-à-vis des principaux paramètres techniques et logistiques.

### 7.1 Définition des paramètres de l'analyse de sensibilité

Les résultats présentés au Chapitre 5 ont démontré le rôle essentiel des substrats « non-déchets » (en particulier de la glycérine) dans le bilan écologique de la production de biogaz agricole. En occultant volontairement ces substrats « non-déchets », il a par la suite été possible (voir Chapitre 6) d'identifier et de mettre en évidence les principaux déterminants de l'impact environnemental lié à la production de biogaz (et d'électricité à partir de biogaz). Les principaux paramètres techniques/logistiques et déterminants de l'impact environnemental sont référencés au Tableau 26. On indique également au Tableau 26 les choix/valeurs par défaut dans la présente étude pour chacun des déterminants ou paramètres. Le présent chapitre propose une analyse de sensibilité vis-à-vis de ces paramètres et/ou principaux déterminants.

**Tableau 26 – Principaux déterminants de l'impact environnemental lié à la production de biogaz agricole**

Paramètres et principaux déterminants	Choix/valeur par défaut
Substrats « non-déchets »	inclus/exclus
Taille de l'installation (définie selon la puissance électrique du cogénérateur)	50/150/350 selon cas de réf.
Part des co-substrats	0/20/50 % selon cas de réf.
Distance d'approvisionnement des co-substrats	0/5/20/35 km selon cas de réf.
Fonction « traitement des déchets » (allocation)	incluse
Transport des digestats	inclus (6,5 km)
Caractérisation du mix de co-substrats	voir Chapitre 2, Tableau 2
Valeur économique des co-substrats	voir Chapitre 2, Tableau 3
Rendement(s) de biogaz (par type de substrat)	selon FAT (2000)
Nombre de jours d'arrêt (émissions directes de biogaz)	2 jours/an
Post-fermentation	incluse
Type de stockage des substrats (couvert/ciel ouvert)	couvert
Type de stockage des digestats (couvert/ciel ouvert)	couvert
Temps où le substrat est stocké chez le producteur de biogaz	10%
Approvisionnement en électricité (auto/externe)	auto
Rendement électrique de la cogénération	26,8/32,3/38,0 % selon cas de réf.

Le cas des substrats « non-déchets » est traité aux Chapitres 5 et 6. La sensibilité à la taille, la part des co-substrats et à la distance d'approvisionnement des co-substrats est explicitée par les différents cas de référence et approfondie à l'Annexe A5. A nouveau, l'analyse de sensibilité est présentée ici sans tenir compte des substrats « non-déchets ».

## 7.2 Sensibilité vis-à-vis de l'allocation

L'effet de l'allocation (prise en compte ou non de la fonction de « traitement des déchets ») est indiqué sur chacun des graphiques présentés. La sensibilité des résultats à ce choix méthodologique n'est donc pas développée plus avant ici. L'allocation ne s'applique que dans les cas où l'installation prend en charge des substrats à valeur négative (c'est-à-dire que le producteur reçoit de l'argent pour traiter ces substrats).

L'effet de l'allocation est directement lié au facteur d'allocation (voir Chapitre 3 et Chapitre 4, paragraphe 4.6) qui est lui-même lié à la part de co-substrats, au mix de co-substrats et enfin aux valeurs économiques respectives des différents co-substrats et du biogaz. Avec le mix de co-substrats défini dans la présente étude, les facteurs d'allocation pour le biogaz s'élèvent à 71-73% à 20% de co-substrats et à 60-63% à 50% de co-substrats.

## 7.3 Sensibilité vis-à-vis du transport des digestats

Selon les cas de référence, le transport des co-substrats représente 44-77% de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, 8-13% des émissions de GES, et 18-32% de l'impact environnemental global. La part du transport des digestats est d'autant plus significative que la part des co-substrats est faible.

La valeur de référence pour le transport des digestats est de 6,5 km, sur la base des réponses aux questionnaires (voir Chapitre 2, paragraphe 2.2h). Afin d'évaluer la sensibilité des résultats vis-à-vis du transport des digestats, on effectue le calcul pour deux nouvelles valeurs de la distance de transport : 0 km (transport exclu du système) et 20 km.

**Tableau 27 – Sensibilité de l'impact environnemental lié à la production de biogaz agricole vis-à-vis de la distance de transport des digestats ( $d_{ref} = 6,5$  km)**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
<b>Transport des digestats, d=0 km</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-78%	-56%	-38%	-48%	-29%	-39%	-22%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	-6%	-4%	-3%	-4%	-3%	-4%	-3%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	-17%	-12%	-8%	-11%	-7%	-11%	-7%
<b>Transport des digestats, d=20 km</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	+161%	+115%	+79%	+99%	+60%	+82%	+46%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	+12%	+9%	+6%	+9%	+6%	+9%	+6%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	+34%	+24%	+16%	+24%	+15%	+23%	+15%

L'effet de la distance de transport des digestats est très significatif du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, peu significatif du point de vue des émissions de GES et significatif du point de vue de l'impact environnemental global. La quantité de digestats par unité de biogaz diminuant parallèlement à l'augmentation de la part de co-substrats, l'effet est d'autant plus prononcé que la part de co-substrats est faible.

## 7.4 Sensibilité vis-à-vis du mix de co-substrats

La caractérisation du mix de co-substrats influence le rendement de production de biogaz, mais également le transport des substrats (et indirectement des digestats), la valeur économique moyenne des substrats (et donc l'allocation entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets »). Le mix de co-substrats influence donc de manière globale le bilan écologique du biogaz.

Le mix de référence de co-substrats est défini au Chapitre 2, Tableau 2. Trois différents mix sont ici évalués du point de vue de l'impact environnemental du biogaz :

- Mix A : Mix de co-substrats présentant un rendement de biogaz faible (66 m<sup>3</sup>/t) constitué de 50% de sous-produits de l'industrie et 50% de déchets organiques communaux
- Mix B : Mix de co-substrats présentant un rendement de biogaz moyen (88 m<sup>3</sup>/t) constitué de 50% de sous-produits de l'industrie et 50% de déchets organiques communaux
- Mix C : Mix de co-substrats présentant un rendement de biogaz élevé (129 m<sup>3</sup>/t) constitué de 40% de sous-produits de l'industrie et 60% de déchets organiques communaux

La définition des mix A, B et C repose sur des statistiques de NatureMade relatives à la production de biogaz agricole. Ils correspondent respectivement à des rendements constatés de biogaz faible, moyen et élevé. Les mix A, B et C sont définis au Tableau 28.

**Tableau 28 – Caractérisation des mix de co-substrats pour l'analyse de sensibilité**

Composantes		Mix REF	Mix A	Mix B	Mix C
<b>Sous-produits de l'industrie</b>	% m/m	<b>70%</b>	<b>50%</b>	<b>50%</b>	<b>40%</b>
Déchets de légumes	% m/m	72%	100%	90%	75%
Marc de pommes	% m/m	0%	0%	0%	0%
Marc de café	% m/m	11%	0%	0%	0%
Petit-lait	% m/m	0%	0%	0%	0%
Déchets de céréales	% m/m	17%	0%	10%	25%
Contenus de panses	% m/m	0%	0%	0%	0%
<b>Déchets organiques communaux</b>	% m/m	<b>22%</b>	<b>50%</b>	<b>50%</b>	<b>60%</b>
Gazon	% m/m	21%	100%	50%	45%
Feuilles	% m/m	0%	0%	0%	0%
Déchets de jardins	% m/m	26%	0%	0%	15%
Biodéchets ménagers	% m/m	28%	0%	0%	0%
Lavures, déchets alimentaires	% m/m	24%	0%	50%	40%
Déchets de marchés (fruits, légumes)	% m/m	0%	0%	0%	0%
<b>Autres substrats</b>	% m/m	<b>8%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
Glycérine	% m/m	61%	-	-	-
Huiles comestibles usagées	% m/m	39%	-	-	-
<b>Caractéristiques</b>					
Valeur économique moyenne*	CHF/t	-48	-27	-93	-99
Rendement moyen de biogaz (base humide)	m <sup>3</sup> /t	180	66	88	129
Teneur en matière sèche (MS)	% m/m	30,2%	16,5%	18,9%	25,8%
Teneur en matière organique (MO)	% m/m	25,9%	13,7%	15,8%	21,3%
Teneur en carbone (C)	% m/m	16,0%	7,3%	8,9%	12,5%
Quantité de digestats produite	kg/m <sup>3</sup>	4,3	13,7	9,9	6,4

\* Une valeur positive indique un prix payé par le producteur de biogaz ; une valeur négative, un prix payé au producteur.

A noter ici que les rendements de biogaz constatés par NatureMade ne sont pas forcément cohérents/comparables avec les rendements moyens spécifiques (par type de substrats) utilisés dans la présente étude (selon FAT 2000). En effet les rendements de biogaz exprimés en m<sup>3</sup> de biogaz par tonne de substrat dépendent très fortement de la composition de référence du substrat en question. Or pour un même type de substrat, celle-ci peut varier de manière significative, tant du point de vue de la teneur en matière sèche (MS), de la teneur en matière organique (MO), ou encore de la teneur en carbone (C). NatureMade, typiquement, ne semble pas utiliser les mêmes compositions standard que dans FAT (2000). Ainsi, le rendement moyen de biogaz pour les co-substrats utilisé dans la présente étude (sur la base des rendements spécifiques selon FAT 2000 et de la structure moyenne des co-substrats selon les réponses aux questionnaires) s'élève à 180 m<sup>3</sup>/t (voir Chapitre 2, paragraphe 2.2b), tandis que pour NatureMade, la valeur moyenne du rendement de biogaz pour les co-substrats se situe autour de 90 m<sup>3</sup>/t, soit moitié moins.

Les résultats de l'analyse de sensibilité vis-à-vis du mix de co-substrats sont présentés au Tableau 29.

**Tableau 29 – Sensibilité de l'impact environnemental lié à la production de biogaz agricole vis-à-vis du mix de co-substrats**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
<b>Mix A</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	+52%	+29%	+61%	+45%	+66%	+53%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	-	+41%	+8%	+42%	+8%	+42%	+10%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	-	+39%	+6%	+41%	+9%	+43%	+14%
<b>Mix B</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	+12%	-26%	+19%	-18%	+22%	-13%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	-	+5%	-36%	+7%	-35%	+7%	-34%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	-	+4%	-36%	+7%	-34%	+8%	-32%
<b>Mix C</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-12%	-39%	-10%	-38%	-9%	-36%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	-	-13%	-41%	-13%	-42%	-13%	-42%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	-	-14%	-42%	-14%	-43%	-13%	-42%

L'effet du mix de co-substrats est d'autant plus significatif que la part de co-substrats est élevée. Il est très significatif du point de vue de l'ensemble des catégories d'impact. L'effet le plus prononcé est lié en particulier à la valeur économique moyenne des co-substrats (voir Tableau 28), se reportant sur le facteur d'allocation du biogaz. Celui-ci varie entre 71-73% (CS20) et 43-45% (CS50) pour le mix A, 60-61% (CS20) et 31-32% (CS50) pour le mix B, et 55-57% (CS20) et 30-33% (CS50) pour le mix C, contre 71-73% (CS20) et 60-63% (CS50) pour le mix de référence.

Pour le mix A, les impacts (indépendamment de la catégorie) sont globalement plus élevés que pour le mix de référence, de manière plus prononcée pour la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et pour les cas CS20. L'augmentation d'impact est principalement due au transport des substrats et digestats (pour la consommation d'énergie primaire non-renouvelable) et au stockage des digestats (pour les émissions de GES et l'impact environnemental global).

Pour le mix B, les impacts avant allocation sont globalement supérieurs à ceux du mix de référence, de +25-30% pour les émissions de GES et l'impact environnemental global et de +35-65% (selon les cas) pour l'énergie primaire non-renouvelable. Toutefois, à la faveur d'une valeur économique moyenne des co-substrats plus élevée que pour le mix de référence (voir Tableau 28) et donc d'un facteur d'allocation plus favorable au biogaz, l'impact se retrouve même inférieur à celui du mix de référence pour les cas CS50.

Pour le mix C, enfin, la situation est relativement similaire au cas du mix B. Les impacts avant allocation sont globalement supérieurs à ceux du mix de référence, de +10-15% pour les émissions de GES et l'impact environnemental global et de +15-25% (selon les cas) pour l'énergie primaire non-renouvelable. Toutefois, toujours à la faveur d'une valeur économique moyenne des co-substrats plus favorable (voir Tableau 28), l'impact se retrouve dans tous les cas inférieur à celui du mix de référence.

L'analyse précédente montre l'effet très significatif du mix de co-substrats. Celui-ci intervient en effet à plusieurs niveaux de l'inventaire, en particulier au niveau du transport des substrats et digestats (selon les teneurs en MS, MO et le rendement de biogaz), au niveau du stockage des substrats et digestats (composition, rendement de biogaz et conversion de la MO), mais aussi au niveau de l'allocation des impacts entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » qui peut même inverser la situation (avant/après allocation) comme on a pu le voir ci-dessus.

Afin de mieux apprécier les effets plus spécifiques du rendement de biogaz et de la valeur économique des substrats, ces deux paramètres sont par la suite analysés de façon individuelle.

## **7.5 Sensibilité vis-à-vis de la valeur économique des co-substrats**

La valeur économique des co-substrats influence directement l'allocation des impacts entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets ». Les valeurs économiques respectives des différents co-substrats sont issues des réponses au questionnaire (voir Chapitre 2, Tableau 3). La valeur économique moyenne de référence des co-substrats (selon le mix de référence) s'élève à -48 CHF/t. Deux cas sont ici évalués du point de vue de l'impact environnemental du biogaz :

- Réduction de 50% de la valeur économique de chaque co-substrat : Cette réduction s'applique ici indifféremment aux co-substrats à valeur économique positive ou négative, à savoir qu'un co-substrat qui coûte de l'argent au producteur de biogaz (co-substrat à valeur économique positive) lui coûtera moins d'argent, et qu'un co-substrat qui rapporte de l'argent au producteur de biogaz (co-substrat à valeur économique négative) lui rapportera moins d'argent. Dans ce cas, la valeur économique moyenne des co-substrats s'élève à -24 CHF/t.
- Augmentation de 50% de la valeur économique de chaque co-substrat : Cette augmentation s'applique aussi indifféremment aux co-substrats à valeur économique positive ou négative. La valeur économique moyenne des co-substrats s'élève ici à -96 CHF/t.

La définition des deux cas décrits ci-dessus est arbitraire.

Les résultats de l'analyse de sensibilité vis-à-vis de la valeur économique des co-substrats sont présentés au Tableau 30.

**Tableau 30 – Sensibilité de l’impact environnemental lié à la production de biogaz agricole vis-à-vis de la valeur économique moyenne des co-substrats**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
<b>-50% par rapport à la référence</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	+12%	+18%	+11%	+18%	+11%	+18%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	-	+12%	+18%	+11%	+18%	+11%	+18%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	-	+12%	+18%	+11%	+18%	+11%	+18%
<b>+50% par rapport à la référence</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-6%	-9%	-6%	-9%	-5%	-9%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	-	-6%	-9%	-6%	-9%	-5%	-9%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	-	-6%	-9%	-6%	-9%	-5%	-9%

Dans la mesure où globalement les co-substrats rapportent de l’argent au producteur qui les prend en charge (valeur économique majoritairement négative des co-substrats), une augmentation (resp. une diminution) de la valeur économique moyenne des co-substrats se traduit par une augmentation (resp. une diminution) du facteur d’allocation de la fonction « traitement des déchets », donc par une diminution (resp. une augmentation) du facteur d’allocation de la fonction « production de biogaz », donc par une diminution (resp. une augmentation) de l’impact spécifique du biogaz. La variation d’impact est indépendante de la catégorie.

Le facteur d’allocation pour le biogaz varie entre 78-80% (CS20) et 70-73% (CS50) pour le cas « -50% » et entre 67-69% (CS20) et 55-57% (CS50) pour le cas « +50% », contre 71-73% (CS20) et 60-63% (CS50) pour le cas de référence.

L’effet de la valeur économique des co-substrats est peu significatif du point de vue de l’ensemble des catégories d’impact.

## 7.6 Sensibilité vis-à-vis du rendement de biogaz

Les rendements de biogaz dans la présente étude sont établis selon FAT (2000) pour chaque type de substrat (voir Annexe A3, Tableau 54). Ils définissent en particulier la quantité d’engrais de ferme et de co-substrats nécessaires à la production d’une unité de biogaz. Ils influencent donc indirectement le transport des substrats, mais aussi celui des digestats (selon le bilan de masse de la méthanisation). Une diminution (resp. une augmentation) du rendement de biogaz se traduit ainsi par une augmentation (resp. une diminution) du transport des substrats et digestats. Les rendements de biogaz ont également une influence sur les émissions lors du stockage des substrats et digestats, mais également le bilan économique de la production de biogaz et donc l’allocation entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets ». Tout comme le mix de co-substrats, le rendement de biogaz influence donc de manière globale le bilan écologique du biogaz.

Deux cas sont ici envisagés, à savoir une diminution uniforme de 20% des rendements spécifiques de chaque substrat (engrais de ferme et co-substrats) et, au contraire, une augmentation de 20% de ces mêmes rendements spécifiques.

Les résultats de l'analyse de sensibilité vis-à-vis du rendement de biogaz sont présentés au Tableau 31.

**Tableau 31 – Sensibilité de l'impact environnemental lié à la production de biogaz agricole vis-à-vis du rendement de biogaz**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
<b>-20% par rapport à la référence</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	+20%	+5%	-4%	+7%	-2%	+9%	+0%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	+31%	+21%	+16%	+20%	+13%	+20%	+13%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	+27%	+15%	+9%	+15%	+7%	+15%	+7%
<b>+20% par rapport à la référence</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-13%	-5%	-0%	-7%	-2%	-9%	-4%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	-21%	-18%	-17%	-17%	-16%	-18%	-16%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	-18%	-13%	-11%	-13%	-10%	-14%	-11%

D'une manière générale, une diminution (resp. une augmentation) du rendement se traduit par une diminution (resp. une augmentation) de l'impact, indépendamment de la catégorie d'impact. L'effet sur le bilan économique et les facteurs d'allocation donne lieu toutefois à un effet inverse (certes limité) sur l'impact environnemental. C'est le cas notamment pour les trois cas CS50 avec la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, où la diminution du rendement entraîne une légère diminution de l'impact.

L'effet du rendement de biogaz est peu significatif du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et peu significatif du point de vue des émissions de GES et de l'impact environnemental global.

## 7.7 Sensibilité vis-à-vis du nombre de jours d'arrêt

Le nombre de jour d'arrêt fait ici référence à d'éventuelles périodes de panne du cogénérateur, périodes durant lesquelles le biogaz produit dans le digesteur ne peut être brûlé et se retrouve donc libéré dans l'atmosphère. Du fait du fort potentiel de réchauffement global (PRG) du méthane (1 kg CH<sub>4</sub> = 25 kg CO<sub>2</sub>eq.), l'impact environnemental pourrait s'avérer non négligeable.

L'effet du nombre de jours d'arrêt se limite à l'étape de « production de biogaz » (par opposition aux étapes de transport et de stockage des substrats/digestats). Selon les cas de référence, cette étape représente 19-44% de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, 18-24% des émissions de GES, et 19-28% de l'impact environnemental global.

Le nombre de jours d'arrêt dans la présente étude est fixé à 2 jours, sur la base des réponses au questionnaire (voir Chapitre 2, paragraphe 2.2f). Deux autres cas sont ici évalués, à savoir aucun jour d'arrêt (aucune panne) et 5 jours d'arrêt.

Les résultats de l'analyse de sensibilité vis-à-vis du nombre de jours d'arrêt sont présentés au Tableau 32.

**Tableau 32 – Sensibilité de l'impact environnemental lié à la production de biogaz agricole vis-à-vis du nombre de jours d'arrêt**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
<b>Aucun jour d'arrêt</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	-5%	-8%	-11%	-8%	-11%	-8%	-11%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	-3%	-6%	-7%	-6%	-7%	-5%	-7%
<b>5 jours d'arrêt</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./m <sup>3</sup>	+7%	+13%	+17%	+12%	+17%	+12%	+16%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	+5%	+9%	+11%	+8%	+11%	+8%	+10%

L'effet du nombre de jours d'arrêt est nul du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et relativement peu significatif du point de vue des émissions de GES et de l'impact environnemental global.

Du fait d'une diminution de l'impact parallèlement à l'augmentation de la part des co-substrats, cet effet (indépendant de la part de co-substrats), positif ou négatif, est d'autant plus prononcé que la part de co-substrats est élevée.

## 7.8 Sensibilité vis-à-vis de la post-fermentation

Dans la définition des cas de référence, il est fait l'hypothèse que les installations de production de biogaz disposent d'une unité de post-fermentation (voir Chapitre 2, paragraphe 2.2f).

Lorsque l'installation de production de biogaz est équipée d'un post-fermenteur(ou post-digesteur), l'augmentation du rendement (comparée à une installation sans post-fermenteur) peut aller jusqu'à 20% selon Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2009). On fait ici l'hypothèse d'une augmentation du rendement de biogaz de 10% par rapport à une configuration sans post-fermenteur<sup>5</sup>.

Le post-fermenteur se présente sous la forme d'une cuve étanche placé immédiatement après le fermenteur. La méthanisation de la matière organique (MO) résiduelle se poursuit dans cette cuve, libérant ainsi du biogaz qui est alors récolté dans un réservoir de biogaz intégré. La post-fermentation permet ainsi de réduire encore le contenu de MO du digestat, limitant ainsi les émissions lors de son stockage.

En termes d'inventaires, l'installation de méthanisation sans post-fermenteur est modélisée au moyen du processus ecoinvent « anaerobic digestion plant, agriculture ». L'installation

<sup>5</sup> Hypothèse retenue pour l'ensemble des projets du Programme de recherche Biomasse 2009 à l'issue d'une séance de coordination le 16.12.2010, chez Carbotech à Zürich.

avec post-fermenteur est quant à elle modélisée au moyen du processus ecoinvent « anaerobic digestion plant covered, agriculture » (voir Chapitre 4, paragraphe 4.4).

Les résultats de l'analyse de sensibilité vis-à-vis de la post-fermentation sont présentés au Tableau 33.

**Tableau 33 – Sensibilité de l'impact environnemental lié à la production de biogaz agricole vis-à-vis de la post-fermentation**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
<b>Pas de post-fermentation</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	+2%	-7%	-12%	-2%	-6%	+1%	-3%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> <sub>eq</sub> /m <sup>3</sup>	+12%	+9%	+7%	+8%	+6%	+9%	+6%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	+9%	+4%	+1%	+4%	+1%	+5%	+2%

L'absence de post-fermentation se traduit par une augmentation des émissions de GES (de l'ordre de 6-12% selon les cas) et de l'impact environnemental global (de l'ordre de 1-9% selon les cas). Cette augmentation de l'impact s'explique principalement par un rendement de biogaz inférieur (voir paragraphe relatif à la variation du rendement de biogaz), et des émissions polluantes accrues lors du stockage des digestats (leur teneur en MO étant en effet accrue). Ces effets négatifs sont toutefois compensés en partie par une allocation des impacts plus favorable au biogaz (de 68-70% pour les cas CS20 et 56-59% pour les cas CS50, contre 71-73% et 60-63% respectivement pour les cas de référence avec post-fermentation), du fait justement d'un rendement inférieur.

Concernant la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, l'absence de post-fermentation se traduit selon les cas par une légère diminution ou une légère augmentation de l'impact. Dans cette catégorie d'impact, en effet, l'allocation plus favorable va parfois jusqu'à surcompenser l'effet lié à la diminution du rendement.

L'effet de la post-fermentation est peu significatif du point de vue de l'ensemble des catégories d'impact.

## 7.9 Sensibilité vis-à-vis du type de stockage des substrats (couvert/ciel ouvert)

Sur la base des réponses aux questionnaires, il est fait l'hypothèse dans la présente étude que le stockage des substrats est couvert, limitant ainsi certaines émissions polluantes, en particulier les émissions d'ammoniac d'un facteur 10 (voir Chapitre 4, paragraphe 4.3). On évalue ici le cas où le stockage des substrats est à ciel ouvert.

Les résultats de l'analyse de sensibilité vis-à-vis du type de stockage des substrats sont présentés au Tableau 34.

**Tableau 34 – Sensibilité de l’impact environnemental lié à la production de biogaz agricole vis-à-vis du type de stockage des substrats**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
<b>Stockage à ciel ouvert</b>								
Cons. d’énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Emissions de GES	kg CO <sub>2 eq</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	+13%	+15%	+16%	+14%	+15%	+14%	+15%

L’absence d’une structure couverte pour le stockage des substrats se traduit par une augmentation de l’impact environnemental global (de l’ordre de 13-16% selon les cas). L’effet sur la consommation d’énergie primaire non-renouvelable et les émissions de GES est nul, l’ammoniac n’intervenant pas dans ces deux catégories d’impact.

L’effet du type de stockage des substrats est nul du point de vue de la consommation d’énergie primaire non-renouvelable et des émissions de GES, et peu significatif du point de vue de l’impact environnemental global.

### 7.10 Sensibilité vis-à-vis du type de stockage des digestats (couvert/ciel ouvert)

De même que pour les substrats, il est fait l’hypothèse dans la présente étude que le stockage des digestats est couvert, limitant ainsi certaines émissions polluantes, en particulier les émissions d’ammoniac d’un facteur 10 (voir Chapitre 4, paragraphe 4.5). On évalue ici le cas où le stockage des digestats est à ciel ouvert.

Les résultats de l’analyse de sensibilité vis-à-vis du type de stockage des digestats sont présentés au Tableau 35.

**Tableau 35 – Sensibilité de l’impact environnemental lié à la production de biogaz agricole vis-à-vis du type de stockage des digestats**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
<b>Stockage à ciel ouvert</b>								
Cons. d’énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Emissions de GES	kg CO <sub>2 eq</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	+149%	+165%	+180%	+162%	+173%	+156%	+164%

L'absence d'une structure couverte pour le stockage des digestats se traduit par une augmentation de l'impact environnemental global (de l'ordre de 150-180% selon les cas). Là encore, l'effet sur la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et les émissions de GES est nul.

L'effet du type de stockage des digestats est nul du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et des émissions de GES, et très significatif du point de vue de l'impact environnemental global.

### 7.11 Sensibilité vis-à-vis du temps où le substrat est stocké chez le producteur de biogaz

Dans le calcul des émissions liées au stockage des substrats, il est fait l'hypothèse que les substrats sont stockés 10% du temps sur le site de la production de biogaz (et 90% chez les fournisseurs) et par conséquent 10% des émissions sont attribués à la production de biogaz. Cette situation est modélisée au moyen de la variable  $\tau$ , définissant le pourcentage de temps où le substrat est stocké chez le producteur de biogaz. On évalue ici le cas où le stockage des substrats est entièrement la responsabilité des fournisseurs ( $\tau=0\%$ ) et le cas où 50% des émissions sont attribués à la production de biogaz ( $\tau=50\%$ ).

Les résultats de l'analyse de sensibilité vis-à-vis du temps où le substrat est stocké chez le producteur de biogaz sont présentés au Tableau 36.

**Tableau 36 – Sensibilité de l'impact environnemental lié à la production de biogaz agricole vis-à-vis du temps où le substrat est stocké chez le producteur de biogaz**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
<b><math>\tau=0\%</math> (stockage exclus)</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> <sub>eq</sub> /m <sup>3</sup>	-14%	-17%	-19%	-17%	-19%	-16%	-18%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	-10%	-12%	-13%	-11%	-12%	-11%	-12%
<b><math>\tau=50\%</math></b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> <sub>eq</sub> /m <sup>3</sup>	+57%	+67%	+76%	+66%	+75%	+65%	+73%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	+42%	+47%	+51%	+46%	+49%	+44%	+47%

L'hypothèse  $\tau=0\%$  annule l'impact lié au stockage des substrats. Elle se traduit par une réduction des émissions de GES de l'ordre de 14-19% et de l'impact environnemental global de l'ordre de 10-13% par rapport au cas où  $\tau=10\%$ . L'hypothèse  $\tau=50\%$  augmente de façon significative les émissions de GES (de l'ordre de 55-75% selon les cas) et l'impact environnemental global (de l'ordre de 40-50% selon les cas).

L'effet du temps où le substrat est stocké chez le producteur de biogaz est nul du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et très significatif du point de vue des émissions de GES et de l'impact environnemental global.

## 7.12 Sensibilité vis-à-vis de l'approvisionnement en électricité (auto/externe)

Sur la base des réponses au questionnaire, il est fait l'hypothèse dans la présente étude que l'approvisionnement en électricité est assuré par l'électricité issue de la cogénération (on parle ici d'auto-alimentation). Cette situation correspond à la réalité pour la majorité des producteurs sondés dans le cadre de ce projet. On évalue toutefois ici le cas où l'électricité nécessaire à la production de biogaz proviendrait du réseau électrique national (mix suisse de distribution d'électricité, incluant la production nationale, les importations et les exportations).

En termes d'inventaires, l'approvisionnement externe en électricité est modélisé au moyen du processus ecoinvent « electricity, low voltage, at grid ».

Les résultats de l'analyse de sensibilité vis-à-vis de l'approvisionnement en électricité sont présentés au Tableau 37.

**Tableau 37 – Sensibilité de l'impact environnemental lié à la production de biogaz agricole vis-à-vis de l'approvisionnement en électricité**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
<b>Stockage à ciel ouvert</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	+93%	+161%	+216%	+140%	+165%	+116%	+128%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> <sub>eq</sub> /m <sup>3</sup>	-7%	-3%	-1%	-2%	-0%	-1%	+0%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	+4%	+14%	+21%	+15%	+21%	+15%	+20%

L'hypothèse d'un approvisionnement en électricité depuis le réseau se traduit par une augmentation peu significative à significative de l'impact environnemental global (de l'ordre de 5-25% selon les cas), et par une augmentation très significative de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable. Les émissions de GES affichent en revanche une légère diminution par rapport à l'auto-alimentation. Les résultats ci-dessus sont cohérents avec les résultats présentés aux figures 9, 11 et 13.

L'effet de l'approvisionnement en électricité est très significatif du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, peu significatif du point de vue des émissions de GES, et peu significatif à significatif (selon les cas) du point de vue de l'impact environnemental global.

## 7.13 Sensibilité vis-à-vis du rendement électrique de la cogénération

Le rendement électrique pour les cas de référence est lié à puissance du cogénérateur, en accord avec les exigences énergétiques minimales<sup>6</sup> prescrites dans l'Ordonnance sur l'énergie (OEnE). Il varie de 26,8% pour les cas P50 à 38,0% pour les cas P350. Afin d'évaluer la sensibilité vis-à-vis du rendement électrique de la cogénération, on envisage

<sup>6</sup> Ordonnance sur l'énergie, modification du 2 février 2010, Annexe 1.5, paragraphe 5.2 « Exigences énergétiques minimales ».

deux alternatives. Les rendements sont d'une part diminués de 10% puis augmenté de 10%, de façon uniforme sur l'ensemble des cas de référence.

Le rendement électrique influence la quantité de biogaz nécessaire à la production d'une unité d'électricité et donc le bilan écologique de l'électricité issue de la cogénération. Il affecte en retour le bilan écologique du biogaz (dont la production nécessite de l'électricité). L'énergie (chaleur et électricité) représente 9-19% de la consommation d'énergie primaire renouvelable

Selon les cas de référence, l'électricité représente 4-9% de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, 4-8% des émissions de GES, et 4-9% de l'impact environnemental global. Du fait de l'augmentation globale du rendement de cogénération parallèlement à la taille, la part de l'électricité est d'autant plus réduite que l'installation est grande.

Les résultats de l'analyse de sensibilité vis-à-vis du rendement électrique de la cogénération sont présentés au Tableau 38.

**Tableau 38 – Sensibilité de l'impact environnemental lié à la production de biogaz agricole vis-à-vis du rendement électrique de la cogénération**

Composantes		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
<b>-10% par rapport à la référence</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	+1%	+1%	+1%	+1%	+1%	+1%	+1%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> <sub>eq</sub> /m <sup>3</sup>	+2%	+1%	+1%	+1%	+1%	+1%	+1%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	+2%	+1%	+1%	+1%	+1%	+1%	+1%
<b>+10% par rapport à la référence</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /m <sup>3</sup>	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> <sub>eq</sub> /m <sup>3</sup>	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
Impact environnemental global	UBP/m <sup>3</sup>	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%

Une diminution (resp. une augmentation) du rendement électrique se traduit par une légère augmentation (resp. une légère diminution) de l'impact, indépendamment de la catégorie d'impact.

L'effet du rendement électrique de la cogénération est peu significatif du point de vue de l'ensemble des catégories d'impact. Si l'effet sur le bilan écologique du biogaz pour les deux alternatives envisagées se limite à une variation de +/- 1%, l'effet sur celui de la production d'électricité à partir de biogaz est plus prononcé, avec une variation de +/- 7-10% selon les cas et les catégories d'impacts.

#### 7.14 Sensibilité vis-à-vis de la valorisation de la chaleur issue de la cogénération

La valorisation de la chaleur issue de la cogénération est l'un des enjeux énergétiques majeurs de la production de biogaz. Dans le milieu agricole de manière générale, cette chaleur est peu valorisée. Bien sûr, l'installation de biogaz consomme une partie de cette chaleur (de l'ordre de 19-35% de la production brute de chaleur). Aussi, afin d'inciter à

valoriser au mieux cette chaleur, la Confédération accorde un « bonus CCF » si l'utilisation externe de la chaleur dépasse de 20% au moins les exigences minimales (soit ici 20% de l'excédent de chaleur<sup>7</sup>).

Si l'intérêt de valoriser au mieux la chaleur produite par cogénération est évident du point de vue énergétique et du point de vue environnemental dans un système global, l'intérêt quant au seul bilan écologique du biogaz tel qu'il est défini dans la présente étude (voir Chapitre 3, paragraphe 3.1) n'apparaît pas de façon évidente. En effet, on évalue ici l'impact sur l'environnement généré par les activités « production de biogaz » et « traitement des déchets ». Cet impact absolu ne dépend pas de la valorisation ou non de l'excédent de chaleur issu de la cogénération.

Afin d'apprécier les effets positifs d'une meilleure valorisation de la chaleur issue de la cogénération, il conviendrait ici de se placer dans un contexte approprié et d'adapter le système d'étude en se situant au niveau d'une comparaison du type « AVEC production de biogaz » vs. « SANS production de biogaz ». Cette problématique sort cependant du cadre de la présente étude dont l'objectif est la comparaison de la production centralisée et décentralisée de biogaz.

Afin d'illustrer malgré tous les éléments ci-dessus, une application de cette approche aux cas de référence est proposée ci-dessous, sur la base des systèmes définis à la Figure 18. On évalue ici trois situations distinctes, à savoir :

- Cas 1 : 0% de chaleur en excès valorisée ;
- Cas 2 : 20% de chaleur en excès valorisée ;
- Cas 3 : 100% de chaleur en excès valorisée.

Les données de base de l'approche proposée ici sont présentées au Tableau 39.

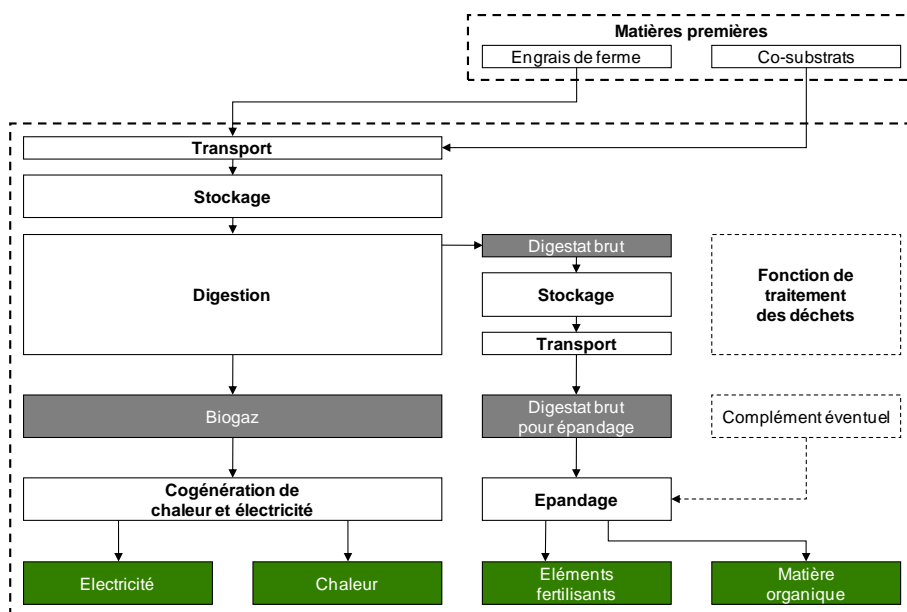
**Tableau 39 – Données de base relatives à la production d'électricité et de chaleur selon les cas de référence**

Données de base		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
Production brute d'électricité	[MWh/an]	299	315	321	1'141	1'164	3'129	3'192
Production nette d'électricité	[MWh/an]	267	283	290	1'046	1'069	2'908	2'971
Production brute de chaleur	[TJ/an]	2,1	2,2	2,3	6,4	6,5	13,9	14,2
Production nette de chaleur	[TJ/an]	1,4	1,5	1,6	4,3	4,4	9,1	9,4

La baseline en termes de production de chaleur inclut 50% de mazout et 50% de gaz naturel. La baseline pour la production d'électricité est le mix suisse de distribution. La baseline correspond ici aux productions nettes d'électricité et de chaleur issues de la cogénération, selon les chiffres indiqués au Tableau 39.

<sup>7</sup> On entend ici par « excédent de chaleur » (ou « chaleur en excès ») la production brute de chaleur moins les besoins de chaleur de l'installation de méthanisation.

Système d'étude (« AVEC production de biogaz »)



Baseline (« SANS production de biogaz »)

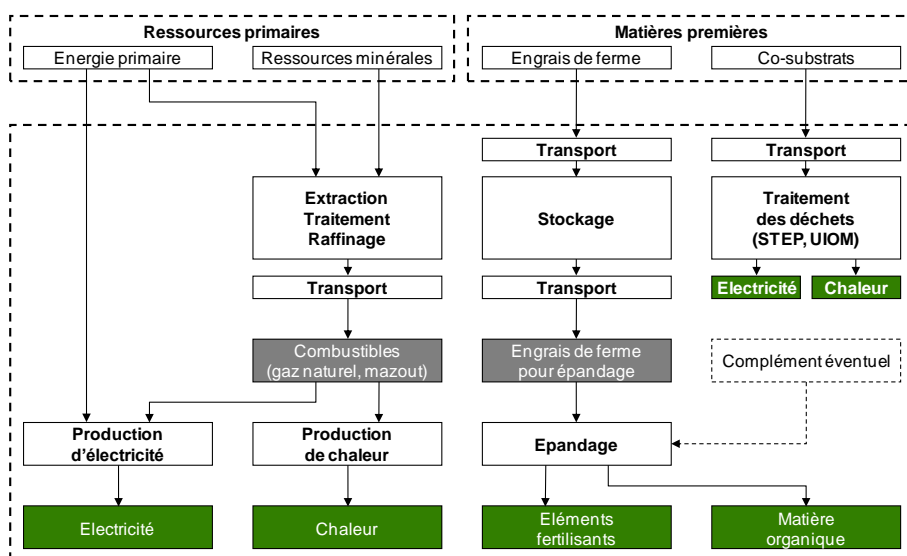


Figure 18 – Définition des systèmes « AVEC production de biogaz » (système d'étude) et « SANS production de biogaz » (baseline)

Les résultats de l'analyse sont présentés au Tableau 40 selon la variation d'impact vis-à-vis de la baseline. Une valeur positive indique une augmentation de l'impact lié au système « AVEC production de biogaz » (en comparaison avec la baseline).

**Tableau 40 – Résultats de la comparaison « AVEC production de biogaz » vs. « SANS production de biogaz »**

Données de base		P50-CS0-KM0	P50-CS20-KM5	P50-CS50-KM5	P150-CS20-KM20	P150-CS50-KM20	P350-CS20-KM35	P350-CS50-KM35
<b>0% de chaleur en excès valorisée</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /an	-86%	-91%	-93%	-92%	-93%	-93%	-93%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./an	+495%	+221%	+131%	+160%	+90%	+119%	+62%
Impact environnemental global	UBP/an	-4%	-43%	-56%	-53%	-62%	-60%	-68%
<b>20% de chaleur en excès valorisée</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /an	-88%	-92%	-94%	-93%	-94%	-93%	-94%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./an	+277%	+102%	+45%	+82%	+33%	+65%	+22%
Impact environnemental global	UBP/an	-13%	-48%	-60%	-56%	-65%	-62%	-70%
<b>100% de chaleur en excès valorisée</b>								
Cons. d'énergie primaire non-ren.	MJ <sub>p</sub> /an	-92%	-95%	-96%	-95%	-96%	-95%	-95%
Emissions de GES	kg CO <sub>2</sub> eq./an	+53%	-19%	-42%	-17%	-40%	-17%	-39%
Impact environnemental global	UBP/an	-35%	-62%	-70%	-65%	-72%	-69%	-75%

Selon les résultats présentés au Tableau 40, la consommation d'énergie primaire non-renouvelable est dans tous les cas très largement inférieure pour le système « AVEC production de biogaz ». La part de chaleur en excès valorisée a une influence peu significative. Ces résultats sont en accord avec les résultats présentés à la Figure 13.

Les émissions de GES sont au contraire très sensibles à la part de chaleur en excès valorisée. Pour les cas « 0% » et « 20% », le système « AVEC production de biogaz » présente un impact largement supérieur à la base line (d'un facteur 1,6-5,9 à « 0% », et d'un facteur 1,2-3,8 à « 20% » selon les cas de référence). Le cas « 100% », en revanche, affiche un bilan des émissions de GES plus favorable que la baseline (soit une réduction de l'ordre de 17-42% selon les cas), hormis pour le cas de référence sans co-substrats.

Concernant enfin l'impact environnemental global, le système « AVEC production de biogaz » présente de manière générale un impact inférieur à la baseline, d'autant plus réduit que la part de chaleur en excès valorisée est élevée. Avec 0% de chaleur en excès valorisée, la réduction d'impact varie de 43% à 68% pour les cas avec co-substrats, contre seulement 4% pour le cas sans co-substrat. Avec 100% de la chaleur en excès valorisée, la réduction d'impact se situe autour de 62-75% pour les cas avec co-substrats, contre 35% pour le cas sans co-substrat.

A noter que l'on retrouve logiquement les mêmes performances respectives des cas de référence que celles présentées au Chapitre 6.

Les trois cas étudiés ci-dessus sont illustrés sous forme graphique à l'Annexe A6.

Cette approche globale appliquée à l'ACV de la production de biogaz souligne le caractère essentiel de la valorisation de la chaleur issue de la cogénération, en particulier du point de vue des émissions de GES. Si la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et l'impact environnemental global sont de manière générale favorables à la production de biogaz (en comparaison avec la baseline), il n'en va en effet pas toujours de même pour les émissions de GES ; même avec 20% de chaleur en excès valorisée, les émissions de GES sont défavorables aux systèmes « AVEC production de biogaz ». Les résultats présentés ici soulignent également le rôle significatif des co-substrats, avec un impact d'autant plus faible que la part de co-substrats est élevée.

Il est important toutefois de noter que l'analyse présentée ci-dessus est partielle. Elle se limite en effet à la production d'électricité et de chaleur et ne tient pas compte de la différence au niveau de l'épandage (engrais de ferme bruts ou digestats) ni au niveau de la prise en charge des co-substrats dans la baseline (nécessité de traiter les co-substrats en STEP ou UIOM s'ils ne sont pas destinés à la production de biogaz), comme indiqué à la Figure 18.

### 7.15 Synthèse de l'analyse de sensibilité

Les principaux déterminants de l'impact environnemental sont référencés au Tableau 41, classés par ordre d'importance. On indique également au Tableau 41 les catégories d'impacts où ces paramètres se manifestent de façon plus significative.

**Tableau 41 – Principaux déterminants de l'impact environnemental lié à la production de biogaz agricole et qualification de l'effet selon la catégorie d'impact**

Paramètres et principaux déterminants	Catégories d'impacts		
	Consommation d'énergie primaire non-renouvelable	Emissions de GES	Impact environnemental global
Substrats « non-déchets »	+++	+++	+++
Part des co-substrats	+++	+++	+++
Fonction « traitement des déchets » (allocation)	+++	+++	+++
Caractérisation du mix de co-substrats	+++	+++	+++
Temps où le substrat est stocké chez le producteur de biogaz	∅	+++	+++
Transport des digestats	+++	+	+ / ++
Approvisionnement en électricité (auto/externe)	+++	+	+ / ++
Distance d'approvisionnement des co-substrats	+++	+	+
Rendement(s) de biogaz (par type de substrat)	+	+ / ++	+ / ++
Type de stockage des digestats (couvert/ciel ouvert)	∅	∅	+++
Taille de l'installation	+	+	+
Valeur économique des co-substrats	+	+	+
Post-fermentation	+	+	+
Rendement électrique de la cogénération	+	+	+
Nombre de jours d'arrêt (émissions directes de biogaz)	∅	+	+
Type de stockage des substrats (couvert/ciel ouvert)	∅	∅	+

+ : peu significatif / ++ : significatif / +++ : très significatif / ∅ : pas significatif

Parmi les déterminants les plus significatifs, on notera en particulier :

- les substrats « non-déchets » ;
- la part de co-substrats ;
- la fonction « traitement des déchets » (allocation) ;
- la caractérisation du mix de co-substrats (composition, valeur économique, etc.) ;
- le pourcentage de temps où les substrats sont stockés chez le producteur de biogaz (seulement du point de vue des émissions de GES et de l'impact environnemental global).

## 8. Etudes de cas

En Suisse, il existe des installations de biogaz agricoles de tailles et de rendements les plus divers avec différents co-substrats, modes de transport, de gestion d'installation, etc. La décision d'un chef d'exploitation d'implanter une installation de biogaz dans son exploitation ou de participer à une installation communautaire dépend essentiellement de calculs économiques. L'impact environnemental des installations de biogaz agricoles est cependant un critère déterminant, tout aussi important pour la promotion et le développement des installations de biogaz. De prime abord, une installation de biogaz semble n'avoir que des effets positifs pour l'environnement, car les engrais de ferme y sont doublement valorisés, pour la production d'électricité et pour la fumure. De plus, l'installation de biogaz permet d'intercepter le méthane, gaz à effet de serre inopportun, et de l'utiliser alors que normalement il s'échapperait des stocks d'engrais de ferme. Les études réalisées jusqu'ici sur la compatibilité environnementale des installations de biogaz montrent que leurs émissions de GES sont effectivement plus faibles et leur bilan énergétique meilleur que ceux des centrales à énergie fossile (Börjesson & Berglund, 2007; Chevalier & Meunier, 2005; Pöschl et al., 2010). Les études montrent néanmoins que cet avantage environnemental n'est pas garanti car les impacts sur l'environnement dépendent de plusieurs facteurs, comme les distances de transport des substrats (Pöschl et al., 2010), le rendement en biogaz des substrats, l'efficacité de l'installation (Börjesson & Berglund, 2006), l'exploitation des terres (Hartmann, 2006; Zah et al., 2007), les émissions qui se produisent lors du stockage et de l'épandage des résidus de fermentation (Edelmann et al., 2001; Hundt, 2010), etc. De plus, pour être complet, d'autres impacts environnementaux doivent également être pris en compte, pour lesquels les carburants biologiques peuvent avoir des résultats moins bons que les sources d'énergie fossiles, p. ex. en ce qui concerne l'eutrophisation et l'acidification (Zah et al., 2007). L'implantation d'une installation de biogaz dans l'exploitation ou la participation à une installation collective a-t-elle des répercussions positives ou négatives sur le bilan écologique d'une exploitation agricole ? C'est une question pour laquelle, à notre avis, on n'a pratiquement pas de réponses aujourd'hui. Une seule étude en Allemagne a porté sur l'influence des installations de biogaz sur le bilan de l'exploitation: Möller et al (2006) ont montré que parallèlement aux avantages de la production de biogaz par rapport à celle de l'énergie fossile, une installation de biogaz pouvait surtout avoir des effets positifs sur le bilan énergétique et le potentiel de réchauffement global d'une exploitation, sachant que les impacts eutrophisants et acidifiants pouvaient être aussi bien positifs que négatifs. Quelle influence la taille de l'installation de biogaz peut-elle avoir à ce niveau ? On ne le sait pas.

En complément à la présente étude, trois exploitations agricoles ont fait l'objet d'une analyse plus approfondie sous forme d'études de cas, afin d'évaluer l'effet de la présence ou non d'une installation de biogaz au sein de l'exploitation. Ces études de cas concernent trois modèles distincts de production de biogaz, à savoir :

- une petite installation de biogaz (15 kW<sub>e</sub>) sans co-substrat ;
- une petite installation de biogaz (45 kW<sub>e</sub>) avec co-substrats ;
- une grande installation de biogaz (200 kW<sub>e</sub>) collective.

Les principales caractéristiques des trois études de cas (en termes de production de biogaz) sont présentées au Tableau 42.

Les changements qu'impliquent l'intégration de la production de biogaz dans le cycle de l'exploitation, l'utilisation des résidus de fermentation comme engrais de ferme et l'importation de co-substrats par exemple, ont été étudiés à l'aide d'une ACV à paramètres multiples de l'ensemble de l'exploitation.

**Tableau 42 – Définition des études de cas**

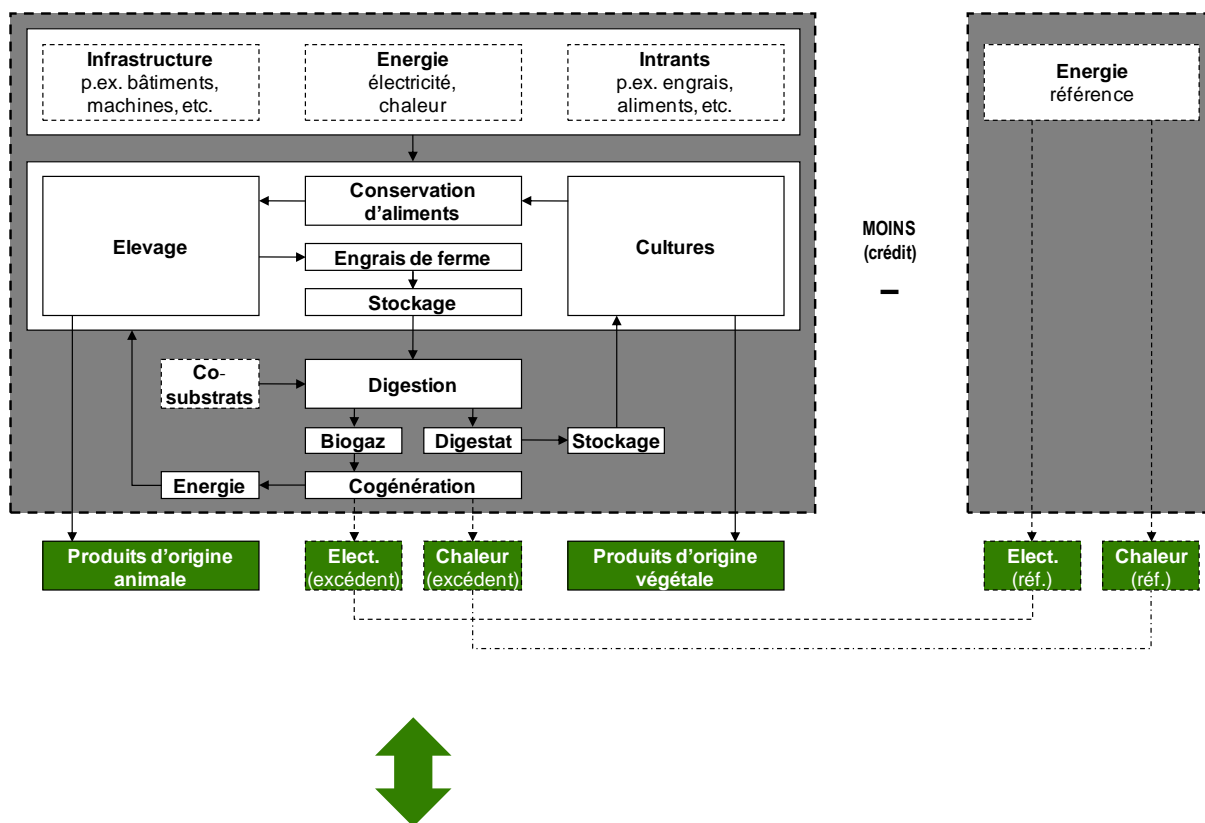
Cas de référence		Cas No. 1 : petite IB sans co-substrat	Cas No. 2 : petite IB avec co-substrats	Cas No. 3 : grande IB collective
Puissance du cogénérateur	kW <sub>e</sub>	15	45	200
Production de biogaz	m <sup>3</sup> /an	4'122	107'500	451'484
Part des co-substrats	% m/m	0%	83%	25%
Transport des co-substrats	km	0,0	1,9	3,1
Quantités de substrats traitées				
Engrais de ferme	t/an	640	720	11'668
Co-substrats	t/an	0	3'713	3'800
Total	t/an	640	4'433	15'468
Digestats				
Quantités produites	t/an	621	4'315	14'849
Transport	km	0,5	3,8	2,9

### 8.1 Méthode de l'analyse de cycle de vie

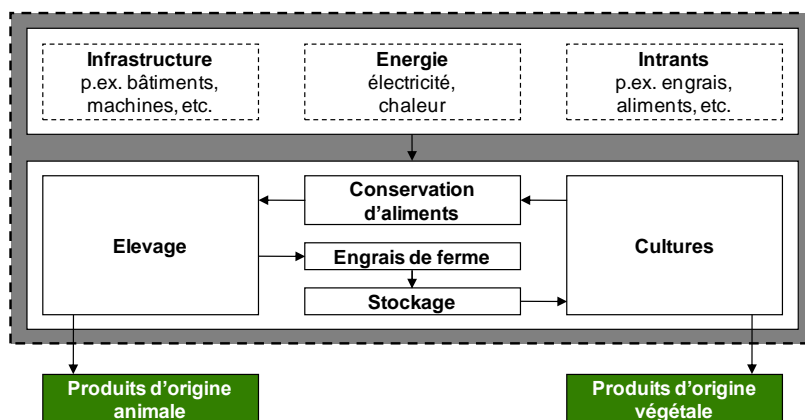
Le calcul des analyses de cycle de vie des trois exploitations ayant servi à l'étude de cas s'est basé sur la méthode SALCA (Swiss Agricultural Life Cycle Assessment; cf. (Nemecek et al., 2010)) développée par Agroscope Reckenholz-Tänikon (ART). Pour le système « exploitation agricole », on a choisi l'unité fonctionnelle de l'hectare de surface agricole utile (SAU) et une année comme valeur de référence. Cette méthode permet de comparer les exploitations étudiées avec les exploitations de référence dans le temps et dans l'espace. Elle prend également en compte tous les inputs et les outputs des exploitations. Les sortants d'une exploitation sont des produits animaux et végétaux, et de l'électricité si l'exploitation comprend des installations de production d'énergie, par exemple une installation de biogaz (Figure 19). Il serait également possible de faire une comparaison par franc de prestation brute, mais ces données n'ont pas été enregistrées pour les exploitations étudiées.

Les impacts environnementaux considérés ont été sélectionnés sur la base des domaines à protéger concernés par l'agriculture, le sol, l'eau, le climat et les ressources naturelles (Zapf et al., 2009). Le domaine biodiversité n'a pas été pris en compte car on ne connaît pas encore l'influence de l'utilisation du lisier de biogaz sur la biodiversité par rapport au lisier normal et que par conséquent, on ne peut pas concevoir de modèles. Pour le sol, les impacts environnementaux calculés sont l'eutrophisation et l'acidification, pour l'eau, l'écotoxicité aquatique, pour l'air le potentiel de réchauffement global et de formation d'ozone et enfin, pour les ressources naturelles, la consommation d'énergie primaire non-renouvelable. Un bilan humique a également été établi pour la surface agricole utile des exploitations afin d'évaluer le rôle joué par l'intégration de l'installation de biogaz et par la fermentation des engrais de ferme sur la fertilité du sol.

### Système d'étude (« exploitation AVEC IB »)



### Baseline (« exploitation SANS IB »)



**Figure 19 – Définition des systèmes « exploitation sans IB » et « exploitation avec IB »**

Dans le cas de l'exploitation avec IB, l'électricité en excès est vendue et créditée à l'exploitation par une réduction de l'électricité consommée.

Pour relever les données d'exploitation et établir le bilan de matières, tous les agents de production utilisés pendant une année et tous les produits de l'exploitation ont été saisis à partir d'interviews et des documents de l'exploitation (comptabilité). L'exploitation reçoit un crédit correspondant à la quantité d'électricité vendue sur le réseau (excédent), ce qui réduit par conséquent la consommation d'électricité de l'exploitation. La chaleur en excès produite par les installations de biogaz n'étant pas commercialisée dans les trois études de cas, celle-ci n'a pas été créditée en plus. Les paramètres de production enregistrés par les

agriculteurs, comme le parc de machines, les sources d'énergie, les bâtiments, le cheptel animal, la production végétale, les produits de récolte, les produits d'origine animale, etc. ont été associés aux modèles d'émissions et aux inventaires environnementaux de SALCA. SALCA comprend la structure d'un système d'exploitation agricole avec plusieurs milliers de paramètres de saisie possibles. Les modules d'émission, qui sont adaptés aux exploitations agricoles dans SALCA, permettent la modélisation des émissions directes au champ et à la ferme. De plus, les émissions indirectes, inhérentes à l'infrastructure, aux machines, à l'achat d'animaux, de fourrages, d'engrais, etc., sont également attribuées à l'exploitation. Dans le cas de l'infrastructure et des machines, des montants annuels sont attribués au prorata en fonction de l'âge ou de la durée de vie moyenne des éléments. Pour les émissions indirectes, on a eu recours aux inventaires environnementaux de la base de données ecoinvent Version 2.01 du Centre ecoinvent (Swiss Centre for Life Cycle Inventories, [www.ecoinvent.org](http://www.ecoinvent.org)) et de la base de données SALCA Version 081 (base de données interne à ART), qui contiennent les flux intrants et sortants des produits et des processus les plus divers. Des inventaires annuels ont ainsi été obtenus pour les exploitations qui comprennent tous les flux d'énergie et de matière nécessaires au calcul des impacts environnementaux d'une exploitation agricole. Les paramètres suivants n'ont pas été attribués à l'activité agricole, mais ont été considérés comme processus en aval et n'ont par conséquent pas été intégrés à l'inventaire de l'exploitation: forêt, bâtiments d'habitation, travaux pour des tiers, transformation (production de charcuterie et de fromage) et surfaces de vente.

#### a. *Calcul des émissions directes*

A l'échelle de la parcelle, l'érosion, les pertes d'éléments nutritifs et les émissions de GES ont été calculées compte tenu de toutes les mesures de production végétale et des propriétés spécifiques au sol et aux cultures. A l'échelle de l'exploitation, les émissions directes des animaux ont été calculées pour le cheptel. Enfin, un bilan des métaux lourds a également été établi.

Ammoniac (NH<sub>3</sub>): Les pertes d'ammoniac provenant des déjections animales à l'étable et au pâturage ou du stockage des engrais de ferme et de l'épandage des engrais minéraux ont été calculées selon (Menzi et al., 1997). Le calcul des pertes de NH<sub>3</sub> lors de l'épandage des engrais de ferme est basé sur (Katz, 1996) (tiré de (Menzi et al., 1997)).

Nitrates (NO<sub>3</sub><sup>-</sup>): Le lessivage des nitrates dans les grandes cultures et les prairies a été estimé à l'aide du modèle de (Richner et al., 2006). Ce dernier calcule la minéralisation de l'azote dans le sol sur une base mensuelle de même que l'absorption d'azote par les différentes cultures. Enfin, le risque de lessivage des nitrates lié à l'utilisation des engrais à des périodes défavorables a également été déterminé en fonction de la culture, du mois d'épandage et de la profondeur potentielle des racines.

Protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O): Les facteurs d'émission qui ont servi au calcul des émissions de gaz hilarant proviennent de (Schmid et al., 2000). Sont prises en compte aussi bien les émissions directes de N<sub>2</sub>O que les émissions induites. Les émissions directes sont dues à l'épandage d'engrais azotés et à l'enfouissement des résidus de récolte dans le sol; les émissions induites sont issues de la réaction de NH<sub>3</sub> et NO<sub>3</sub><sup>-</sup> en N<sub>2</sub>O lors des pertes de nitrates et d'ammoniac.

Erosion: Le risque d'érosion est calculé à partir des paramètres d'exploitation (part de surface occupée par certaines cultures principales dans l'assolement, emploi de cultures dérobées et techniques culturales particulières) et des paramètres géographiques (situation géographique, type de sol, déclivité, voies d'écoulement et granulométrie). Le résultat obtenu est le risque d'érosion total moyen. La méthode est basée sur (Mosimann & Rüttimann, 1999), citée dans (Oberholzer et al., 2006).

Phosphore (P et phosphate): Les pertes de phosphore ont été calculées avec le modèle de (Prasuhn, 2006). Il distingue le déversement de phosphore dans les eaux de surfaces dû au ruissellement, à l'érosion du sol et aux pertes de drainage, des pertes de phosphore dues au lessivage dans les eaux souterraines. Les calculs tiennent compte de la catégorie d'exploitation des sols, du type d'engrais, de la quantité de phosphore épandue ainsi que des propriétés du sol et de la topographie (pour l'érosion).

Méthane (CH<sub>4</sub>): Les émissions de méthane issues de la production animale et du stockage des engrais de ferme ont été calculées à partir des facteurs d'émission selon (IPCC, 2006), à l'exception des vaches laitières pour lesquelles on a utilisé la formule de (Kirchgessner et al., 1993), qui tient davantage compte de l'influence de l'affouragement sur les émissions de CH<sub>4</sub>. La quantité et la qualité du fourrage, ainsi que le management des engrais de ferme sont des effets inclus dans les calculs.

Métaux lourds: Le calcul des émissions de métaux lourds repose sur le modèle de (Freiermuth, 2006), qui présente un bilan des intrants et des sortants. Il tient compte des apports dus aux semences, aux engrais, aux aliments pour animaux et aux produits phytosanitaires. Les pertes dues aux produits de récolte, à l'érosion et au lessivage sont également incluses. Les métaux lourds significatifs pour l'agriculture sont le cadmium, le chrome, le cuivre, le plomb, le mercure, le nickel et le zinc.

#### *b. Calcul des impacts environnementaux et concept d'évaluation*

Les impacts environnementaux ont été calculés avec le programme TEAM V4.0 (© ECOBILAN, 1993-2003) de PricewaterhouseCoopers. Le potentiel de réchauffement global a été calculé avec la méthode de IPCC 2007 (IPCC, 2007), l'eutrophisation, l'acidification et la formation d'ozone avec la méthode d'EDIP 2003 (Hauschild & Potting, 2005), l'écotoxicité aquatique avec la méthode CML 2001 (Guinée et al., 2001), le calcul de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable à partir des pouvoirs calorifiques spécifiques des sources d'énergie fossiles et nucléaires (Hischier et al., 2009), et le bilan humique avec la qualité du sol SALCA (Oberholzer et al., 2006).

Les principaux facteurs d'influence des exploitations agricoles pour les différentes catégories d'impact sont caractérisés au Tableau 43.

Pour cadrer l'ampleur des impacts environnementaux calculés et les analyses de cycle de vie des exploitations participant à l'étude de cas, les mêmes impacts environnementaux ont été étudiés dans les exploitations de référence. Les inventaires d'exploitation des exploitations de référence modélisées ont été établis pour différents types d'exploitation conformément à la typologie FAT99 (Meier, 2000) dans différentes régions (plaine, colline, montagne) et avec différents modes de production (PI, Bio) en Suisse (Hersener et al., 2011 - en préparation). La procédure de base de définition des exploitations de référence consistait à déterminer les surfaces et l'effectif animal pour les types d'exploitation sélectionnés, à décrire les procédés de production pour les différentes branches de production compte tenu des bilans de l'ensemble de l'exploitation et finalement à agréger les procédés pour l'ensemble de l'exploitation en fonction des surfaces et de l'effectif (Nemecek, 2004). Les exploitations de référence représentent la moyenne suisse du type d'exploitation concerné avec une production standard en termes de surfaces et d'effectif animal.

**Tableau 43 – Caractérisation des principaux facteurs d'influence pour les catégories d'impacts environnementaux analysées**

Catégories d'impacts environnementaux	Principaux facteurs d'influence
Consommation d'énergie primaire non-renouvelable	Bâtiments Agents énergétiques Utilisation des machines Aliments Animaux
Emissions de GES	Emissions des animaux Achat des animaux Bâtiments Agents énergétiques Aliments
Eutrophisation	Cheptel d'animaux Bilan des éléments nutritifs Fertilisation (N, P) Couverture des champs
Acidification	Cheptel d'animaux Engrais de ferme (stockage) Fertilisation par les engrais de ferme (technique, fréquence)
Ecotoxicité aquatique	Achat des aliments Engrais de ferme Pesticides
Formation d'ozone	Emissions des animaux (CH <sub>4</sub> ) Emissions des engrais de ferme (NO <sub>x</sub> ) Aliments

### c. *Développements méthodologiques spécifiques*

Pour les exploitations étudiées utilisant des co-substrats, on a utilisé l'inventaire environnemental « anaerobic digestion plant, agriculture, CH » (# 6171) de la base de données ecoinvent pour reproduire l'infrastructure de l'installation de biogaz dans l'inventaire d'exploitation. Pour l'exploitation étudiée équipée d'une petite installation de biogaz sans co-substrat, l'installation a été recomposée à partir des inventaires écologiques de la base de données SALCA « Silo à lisier en béton avec couvercle » pour le digesteur, et « Engin agricole, général » pour le brasseur, la pompe plongeante et le moteur à gaz. Les inventaires environnementaux tirés de la base de données ecoinvent « solar system, flat plate collector, one-family house, hot water » et « 3kWp slanted-roof installation, single-Si, panel, mounted, on roof » ont également été intégrés au système d'exploitation, car l'exploitation dispose d'équipements solaires de ce type.

Des adaptations ont été apportées aux modules d'émissions pour les exploitations étudiées afin de tenir compte de l'installation de biogaz dans le calcul des émissions.

Pour l'exploitation avec une petite installation de biogaz sans co-substrat, on disposait d'analyses de laboratoire sur la teneur du lisier en éléments nutritifs avant et après la fermentation. Par conséquent, ces valeurs de mesures ont été p. ex. reprises pour la teneur en azote total, disponible et soluble.

Selon (IPCC, 2006), les émissions de gaz hilarant dans le lisier fermenté sont négligeables du fait de l'absence de liaisons azotées oxydées après la fermentation anaérobie, tandis qu'on estime que les émissions de N<sub>2</sub>O dans le lisier non fermenté stocké représentent 0.5% de la teneur totale en azote.

Selon (IPCC, 2006), les émissions de méthane du lisier fermenté peuvent représenter de 0 à 100% du potentiel maximal de formation de méthane lors du stockage. La valeur par défaut de ce qu'IPCC appelle le facteur de conversion du méthane est de 10%. C'est la même valeur que pour le lisier (avec croûte naturelle). Comme on ne disposait pas de valeurs de mesures pour les émissions de méthane lors du stockage de lisier fermenté dans les exploitations participant à l'étude de cas, une recherche a été effectuée dans la littérature. Il a été constaté que les études expérimentales avec des mesures de lisier avant et après l'installation de biogaz ne donnaient pas de résultats formels. Il existait tout autant d'études avec des taux d'émissions de méthane réduits après la fermentation (Amon et al., 2006; Clemens et al., 2006), que d'études avec des taux plus élevés (Moitzi et al., 2007; Sommer et al., 2000). Par conséquent, on a utilisé la valeur par défaut de 10% proposée par IPCC, ce qui revient à admettre un taux constant d'émissions de méthane. En revanche, des adaptations ont été apportées à la teneur du lisier en matière organique, car la fermentation réduit la part de matière organique. Par conséquent, la quantité de matière méthanisable diminue, ce qui réduit les émissions de méthane. L'ampleur de la réduction de matière organique dépend toutefois du processus de la méthanisation, par exemple la durée de rétention au fermenteur et/ou la température.

L'emploi de co-substrats modifie la composition des engrais de ferme, aussi bien en termes d'éléments nutritifs qu'en termes de substances nocives, comme les métaux lourds. Dans les installations collectives notamment, la composition du lisier fermenté peut varier considérablement par rapport à la composition du lisier produit sur l'exploitation, car ce type d'installation digère différents types d'engrais de ferme et de co-substrats. Les variations des teneurs en éléments nutritifs et des teneurs en métaux lourds ont donc été prises en compte pour les deux installations de co-fermentation.

## 8.2 Résultats

### a. Cas 1: exploitation avec petite installation de biogaz sans co-substrat

L'exploitation 1 participant à l'étude de cas est une exploitation biologique de production laitière en région de montagne avec exploitation des herbages sans grandes cultures. Le produit principal de l'exploitation est le lait, avec vente occasionnelle de viande. Le chef d'exploitation accorde une grande importance à l'efficacité énergétique et à l'économie des moyens de production externes, comme les sources d'énergie ou les aliments pour animaux. L'exploitation produit de l'électricité et de l'eau chaude à l'aide d'une installation photovoltaïque et de panneaux solaires. De plus, depuis 2008, l'exploitation produit de l'énergie à partir du biogaz avec un moteur à biogaz d'une puissance électrique de 15 kW. Dans ce but, le chef d'exploitation a transformé un silo à lisier en digesteur, dans lequel il fait fermenter le lisier et fumier de ses vaches et de ses veaux avec un peu de lisier de porcs qu'il achète, la totalité représentant une quantité annuelle de 800 m<sup>3</sup>. Il stocke le biogaz dans un coussin à gaz. Il n'utilise pas de co-substrats. L'exploitant utilise une partie de l'électricité produite par l'installation à partir des énergies renouvelables et vend le reste pour approvisionner le réseau électrique. Dans l'ACV, l'exploitation reçoit un crédit correspondant à la quantité d'électricité vendue (Tableau 44). Le bilan de l'exploitation étudiée a été établi pour deux exercices, en 2007 sans installation de biogaz et l'année suivante après mise en service de la nouvelle installation de biogaz (Tableau 44).

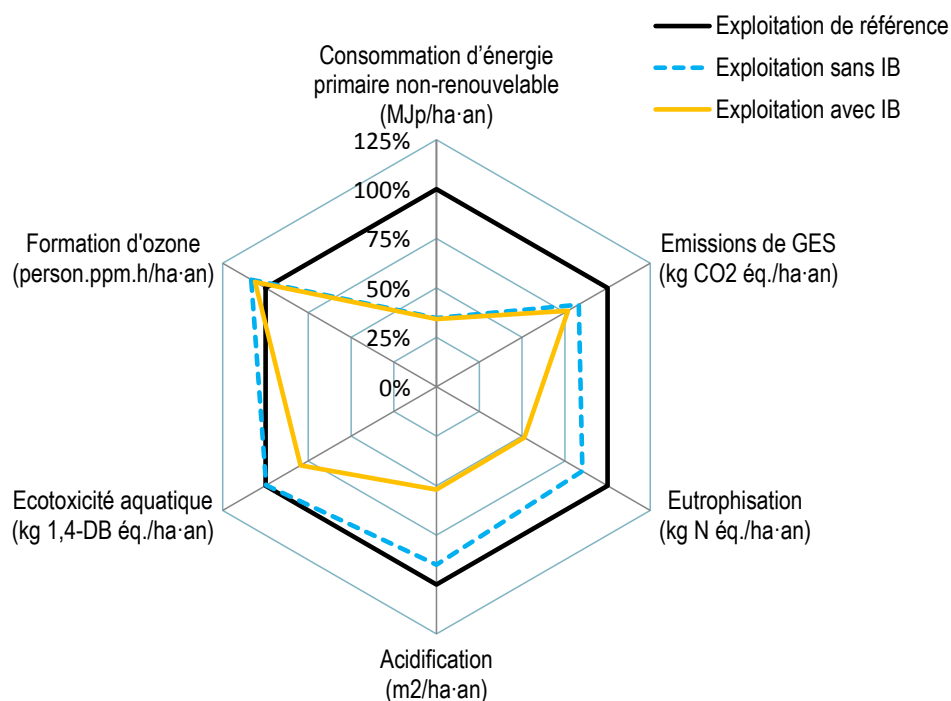
L'exploitation de référence associée à l'exploitation étudiée appartient au même type d'exploitation selon la typologie FAT99, le type 21 „Lait commercialisé“. Elle se situe également en région de montagne et possède une majorité d'herbages. Comme l'exploitation de référence ne produit pas d'électricité, elle ne bénéficie d'aucun crédit (Tableau 44).

**Tableau 44 – Chiffres-clés de l’exploitation No. 1 participant à l’étude de cas, avec et sans installation de biogaz et chiffres de l’exploitation de référence correspondante**

*L’énergie était produite avec une installation de biogaz (IB) et une installation photovoltaïque (IP).*

	Exploitation No. 1 sans IB (2007)	Exploitation No. 1 avec IB (2008)	Exploitation de référence Bio – Montagne « Lait commercialisé »
Altitude	1000	1000	1100
Mode de production	Bio	Bio	Bio
SAU (ha)	17	17	22
Terres assolées (ha)	0	0	0,38
Culture dominante	Prairie permanente	Prairie permanente	Prairie permanente
Nombre de vaches laitières	17	16	14,6
Production laitière (l/an)	52'225	52'000	70'333
UGB/ha	1,22	1,23	0,98
Achat d'aliments pour animaux	Oui	Oui	Oui
Achat d'animaux	Non	Non	Oui
Epandage N (kg/ha)	77	67	67
Crédit d'énergie (kWh)	-2'400 (IP)	-2'130 (IP) -1'000 (IB)	Aucun

L’exploitation étudiée pratique une gestion très efficace de l’énergie. Sa consommation d’énergie primaire non-renouvelable est très faible et ne représente que 34-35% de celle de l’exploitation de référence (Figure 20). La mise en service de l’installation de biogaz n’a toutefois pas permis d’accroître l’efficacité énergétique. L’exploitation a certes reçu un crédit d’énergie plus élevé que l’année sans installation de biogaz (Tableau 44), mais ce gain a été absorbé par les investissements supplémentaires dans les bâtiments, les machines et les matériaux (comme le coussin à gaz) nécessaires pour l’installation de biogaz. De plus, l’exploitation participant à l’étude de cas contribue moins au potentiel de réchauffement global que l’exploitation de référence, avec 17 à 23% d’émissions d’équivalents CO<sub>2</sub> en moins par hectare et par an. L’année avec l’installation de biogaz, l’exploitation affiche un potentiel de réchauffement global encore plus faible que l’année sans installation. Cette baisse vient toutefois davantage du fait que l’effectif a été réduit d’une vache laitière que de la réduction des émissions de méthane pendant le stockage du lisier fermenté. Si l’on considère l’année sans installation de biogaz, les impacts environnementaux, eutrophisation, acidification, écotoxicité aquatique et formation d’ozone, de l’exploitation étudiée sont comparables à ceux de l’exploitation de référence.



**Figure 20 – Comparaison relative des impacts environnementaux de l'exploitation étudiée avec ceux de l'exploitation de référence (ligne noire, 100%)**

*Un bilan a été établi pour l'exploitation étudiée pendant une année sans IB (ligne bleue) et pendant une année avec IB (ligne jaune). Les différences entre ces deux années ne sont pas dues uniquement à l'IB.*

L'année de la mise en service de l'installation de biogaz, les impacts environnementaux potentiels (eutrophisation, acidification et écotoxicité aquatique) de l'exploitation participant à l'étude de cas sont néanmoins plus bas que ceux de l'exploitation de référence. Dans le cas de l'écotoxicité, la différence ne vient pas de l'installation de biogaz, mais d'une réduction des achats d'aliments pour animaux. Les différences relatives à l'eutrophisation et à l'acidification proviennent de deux aspects: d'une part, l'exploitation épand moins d'azote l'année avec l'installation de biogaz que l'année sans l'IB (Tableau 44), car la teneur des engrais de ferme en azote a diminué pendant la fermentation et le stockage (selon analyses de laboratoire); d'autre part, la solubilité de l'azote dans le lisier fermenté s'est avérée inférieure à celle dans le lisier non fermenté (toujours selon analyse de laboratoire), ce qui s'est traduit par une réduction des émissions d'azote à l'épandage. D'autres études ont toutefois montré que la teneur en azote des substrats ne devrait être que légèrement réduite par la fermentation, tandis qu'une augmentation de la teneur en ammoniac du fait de la fermentation dans l'installation de biogaz est de règle, en relation avec l'augmentation du pH. (Amon et al., 2006; Clemens et al., 2006; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2009; Schulz & Eder, 2001). Dans l'exploitation étudiée, les pertes d'azote s'élevaient à 1,2 kg par tonne de matière fraîche, ce qui représente 25% de la quantité initiale. Dans d'autres études au contraire, les teneurs en azote ont tendance à être plus élevées suite à la fermentation, étant donné la réduction de la matière sèche par la fermentation (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2009). Les émissions d'ammoniac pendant le stockage sont sans doute responsables des pertes d'azote (voir aussi Chapitre 9). Comme ces émissions ne se produisent pas pendant l'épandage, mais à la ferme, elles doivent tout de même être prises en compte. On peut donc supposer qu'il y a réduction de l'eutrophisation ( $\text{NH}_3$  contribue moins à l'eutrophisation qu'à l'acidification), mais que le potentiel d'acidification ne baisse pas par rapport à la gestion des engrais de ferme sans installation de biogaz.

Conclusion: Pour l'exploitation No. 1, l'installation de biogaz n'a pas eu de répercussions considérables sur le bilan écologique, durant la première année de sa mise en service. Toutefois, par rapport à l'exploitation de référence, l'exploitation étudiée gérait déjà très efficacement son bilan énergétique. Cette efficacité pourrait éventuellement encore être accrue grâce à une augmentation de la production de biogaz. Il serait cependant important pour cette exploitation d'éviter les pertes d'azote sous forme gazeuse pendant la fermentation et le stockage des digestats, afin de continuer à garantir l'approvisionnement des pâturages en éléments nutritifs et la production de fourrage pour les vaches laitières.

*b. Cas 2: exploitation avec petite installation de biogaz avec co-substrats*

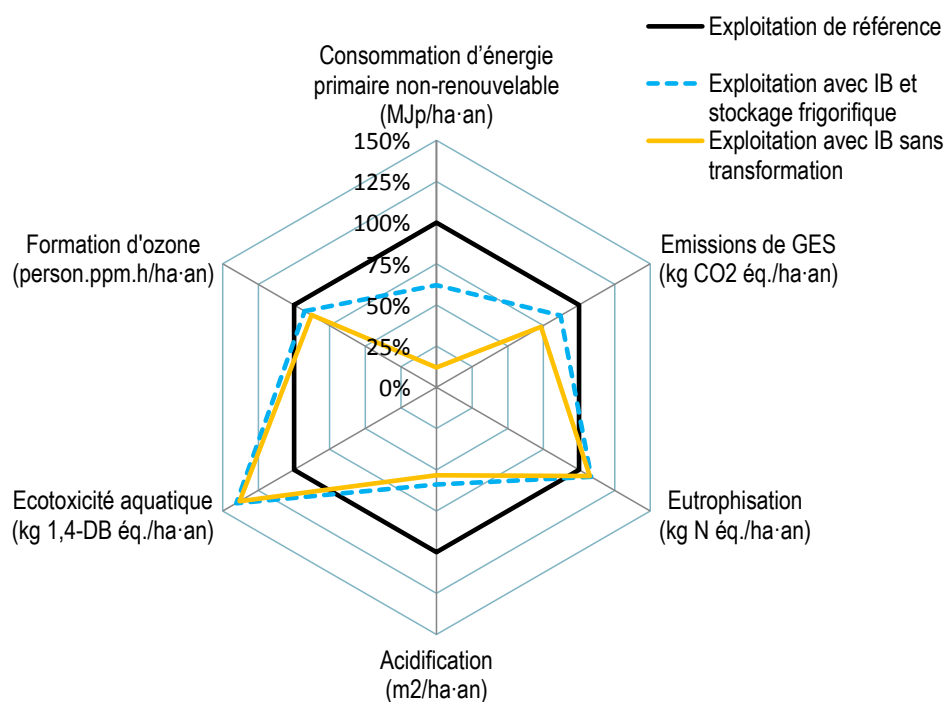
L'exploitation No. 2 est une exploitation biologique de production laitière avec cultures maraîchères, située en région de plaine. Ses principaux produits sont le lait, la viande, les œufs et les légumes de garde. L'exploitation produit de l'électricité à partir du biogaz depuis plus de 15 ans et a accru sa surface utile avec l'installation. Le moteur à biogaz a une puissance électrique de 45 kW. L'installation de biogaz se compose d'un digesteur en béton d'un volume de 260 m<sup>3</sup>. L'installation fait fermenter les engrais de ferme de l'exploitation, produits par les vaches laitières et les porcs, ainsi que les déchets de la propre production de légumes, ceux de l'exploitation voisine et les déchets d'une usine de production de légumes et de salades située à proximité. Chaque année, l'installation absorbe 4'400 t de substrats dont 83% sont des co-substrats. La quantité d'électricité produite sert exclusivement à approvisionner le réseau électrique et est donc portée entièrement au crédit de l'exploitation dans l'ACV (Tableau 45). Dans le modèle, l'installation a été représentée par l'inventaire environnemental de l'infrastructure « anaerobic digestion plant, agriculture, CH » issu de la base de données ecoinvent. Aucun bilan n'a été établi pour l'exploitation sans installation de biogaz ; en effet, l'exploitation n'aurait pas assez d'engrais de ferme pour gérer ses champs sans l'apport des co-substrats (et donc des digestats correspondants). S'agissant d'une exploitation biologique, la fertilisation ne pourrait pas être faite avec des engrais minéraux.

L'exploitation stocke les légumes produits (essentiellement des pommes de terre et des carottes) dans des entrepôts frigorifiques pendant l'hiver. Cela lui permet de gérer les commandes de plusieurs clients et d'assurer le stockage qui se ferait normalement chez les négociants. Un stockage dans des locaux réfrigérés consomme de l'énergie. Ce stockage dans des entrepôts frigorifiques peut également être considéré comme un procédé en aval, c'est-à-dire une sorte de transformation. A ce moment-là, les locaux réfrigérés et l'énergie nécessaire à leur fonctionnement ne seraient plus imputés à l'exploitation, car les procédés en aval, comme la transformation, se situent hors des limites fixées pour le système des exploitations agricoles. L'attribution du stockage réfrigéré à la catégorie des procédés situés en aval n'étant pas entièrement claire, deux bilans ont donc été établis pour l'exploitation, l'un avec stockage dans des entrepôts frigorifiques et l'autre sans (Figure 21). L'exploitation 2 correspond au type d'exploitation 21 « Lait commercialisé », selon la typologie FAT99, c'est pourquoi une exploitation de référence correspondante lui a été attribuée avec production biologique en région de plaine. Du fait de ses cultures maraîchères, l'exploitation étudiée n'est pas une pure exploitation de lait commercialisé. Il n'existe cependant pas d'exploitation de référence associant les cultures maraîchères. Comme l'exploitation étudiée n'aurait pas assez d'engrais de ferme sans l'apport des co-substrats et devrait ainsi réduire ses cultures maraîchères, l'exploitation de référence représente l'exploitation comparative sans installation de biogaz.

**Tableau 45 – Chiffres-clés de l’exploitation No. 2 participant à l’étude de cas, avec installation de biogaz (IB) et chiffres de l’exploitation de référence**

	Exploitation No. 2 sans IB (n.d.)	Exploitation No. 2 avec IB (2009)	Exploitation de référence Bio – Plaine « Lait commercialisé »
Altitude	n.d.	420	500
Mode de production	n.d.	Bio	Bio
SAU (ha)	n.d.	39	18
Terres assolées (ha)	n.d.	18	5
Culture dominante	n.d.	Grandes cultures	Prairie permanente
Nombre de vaches laitières	n.d.	42	20
Production laitière (l/an)	n.d.	199	107
UGB/ha	n.d.	1,45	1,34
Achat d’aliments pour animaux	n.d.	Oui	Oui
Achat d’animaux	n.d.	Oui	Oui
Epannage N (kg/ha)	n.d.	163	97
Crédit d’énergie (kWh)	n.d.	-185’723	-

L’exploitation No. 2 affiche une consommation d’énergie primaire non-renouvelable inférieure de 38-88% (avec ou sans stockage de légumes dans des entrepôts frigorifiques) par rapport à l’exploitation de référence (Figure 21), ce qui témoigne d’une efficacité énergétique nettement, voire très nettement supérieure. Le crédit d’énergie dont bénéficie l’exploitation pour sa production de biogaz, a un effet très positif sur le bilan énergétique de l’exploitation. Cependant, lorsque le bilan prend en compte le stockage des légumes dans des entrepôts frigorifiques, l’effet du crédit s’amenuise considérablement (réduction de 57%). De même, lorsque le stockage des légumes dans des entrepôts frigorifiques est pris en compte, le potentiel de réchauffement global de l’exploitation est semblable à celui de l’exploitation de référence. Il diminue toutefois lorsque le stockage n’est pas inclus dans le bilan. Les émissions de GES représentent alors 73% de celles de l’exploitation de référence (Figure 21). L’exploitation obtient également des résultats positifs en termes d’acidification, car la surface du sol potentiellement menacée est 41-47% plus petite que celle de l’exploitation de référence. Ce n’est cependant pas le fruit de l’installation de biogaz. Cela provient de différences entre les émissions directes sur le terrain. Une technique différente est appliquée pour l’épandage des engrais, tuyaux souples au lieu du purinage par tuyaux depuis la citerne. C’est ce qui apporte à l’exploitation étudiée cet avantage environnemental. Dans le domaine de l’écotoxicité aquatique, l’exploitation se singularise, mais à son désavantage, car elle dépasse l’exploitation de référence de plus du double. Dans l’exploitation de référence, ce sont surtout l’achat de fourrages et les bâtiments qui contribuent à la toxicité. Dans l’exploitation étudiée, ce sont outre les fourrages et les bâtiments, l’achat d’animaux, l’emploi de cuivre dans les cultures maraichères et la réception de déchets de légumes pour l’installation de biogaz qui augmentent la toxicité. L’exploitation étudiée et l’exploitation de référence ont des impacts environnementaux comparables en ce qui concerne la formation d’ozone et l’eutrophisation (Figure 21).



**Figure 21 – Comparaison relative des impacts environnementaux de l'exploitation étudiée avec ceux de l'exploitation de référence (ligne noire, 100%)**

*Un bilan a été établi pour l'exploitation étudiée avec IB avec (ligne bleue) et sans stockage des légumes dans des entrepôts frigorifiques (ligne jaune).*

**Conclusion:** L'installation de biogaz a un effet essentiellement positif sur le bilan énergétique de l'exploitation et contribue également à la réduction des émissions de GES, notamment lorsque le stockage des légumes en entrepôts frigorifiques n'est pas pris en compte. En ce qui concerne les autres impacts environnementaux, les différences entre l'exploitation étudiée et l'exploitation de référence ne sont pas liées à l'intégration d'une installation de biogaz ou seulement dans une moindre mesure (écotoxicité).

### c. Cas 3: exploitation avec une grande installation de biogaz collective

L'exploitation No. 3 est une exploitation conventionnelle d'élevages de porcs et de taureaux avec grandes cultures située sur le Plateau suisse. Ses principaux produits sont la viande, les betteraves sucrières, les pommes de terre et les carottes. Le chef d'exploitation prévoit de gérer une installation de biogaz avec huit autres agriculteurs. Une étude de rentabilité a été faite à partir des données de planification qui ont été utilisées pour établir le bilan. Le projet prévoit une installation avec un moteur à biogaz d'une puissance électrique de 200 kW, capable d'absorber 15'500 tonnes de substrats par an. Les substrats utilisés sont les engrais de ferme des 9 agriculteurs (lisier et fumier de bovins et de porcs), ainsi que les déchets de production des légumes et les déchets provenant de la transformation des céréales (soit 25% de co-substrats). Les agriculteurs participant recevront la quantité de lisier fermenté correspondant à la quantité d'azote qu'ils ont fournie avec leurs engrais de ferme. L'ACV est ici réalisée pour l'une des 9 exploitations participantes. On a tenu compte de la variation des caractéristiques des engrais de ferme du fait de la fermentation collective, en se référant aux teneurs en éléments nutritifs et en matière sèche du lisier mixte fermenté relevées dans la littérature (Clemens et al., 2006; Ortenblad, 2000; Schulz & Eder, 2001; Wulf et al., 2002) et en utilisant pour le lisier fermenté, les teneurs en métaux lourds proportionnelles aux différents engrais de ferme, qui n'ont pas été modifiés par la

fermentation. Les recettes de la production d'énergie sont réparties en fonction de la participation financière à l'installation. Comme cette participation n'était pas définie au moment où le bilan a été établi, 1/9 de l'installation de biogaz (infrastructure) et de la production d'électricité a été attribué à l'exploitation étudiée (No. 3).

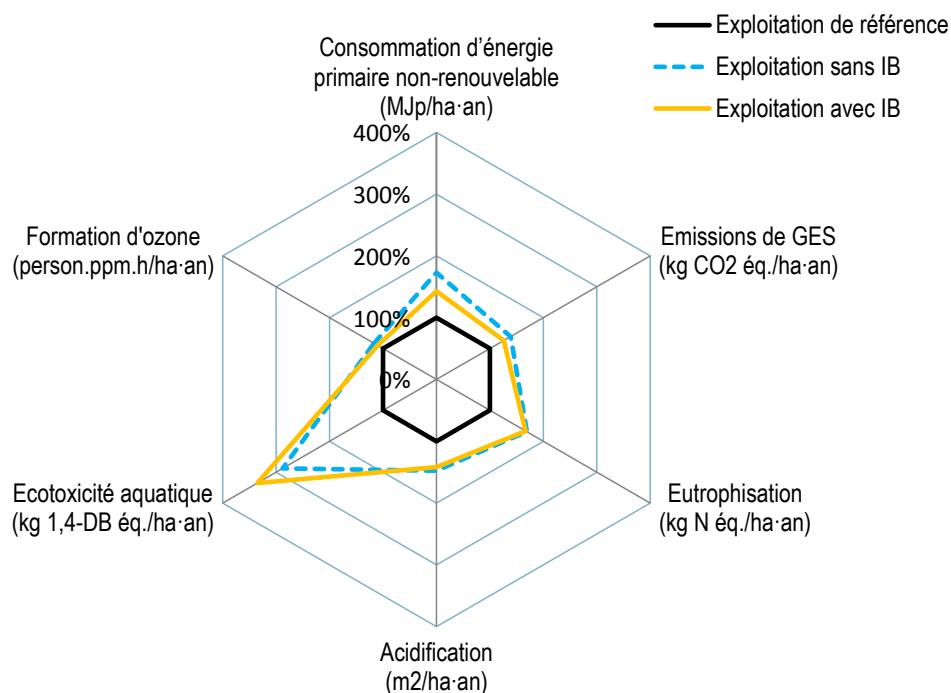
Selon la typologie FAT99, l'exploitation étudiée et l'exploitation de référence correspondent au type d'exploitation 53 « Transformation combinée », car avec des terres assolées qui représentent 94% de la SAU, l'exploitation étudiée n'est pas une pure exploitation de production animale. Deux bilans ont été établis pour l'exploitation à partir de données de 2009, un sans installation de biogaz et l'autre avec l'installation de biogaz prévue simulée (Tableau 46).

**Tableau 46 – Chiffres-clés de l'exploitation No. 3 participant à l'étude de cas, avec et sans installation de biogaz (IB) et chiffres de l'exploitation de référence**

	Exploitation No. 3 sans IB (2009)	Exploitation No. 3 avec IB (simulation)	Exploitation de référence PI – Plaine « Transformation combinée »
Altitude	460	460	500
Mode de production	PI	PI	PI
SAU (ha)	34	34	20
Terres assolées (ha)	32	32	12
Culture dominante	Grandes cultures	Grandes cultures	Grandes cultures
Nombre de porcs	770	770	148
Nombre de bovins	19	19	16
Production de viande (kg/an)	255'574	255'574	51'733
UGB/ha	3,6	3,6	2,2
Achat d'aliments pour animaux	Oui	Oui	Oui
Achat d'animaux	Oui	Oui	Oui
Epannage N (kg/ha)	77	67	67
Crédit d'énergie (kWh)	-	-99'556	-

Pour presque tous les impacts environnementaux considérés, l'exploitation étudiée s'avère moins efficiente que l'exploitation de référence. Les résultats relatifs à l'écotoxicité aquatique sont particulièrement négatifs (Figure 22), du fait principalement de l'achat des aliments pour les porcs. Seule la formation d'ozone est au même niveau que celui de l'exploitation de référence. La participation à l'installation de biogaz collective permettrait d'améliorer le bilan énergétique de l'exploitation de 17% et le bilan des GES de 9% par rapport à une exploitation sans installation de biogaz. Toutefois, l'écotoxicité augmenterait de 16% (selon les conditions de modélisation), à cause du volume de digestat importé. Ceci vient du fait que l'exploitation sans installation de biogaz a certes un surplus d'engrais de ferme à cause de son gros effectif animal (voir nombre de porcs et bovins au Tableau 46), mais qu'elle l'exporte en partie. L'hypothèse choisie pour la modélisation de l'exploitation avec installation de biogaz est que l'exploitation met tous ses engrais de ferme dans l'installation de biogaz et qu'elle obtient la quantité de lisier fermentée équivalente rapportée à la teneur en azote. Cela veut dire qu'aucune hypothèse n'a été posée quant à la quantité de lisier fermenté exportée, ce qui a pour conséquence l'augmentation du potentiel de toxicité. La quantité de lisier fermenté que peut exporter l'exploitation dépend de la demande. Une partie des engrais minéraux utilisés pourrait éventuellement être remplacée par du lisier fermenté, car celui-ci est moins chargé en phosphates que le lisier non fermenté du fait du mélange avec d'autres engrais de ferme et co-substrats dans l'installation de biogaz collective. Pour les impacts eutrophisation et acidification, on a admis que l'exploitation épandait la même

quantité d'azote disponible et que le lisier fermenté n'entraînait que des fluctuations négligeables.



**Figure 22 – Comparaison relative des impacts environnementaux de l'exploitation étudiée avec ceux de l'exploitation de référence (ligne noire, 100%)**

*Un bilan a été établi pour l'exploitation étudiée sans IB (ligne bleue) et avec IB en projet (ligne jaune).*

**Conclusion:** La participation à l'installation de biogaz collective permettrait surtout à l'exploitation de réduire ses besoins en énergie. Pour atteindre l'efficacité énergétique de l'exploitation de référence, il lui faudrait néanmoins accroître sa participation à l'installation de biogaz collective. La réduction de l'importation d'aliments ou de l'effectif animal et l'exportation de digestat excédentaire serait un facteur important de réduction de la charge écotoxicologique de l'exploitation.

### 8.3 Bilan humique

Un bilan humique a été établi pour les trois exploitations étudiées et pour les exploitations de référence correspondantes. Le bilan a tenu compte du type de sol, avec ses différents teneurs en matière organique, en argile et son pH, des cultures mises en place ainsi que de la quantité et du type d'engrais utilisé. Ces informations ont servi à calculer les pertes d'humus et son potentiel de régénération. Pour l'instant, il n'existe pas encore d'opinion arrêtée quant aux capacités de reproduction humique du lisier fermenté. Les modèles de bilan humique ont repris celles du lisier bovin (comme appliqué par la « Verband deutscher landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten », VDLUFA), et n'ont pas tenu compte de la possibilité que le carbone dans les digestats soit sous forme plus stables que dans les lisiers non fermentés (le carbone facilement dégradable étant déjà méthanisé).

Dans le cas 1, le bilan humique a été pénalisé par la fermentation des engrais de ferme, dans le cas 2, le bilan de l'exploitation avec installation de biogaz est certes moins positif que celui de l'exploitation de référence, mais tout de même positif. Dans le cas 3, la fermentation des engrais de ferme n'améliorerait que légèrement le bilan, mais celui-ci resterait quand même négatif (Tableau 47). Dans le premier cas, les résultats viennent du fait que l'exploitation n'épand plus du fumier, mais du lisier fermenté car elle réserve le fumier à l'installation de biogaz. Comme le fumier permet davantage à l'humus de se régénérer que le lisier, la teneur du sol en humus diminue. Dans le deuxième cas, l'exploitation épand du lisier fermenté en abondance, ce qui transparaît également dans les valeurs d'eutrophisation (Figure 21), mais elle obtient ainsi un bilan humique positif. Dans le troisième cas, les valeurs humiques négatives sont dues à l'emploi d'engrais minéraux. Comme l'exploitation sans installation de biogaz ne peut pas fertiliser uniquement avec des engrais de ferme étant donné l'excédent en phosphore (provenant du lisier de porcs), elle emploie des engrais minéraux, ce qui a des répercussions particulièrement négatives sur le bilan humique. On est parti du principe que le modèle avec installation de biogaz continuait à procéder de la sorte. Cependant, il est tout à fait possible qu'en raison de la co-fermentation avec d'autres engrais de ferme et d'autres substrats dans l'installation collective, et de la charge en phosphore plus modérée qui peut en découler, l'exploitation réduise son utilisation d'engrais minéraux. Elle pourrait ainsi améliorer son bilan humique.

**Tableau 47 – Bilans humiques (kg d'humus/ha) des trois exploitations étudiées et des exploitations de référence correspondantes**

	Cas No. 1 : petite IB sans co-substrat	Cas No. 2 : petite IB avec co-substrats	Cas No. 3 : grande IB collective
Exploitation de référence	-5	+1'584	-60
Exploitation sans IB	+33	n.d.	-370
Exploitation avec IB	-117	+663	-340

#### 8.4 Discussion et conclusions

Les études de cas portent sur les trois principaux modèles de production de biogaz qui existent dans la pratique agricole suisse: la production a) dans une petite exploitation avec installation propre de petite taille sans co-substrat, b) dans une exploitation avec installation propre de petite taille avec co-substrats, et c) en participation dans une grande installation de biogaz collective. Ces trois études de cas ont fourni différents éléments sur les conséquences de la production de biogaz sur le bilan écologique des exploitations agricoles.

Parmi tous les impacts environnementaux, c'est le besoin d'énergie d'une exploitation qui peut être le plus diminué grâce à l'installation de biogaz. Pour ce faire, l'installation doit produire de l'énergie excédentaire par rapport à la quantité d'énergie située dans la plage de fluctuation annuelle des besoins énergétiques de l'exploitation. Comme ce n'était pas le cas de l'exploitation No. 1 avec sa petite installation sans co-substrat, elle n'a pas pu améliorer son bilan énergétique. Dans les deux autres cas, la consommation d'énergie primaire non-renouvelable a pu être réduite de 17-88%. Le bilan des GES d'une exploitation peut également s'améliorer, car la vente d'électricité permet de créditer les émissions de GES qui apparaissent lors de la production du mix électrique suisse (0,15 kg CO<sub>2</sub> eq./kWh) et qui sont remplacées par l'électricité issue du biogaz. De plus la production de biogaz permet d'intercepter le méthane, ce qui réduit la quantité de carbone dans les substrats et se traduit par une baisse des émissions de méthane lors du stockage. Enfin, le stockage du lisier fermenté n'occasionne plus d'émissions de gaz hilarant. Le potentiel d'amélioration pour les émissions de GES était compris entre 8 et 27% dans les cas étudiés. La conclusion qui indique que l'installation de biogaz a des répercussions positives surtout sur le bilan

énergétique et sur celui des GES, correspond à la conclusion obtenue par Möller et al (2006).

La taille et la gestion de l'installation peuvent toutefois avoir une importance décisive: une petite installation de biogaz sans co-substrat avec une production réduite semble apporter des améliorations insuffisantes pour le bilan écologique d'une exploitation. De même, la participation à une installation collective, comme dans la troisième étude de cas, avec neuf agriculteurs participants, n'apporte pas une contribution très marquée à la réduction des impacts environnementaux dans chaque exploitation. Cela dépend de la répartition des impacts environnementaux qui ont été réduits entre les exploitations participantes. Le modèle le plus efficace parmi les trois études de cas semble être celui de la deuxième étude de cas, soit une petite installation avec co-substrats. Cette installation ne peut fonctionner qu'avec un apport de co-substrats, mais s'avère avantageuse pour l'exploitation dans ce cas, car elle peut ainsi exploiter intensivement une plus grande surface (cultures maraîchères) grâce à la quantité accrue d'engrais de ferme. Il faudrait étudier d'autres exploitations pour pouvoir confirmer l'efficacité optimale (à l'échelle de l'exploitation agricole) des installations propres utilisant à la fois des engrais de ferme et des co-substrats.

D'autres impacts, comme l'eutrophisation et l'acidification se différencient des exploitations de référence notamment par la technique d'épandage des engrais et moins par la modification des propriétés des engrais suite à la fermentation. Les différences constatées dans le cas 1 entre l'exploitation avec et sans installation de biogaz reposent sur les pertes d'azote qui se sont produites lors du stockage des engrais de ferme. Dans le cas 2, on peut seulement comparer avec l'exploitation de référence et les différences en matière d'acidification sont liées à des techniques différentes pour l'épandage du lisier. Dans le troisième cas, la modification des propriétés du lisier n'a eu qu'une influence minimale sur les émissions d'éléments nutritifs. Des mesures d'émissions de  $\text{NH}_3$  lors de l'épandage de lisier fermenté et non fermenté ont montré de nettes différences entre les techniques d'épandage (Wulf et al., 2002). Avec la même technique, on a mesuré des taux d'émissions d'ammoniac légèrement plus élevés pour le lisier fermenté (Wulf et al., 2002). (Möller et al., 2006) soulignent toutefois que l'eutrophisation et l'acidification peuvent être influencées de manière positive aussi bien que négative, suivant la teneur en éléments nutritifs des co-substrats ajoutés.

L'écotoxicité est un aspect de l'analyse environnementale des installations de biogaz, qui, à notre connaissance, n'a pas été pris en compte jusqu'ici. Si l'on utilise uniquement les engrais de ferme de l'exploitation, comme c'est le cas dans l'étude 1, le potentiel de toxicité ne varie pas. La charge en métaux lourds de l'exploitation, en revanche, peut augmenter si l'on importe des substrats (co-substrats et/ou engrais de ferme) et si l'on n'exporte pas ou trop peu de digestats (voir aussi Chapitre 9). Avec des co-substrats tels que les déchets issus de la production de légumes, le potentiel d'apport de métaux lourds n'est pas aussi élevé qu'avec les engrais de ferme. Mais une exploitation de vaches laitières qui méthanise ses engrais de ferme avec d'autres substrats dans une installation collective peut augmenter sa charge en métaux lourds. C'est aussi pourquoi, dans le cadre de Suisse-Bilanz (module 8), les exploitations qui traitent plus de 100 tonnes/an de co-substrats, doivent faire mesurer la teneur en métaux lourds de leur lisier fermenté.

Le bilan humique d'une exploitation peut être influencé de manière négative par la fermentation des engrais de ferme et des co-substrats, mais n'est pas forcément négatif (Tableau 47). Comme la fermentation consomme du carbone, il en reste moins pour la reproduction de l'humus. Telles sont les craintes. On part néanmoins du principe que pendant la fermentation, seules les liaisons de carbone aisément dégradables passent dans le biogaz, et que les liaisons plus stables, décisives pour la régénération de l'humus, restent dans le lisier fermenté (Leithold 2009). L'étude de cas 1 sans co-substrat a montré clairement que l'emploi de fumier était important pour la régénération de l'humus et que la production d'humus devenait négative avec une fumure exclusivement composée de lisier fermenté. Pour l'instant, il n'existe pas encore d'opinion arrêtée quant aux capacités de reproduction humique du lisier fermenté. Les modèles de bilan humique ont repris celles du lisier bovin (VDLUFÄ).

L'analyse de trois exploitations étudiées ne permet pas de généraliser les conclusions obtenues quant à l'influence de l'intégration des installations de biogaz sur le bilan écologique des exploitations agricoles. Elle permet néanmoins de mettre le doigt sur les potentiels et les faiblesses de la production de biogaz.

## 9. Impacts agronomiques de la méthanisation

Le but de la présente étude est de comparer la production centralisée et décentralisée de biogaz agricole dans le contexte helvétique en termes d'analyse de cycle de vie. Le présent chapitre élargit l'étude en apportant des éléments sur les intérêts et limites possibles de la méthanisation sur la qualité des sols et la conduite des cultures de l'exploitation agricole dans le cas d'installations centralisées et décentralisées. Cette évaluation constitue une première approche établie sur la base de l'état de l'art en matière d'agronomie, de sciences du sol et de méthanisation et identifie quelques enjeux prioritaires à l'échelle de la parcelle, de l'exploitation ou de la région agricole.

Lorsqu'aucun co-substrat n'est importé et que les digestats sont valorisés sur place (cas décentralisé, uniquement recensé dans les installations à la ferme), les impacts de la méthanisation sur les sols et la gestion des cultures devraient être minimes. Les principales conséquences devraient porter sur les modalités d'épandage des engrais organiques. En effet, la valeur amendante du substrat est conservée lors de la méthanisation puisque la fraction ligneuse qui contribue à la formation de l'humus n'est pas attaquée (Aile et al., 2006). La masse d'azote (N), phosphore (P) et potassium (K) est conservée alors que le carbone (C), l'hydrogène (H) et le soufre (S) sont en partie volatilisés lors de la formation du biogaz (Ricard et al., 2010). Ceci diminue le rapport carbone/azote (C/N) et carbone/phosphore (C/P). Le N et le P devraient donc être plus facilement disponibles pour les cultures. L'azote initialement sous forme organique, se retrouve majoritairement sous forme ammoniacale directement assimilable par les plantes (Aile et al., 2006). Cette transformation de l'azote accroît la valeur fertilisante du digestat et réduit ces arrières-effets. Cela devrait permettre d'optimiser la fertilisation azotée en facilitant la synchronisation entre mise à disposition d'azote utilisable et besoin des plantes. L'azote ammoniacal est cependant plus volatile, ce qui a des conséquences sur les modalités de stockage (cuves couvertes) et d'épandage. Ainsi Sinaj et al. (2009) préconisent (i) d'épandre les digestats en recourant à une technique appropriée (par exemple rampe à pendillards), (ii) sur les terres sans culture, d'incorporer le produit immédiatement dans le sol et (iii) d'épandre seulement si les conditions météorologiques sont appropriées (humide et frais). Le digestat a également une consistance plus liquide que le lisier brut et est donc plus facile à mélanger et à épandre avec des rampes (Perrault, 2007) et pénètre plus rapidement dans le sol (Aile et al., 2006). Les odeurs du digestat sont nettement atténuées ce qui contribue à élargir les plages d'épandage (surfaces et période).

Le prélèvement accru de résidus de culture (en vue de la méthanisation par exemple) peut également avoir des impacts sur la fertilité du sol (Maltas et al., soumis). L'azote des résidus de culture devrait être mieux valorisé et le recours aux engrais azotés de synthèses amoindri. Par contre, l'enlèvement des pailles de céréales par exemple peut augmenter le risque d'érosion, d'où la nécessité de prévoir un couvert végétal dans ce cas. L'export des cannes de maïs ne peut être compensé par les engrais verts en raison de la période tardive des récoltes ; toutefois ces cannes sont généralement enfouies pour des raisons de prévention phytosanitaires (mycotoxines, pyrale). Leur valorisation n'aurait donc rien d'incongru.

La composition du lisier brut et du lisier digéré est sensiblement la même. Par contre, l'ajout de co-substrats modifie cette composition. L'origine des co-substrats détermine leur qualité et mérite une attention. Les émissions de polluants étant généralement plus élevées en région urbaine qu'en région rurale, la valorisation des déchets urbains par méthanisation mérite des précautions pour éviter un flux de polluants des régions urbaines vers des surfaces agricoles (Kupper & Fuchs, 2007). Les co-substrats comme les engrais de ferme peuvent apporter des éléments traces métalliques. Ainsi l'ajout de co-substrats peut augmenter comme diminuer la charge en ces éléments. Marcato et al. (2008) ont montré que la méthanisation n'affectait pas la masse des éléments traces métalliques. Le contrôle de la qualité du co-substrat et du digestat est donc primordial pour éviter la dissémination de micropolluants lors de l'épandage de digestat. Ainsi, les détenteurs d'installations de méthanisation qui traitent annuellement plus de 100 tonnes de matières méthanisables

doivent remettre aux preneurs de digestat un bulletin de livraison qui indique, entre autre chose, la teneur en polluants. A cet égard il convient de se référer à l'ordonnance sur les substances dangereuses pour l'environnement qui fixe les teneurs limites en polluants des digestats (Osubst, Annexe 4.5).

Les teneurs en éléments nutritifs dans les digestats peuvent être très variables selon les matériaux d'origine des substrats et co-substrats (Sinaj et al., 2009). Cependant, cette variabilité n'est actuellement pas prise en compte dans les données de base pour la fumure des grandes cultures et des herbages (DBF) (Sinaj et al., 2009). Ainsi Sinaj et al. (2009) préconisent plutôt l'utilisation des valeurs mentionnées dans le bulletin de livraison que les valeurs indicatives proposées par les DBF pour le calcul des besoins en fumure (Sinaj et al., 2009). Il est donc impératif de disposer de résultats d'analyse des digestats ou que les tables des DBF soient complétées pour les principaux types de digestat produits.

L'ajout de co-substrats augmente mécaniquement le volume et la masse d'éléments fertilisants du digestat comparativement à l'engrais de ferme brut. Ces ajouts ont donc pour effet d'augmenter la superficie de terres requise pour l'épandage du digestat (Ricard et al., 2010) et/ou de diminuer l'utilisation des engrais de synthèse. L'augmentation de la masse d'éléments fertilisants peut poser problèmes dans les zones en surplus de P où le digestat doit être exporté sur de grandes distances pour être valorisé. Dans ces zones l'ajout d'une technologie de séparation de phases pourrait être avantageux (Ricard et al., 2010). La séparation solide-liquide vise à isoler la fraction solide, riche en phosphore, dans un petit volume afin de réduire les coûts de transport et d'augmenter les options pour la fraction solide (compostage ou granulation) (Ricard et al., 2010). Cela permet entre autre d'utiliser la fraction liquide pauvre en P (et riche en azote ammoniacal) sur moins de terres (Ricard et al., 2010). Ce cas de figure peut se révéler nécessaire dans les régions avec une forte charge en bétail, ainsi que pour les grandes installations centralisées.

Dans le cas des installations centralisées, le substrat apporté par l'agriculteur et le digestat qu'il reçoit en retour n'ont pas la même composition puisque des engrais de ferme provenant d'autres exploitations sont également digérés. Cette différence de composition nécessite de soigner le mode de redistribution du digestat. Dans le Cas No. 3 de l'étude de cas, le digestat est redistribué au prorata du N apporté par les engrais de ferme. Toutefois, une redistribution au prorata de l'élément le plus abondant par rapport aux besoins de fumure ou de la matière organique (MO) apportée pourrait être également envisagée ; cela peut concerner autant le phosphore que le potassium. Une redistribution au prorata du N apporté pourrait conduire à l'appauvrissement en MO des exploitations qui apporteraient du fumier comme substrat et récupérerait un digestat provenant d'un mix de lisier, de fumier et de co-substrats. A l'inverse, un prorata sur la MO apportée risquerait d'accroître l'investissement en fertilisant azoté des exploitants qui apporteraient du lisier.

Dans l'ACV réalisée ici, les engrais de ferme comme les digestats ont une valeur économique négligeable à partir du moment où les exploitations se trouvent dans des situations excédentaires en N ou en P. Dans les autres situations, les engrais de ferme comme les digestats ont une valeur car ils contribuent à réduire la quantité d'engrais de synthèse nécessaires et donc à réduire le coût des intrants. Outre des éléments minéraux, le digestat comme les engrais de ferme apporte de la matière organique. Des problèmes de fertilité des sols peuvent alors apparaître sur le long-terme lorsque les digestats sont systématiquement exportés et qu'aucune mesure palliative n'est adoptée (réduction du travail du sol, insertion d'engrais verts etc.). En Suisse, la valeur des engrais organiques varie fortement selon les régions, en fonction de la présence de bétail.

Les valeurs économique et agronomique des engrais de ferme et des digestats ne peuvent pas faire abstraction de considérations du contexte agricole de l'exploitation et de la région. Il en va de même pour la taille des installations de biogaz. En Suisse, de grandes disparités entre régions existent au niveau de la charge en bétail. Les engrais de ferme sont des déchets de la production animale dans certaines régions et sont recherchés là où le bétail fait défaut. Les conséquences néfastes de l'absence des engrais de ferme sur la fertilité des sols ont été démontrées dans des essais de longue durée (Maltas et al., 2011 ; Vullioud et al., 2006). Un recyclage dans l'agriculture de déchets organiques peut avoir un intérêt pour

préserver la matière organique des sols des régions de grandes cultures, mais conduirait à un enrichissement en éléments nutritifs dans les exploitations ou les régions disposant d'une charge en bétail élevées. La gestion des transports d'engrais de ferme par HODUFLU (OFAG, 2010) illustre les enjeux autour de cette notion de déchet et de recyclage.

## 10. Conclusions et recommandations

La présente étude a pour but la comparaison de la production centralisée et décentralisée de biogaz agricole dans le contexte helvétique, en termes d'ACV. Afin de caractériser les installations de production de biogaz agricole de la manière la plus réaliste et la plus actuelle possible, un questionnaire élaboré par l'ensemble des partenaires du projet a été soumis à 28 producteurs en Suisse, pour un total de 18 réponses.

Sur la base des réponses au questionnaire, 7 cas de références ont été définis selon 3 paramètres : la taille de l'installation (définie ici par la puissance électrique du cogénérateur), la part des co-substrats et enfin la distance moyenne de transport des co-substrats. Concernant la taille, 3 cas sont envisagés : 50, 150 et 350 kW<sub>e</sub>. Concernant la part des co-substrats, là-aussi 3 cas sont envisagés : 0, 20 et 50% (de la masse totale de substrats). Enfin, 3 situations sont retenues quant à la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats, soit 5, 20 et 35 km, associées respectivement aux installations de 50, 150 et 350 kW<sub>e</sub>. Les 7 cas de référence et les paramètres y-relatifs sont présentés au Tableau 48, du plus décentralisé au plus centralisé.

**Tableau 48 – Définition des cas de référence**

Cas de référence	Puissance du cogénérateur	Part des co-substrats	Distance moyenne de transport des co-substrats
P50-CS0-KM0	50 kW <sub>e</sub>	0%	0 km
P50-CS20-KM5	50 kW <sub>e</sub>	20%	5 km
P50-CS50-KM5	50 kW <sub>e</sub>	50%	5 km
P150-CS20-KM20	150 kW <sub>e</sub>	20%	20 km
P150-CS50-KM20	150 kW <sub>e</sub>	50%	20 km
P350-CS20-KM35	350 kW <sub>e</sub>	20%	35 km
P350-CS50-KM35	350 kW <sub>e</sub>	50%	35 km

Ces 7 cas de référence ont été caractérisés du point de vue à la fois technique et environnemental, depuis la collecte des engrais de ferme et co-substrats jusqu'à la cogénération d'électricité et de chaleur, en passant par la production de biogaz.

Toujours sur la base des réponses au questionnaire, une composition type a été adoptée pour les engrais de ferme et les co-substrats. La composition et le rendement de biogaz par type de substrat sont établis selon les valeurs moyennes de FAT (2000). Les valeurs économiques des différents substrats ont été établies selon la moyenne pondérée sur l'ensemble des producteurs de biogaz (au prorata des quantités traitées).

Les engrais de ferme sont constitués de lisier de bovins (55%), fumier de bovins (12%) et lisier de porcins (33%). La production moyenne de biogaz s'élève à 27 m<sup>3</sup> par tonne d'engrais de ferme. Les co-substrats sont constitués de sous-produits de l'industrie (70%), déchets organiques communaux (22%) et autres co-substrats (8%). La production moyenne de biogaz s'élève à 180 m<sup>3</sup> par tonne de co-substrats.

Sur cette base, des inventaires de cycle de vie (ICV) détaillés ont été élaborés pour chacun des cas de référence et pour chaque étape de la filière.

Ces cas de référence ont ensuite été évalués selon 3 critères d'impacts environnementaux, à savoir la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, les émissions de GES, et l'impact environnemental global selon la méthode UBP 06. Une analyse de sensibilité a enfin été menée afin d'identifier les principaux déterminants de l'impact environnemental.

## 10.1 Conclusions

### a. Synthèse des résultats de l'ACV (AVEC prise en compte des substrats « non-déchets »)

Les résultats de l'ACV ont permis de mettre en évidence l'effet majeur de la présence de co-substrats « non-déchets » tels que la glycérine issue de la production de biodiesel. Malgré une faible part parmi les co-substrats (seulement 5% m/m des co-substrats) et une contribution relativement modeste à la production totale de biogaz (9-12% selon les cas de référence), cette dernière représente en effet la principale contribution aux impacts environnementaux liés à la production de biogaz (de l'ordre de 70-80% de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et de l'impact environnemental global, et de l'ordre de 35-50% des émissions de GES selon les cas de référence).

Du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et de l'impact environnemental global, la glycérine pénalise la production de biogaz et est responsable pour les cas avec co-substrats des résultats largement moins favorables que pour le cas sans co-substrats. Concernant les émissions de GES, en revanche, les cas avec co-substrats présentent un résultat plus favorable.

Concernant la production d'électricité à partir de biogaz agricole, les résultats sont à l'image de ceux liés à la production de biogaz, l'impact étant très largement dominé par le combustible. La combustion et l'infrastructure jouent par contre un rôle marginal.

### b. Commentaires relatifs à l'effet de la glycérine

L'effet majeur de la présence de co-substrats « non-déchets » tels que la glycérine dans l'ACV de la production de biogaz surpasse ici tous les autres effets liés par exemple à la taille de l'installation, aux distances de transport des engrais de ferme et co-substrats, etc. Afin de traiter au mieux la problématique au centre de la présente étude (production centralisée vs. production décentralisée de biogaz), l'ACV a été reprise, en excluant la glycérine, c'est-à-dire en considérant celle-ci comme un déchet avec un impact nul au lieu de collecte.

### c. Synthèse des résultats de l'ACV (SANS prise en compte des substrats « non-déchets »)

Les résultats de l'ACV reprise en excluant les effets liés aux substrats « non-déchets » ont permis de mettre en évidence les effets liés à la part des co-substrats et les effets combinés de la taille et de la distance d'approvisionnement des co-substrats.

Indépendamment de la catégorie d'impact, pour une taille d'installation donnée, plus la part de co-substrats est grande, plus l'impact environnemental de la production de biogaz est faible.

Pour une part donnée de co-substrats, la situation diffère selon la catégorie d'impact. Concernant la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, plus la distance d'approvisionnement est grande (et donc plus l'installation est grande selon la définition des cas de référence), plus l'impact est élevé. L'augmentation de la taille ne compense pas l'augmentation de la distance d'approvisionnement. A l'inverse, s'agissant des émissions de GES et l'impact environnemental global, l'augmentation de la taille (augmentation des rendements de cogénération, réduction de l'impact spécifique de l'infrastructure) compense l'augmentation de la distance d'approvisionnement des co-substrats, de sorte que l'effet combiné de la taille et de la distance d'approvisionnement des co-substrats paraît être négligeable.

Pour l'ensemble des cas considérés, la consommation d'énergie primaire non-renouvelable est largement dominée par les étapes de transport (substrats et digestats). Les émissions de

GES et l'impact environnemental global, en revanche, sont dominés par le stockage des digestats et dans une moindre mesure par le stockage des substrats.

Indépendamment de la catégorie d'impact, l'allocation de l'impact entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » a pour effet de réduire de façon significative l'impact des cas avec co-substrats (de 27% à 40% selon les cas). Toutefois, même sans allocation, les cas avec co-substrats présentent un impact inférieur au cas sans co-substrats.

Concernant la production d'électricité à partir de biogaz agricole, l'impact reste très largement dominé par le combustible et est à l'image des résultats obtenus pour le biogaz. Si l'électricité produite à partir de biogaz présente une consommation d'énergie primaire non-renouvelable et un impact environnemental global inférieurs à celui qu'occasionne le mix d'approvisionnement d'électricité en Suisse, les émissions de GES sont en revanche plutôt défavorables. On notera ici que, du fait de la structure du parc électrique en Suisse (38% nucléaire, 57% hydro), l'électricité consommée en Suisse présente un bilan des émissions de GES particulièrement avantageux. Comparé avec le mix d'approvisionnement électrique européen, la production d'électricité à partir de biogaz agricole présente une réduction des émissions de GES de l'ordre de 52-77% pour les cas avec co-substrats. Comparé à la production électrique à partir de gaz naturel selon la meilleure technologie actuelle<sup>8</sup> (cycle combiné, avec des rendements de 55-60%), la réduction des émissions de GES reste de 34-68% selon les cas.

#### *d. Interprétation des résultats et analyse de sensibilité*

L'effet de la part des co-substrats est très significatif du point de vue de l'ensemble des catégories d'impact. L'effet de la taille, lorsque celle-ci n'est pas liée à la distance d'approvisionnement des co-substrats, est en revanche peu significatif voire même négligeable au-delà de 200 kW. Enfin, l'effet de la distance d'approvisionnement des co-substrats n'est vraiment significatif que du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable. On notera en particulier que l'impact (par unité de biogaz) d'une installation traitant 5% de co-substrats acheminés sur une distance moyenne de 5 km est supérieur à celui d'une installation traitant 50% de co-substrats acheminés sur une distance de 50 km (même largement supérieur du point de vue des émissions de GES et l'impact environnemental global).

La réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la part de co-substrats s'explique principalement par :

- la fonction « traitement des déchets » de l'installation de biogaz,
- la réduction des émissions liées au stockage des digestats (et, dans une moindre mesure, des substrats) du fait d'une meilleure conversion de la matière organique en biogaz pour les co-substrats, et
- la réduction des volumes de digestats (l'impact lié à leur transport étant ainsi réduit).

Parmi les déterminants les plus significatifs de l'impact environnemental, on notera en particulier :

- les substrats « non-déchets »
- la part de co-substrats
- les distances de transport des co-substrats et des digestats (seulement du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable)
- la prise en compte de la fonction de « traitement des déchets » (allocation)

---

<sup>8</sup> Le recours aux énergies fossiles figure en effet parmi les options les plus vraisemblables et réalistes à grande échelle, suite à la récente décision le 25 mai dernier de l'abandon progressif en Suisse du nucléaire à moyen terme.

- la caractérisation du mix de co-substrats (composition, valeur économique, etc.)
- le type de stockage des digestats (seulement du point de vue de l'impact environnemental global)
- le pourcentage de temps où les substrats sont stockés chez le producteur de biogaz (seulement du point de vue des émissions de GES et de l'impact environnemental global)
- le mode d'approvisionnement en chaleur

On notera enfin l'effet très significatif de la part de chaleur valorisée à la cogénération, mais seulement dans une optique de comparaison entre un système « AVEC production de biogaz » et un système « SANS production de biogaz ».

#### e. *Etudes de cas*

La décision d'un exploitant agricole d'implanter une installation de biogaz dans son exploitation ou de participer à une installation communautaire dépend essentiellement d'un calcul économique.

En complément à la présente étude, trois exploitations agricoles ont fait l'objet d'une analyse plus approfondie sous forme d'études de cas, afin d'évaluer l'effet de la présence ou non d'une installation de biogaz au sein de l'exploitation. Ces études de cas concernent trois modèles distincts de production de biogaz, à savoir :

- une petite installation de biogaz (15 kW<sub>e</sub>) sans co-substrat ;
- une petite installation de biogaz (45 kW<sub>e</sub>) avec co-substrats ;
- une grande installation de biogaz (200 kW<sub>e</sub>) collective.

La présente analyse a porté dans la mesure du possible sur la comparaison des performances environnementales AVEC et SANS installation de biogaz, à l'échelle de l'exploitation agricole. Les trois exploitations étudiées ont par ailleurs été comparées avec des exploitations de référence similaires. D'autres catégories d'impacts ont ici été prises en considération (en plus de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et des émissions de GES), notamment l'eutrophisation, l'acidification, l'écotoxicité aquatique, la formation d'ozone et le bilan humique. Ces trois études de cas ont fourni différents éléments sur les conséquences de la production de biogaz sur le bilan écologique des exploitations agricoles.

Parmi tous les impacts environnementaux, c'est la consommation d'énergie primaire non-renouvelable d'une exploitation qui peut être la plus diminuée grâce à l'installation de biogaz, de 17-88% selon les cas. Le bilan des émissions de GES d'une exploitation a également pu être amélioré, de l'ordre de 8-27% selon les cas. Les impacts environnementaux liés aux phénomènes d'eutrophisation et d'acidification ont été plus influencés par la quantité d'engrais épandus et la technique de fertilisation que par les changements de caractéristiques des digestats par rapport aux engrais de ferme. Le potentiel de formation d'ozone n'a pas été influencé par l'intégration d'une installation de biogaz.

Les faiblesses potentielles liées à la production de biogaz agricole concernent principalement l'écotoxicité aquatique et le bilan humique. L'apport de co-substrats et la fermentation des engrais de ferme dans des installations collectives peut augmenter la charge des exploitations en métaux lourds, en fonction de la balance entre les « importations » d'engrais de ferme et/ou co-substrats et les « exportations » de digestats. De même, le bilan humique d'une exploitation peut être influencé de manière négative par la production de biogaz. Premièrement, l'épandage des engrais de ferme est remplacé par l'épandage des digestats qui contribuent moins à la formation d'humus. Par ailleurs, la méthanisation consomme du carbone, en laissant ainsi moins pour la formation d'humus. Néanmoins, il n'existe pas encore d'opinion arrêtée quant aux capacités de reproduction

humique du lisier fermenté, du fait notamment que le carbone stable n'est pas transformé en biogaz.

La taille et la gestion de l'installation peuvent toutefois, selon ces trois études de cas, toutefois avoir une importance décisive: une petite installation reposant sur la méthanisation exclusive d'engrais de ferme avec une production réduite semble apporter des améliorations insuffisantes pour le bilan écologique d'une exploitation. De même, la participation à une installation collective, comme dans la troisième étude de cas, n'apporte pas une contribution très prononcée à la réduction des impacts environnementaux dans chaque exploitation. Parmi les trois modèles étudiés ici, le plus efficace semble être celui de la deuxième étude de cas, à savoir une installation de taille réduite utilisant à la fois des engrais de ferme et des co-substrats de type déchets.

L'analyse des trois exploitations étudiées ne permet pas de généraliser les conclusions obtenues quant à l'influence de l'intégration des installations de biogaz sur le bilan écologique des exploitations agricoles. Elle permet néanmoins de clarifier les potentiels et les faiblesses de la production de biogaz.

## 10.2 Recommandations

### a. *A l'échelle de l'installation de biogaz (y compris la cogénération)*

Au regard des conclusions qui précèdent, il apparaît que la part des co-substrats joue un rôle essentiel dans l'ACV de la production de biogaz agricole. Du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, des émissions de GES et de l'impact environnemental global, plus la part de co-substrats est élevée, plus l'impact est réduit. La distance moyenne d'approvisionnement joue en revanche un rôle peu significatif, hormis du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable. Il semble ainsi profitable en termes d'impact sur l'environnement d'augmenter au maximum (jusqu'à 50%) la part des co-substrats, quitte à parcourir de grandes distances (jusqu'à 50 km, autorisé selon l'Ordonnance sur l'aménagement du territoire, OAT). Il convient toutefois de noter que les co-substrats « non-déchets »<sup>9</sup> tels que la glycérine (issue de la production de biodiesel) peuvent pénaliser très fortement le bilan écologique du biogaz au point d'annuler l'effet positif lié aux co-substrats et d'inverser les résultats.

Concernant la taille de l'installation, si l'effet sur l'impact environnemental est relativement sensible aux faibles puissances (entre 50 et 150 kW), celui-ci devient vite négligeable indépendamment de la catégorie d'impact.

Il apparaît donc que la taille optimale d'une installation de biogaz agricole est celle qui permet d'optimiser la part de co-substrats compte tenu de la disponibilité de ces derniers dans un rayon de 50 km autour de l'installation (contrainte liée à l'OAT), à condition d'éviter les substrats « non-déchets » qui risqueraient de pénaliser fortement le bilan écologique.

### b. *A l'échelle de l'exploitation agricole*

L'implantation d'une installation de biogaz au sein d'une exploitation agricole permet de manière générale de diminuer la consommation d'énergie primaire non-renouvelable ainsi que les émissions de GES (par rapport au bilan de la même exploitation agricole sans production de biogaz). Le bilan du point de vue de l'eutrophisation et de l'acidification peut s'avérer positif aussi bien que négatif et dépend fortement la teneur en éléments nutritifs des éventuels co-substrats ou engrais de ferme importés et de ce qu'il advient des digestats (épandage exclusivement sur la propre exploitation ou exportation partielle). Il en va de même pour l'écotoxicité aquatique et le bilan de métaux lourds.

---

<sup>9</sup> On entend ici par co-substrat « non-déchet » un co-substrat possédant une valeur économique positive, donc qui coûte de l'argent au producteur de biogaz à l'achat.

c. *A une échelle plus large (au-delà de l'exploitation agricole)*

Comme indiqué précédemment, la part de chaleur effectivement valorisée à la cogénération joue un rôle très significatif du point de vue du mérite environnemental de la production de biogaz agricole. Toutefois, cet effet n'est sensible que selon une approche visant à comparer un système « AVEC production de biogaz » et un système « SANS production de biogaz ». Si cet effet se ressent déjà à l'échelle de l'exploitation agricole (dont les besoins de chaleur et parfois d'électricité sont assurés par la cogénération), celui-ci est encore accru lorsque l'on étend les limites du système au-delà de l'exploitation agricole, en tenant compte de la substitution d'agents énergétique fossiles grâce aux excédents de chaleur et d'électricité issus de la cogénération (voir Figure 18). Cette approche « globale » sort toutefois du cadre de la présente étude et n'est abordée ici que de façon partielle (voir Chapitre 7, Tableau 40, et Annexe A6, Figure 40 à Figure 42).

Si l'électricité issue de la cogénération est toujours valorisée dans sa totalité, il n'en va pas de même pour la chaleur en excès et la part de chaleur en excès valorisée s'avère ici être un paramètre déterminant de l'impact. Selon l'analyse partielle effectuée, la consommation d'énergie primaire non-renouvelable et l'impact environnemental global sont réduits quelle que soit la part de chaleur en excès valorisée, respectivement de 86-96% et 4-75% selon les cas de référence et la part de chaleur en excès valorisée. Concernant les émissions de GES, la variation d'impact (positive ou négative) dépend fortement de cette part de chaleur valorisée. Si les émissions de GES sont effectivement réduites de manière générale lorsque toute la chaleur en excès est valorisée, il n'en va pas de même lorsque cette chaleur en excès est valorisée à seulement 20%.

Encore une fois, l'analyse effectuée ici est partielle<sup>10</sup> et vise seulement à illustrer l'importance de ce paramètre dans l'évaluation environnementale de la production de biogaz selon une approche « globale ». Les résultats sont toutefois à l'image de ceux obtenus à l'échelle des installations de biogaz, avec une variation d'impact d'autant plus favorable que la part de co-substrats est élevée et que la taille de l'installation est grande.

En relation avec la problématique au centre de la présente étude (production centralisée vs. production décentralisée), on notera que les installations de grande taille auront généralement plus de « facilité » et de motivations à mettre en œuvre une meilleure valorisation de la chaleur, les grandes quantités de chaleur produites justifiant plus « facilement » les investissements à consentir pour valoriser cette chaleur.

Les résultats de la présente étude se réfèrent exclusivement à des critères environnementaux. D'autres critères, en particulier économiques, devraient idéalement être pris en considération afin d'avoir une vision plus large de la situation pour une installation donnée. En outre, les critères économiques jouent souvent un rôle majeur dans la configuration et la taille d'une installation de méthanisation (voir Rapport FAT No. 676, FAT 2007). Une dimension économique combinée à la présente étude environnementale permettrait notamment l'évaluation d'indicateurs tels que le coût de la réduction des émissions de GES, exprimées en CHF par tonne de CO<sub>2</sub> eq. (où les données relatives aux coûts tiennent compte à la fois de l'investissement et des coûts d'exploitation).

---

<sup>10</sup> L'analyse comparative entre les deux systèmes « AVEC production de biogaz » et « SANS production de biogaz » (baseline) se limite ici en effet à la production d'électricité et de chaleur et ne tient pas compte de la différence au niveau de l'épandage (engrais de ferme bruts ou digestats) ni au niveau de la prise en charge des co-substrats dans la baseline (nécessité de traiter les co-substrats en STEP ou UIOM s'ils ne sont pas destinés à la production de biogaz).

## 11. Références

Aile-Solagro-ADEME-Trame (2006). La méthanisation à la ferme.

<http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?id=38550&p1=1&ref=12441>

Amon B., Kryvoruchko V., Amon T. & Zechmeister-Boltenstern S. (2006). Methane, nitrous oxide and ammonia emissions during storage and after application of dairy cattle slurry and influence of slurry treatment. *Agriculture, Ecosystems & Environment*, 112, pp. 153-162.

Börjesson P. & Berglund M. (2006). Environmental systems analysis of biogas systems--Part I: Fuel-cycle emissions. *Biomass and Bioenergy*, 30, pp. 469-485.

Börjesson P. & Berglund M. (2007). Environmental systems analysis of biogas systems--Part II: The environmental impact of replacing various reference systems. *Biomass and Bioenergy*, 31, pp. 326-344.

Chevalier C. & Meunier F. (2005). Environmental assessment of biogas co- or tri-generation units by life cycle analysis methodology. *Applied Thermal Engineering*, 25, pp. 3025-3041.

Clemens J., Trimborn M., Weiland P. & Amon B. (2006). Mitigation of greenhouse gas emissions by anaerobic digestion of cattle slurry. *Agriculture, Ecosystems & Environment*, 112, pp. 171-177.

ecoinvent (2010). ecoinvent Centre, ecoinvent data v2.2, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH.

Edelmann W., Schleiss K., Engeli H. & Baier U. (2001). Ökobilanz der Stromgewinnung aus landwirtschaftlichem Biogas. Bundesamt für Energie, Bern, 95 p.

[http://www.bfe.admin.ch/forschungbiomasse/02390/02720/03176/index.html?lang=de&dossier\\_id=03435](http://www.bfe.admin.ch/forschungbiomasse/02390/02720/03176/index.html?lang=de&dossier_id=03435)

EREP-EAWAG (2009). Etat de l'art des méthodes (rentables) pour l'élimination, la concentration ou la transformation de l'azote pour les installations de biogaz agricoles de taille petite/moyenne. Sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie, septembre 2009.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2009). Handreichung. Biogasgewinnung und -nutzung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow.

FAT (2000). Fermentation de déchets organiques dans les installations agricoles de biogas. Rapport FAT No. 546. Station fédérale de recherches en économie et technologie agricoles (FAT), 2000.

[www.agroscope.admin.ch/data/publikationen/FAT\\_Bericht\\_546\\_F.pdf](http://www.agroscope.admin.ch/data/publikationen/FAT_Bericht_546_F.pdf)

FAT (2007). Rentabilité des installations de biogaz : Etude des principaux facteurs d'influence à partir de deux installations modélisées. Rapport FAT No. 676. Station fédérale de recherches en économie et technologie agricoles (FAT), 2007.

[http://www.agroscope.admin.ch/data/publikationen/ART\\_Bericht\\_676\\_F.pdf](http://www.agroscope.admin.ch/data/publikationen/ART_Bericht_676_F.pdf)

Freiermuth R. (2006). Modell zur Berechnung der Schwermetallflüsse in der Landwirtschaftlichen Ökobilanz. Agroscope FAL Reckenholz, 42 p.

<http://www.agroscope.admin.ch/oekobilanzen/01194/>

Frischknecht R., et al. (1996). Ökoinventare von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Gruppe Energie - Stoffe - Umwelt (ESU), Eidgenössische Technische Hochschule Zürich und Sektion Ganzheitliche Systemanalysen, Paul Scherrer Institut, Villigen, Bundesamt für Energie (Hrsg.), Bern, CH.

Guinée J.B., Gorrée M., Heijungs R., Huppes G., Kleijn R., de Koning A., van Oers L., Wegener Sleeswijk A., Suh S., Udo de Haes H.A., de Bruijn H., van Duin R., Huijbregts M.A.J., Lindeijer E., Roorda A.A.H. & Weidema B.P. (2001). Life cycle assessment: An operational guide to the ISO standards. Ministry of Housing, Spatial Planning and

Environment (VROM) and Centre of Environmental Science (CML), Den Haag and Leiden, Netherlands.

Hartmann J.K. (2006). Life-cycle-assessment of industrial scale biogas plants. Ph.D. Thesis. Georg-August-Universität Göttingen.

Hauschild M.Z. & Potting J. (2005). Spatial differentiation in life cycle impact assessment - The EDIP2003 methodology. The Danish Ministry of the Environment, Environmental Protection Agency, Copenhagen, Environmental News, 195 p.

<http://www2.mst.dk/udgiv/publications/2005/87-7614-579-4/pdf/87-7614-580-8.pdf>

Hersener J.-L., Aeschbacher U., Alig M., Baumgartner D., Blaser S., Dux D., Glodé M., Jenni M., Mieleitner J., Müller G. & Schmid D. (2011 - in Vorbereitung). Zentrale Auswertung von Ökobilanzen landwirtschaftlicher Betriebe (ZA-ÖB). Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon ART.

Heck T. (2007) Wärme-Kraft-Kopplung. In: Dones, R. (Ed.) et al., Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent No. 6-XIV, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH.

Hischier R., Weidema B., Althaus H.-J., Bauer C., Doka G., Dones R., Frischknecht R., Hellweg S., Humbert S., Jungbluth N., Köllner T., Loerincik Y., Margni M. & Nemecek T. (2009). Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods, Data v2.1. Dübendorf, ecoinvent report.

Hundt B. (2010): Energie- und Klimateffizienz von Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung und -einspeisung unter Nutzung von Silomais - Untersuchungen am Beispiel der Biogasanlage der HSE AG in Darmstadt-Wixhausen. Ph.D. Thesis. Justus-Liebig-Universität Giessen.

IPCC (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. & Tanabe K. (eds), IGES, Japan.

IPCC (2007). Climate change 2007: The physical science basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 996 p.

Jungbluth N., et al. (2007). Life Cycle Inventories of Bioenergy, ecoinvent report No. 17, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH.

Katz P.E. (1996). Ammoniakemissionen nach der Gülleanwendung auf Grünland. Ph.D. Thesis. ETH, Zürich. 11382.

Kirchgessner M., Roth F.X. & Windisch W. (1993). Verminderung der Stickstoff- und Methanausscheidung von Schwein und Rind durch die Fütterung. Tierernährung, 21, pp. 889-120.

Kupper T. & Fuchs J. (2007). Compost et digestat en Suisse. Étude n° 1 : Micropolluants organiques dans le compost et le digestat; Étude n° 2 : Influences des composts et des digestats sur l'environnement, la fertilité des sols et la santé des plantes. Connaissance de l'environnement No. 0743. Office fédéral de l'environnement, Berne. 124 p.

Maltas A., Charles R. & Sinaj S. (2011). Fertilité du sol et productivité des cultures: effets des apports organiques et du labour. Recherche Agronomique Suisse 2 (3):120-127.

Maltas A., Oberholzer H., Charles R. & Sinaj S. (soumis). Effet à long terme des engrais organiques sur les propriétés organiques, chimiques et biologiques du sol. Recherche Agronomique Suisse.

Meier B. (2000). Neue Methodik für die Zentrale Auswertung von Buchhaltungsdaten an der FAT. Eidg. Forschungsanstalt für Agrarwirtschaft und Landtechnik (FAT).

Menzi H., Frick R. & Kaufmann R. (1997). Ammoniak-Emissionen in der Schweiz: Ausmass und technische Beurteilung des Reduktionspotentials. Eidgenössische Forschungsanstalt für Agrarökologie und Landbau, Zürich-Reckenholz, Schriftenreihe der FAL, 107 p.

Moitzi G., Amon B., Amon T., Kryvoruchko V., Wagner-Alt C., Hackl E., Zechmeister-Boltenstern S. & Boxberger J. (2007). Emissions of NH<sub>3</sub>, CH<sub>4</sub> and N<sub>2</sub>O during storage and after application of untreated and anaerobically digested slurry. Bulletin of University of Agricultural Sciences and Veterinary Medicine Cluj-Napoca, 63, pp. 368-373.

Möller K., Leithold G., Michel J., Schnell S., Stinner W. & Weiske A. (2006). Auswirkung der Fermentation biogener Rückstände in Biogasanlagen auf Flächenproduktivität und Umweltverträglichkeit im Ökologischen Landbau – Pflanzenbauliche, ökonomische und ökologische Gesamtbewertung im Rahmen typischer Fruchtfolgen viehhaltender und viehloser ökologisch wirtschaftender Betriebe. Deutsche Bundesstiftung Umwelt, Osnabrück.

Mosimann T. & Rüttimann M. (1999). Bodenersosion selber schätzen. Ein Schlüssel für Betriebsleiter und Berater. Ackerbaugebiete des zentralen Mittellandes. Finanzdepartement des Kantons Aargau, Abteilung Landwirtschaft; Abteilung Umwelt und Landwirtschaft des Kantons Bern; Amt für Umweltschutz des Kantons Luzern und Amt für Umweltschutz und Amt für Landwirtschaft des Kantons Solothurn, Bern, 36 p.

Nemecek T. (2004). Referenzwerte für Ökobilanzen von Landwirtschaftsbetrieben, Modellbetriebe. CD. Available at Box 1.

Nemecek T., Knuchel R.F., Alig M. & Gaillard G. (2010): The advantages of generic LCA tools for agriculture: examples SALCAcrop and SALCAfarm. In: 7th Int. Conf. on LCA in the Agri-Food Sector, Notarnicola, B. (eds.). Bari, Italy, pp. 433-438.

Oberholzer H.-R., Weisskopf P., Gaillard G., Weiss F. & Freiermuth R. (2006). Methode zur Beurteilung der Wirkungen landwirtschaftlicher Bewirtschaftung auf die Bodenqualität in Ökobilanzen – SALCA-SQ. Agroscope FAL Reckenholz, 98 p.

<http://www.agroscope.admin.ch/oekobilanzen/01194/>

OFAG, 2010. HODUFLU.

<http://www.blw.admin.ch/themen/00006/index.html>

OFEV (2008). La méthode des unités de charge écologique (UCE).

OFEV (2009). Methode der ökologischen Knappheit: Ökofaktoren 2006.

Ortenblad H. (2000). The use of digested slurry in agriculture. (unpublished).

[http://gis.irs.uoguelph.ca/agrienvarchives/bioenergy/download/ts\\_agr.pdf](http://gis.irs.uoguelph.ca/agrienvarchives/bioenergy/download/ts_agr.pdf)

Perrault H. (2007). Journée sur la méthanisation des engrais de ferme. Compte-rendu de la journée.

[http://www.agrireseau.qc.ca/energie/documents/JourneeMethanisation\\_CompteRendu.pdf](http://www.agrireseau.qc.ca/energie/documents/JourneeMethanisation_CompteRendu.pdf)

Pöschl M., Ward S. & Owende P. (2010). Evaluation of energy efficiency of various biogas production and utilization pathways. Applied energy, 87, pp. 3305-3321.

Prasuhn V. (2006). Erfassung der PO<sub>4</sub>-Austräge für die Ökobilanzierung - SALCA-Phosphor. Agroscope FAL Reckenholz, Zürich, 22 p.

<http://www.agroscope.admin.ch/oekobilanzen/01194/>

Ricard M.A., Drolet V., Coulibaly A., Laflamme C.B., Charest C., Forcier F., Lachance M.P., Pelletier F., Levasseur P., Pouliot F., Godbout S. & Lemay S. (2010). Développer un cadre d'analyse et identifier l'intérêt technico-économique de produire du biogaz à la ferme dans un contexte québécois. Edité par C.d.d.d.p.d. Québec, 110 p.

Richner W., Oberholzer H.-R., Freiermuth R. & Walther U. (2006). Modell zur Beurteilung des Nitratauswaschungspotenzials in Ökobilanzen - SALCA-NO<sub>3</sub>. Unter Berücksichtigung der Bewirtschaftung (Fruchtfolge, Bodenbearbeitung, N-Düngung), der mikrobiellen Nitratbildung im Boden, der Stickstoffaufnahme durch die Pflanzen und verschiedener Bodeneigenschaften. Agroscope FAL Reckenholz, 25 p.

<http://www.agroscope.admin.ch/oekobilanzen/01194/>

- Schmid M., Neftel A. & Fuhrer J. (2000). Lachgasemissionen aus der Schweizer Landwirtschaft. FAL, Schriftenreihe der FAL, 131 p.
- Schulz H. & Eder B. (2001): Biogas Praxis: Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele. ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg,
- Sinaj S., Richner W., Flisch R. & Charles R. (2009). Données de base pour la fumure des grandes cultures et des herbages (DBF-GCH). Revue suisse d'agriculture 41 (1), pp. 1-98.
- Sommer S.G., Petersen S.O. & Sogaard H.T. (2000). Greenhouse gas emission from stored livestock slurry. Journal of Environmental Quality, 29, pp. 744-751.
- VDI (1997). Cumulative Energy Demand: Terms, definition, methods of calculation. VDI-Richtlinien 4600, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf.
- Vullioud P., Neyroud J.A. & Mercier E. (2006). Efficacité de différents apports organiques et d'un engrais minéral azoté à Changins (1976-2004). Revue suisse d'agriculture 38 (4), pp. 173-183.
- Wulf S., Maeting M. & Clemens J. (2002). Application technique and slurry co-fermentation effects on ammonia, nitrous oxide, and methane emissions after spreading: II. Greenhouse gas emissions. Journal of Environmental Quality, 31, pp. 1795-1801.
- Zah R., Böni H., Gauch M., Hirsch R., Lehmann M. & Wäger P. (2007). Ökobilanz von Energieprodukten: Ökologische Bewertung von Biotreibstoffen. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, des Bundesamtes für Umwelt und des Bundesamtes für Landwirtschaft. EMPA, Abteilung Technologie und Gesellschaft, St. Gallen, April 2007.
- Zapf R., Schultheiss U., Oppermann R., Van den Weghe H., Döhler H. & Doluschitz R. (2009). Bewertung der Nachhaltigkeit landwirtschaftlicher Betriebe. KTBL-Schrift Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt,

## 12. Abréviations et unités

% m/m	pourcentage massique
% v/v	pourcentage volumique
ACV	analyse de cycle de vie
BT	basse tension
C	carbone (élément)
CC	cycle combiné
CED	Cumulative Energy Demand
CH	Confédération Helvétique (Suisse)
CH <sub>4</sub>	méthane
CHF	franc suisse
CO	monoxyde de carbone
CO <sub>2</sub>	dioxyde de carbone
COV	composés organiques volatils
DBF	données de base pour la fumure des grandes cultures et des herbages (cf. Sinaj et al., 2009)
GES	gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (IPCC en anglais)
GWh	gigawattheure (10 <sup>9</sup> Wh) ; GWh <sub>th</sub> (thermique), GWh <sub>e</sub> (électrique)
GWP	global warming potential (PRG en français)
H	hydrogène (élément)
H <sub>2</sub> S	sulfure d'hydrogène (aussi appelé « hydrogène sulfuré »)
ha	hectare
IB	installation de biogaz
ICV	inventaire de cycle de vie
IP	installation photovoltaïque
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (GIEC en français)
K	potassium (élément)
K <sub>2</sub> O	oxyde de potassium
kCHF	millier de francs suisses
kg	kilogramme
km	kilomètre
kW	kilowatt ; kW <sub>th</sub> (thermique), kW <sub>e</sub> (électrique)
kWh	kilowattheure (10 <sup>3</sup> Wh) ; kWh <sub>th</sub> (thermique), kWh <sub>e</sub> (électrique)
m <sup>3</sup>	mètre cube
MJ	mégajoule (10 <sup>6</sup> J)
MO	matière organique

MS	matière sèche
MWh	mégawattheure ( $10^6$ Wh) ; $MWh_{th}$ (thermique), $MWh_e$ (électrique)
N	azote (élément)
$N_{sol}$	azote soluble
$N_{tot}$	azote total
$N_2$	azote (gaz)
$N_2O$	protoxyde d'azote (aussi appelé « acide nitreux » ou « gaz hilarant »)
$NH_3$	ammoniac
$NH_3-N$	azote sous forme de $NH_3$
$Nm^3$	mètre cube normal (i.e. aux conditions normales de T et P)
NMVOC	composés organiques volatils non méthaniques
$NO_3^-$	nitrate
$NO_x$	oxydes d'azote
n.d.	non disponible
$O_2$	oxygène (gaz)
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OAT	Ordonnance sur l'aménagement du territoire
OEné	Ordonnance sur l'énergie
OFEV	Office fédéral de l'environnement
P	phosphore (élément)
$P_2O_5$	phosphate
PCI	pouvoir calorifique inférieur
PE	polyéthylène
PI	production intégrée
PM2,5	particules en suspension dont le diamètre est inférieur à $2,5 \mu m$ , aussi appelées « particules fines »
PRG	potentiel de réchauffement global (GWP en anglais)
PU	polyuréthane
RPC	rétribution à prix coûtant
S	soufre (élément)
$SO_2$	dioxyde de soufre
t	tonne
UBP	Umweltbelastungspunkte (UCE en français)
UCE	unité de charge écologique (UBP en allemand)
UE	Union Européenne
VDLUFA	Verband Deutscher Landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten (Allemagne)

# Annexes

## **A1. Questionnaire adressé aux producteurs de biogaz agricole**

## **A2 Bilan et analyse des réponses aux questionnaires**

A2.1 Questionnaires adressés aux producteurs de biogaz

A2.2 Bilan des réponses aux questionnaires

A2.3 Analyse des réponses aux questionnaires

A2.4 Synthèse et conclusions

## **A3 Caractérisation des substrats selon FAT (2000)**

## **A4 Inventaires de cycle de vie (ICV)**

A4.1 ICV des conduites destinées au transport des engrais de ferme liquides

A4.2 ICV de la production de biogaz agricole

A4.3 ICV de la cogénération d'électricité et de chaleur à partir de biogaz agricole

## **A5 Analyse approfondie des effets liés aux paramètres de définition des cas de référence**

A5.1 Introduction

A5.2 Part de co-substrats vs. Taille (distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats fixe)

A5.3 Part de co-substrats vs. Distance d'approvisionnement des co-substrats

A5.4 Taille vs. Distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats

A5.5 Part de co-substrats vs. Taille (distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats liée)

A5.6 Synthèse de l'interprétation des résultats

## **A6 Comparaison des systèmes AVEC/SANS production de biogaz à l'échelle globale**

A6.1 Cas 1 : 0% de chaleur en excès valorisée

A6.2 Cas 2 : 20% de chaleur en excès valorisée

A6.3 Cas 3 : 100% de chaleur en excès valorisée

# A1. Questionnaire adressé aux producteurs de biogaz agricole

## Questionnaire

### Informations sur l'installation de production

Exploitant : .....

Personne de contact : .....

- Nom, prénom : .....
- Téléphone : .....
- E-mail : .....

Année de mise en service de l'exploitation : .....

Matériau	Volume [m <sup>3</sup> ]	Ø [m]	Hauteur [m]	<input type="checkbox"/> ciel ouvert	<input type="checkbox"/> couvert (matériau : .....
• Stockage intermédiaire des substrats liquides	.....	.....	.....	<input type="checkbox"/> ciel ouvert	<input type="checkbox"/> couvert (matériau : .....
• Pré-fosse	.....	.....	.....	<input type="checkbox"/> ciel ouvert	<input type="checkbox"/> couvert (matériau : .....
• Digesteur	.....	.....	.....	<input type="checkbox"/> ciel ouvert	<input type="checkbox"/> couvert (matériau : .....
• Post-fermenteur	.....	.....	.....	<input type="checkbox"/> ciel ouvert	<input type="checkbox"/> couvert (matériau : .....
• Stockage du digestat liquide	.....	.....	.....	<input type="checkbox"/> ciel ouvert	<input type="checkbox"/> couvert (matériau : .....
• Conduites	.....	.....	.....	<input type="checkbox"/> ciel ouvert	<input type="checkbox"/> couvert (matériau : .....

Nombre de fournisseurs de substrats : .....

- Engrais de ferme : .....
- Co-substrats : .....

Stockage des substrats solides :  ciel ouvert  couvert (matériau : .....

Stockage du digestat solide / compost :  ciel ouvert  couvert (matériau : .....

• Indiquer ici les dimensions et le matériau des éléments de l'installation (digesteur, post-fermenteur, cuves de stockage). Pour les conduites, indiquer la longueur. Si l'installation compte plusieurs cuves, indiquer chacune séparément.

## Caractérisation des substrats

Quantités annuelles traitées et distance/mode d'acheminement	2008 <sup>(b)</sup>	2009	Projection <sup>(c)</sup>	Tracteur <sup>(d)</sup>	Camion	Conduite	Recette/coût <sup>(e)</sup>
Engrais de ferme	[t/an ou UGB]	[t/an ou UGB]	[t/an ou UGB]	[km]	[km]	[km]	[CHF/t]
▪ Lisier de bovins	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Fumier de bovins	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Lisier de porcs	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Fumier de porcs	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Fumier de poules	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Fumier de moutons	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Fumier de chevaux	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
<b>Sous-produits de l'industrie</b>	[t/an]	[t/an]	[t/an]	[km]	[km]	[km]	[CHF/t]
▪ Déchets de légumes	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Marc de pommes	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Marc de café	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Petit-lait	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Déchets de céréales	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Contenus de panisès	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
<b>Déchets organiques communaux</b>	[t/an]	[t/an]	[t/an]	[km]	[km]	[km]	[CHF/t]
▪ Gazon	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Feuilles	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Déchets de jardins	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Biodéchets ménagers	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Lavures, déchets alimentaires	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Déchets de marchés (fruits, légumes)	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
<b>Autres substrats</b>	[t/an]	[t/an]	[t/an]	[km]	[km]	[km]	[CHF/t]
▪ Glycérine	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Huiles comestibles usagées	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Plantes récoltées (préciser : .....	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
▪ Autres (préciser : .....	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....

<sup>b</sup> Préciser les chiffres de l'année 2008 ou d'une année antérieure représentative du fonctionnement de l'installation.

<sup>c</sup> Préciser les perspectives futures si celles-ci sont différentes de la situation actuelle.

<sup>d</sup> Indiquer la distance (moyenne, par transport aller) d'acheminement selon le mode de transport pour chaque type de substrat.

<sup>e</sup> Préciser pour chaque type de substrat si vous recevez de l'argent pour le reprendre (recette) ou si au contraire vous payez pour en bénéficier (coût). Indiquer la valeur moyenne (valeur positive s'il s'agit d'une recette, valeur négative s'il s'agit d'un coût), hors coût de transport (départ fournisseur).

## Production de biogaz/digestat

	2008	2009	Projection		
Production de biogaz	[m <sup>3</sup> /an]				
Production de digestat					
▪ Digestat brut	[m <sup>3</sup> /an]				
▪ Digestat liquide	[m <sup>3</sup> /an]				
▪ Digestat solide	[m <sup>3</sup> /an]				
Consommation propre de l'installation de méthanisation <sup>(f)</sup>					
▪ Consommation de chaleur	[kWh/an]				
▪ Consommation d'électricité	[kWh/an]				
Nombre de jours d'arrêt					
Information visant à estimer le volume de biogaz perdu					
Composition moyenne du biogaz (si mesurée)	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	O <sub>2</sub>
	[% vol.]				
Mode d'alimentation en énergie de l'installation de méthanisation	<b>Chaleur</b> <input type="checkbox"/> auto <sup>(g)</sup> <input type="checkbox"/> externe <sup>(h)</sup> (préciser le combustible) : ..... <b>Electricité</b> <input type="checkbox"/> auto <sup>(g)</sup> <input type="checkbox"/> externe <sup>(h)</sup>				
Traitement/valorisation du digestat	<input type="checkbox"/> non <input type="checkbox"/> oui (entourer : tamis/centrifugeuse) <input type="checkbox"/> non <input type="checkbox"/> oui				
Valorisation des digestats solide et liquide	<b>Digestat liquide</b> ..... m <sup>3</sup> vendus (prix moyen : .....CHF/m <sup>3</sup> ) ..... m <sup>3</sup> "donnés" ..... m <sup>3</sup> épandus sur propre exploitation ..... m <sup>3</sup> taxés pour élimination (coût moyen : .....CHF/m <sup>3</sup> ) Distance moyenne de livraison : ..... km  <b>Digestat solide</b> ..... m <sup>3</sup> vendus (prix moyen : .....CHF/m <sup>3</sup> ) ..... m <sup>3</sup> "donnés" ..... m <sup>3</sup> épandus sur propre exploitation ..... m <sup>3</sup> taxés pour élimination (coût moyen : .....CHF/m <sup>3</sup> ) Distance moyenne de livraison : ..... km				

<sup>f</sup> Indiquer ici les besoins spécifiques de chaleur et d'électricité de l'installation de production de biogaz (i.e. pré-traitement, stockage, méthanisation, post fermentation, séparation, etc.).

<sup>g</sup> Les besoins en énergie de la production de biogaz sont assurés en interne par l'installation de cogénération.

<sup>h</sup> Les besoins en énergie de la production de biogaz sont assurés par un combustible extérieur (p. ex. gaz naturel, mazout) et/ou de l'électricité achetée sur le réseau.

## Cogénération

Type de moteur et combustible

biogaz seul  
 mix biogaz/diesel (diesel) : ..... /an)  
 mix biogaz/biodiesel (biodiesel) : ..... /an)

Références du cogénérateur (fournisseur/constructeur, modèle) : .....

Rendement électrique [%] : .....

Rendement thermique [%] : .....

Puissance électrique du cogénérateur [kW] : .....

Emissions de dioxyde d'azote [mg/m<sup>3</sup> biogaz] : .....

	2008	2009	Projection
Production de chaleur brute (si mesurée) [MWh/an]	.....	.....	.....
Production d'électricité brute (si mesurée) [MWh/an]	.....	.....	.....
Production d'électricité nette (électricité rémunérée) [MWh/an]	.....	.....	.....

Filière de vente de l'électricité

rétribution à prix coûtant (RPC)  
 courant vert (p. ex. Ökostrom)  
 tarif de base  
 Prix de vente moyen de l'électricité : ..... CHF/kWh

Valorisation de l'excédent de chaleur

chauffage de locaux/appartements  
 salle de traite  
 séchage du fourrage  
 autre : .....

Quantité de combustible économisé<sup>(1)</sup> [MWh/an] : .....

Nature du combustible remplacé

mazout     gaz naturel

<sup>(1)</sup> Indiquer la quantité de combustible économisé par rapport à la situation avant la production de biogaz au sein de l'exploitation.

## Production de biométhane

	2008	2009	Projection
Production brute de biométhane [Nm <sup>3</sup> biométhane/an]	.....	.....	.....
▪ dont injection sur le réseau de gaz [%]	.....	.....	.....
▪ dont vente directe à des stations-service [%]	.....	.....	.....
Processus de purification	.....	.....	.....
Rendement de production [Nm <sup>3</sup> biométhane/m <sup>3</sup> biogaz]	.....	.....	.....
Teneur (moyenne) en méthane [% vol.]	.....	.....	.....
PCI <sup>(i)</sup> du biométhane [MJ/Nm <sup>3</sup> biométhane]	.....	.....	.....
Intrants du processus de purification	2008	2009	Projection
▪ Chaleur [MWh/an]	.....	.....	.....
▪ Electricité [MWh/an]	.....	.....	.....
▪ Charbon actif [t/an]	.....	.....	.....
▪ Agent odorant [t/an]	.....	.....	.....
▪ Autres (préciser : .....) [t/an]	.....	.....	.....

i Pouvoir calorifique inférieur (PCI).

## **A2. Bilan et analyse des réponses aux questionnaires**

La caractérisation de la production de biogaz agricole dans le cadre de la présente étude repose sur des données réelles et actuelles relatives à des installations de production de biogaz agricole en Suisse. Ces dernières ont été obtenues auprès de producteurs sur l'ensemble du territoire suisse par le biais d'un questionnaire élaboré par l'ensemble des partenaires du projet. La présente annexe vise dans un premier temps à présenter le questionnaire, et propose ensuite un bilan et une analyse des réponses obtenues de la part des producteurs de biogaz.

### **A2.1 Questionnaires adressés aux producteurs de biogaz**

L'élaboration des inventaires de cycle de vie repose sur un questionnaire (voir Annexe A1) adressé aux exploitants d'installations de biogaz agricole courant février-mars 2010. Le but de ce questionnaire est de récolter des données réalistes et actuelles, spécifiques au contexte helvétique, tant en termes de performance technique des installations qu'en termes de logistique d'approvisionnement des substrats méthanisables.

Pour la diffusion de ce questionnaire, l'équipe du projet a bénéficié du réseau de contacts BiomasseEnergie, par l'intermédiaire des bureaux EREP et Ernst Basler + Partner (EBP), et des contacts établis par ART auprès de producteurs de biogaz en Suisse alémanique.

Le questionnaire est divisé en quatre rubriques :

- Informations sur l'installation de production
- Caractérisation des substrats
- Production de biogaz
- Valorisation du biogaz (cogénération ou production de biométhane)

Les types de substrats retenus pour la production de biogaz incluent :

- engrais de ferme (lisier de bovins, fumier de bovins, lisier de porcs, fumier de porcs, fumier de poules, fumier de moutons, fumier de chevaux, etc.)
- sous-produits de l'industrie (déchets de légumes, marc de pommes, marc de café, petit-lait, déchets de céréales, déchets d'abattoirs, etc.)
- déchets organiques communaux (gazon, feuilles, déchets de jardins, biodéchets ménagers, lavures, déchets alimentaires, déchets de marchés, etc.)
- autres substrats (glycérine, huiles comestibles usagées, plantes récoltées, etc.)

Le questionnaire figure à l'Annexe A1. Après validation par l'ensemble des partenaires, celui-ci a été envoyé à 28 producteurs de biogaz (9 en Suisse romande et 19 en Suisse alémanique) et soumis par ART aux trois producteurs faisant l'objet d'une étude de cas (voir Figure 1). Au total, 18 réponses ont été obtenues. Le paragraphe qui suit propose un bilan des réponses au questionnaire.

## A2.2 Bilan des réponses aux questionnaires

Comme indiqué précédemment, les réponses obtenues sont au nombre de 18 (sur un total de 31 producteurs contactés), soit un taux de réponse d'environ 60%. Le Tableau 49 présente les caractéristiques principales (année de mise en service, quantités annuelles de substrats traités, nombre de fournisseurs de co-substrats, distance moyenne de transport des co-substrats, production annuelle de biogaz, puissance électrique du cogénérateur) des 18 producteurs de biogaz ayant répondu au questionnaire. Pour des raisons de confidentialité, les réponses sont indiquées de façon anonyme.

**Tableau 49 – Bilan des réponses au questionnaire**

Ref.	Mise en service	Engrais de fermes t/an	Co-substrats t/an	Total des substrats t/an	Fournisseurs de co-substrats -	Transport des co-substrats km	Prod. de biogaz m <sup>3</sup> /an	Puissance électrique kW
<1>	2008	640	0	640	0	0,0	4'122	15
<2>	1986	2'420	0	2'420	0	0,0	15'000	-
<3>	1986	466	144	610	1	40,0	30'456	15
<4>	1993	720	3'713	4'433	5	1,9	107'500	45
<5>	2001	330	295	625	2	4,2	153'372	55
<6>	2000	660	293	953	3	n.d.	165'074	50
<7>	2007	2'200	1'789	3'989	15	14,3	205'181	100
<8>	2006	1'620	305	1'925	10	19,8	250'000	100
<9>	2000	7'675	556	8'231	6	29,0	300'000	100
<10>	2006	2'880	507	3'387	10	23,9	381'000	100
<11>	2005	2'515	1'859	4'374	9	15,6	396'186	100
<12>	2008	6'710	1'760	8'470	7	27,1	428'736	140
<13>	2006	5'700	1'460	7'160	4	8,9	447'640	100
<14>	2011	11'668	3'800	15'468	3	3,1	451'484	200
<15>	2003	3'600	370	3'970	6	24,5	600'000	170
<16>	2008	3'525	1'525	5'050	5	28,8	700'000	191
<17>	2007	7'000	1'500	8'500	18	10,4	870'500	250
<18>	2008	6'500	1'700	8'200	8	29,6	995'000	250

n.d. : non disponible

Les producteurs de biogaz dans le Tableau 49 sont classés par ordre croissant de la production annuelle de biogaz. Celle-ci varie d'environ 4'000 m<sup>3</sup>/an pour la plus petite installation à près de 1'000'000 m<sup>3</sup>/an pour la plus grande installation. Les quantités annuelles de substrats traitées varient de 600 t/an à plus de 15'000 t/an. Aucune des installations ne valorise le biogaz sous forme de biométhane et toutes (sauf <2> qui ne dispose que d'un boiler pour la production de chaleur) valorisent celui-ci par cogénération. La puissance électrique du cogénérateur varie de 15 kW à 250 kW. Seule <4> utilise un moteur dual fuel (biogaz + diesel). Toutes les autres installations disposent d'un moteur exclusif biogaz.

Concernant l'approvisionnement des co-substrats, le nombre de fournisseur varie de 0 (pas de co-substrats) à 18. La distance d'approvisionnement est elle aussi très variable, de 0 jusqu'à 40 km (distance moyenne par transport aller, pondérée selon les quantités de substrats transportées).

Hormis <14> et <17> (cuves en acier), toutes les installations sont construites en béton (matériau du fermenteur et du post-fermenteur). Le volume du fermenteur (ou digesteur) varie de 50 à près de 2'000 m<sup>3</sup>.

Le stockage du digestat est couvert dans toutes les installations sauf <4>, <13> et <15>.

La moitié des installations (9 sur 18) procède à une séparation solide-liquide et dispose donc à l'issue de cette étape d'un digestat solide et d'un digestat liquide. L'autre moitié des installations valorise ou élimine le digestat brut tel quel.

### A2.3 Analyse des réponses aux questionnaires

Afin d'apporter un complément à la présente étude, les données recueillies dans le cadre du projet LCI Bioenergy (Jungbluth et al. 2007) ont été aussi prises en compte. Ces données concernent une vingtaine d'installations de biogaz en Suisse pour l'année 2006. Les données relatives à ces installations sont reprises dans le Tableau 50.

**Tableau 50 – Données recueillies dans le cadre du projet LCI Bioenergy**

Ref.	Mise en service	Engrais de fermes t/an	Co-substrats t/an	Total des substrats t/an	Fournisseurs de co-substrats -	Transport des co-substrats km	Prod. de biogaz m <sup>3</sup> /an	Puissance électrique kW
e5		1'005	222	1'227		0,4	75'000	50
e6		1'875	1'185	3'060		5,9	120'000	65
e17		1'200	608	1'808		10,5	130'000	100
e20		1'270	412	1'682		100,0	170'000	65
e19		1'655	1'045	2'700		5,0	218'400	80
e15		1'590	514	2'104		1,8	230'000	100
e2		2'000	705	2'705		0,8	230'000	100
e9		2'696	1'229	3'925		2,9	230'000	100
e7		2'329	770	3'099		4,7	268'000	100
e3		2'200	1'225	3'425		2,9	270'000	100
e14		3'660	1'500	5'160		4,6	280'000	100
e1		2'070	555	2'625		33,9	310'000	140
e13		2'305	1'094	3'399		4,0	328'000	100
e18		3'513	2'575	6'088		25,0	350'000	155
e8		1'235	905	2'140		7,0	380'000	100
e12		2'858	1'090	3'948		4,0	380'000	100
e16		2'305	900	3'205		9,2	380'000	100
e10		1'320	3'786	5'106		38,6	500'000	157
e11		7'420	418	7'838		2,2	515'000	290
e4		5'000	1'800	6'800		9,0	730'000	190

Source : ecoinvent report No. 17, Tab. 12.29, p. 203 (Nadine Guthapfel, naturemade, VUE Zürich, mai 2007)

#### a. Logistique d'approvisionnement des co-substrats

Au vu des chiffres présentés dans le Tableau 49 (ENERS-ART-EREP-EBP 2010) et le Tableau 50 (LCI Bioenergy 2007) et dans la perspective d'une comparaison de la production centralisée et décentralisée de biogaz agricole, les graphiques à la Figure 23 tentent d'établir les liens éventuels entre le nombre de fournisseurs de co-substrats, la distance moyenne de transport des co-substrats, les quantités annuelles de co-substrats traitées et la production annuelle de biogaz.

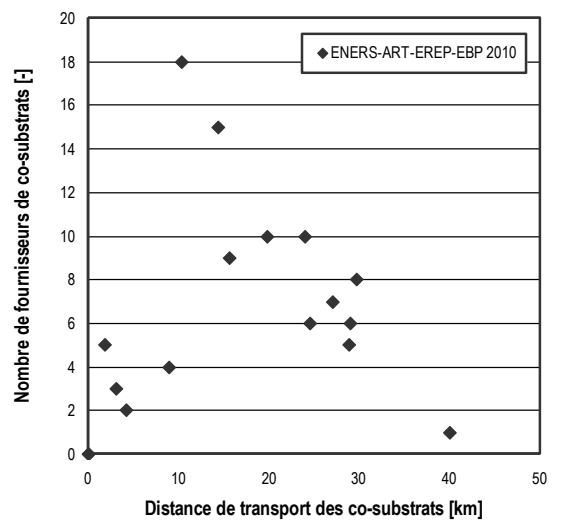
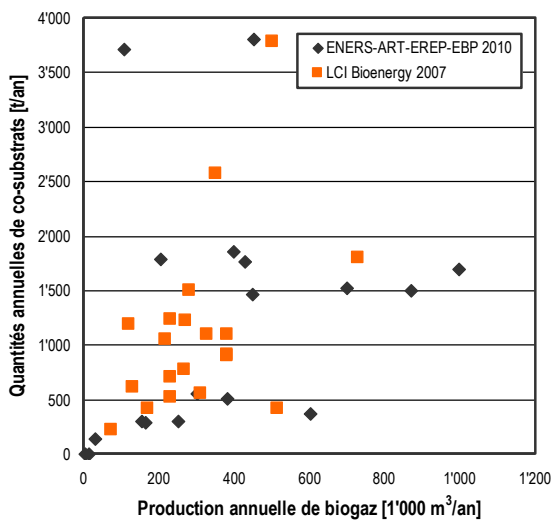
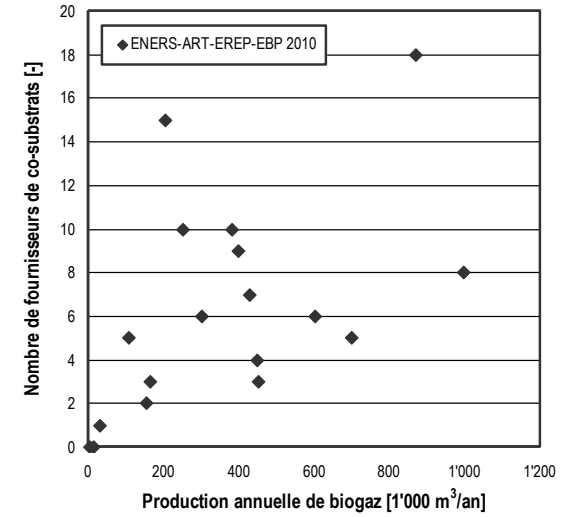
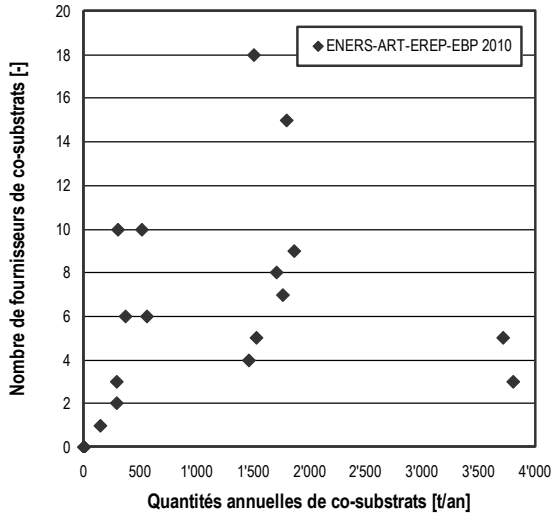
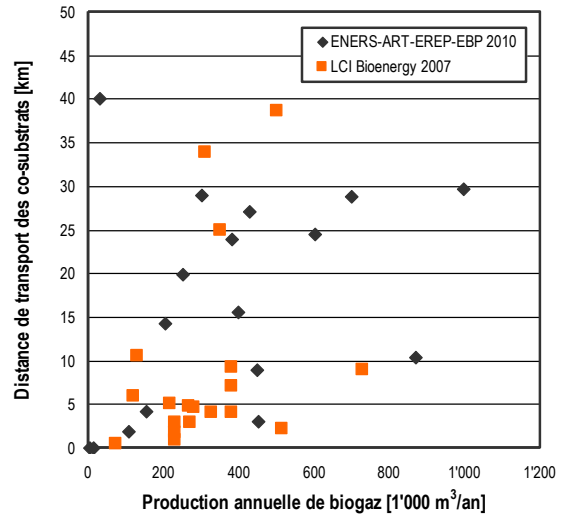
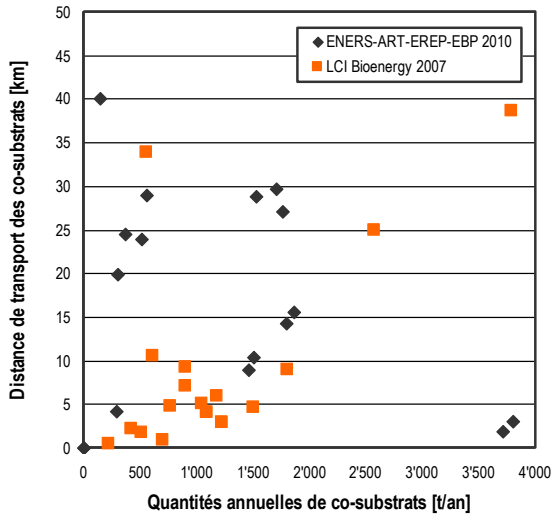
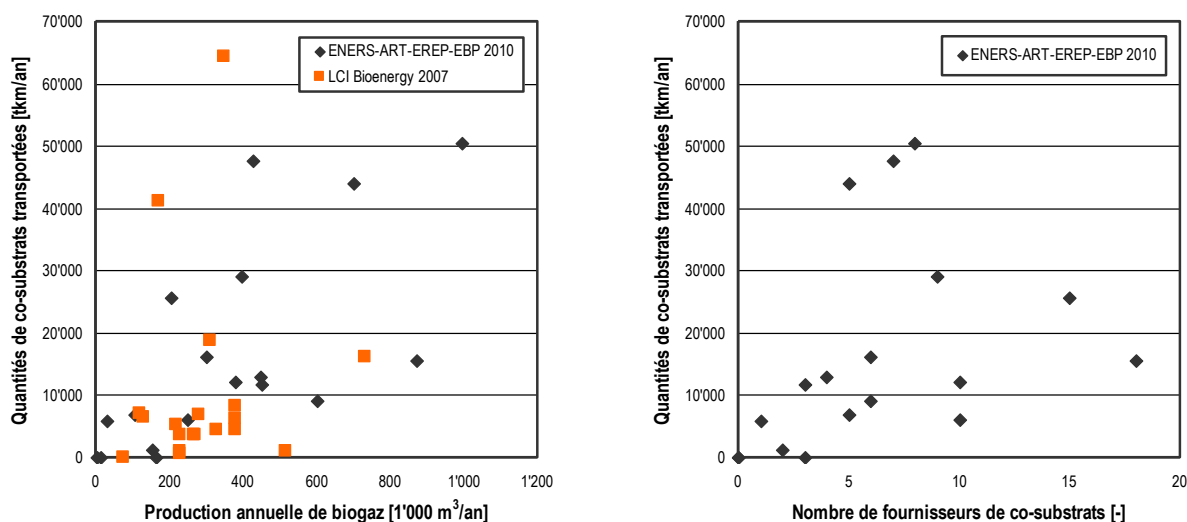


Figure 23 – Analyse de la distance moyenne de transport des co-substrats, du nombre de fournisseurs de co-substrats et des quantités annuelles de co-substrats

Il ressort des graphiques présentés à la Figure 23 qu'il est particulièrement délicat d'établir un lien entre les différentes grandeurs analysées sur la base des résultats du questionnaire. S'il semble en effet exister une faible corrélation entre la distance moyenne de transport des co-substrats (resp. le nombre de fournisseurs de co-substrats) et les quantités annuelles de co-substrats traitées (resp. la production de biogaz), une relation précise entre ces grandeurs semble très difficile à faire ressortir. Cette même faible corrélation se retrouve entre les quantités annuelles de co-substrats traitées et la production annuelle de biogaz. Enfin, il semble aussi y avoir peu de lien entre le nombre de fournisseurs de co-substrats et la distance moyenne de transport des co-substrats.

Si l'on tient compte à la fois des quantités de co-substrats transportées et de la distance moyenne parcourue, on retrouve seulement une faible corrélation avec la production annuelle de biogaz, et avec le nombre de fournisseurs de co-substrats (voir Figure 24).



**Figure 24 – Quantités de co-substrats transportées vs. Production annuelle de biogaz**

La logistique d'approvisionnement en co-substrats des installations de biogaz agricole semble donc plus dépendre de la proximité ou non de fournisseurs de co-substrats et de facteurs liés au contexte géographique et économique local, que de paramètres liés à la taille de l'installation.

#### *b. Valeur économique des digestats*

Les digestats (brut, solide ou liquide) sont soit épandus sur les propres exploitations agricoles des producteurs de biogaz (56% du volume total des digestats selon les réponses au questionnaire), soit cédés gratuitement à des agriculteurs à proximité (15%), soit vendus à des agriculteurs à proximité (7%), soit enfin taxés pour élimination (22%). La valeur économique des digestats est très majoritairement nulle.

#### *c. Valeur économique des substrats*

Concernant la valeur économique des substrats, les engrais de ferme ont une valeur nulle (provenant habituellement de la propre exploitation agricole du producteur de biogaz). La valeur des co-substrats en revanche varie sensiblement selon le type de substrat et la provenance. Le Tableau 51 précise la valeur économique (minimale, maximale et moyenne)

des substrats sur l'ensemble des producteurs de biogaz. A noter que dans de nombreux cas, la valeur économique des substrats n'a pas été renseignée par les producteurs et il convient de ce fait de tenir compte de ces valeurs de manière critique.

**Tableau 51 – Valeur économique des substrats (engrais de ferme et co-substrats)**

Substrats	Valeur minimale (*)	Valeur maximale (*)	Valeur moyenne (*)
	CHF/t	CHF/t	CHF/t
<b>Engrais de ferme</b>	0,00	0,00	0,00
<b>Sous-produits de l'industrie</b>			
Déchets de légumes	-15,00	-36,00	-24,00
Marc de pommes	-31,00	-31,00	-31,00
Marc de café	-25,00	-30,00	-27,50
Perméat de petit-lait (25% MS)	+43,00	+30,00	+36,50
Déchets de céréales	0,00	-60,00	-32,50
Contenus de panses	-20,00	-20,00	-20,00
<b>Déchets organiques communaux</b>			
Gazon	0,00	-50,00	-30,00
Feuilles	0,00	0,00	0,00
Déchets de jardins	-120,00	-120,00	-120,00
Biodéchets ménagers	-	-	-95,40 **
Lavures, déchets alimentaires	-291,20	-291,20	-291,20
Déchets de marchés (fruits, légumes)	0,00	0,00	0,00
<b>Autres substrats</b>			
Glycérine	+220,00	+200,00	+208,30
Huiles comestibles usagées	0,00	0,00	0,00
Autre(s)	0,00	-40,00	0,00 ***

\* Une valeur négative indique un prix payé au producteur de biogaz ; une valeur positive, un prix payé par le producteur.

\*\* On considère ici la valeur économique moyenne des déchets organiques communaux.

\*\*\* Les substrats étant ici de nature diverses, on considère une valeur économique nulle.

Il ressort des chiffres du Tableau 51 que les producteurs de biogaz sont en règle générale rémunérés pour traiter les co-substrats issus de l'industrie et les déchets organiques communaux. Le perméat de petit-lait (25-30% de matière sèche) et la glycérine font exception à cette règle, et c'est en général le producteur de biogaz qui paye pour se procurer ces substrats auprès des laiteries/fromageries ou des producteurs de biodiesel. Ces deux substrats sont en effet très riches en matière organique et possèdent donc un bon rendement en biogaz. Ils possèdent par ailleurs d'autres débouchés potentiels, dans les industries alimentaire et chimique respectivement.

Rapportée à la masse totale de substrats sur l'ensemble des producteurs, la valeur économique moyenne des substrats est de l'ordre de 2,50 CHF/t (prix payé au producteur de biogaz), soit pour ainsi dire une valeur très proche de zéro.

#### *d. Bilan électrique de la production de biogaz et de la cogénération*

Mis à part <2> où le biogaz est destiné à la seule production de chaleur, toutes les installations valorisent le biogaz par cogénération d'électricité et de chaleur. Si les producteurs satisfont en majorité leurs besoins en énergie électrique au moyen de leur propre électricité, certains au contraire (4 sur les 17 qui produisent de l'électricité) revendent la totalité de l'électricité et s'approvisionnent sur le réseau pour leurs propres besoins. Le Tableau 52 présente un bilan de la production et de la consommation d'électricité.

**Tableau 52 – Bilan de la production et de la consommation d'électricité**

Ref.	PCI du biogaz MJ/m <sup>3</sup>	Production de biogaz		Rendement électrique %	Production brute d'électricité MWh/an	Consommation d'électricité		Consommation spécifique kWh/m <sup>3</sup> biogaz
		m <sup>3</sup> /an	MWh/an			MWh/an	% prod. brute	
<1>	21,5	4'122	25	32,2%	8	1	8,0%	0,154
<2>	21,0	15'000	88	-	-	2	-	0,133
<3>	21,0	30'456*	178*	23,0%	41	0	0,7%	0,009
<4>	22,4	107'500	668	32,2%	215	27	12,8%	0,256
<5>	20,9	153'372	892	26,8%	256	7	2,6%	0,044
<6>	21,0	165'074	965	31,8%	307	44	14,7%	0,267
<7>	19,5	205'181*	1'111*	36,0%	400	50	12,5%	0,244
<8>	21,0	250'000	1'461	27,4%	400	70	17,5%	0,280
<9>	19,9	300'000	1'654	32,6%	540	47*	8,8%	0,158
<10>	22,0	381'000	2'329	30,1%	700	70	10,0%	0,184
<11>	21,0	396'186	2'316	31,3%	724	50	7,0%	0,127
<12>	20,9	428'736*	2'493*	34,1%	850	84	9,9%	0,196
<13>	21,0	447'640	2'617	30,6%	800	100	12,5%	0,223
<14>	21,0	451'484	2'639	35,8%	944	47	5,0%	0,104
<15>	20,9	600'000	3'488	36,0%	1'256*	30	2,4%	0,050
<16>	19,9	700'000	3'860	31,4%	1'212	98	6,9%	0,140
<17>	22,0	870'500	5'321	32,5%	1'730	130	7,5%	0,149
<18>	21,6	995'000	5'983	31,9%	1'906	157*	8,2%	0,158

\* Valeurs calculées car non renseignées par le producteur

Les informations n'ayant pas toutes été renseignées par les producteurs, certaines des valeurs présentées au Tableau 52 ont été calculées. Le calcul a été effectué de la manière suivante :

- Le PCI du biogaz a été calculé à partir de sa composition, selon la formule indiquée dans Jungbluth et al. (2007) :  $35,885 \times [\% \text{ v/v CH}_4] + 23,413 \times [\% \text{ v/v H}_2\text{S}]$ . Les concentrations volumiques de N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S et O<sub>2</sub> ont été prises égales à 1,0% v/v, 0,5% v/v et 0,3% v/v (soit 30 ppm) pour l'ensemble des producteurs. La concentration en CH<sub>4</sub> a été prise telle qu'indiquée dans le questionnaire ou égale à la moyenne sur l'ensemble des producteurs (soit 58,3%) si celle-ci n'était pas renseignée. Enfin, la concentration en CO<sub>2</sub> a été calculée par différence.
- Le rendement électrique, lorsqu'il était renseigné par les producteurs, faisait généralement référence au rendement électrique instantané du cogénérateur tel que mentionné par le constructeur. Lorsque la production brute d'électricité et la production de biogaz étaient renseignées, le rendement électrique a été pris égal au ratio des deux grandeurs. Dans le cas contraire, il a été pris égal au rendement indiqué (s'il était renseigné) réduit de 2 points de pourcentage afin de tenir compte de pertes d'efficacité sur le bilan annuel, ou égal à la moyenne des rendements sur l'ensemble des producteurs (soit 31,5%).
- La consommation de biogaz, lorsqu'elle n'était pas renseignée, a été calculée à partir de la production brute d'électricité, divisée par le rendement électrique.
- La production brute d'électricité, lorsqu'elle n'était pas renseignée, a été calculée à partir de la production de biogaz, multipliée par le rendement électrique.
- La consommation d'électricité, lorsqu'elle n'était pas renseignée, a été prise égale à la moyenne sur l'ensemble des producteurs de la consommation spécifique (soit 0,158 kWh/m<sup>3</sup> biogaz) multipliée par la production de biogaz (en m<sup>3</sup> biogaz/an).

Il ressort des chiffres présentés au Tableau 52 les éléments suivants :

- Avec une teneur moyenne en méthane (CH<sub>4</sub>) de 58,3% v/v (min. 54% ; max. 62%), le PCI moyen du biogaz est de 21,0 MJ/m<sup>3</sup> (min. 19,5 ; max. 22,4). La teneur en carbone du biogaz est de 0,526 kg C/m<sup>3</sup>.
- Le rendement électrique moyen s'élève à 31,5% (min. 23,0% ; max. 36,0%), avec une très légère tendance à des rendements plus élevés aux puissances supérieures (voir Figure 25).
- Le taux moyen d'auto-consommation électrique (rapport de la consommation d'électricité à la production brute d'électricité) est de 8,5% (min. 0,7% ; max. 17,5%). Dans la pratique, selon EREP et EBP, le taux d'auto-consommation électrique est habituellement proche de 8%. Selon les chiffres de LCI Bioenergy 2007, le taux moyen s'élève à 6,4% (min. 1,4% ; max. 10,0%).
- La consommation spécifique d'électricité s'élève en moyenne à 0,158 kWh par m<sup>3</sup> de biogaz (min. 0,009 ; max. 0,280). Cette consommation spécifique ne semble pas présenter de lien particulier avec la production annuelle de biogaz (voir Figure 25), ni d'ailleurs avec les quantités annuelles de substrats traitées, ni avec le volume du digesteur.

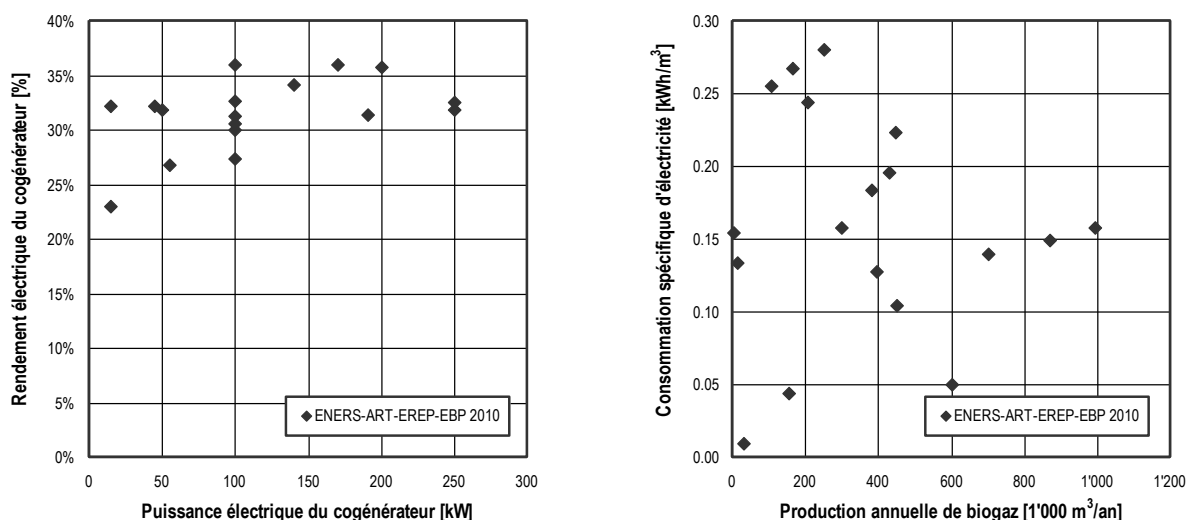


Figure 25 – Rendement électrique et consommation spécifique d'électricité

#### e. Bilan thermique de la production de biogaz et de la cogénération

Concernant la chaleur, tous les producteurs utilisent la chaleur issue du biogaz pour alimenter en énergie le processus de méthanisation. Seuls 9 producteurs sur les 18 ont toutefois été en mesure d'indiquer la consommation de chaleur de leur installation. Celle-ci dépend fortement de la nature des substrats, en particulier de la teneur en eau : plus la teneur en eau est élevée plus la consommation d'énergie thermique est grande. L'auto consommation de chaleur varie habituellement (selon EREP et EBP) entre 19 et 35%, mais peut atteindre jusqu'à 40-50% dans certains cas plus défavorables.

Le Tableau 53 présente un bilan de la production et de la consommation de chaleur au niveau de chaque producteur.

**Tableau 53 – Bilan de la production et de la consommation de chaleur**

Ref.	PCI du biogaz MJ/m <sup>3</sup>	Production de biogaz		Rendement thermique %	Production brute de chaleur MWh/an	Consommation de chaleur		Consommation spécifique MJ/m <sup>3</sup> biogaz
		m <sup>3</sup> /an	MWh/an			MWh/an	% prod. brute	
<1>	21,5	4'122	25	48,9%	12	3	24,7%	2,594
<2>	21,0	15'000	88	91,0%	80*	28	35,1%	6,720
<3>	21,0	30'456*	178*	61,8%	110	32	29,3%	3,813
<4>	22,4	107'500	668	44,3%	296	74	25,0%	2,481
<5>	20,9	153'372	892	46,0%	439*	148*	33,7%	3,470
<6>	21,0	165'074	965	42,5%	410	137	33,3%	2,983
<7>	19,5	205'181*	1'111*	40,5%	450	200	44,4%	3,509
<8>	21,0	250'000	1'461	46,2%	675*	241*	35,7%	3,470
<9>	19,9	300'000	1'654	46,2%	764*	289*	37,9%	3,470
<10>	22,0	381'000	2'329	46,2%	1'075*	367*	34,2%	3,470
<11>	21,0	396'186	2'316	43,8%	1'016	382*	37,6%	3,470
<12>	20,9	428'736*	2'493*	46,2%	1'151*	413*	35,9%	3,470
<13>	21,0	447'640	2'617	46,2%	1'208*	431*	35,7%	3,470
<14>	21,0	451'484	2'639	47,1%	1'242	563	45,4%	4,492
<15>	20,9	600'000	3'488	43,0%	1'500*	578*	38,6%	3,470
<16>	19,9	700'000	3'860	43,6%	1'683*	500	29,7%	2,571
<17>	22,0	870'500	5'321	46,2%	2'456*	500	20,4%	2,068
<18>	21,6	995'000	5'983	46,2%	2'762*	959*	34,7%	3,470

\* Valeurs calculées car non renseignées par le producteur

Les informations n'ayant pas toutes été renseignées par les producteurs, certaines des valeurs présentées au Tableau 53 ont été calculées. Le calcul a été effectué ainsi :

- Comme pour le rendement électrique, lorsque la production brute de chaleur et la production de biogaz étaient renseignées, le rendement thermique a été pris égal au ratio des deux grandeurs. Dans le cas contraire, il a été pris égal au rendement indiqué (s'il était renseigné) réduit de 2 points de pourcentage afin de tenir compte de pertes d'efficacité sur le bilan annuel, ou égal à la moyenne des rendements sur l'ensemble des producteurs (soit 46,2%).
- La production brute de chaleur, lorsqu'elle n'était pas renseignée, a été calculée à partir de la production de biogaz, multipliée par le rendement thermique.
- La consommation de chaleur, lorsqu'elle n'était pas renseignée, a été prise égale à la moyenne sur l'ensemble des producteurs de la consommation spécifique (soit 0,964 kWh/m<sup>3</sup> biogaz ou 3,470 MJ/m<sup>3</sup> biogaz) multipliée par la production de biogaz (en m<sup>3</sup> biogaz/an).

Il ressort des chiffres présentés au Tableau 53 les éléments suivants :

- Le rendement thermique moyen s'élève à 46,2% (min. 40,5% ; max. 61,8%).
- Le taux moyen d'auto-consommation thermique (rapport de la consommation de chaleur à la production brute de chaleur) est de 34,0% (min. 20,4% ; max. 45,4%). Dans la pratique, selon EREP et EBP, le taux d'auto-consommation électrique est habituellement compris entre 19 et 35%.
- La consommation spécifique de chaleur s'élève en moyenne à 3,470 MJ par m<sup>3</sup> de biogaz (min. 2,068 ; max. 6,720).

#### f. Nombre de jours d'arrêt de l'installation

Afin d'estimer les émissions directes de biogaz dans l'atmosphère liées à un arrêt de l'installation pour cause de panne, le nombre de jours d'arrêt des installations a été demandé aux producteurs. Celui-ci varie de 0 à 35 jours. La moyenne, s'il l'on élimine les arrêts prolongés exceptionnels qui dépassent 10 jours, s'élève à 2 jours. La durée des pannes étant indépendante des performances d'une installation, cette moyenne de 2 jours d'arrêt est appliquée à l'ensemble des producteurs, indépendamment des caractéristiques des installations. Les installations ne bénéficiant pas à l'heure actuelle de torchère, il est fait l'hypothèse que tout le biogaz produit durant cette période est émis directement dans l'atmosphère. Une analyse de sensibilité vis-à-vis de la durée d'arrêt sera effectuée lors de l'évaluation des impacts environnementaux.

### A2.4 Synthèse et conclusions

La Figure 26 propose un bilan des producteurs de biogaz agricole ayant répondu au questionnaire. La production de biogaz varie de 4'000 m<sup>3</sup>/an à près de 1'000'000 m<sup>3</sup>/an pour des puissances électriques installées allant de 15 à 250 kW. La production moyenne de biogaz se situe à 360'000 m<sup>3</sup>/an, correspondant à une puissance électrique de 100 kW. En référence à la catégorisation pressentie des installations selon la taille (< 100 kW, 100-250 kW, > 250 kW), la répartition des installations se présente de la manière suivante :

- Installations de petite taille (< 100 kW ou < 350'000 m<sup>3</sup> biogaz/an) : 9 (soit 50%)
- Installations de taille moyenne (100-250 kW ou < 900'000 m<sup>3</sup> biogaz/an) : 8 (soit 44%)
- Installations de grande taille (> 250 kW ou > 900'000 m<sup>3</sup> biogaz/an) : 1 (soit 6%)

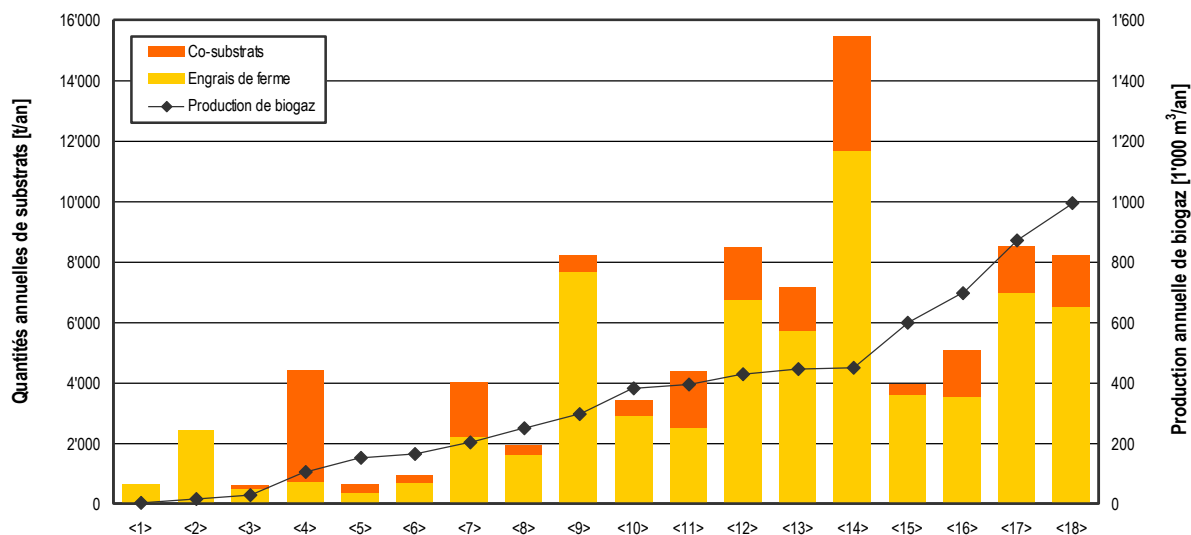


Figure 26 – Bilan des producteurs de biogaz agricole ayant répondu au questionnaire

En excluant <1> et <2> traitant exclusivement des engrais de ferme, la part des co-substrats (en termes de masse totale de substrats traités) varie de 7 à 47%, pour une valeur moyenne de 25%. A noter que <4> traite principalement des déchets de légumes, classés ici comme co-substrats mais reconnus comme substrats d'origine agricole.

Le rapport du volume de biogaz produit par tonne de substrats traités varie considérablement d'un producteur à l'autre. Ceci s'explique notamment par la grande diversité des substrats, la variabilité de leur composition et l'éventuelle dilution pratiquée par les producteurs (en particulier pour les engrais de ferme).

Selon les résultats présentés à la Figure 23 et à la Figure 24, la distance moyenne de transport des co-substrats (resp. le nombre de fournisseurs de co-substrats) présente seulement une faible corrélation avec le volume de biogaz produit ou les quantités de co-substrats traitées, et il s'avère très délicat d'établir un lien précis entre ces grandeurs. Par ailleurs, la distance moyenne de transport des co-substrats ne semble pas vraiment liée au nombre de fournisseurs de co-substrats. La logistique d'approvisionnement en co-substrats des installations de biogaz agricole semble donc réellement dépendre de la proximité ou non de fournisseurs de co-substrats et de facteurs liés au contexte géographique et économique local.

Le stockage du digestat est de type couvert dans la très grande majorité des installations. Les cuves (fermenteur et post-fermenteur) sont principalement construites en béton. Enfin, la quasi-totalité des installations disposent d'un moteur biogaz (par opposition à un moteur dual fuel diesel-biogaz).

### A3. Caractérisation des substrats selon FAT (2000)

La caractérisation des substrats méthanisables repose sur les valeurs moyennes précisées dans le Rapport FAT No. 546 (2000). Les chiffres selon la typologie des substrats retenue dans la présente étude sont repris dans le Tableau 54.

**Tableau 54 – Caractérisation des substrats méthanisables**

Substrats	MS % m/m	MO % MS	N <sub>total</sub> % MS	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> % MS	K <sub>2</sub> O % MS	C/N -	Biogaz m <sup>3</sup> /t MO	CH <sub>4</sub> % v/v
<b>Engrais de ferme</b>								
Lisier de bovins	8%	77%	4,7%	1,9%	7,8%	13,5	400	55%
Fumier de bovins	22%	75%	2,3%	1,3%	3,5%	19,5	400	55%
Lisier de porcs	5%	73%	4,7%	6,0%	5,3%	13,5	450	58%
Fumier de porcs	22%	77%	3,9%	2,6%	2,8%	12,5	450	62%
Fumier de poules	25%	75%	2,8%	1,6%	3,0%	16,0	470	64%
Fumier de moutons	30%	80%	3,0%	1,5%	3,8%	14,0	450	55%
Fumier de chevaux	28%	75%	2,1%	1,0%	1,8%	18,0	350	57%
<b>Sous-produits de l'industrie</b>								
Déchets de légumes	13%	80%	4,0%	0,8%	1,1%	15,0	500	55%
Marc de pommes	25%	86%	1,1%	0,3%	0,9%	30,0	450	52%
Marc de café	25%	90%	3,5%	1,3%	2,7%	18,8	500	60%
Petit-lait	25%	90%	1,5%	1,3%	n.d.	27,0	800	55%
Déchets de céréales	80%	85%	5,6%	2,4%	1,5%	8,0	770	58%
Contenus de panses	18%	92%	1,8%	1,3%	0,5%	19,0	350	55%
<b>Déchets organiques communaux</b>								
Gazon	20%	85%	2,2%	0,7%	3,4%	16,0	470	58%
Feuilles	85%	82%	1,0%	0,1%	0,2%	50,0	500	75%
Déchets de jardins	51%	76%	3,8%	1,2%	5,5%	19,5	600	75%
Biodéchets ménagers	19%	89%	2,8%	0,9%	0,8%	18,0	590	60%
Lavures, déchets alimentaires	16%	86%	2,8%	0,9%	0,8%	18,0	550	75%
Déchets de marchés	13%	80%	4,0%	0,8%	1,1%	15,0	500	55%
<b>Autres substrats</b>								
Glycérine	63%	92%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	850	51%
Huiles comestibles usagées	99%	99%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1'000	70%

n.d. : non disponible

## A4. Inventaires de cycle de vie (ICV)

### A4.1 ICV des conduites destinées au transport des engrais de ferme liquides

Le Tableau 55 ci-dessous détaille les besoins de matériaux et d'excavation (y.c. élimination de terre extraite) pour la construction et la pose de conduites destinées au transport de matières liquides. Ces données sont reprises de Frischknecht et al. (1996).

**Tableau 55 – Besoins de matériaux et d'excavation pour la construction des conduites**

	Unité	Conduite en plastique DN200	Conduite en plastique DN100	Conduite en béton DN300	Conduite en béton DN100
Acier	t/km	80	20	130	20
Mousse de polyuréthane	t/km	4	1,5		
Polyéthylène	t/km	15	7		
Laine de verre/roche	t/km			10	2
Béton (2'500 kg/m <sup>3</sup> )	t/km			1'500	500
Excavation	m <sup>3</sup> /km	2'500	800	3'600	1'200
Terre à éliminer	t/km	300	80	2'500	800

Source : Frischknecht et al. (1996)

Les conduites destinées au transport des engrais de ferme liquides sont donc ici modélisées selon un inventaire de type « infrastructure », avec les paramètres indiqués au Tableau 56.

**Tableau 56 – Caractérisation des conduites**

Paramètres constructifs		Valeur
Part des conduites en béton	[%]	0%
Part des conduites en polyéthylène	[%]	100%
Durée de vie des conduites en béton	[an]	30
Durée de vie des conduites en polyéthylène	[an]	30
Part des conduites DN300/200	[%]	20%
Part des conduites DN100	[%]	80%

L'inventaire est établi pour 1 km de conduite et comprend les éléments suivants :

- l'excavation pour l'enfouissement des conduites ;
- les matériaux nécessaires à la construction des conduites ;
- le transport des matériaux ;
- l'élimination des matériaux en fin de vie.

L'inventaire de cycle de vie (ICV) des conduites destinées au transport des engrais de ferme liquides est donné au Tableau 57. L'inventaire est établi pour 1 km de conduite et comprend l'excavation pour l'enfouissement des conduites, les matériaux nécessaires à la construction des conduites, le transport des matériaux et l'élimination des matériaux en fin de vie.

**Tableau 57 – ICV des conduites destinées au transport des engrais de ferme liquides**

Input-Group	Output-Group	Name	Location	Infrastructure-Process	Unit	pipeworks, liquid manure			
5		excavation, skid-steer loader	RER	0	m3	1.14E+03			
5		steel, converter, unalloyed, at plant	RER	0	kg	3.20E+04			
5		polyurethane, flexible foam, at plant	RER	0	kg	2.00E+03			
5		polyethylene, HDPE, granulate, at plant	RER	0	kg	8.60E+03			
5		rock wool, packed, at plant	CH	0	kg	0.00E+00			
5		concrete, normal, at plant	CH	0	m3	0.00E+00			
5		transport, lorry 20-28t, fleet average	CH	0	tkm	2.13E+03			
5		transport, freight, rail	CH	0	tkm	2.13E+04			
5		disposal, concrete, 5% water, to inert material landfill	CH	0	kg	0.00E+00			
5		disposal, inert waste, 5% water, to inert material landfill	CH	0	kg	1.67E+05			
0		<b>pipeworks, liquid manure</b>	CH	1	km	1.00E+00			

Les distances standard de transport sont prises en compte pour l'acheminement des matériaux, à savoir : 600 km en train (« transport, freight, rail, CH ») et 50 km en camion (« transport, lorry 20-28t, fleet average, CH ») pour l'acier ; 200 km en train et 50 km en camion pour les matières plastiques ; 20 km en camion pour le béton.

## A4.2 ICV de la production de biogaz agricole

L'inventaire de cycle de vie (ICV) de la production de biogaz agricole est donné au Tableau 58, au format EcoSpold. Le cas de référence P150-CS20-KM20 est ici pris comme exemple. L'inventaire est établi pour 1 kg de substrats. Le processus multi-produits « manure and co-substrates, in biogas facility » délivre les trois co-produits « biogas, at biogas facility », « liquid digestate, at biogas facility » et « disposal, manure and co-substrates, to biogas facility ».

Tableau 58 – ICV de la production de biogaz agricole

Input-Group	Output-Group	Name	Location	Infrastructure-Process	Unit	manure and co-substrates, in biogas facility	biogas, at biogas facility	liquid digestate, at biogas facility	disposal, manure and co-substrates, to biogas facility
4		Carbon dioxide, in air			kg	2.52E-01	4.21E+01	5.79E+01	0.00E+00
5		glycerine, from rape oil, at esterification plant	CH	0	kg	0.00E+00	1.00E+02	0.00E+00	0.00E+00
5		transport, tractor and trailer	CH	0	tkm	3.27E-03	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
5		transport, lorry 20-28t, fleet average	CH	0	tkm	3.52E-03	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
5		transport, lorry 3.5-20t, fleet average	CH	0	tkm	3.52E-03	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
5		pipeworks, liquid manure	CH	1	km	9.57E-10	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
5		heat, biogas, allocation exergy, at cogen with biogas engine	CH	0	MJ	1.99E-01	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
5		electricity, biogas, allocation exergy, at cogen with biogas engine	CH	0	kWh	9.05E-03	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
5		anaerobic digestion plant covered, agriculture	CH	1	unit	6.98E-09	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
4		Heat, waste			MJ	3.26E-02	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
4		Methane, biogenic			kg	1.39E-03	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
4		Ammonia			kg	6.49E-05	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
4		Dinitrogen monoxide			kg	4.08E-06	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
4		Carbon dioxide, biogenic			kg	8.19E-03	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
4		Hydrogen sulfide			kg	2.39E-06	7.07E-01	0.00E+00	2.93E-01
0		manure and co-substrates, in biogas facility	CH	0	kg	1.00E+00			
2		biogas, at biogas facility	CH	0	Nm3	5.74E-02			
2		liquid digestate, at biogas facility	CH	0	m3	9.30E-04			
2		disposal, manure and co-substrates, to biogas facility	CH	0	kg	1.00E+00			

### A4.3 ICV de la cogénération d'électricité et de chaleur à partir de biogaz agricole

L'inventaire de cycle de vie (ICV) de la cogénération d'électricité et de chaleur à partir de biogaz agricole est donné au Tableau 59. Le cas de référence P150-CS20-KM20 est ici pris comme exemple. L'inventaire est établi pour 1 MJ de biogaz brûlé dans le cogénérateur. Le processus multi-produits « biogas, burned in cogen with biogas engine » délivre les deux co-produits « heat, biogas, allocation exergy, at cogen with biogas engine » et « electricity, biogas, allocation exergy, at cogen with biogas engine ».

**Tableau 59 – ICV de la cogénération d'électricité et de chaleur à partir de biogaz agricole**

Input-Group	Output-Group	Name	Location	Infrastructure-Process	Unit	biogas, burned in cogen with biogas engine	heat, biogas, allocation exergy, at cogen with biogas engine	electricity, biogas, allocation exergy, at cogen with biogas engine
5		biogas, at biogas facility	CH	0	Nm3	4.72E-02	2.08E+01	7.92E-01
5		cogen unit 160kWe, common components for heat+electricity	RER	1	unit	5.72E-09	2.08E+01	7.92E-01
5		cogen unit 160kWe, components for electricity only	RER	1	unit	5.72E-09	0.00E+00	1.00E+02
5		cogen unit 160kWe, components for heat only	RER	1	unit	5.72E-09	1.00E+02	0.00E+00
5		lubricating oil, at plant	RER	0	kg	3.00E-05	2.08E+01	7.92E-01
5		disposal, used mineral oil, 10% water, to hazardous waste incineration	CH	0	kg	3.00E-05	2.08E+01	7.92E-01
4		Heat, waste			MJ	1.77E-01	2.08E+01	7.92E-01
4		Carbon dioxide, biogenic			kg	9.10E-02	2.08E+01	7.92E-01
4		Methane, biogenic			kg	2.30E-05	2.08E+01	7.92E-01
4		Carbon monoxide, biogenic			kg	4.80E-05	2.08E+01	7.92E-01
4		Nitrogen oxides			kg	1.50E-05	2.08E+01	7.92E-01
4		Sulfur dioxide			kg	2.10E-05	2.08E+01	7.92E-01
4		Dinitrogen monoxide			kg	2.50E-06	2.08E+01	7.92E-01
4		NM VOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin			kg	2.00E-06	2.08E+01	7.92E-01
4		Platinum			kg	7.00E-12	2.08E+01	7.92E-01
		<b>biogas, burned in cogen with biogas engine</b>	<b>CH</b>	<b>0</b>	<b>MJ</b>	<b>1.00E+00</b>		
		<b>heat, biogas, allocation exergy, at cogen with biogas engine</b>	<b>CH</b>	<b>0</b>	<b>MJ</b>	<b>5.00E-01</b>	<b>1.00E+02</b>	
		<b>electricity, biogas, allocation exergy, at cogen with biogas engine</b>	<b>CH</b>	<b>0</b>	<b>kWh</b>	<b>8.98E-02</b>		<b>1.00E+02</b>

## **A5. Analyse approfondie des effets liés aux paramètres de définition des cas de référence**

### **A5.1 Introduction**

La présente annexe a pour but de présenter de manière plus approfondie les résultats de l'ACV dans la perspective d'une comparaison de la production centralisée et décentralisée de biogaz agricole.

La notion de production centralisée/décentralisée fait habituellement référence à la notion de taille et de logistique d'approvisionnement (distance d'acheminement et/ou nombre de fournisseurs). Appliquée à la production de biogaz agricole, la production centralisée fait référence à des installations de taille plus conséquente, et surtout à des installations nécessitant un transport de co-substrats sur des distances plus grandes (et potentiellement depuis un plus grand nombre de fournisseurs). La production décentralisée, au contraire, fait référence à des installations de taille plus modeste, s'approvisionnant sur des distances plus courtes auprès d'un nombre réduit de producteurs.

Les paramètres choisis pour répondre à cette problématique incluent 1) la taille de l'installation (définie par la puissance électrique installée, directement liée à la production de biogaz), 2) la part de co-substrats, et 3) la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats. Ces trois paramètres interviennent directement dans la définition des cas de références (voir Chapitre 2, paragraphe 2.2). Bien que la part des co-substrats ne joue pas un rôle direct dans la notion de production centralisée ou décentralisée, il reste néanmoins un paramètre clé de l'analyse de cycle de vie de la production de biogaz.

Selon la définition des cas de référence, la taille de l'installation et la distance d'approvisionnement des co-substrats sont d'une certaine façon liés, dans la mesure où l'on associe de plus grandes distances de transport aux installations de plus grande taille et vice-versa (35 km pour 350 kW, 20 km pour 150 kW, et 5 km pour 50 kW).

La présente annexe propose une analyse approfondie de l'effet de chacun des trois paramètres sur le bilan écologique de la production de biogaz, en découplant notamment les deux paramètres liés à la taille et à la distance d'approvisionnement des co-substrats. A noter que comme au Chapitre 6, les substrats « non-déchets » ne sont pas pris en compte. L'analyse se limite ici à la production de biogaz. La production d'électricité n'est pas traitée. D'une manière générale, les effets relevés sur la production de biogaz sont répercutés sur la production d'électricité dont le biogaz représente la contribution la plus significative aux impacts (voir Chapitres 5 et 6).

Pour chacune des trois catégories d'impacts (consommation d'énergie primaire non-renouvelable, émissions de GES et impact environnemental global), quatre cas sont traités :

- 1. Part de co-substrats vs. Taille (distance d'approvisionnement des co-substrats fixe) : La distance d'approvisionnement des co-substrats étant fixée (égale à 20 km), on fait varier la part de co-substrats et la taille de l'installation (définie par la puissance électrique installée).
- 2. Part de co-substrats vs. Distance d'approvisionnement des co-substrats : La taille de l'installation étant fixée (égale à 150 kW), on fait varier la part de co-substrats et la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats.
- 3. Taille vs. Distance d'approvisionnement des co-substrats : La part de co-substrats étant fixée (égale à 20% de la masse totale de substrats), on fait varier la taille de l'installation et la distance d'approvisionnement des co-substrats.
- 4. Part de co-substrats vs. Taille (distance d'approvisionnement des co-substrats liée) : Contrairement au premier cas ci-dessus, la distance d'approvisionnement des co-substrats est ici liée à la quantité de co-substrats traitée, donc à la fois à la taille et à la quantité de co-substrats. On fait varier la part de co-substrats et la taille de l'installation.

Le dernier cas ci-dessus vise à traduire une situation où l'augmentation des besoins en co-substrats (du fait de l'augmentation de la taille et/ou de la part de co-substrats) obligerait le producteur de biogaz à aller chercher les co-substrats plus loin.

Dans ce dernier cas, la distance d'approvisionnement des co-substrats est calculée à partir de la quantité annuelle de co-substrats traitée dans l'installation. On fait une hypothèse quant à la disponibilité des co-substrats, soit 1 tonne par km<sup>2</sup> et par an<sup>11</sup> en moyenne. La quantité annuelle de co-substrats traitée dans une installation définit ainsi la surface de collecte (S) à couvrir pour assurer l'approvisionnement en co-substrats. Si l'on fait l'hypothèse d'une distribution uniforme des co-substrats, cette surface de collecte (S) peut se définir comme un cercle autour de l'installation. La distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats est alors égale au rayon d'un cercle de surface S' (demi-surface de collecte) égale à S/2 (voir Figure 27), multiplié par un coefficient caractérisant la qualité du réseau de transport.

#### Calcul de la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats

$d_{moy} = q_{rt} \cdot r'$  où  $d_{moy}$  [km] désigne la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats

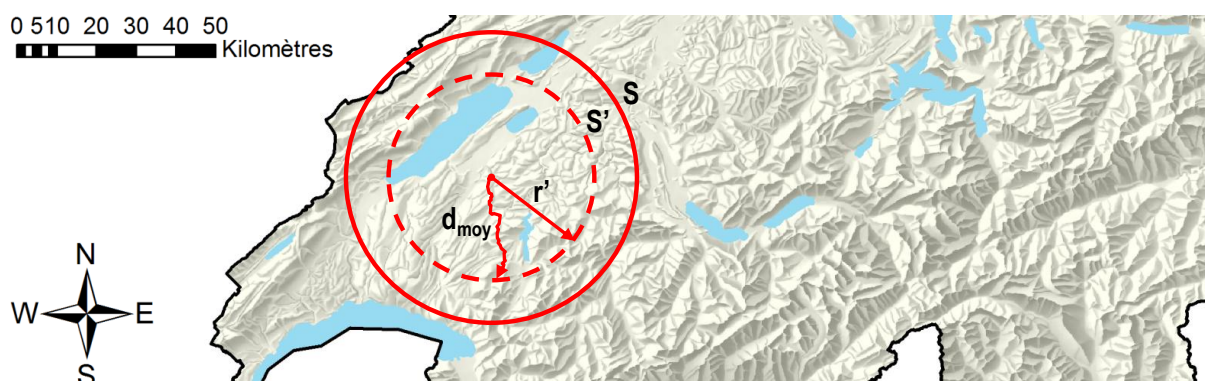
$q_{rt} = 1,2$  [-] désigne la qualité du réseau de transport

$r'$  [km] désigne le rayon de S'

$r' = \sqrt{\frac{S'}{\pi}}$  où S' [km<sup>2</sup>] désigne la demi-surface de collecte

$S' = 0,5 \cdot S$  où S [km<sup>2</sup>] désigne la surface de collecte

$S = Q_{cs} / d_{cs}$  où  $d_{cs} = 1$  [t/km<sup>2</sup>.an] désigne la disponibilité moyenne des co-substrats  
 $Q_{cs}$  [t/an] désigne la consommation annuelle de co-substrats d'une installation donnée



**Figure 27 – Calcul de la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats dans le cas où celle-ci est liée à la consommation annuelle de co-substrats d'une installation (Cas #4)**

Pour une taille d'installation donnée, plus la part de co-substrats est élevée plus le rayon de collecte est grand. De manière similaire, pour une part de co-substrats donnée, plus l'installation est grande, plus le rayon de collecte est grand. Les distances moyennes d'approvisionnement des co-substrats figurent au Tableau 60, pour chaque combinaison « Taille-Part de co-substrats ».

<sup>11</sup> Cette valeur est choisie de façon arbitraire selon la moyenne des disponibilités (quantités annuelles de co-substrats traitées rapportées à la surface de collecte, celle-ci étant définie d'après la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats) pour les cas de référence.

**Tableau 60 – Distance moyenne d’approvisionnement des co-substrats (en km) dans le cas où celle-ci est liée à la consommation annuelle de co-substrats d’une installation**

Part de co-substrats [%]	Taille de l’installation [kW]									
	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
0%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5%	8,2	11,5	14,1	16,3	18,3	20,0	21,6	23,1	24,5	25,8
10%	10,4	14,8	18,1	20,9	23,3	25,6	27,6	29,5	31,3	33,0
15%	11,8	16,6	20,4	23,5	26,3	28,8	31,1	33,3	35,3	37,2
20%	12,6	17,9	21,9	25,3	28,3	31,0	33,4	35,7	37,9	40,0
25%	13,3	18,8	23,0	26,5	29,7	32,5	35,1	37,5	39,8	42,0
30%	13,7	19,4	23,8	27,5	30,7	33,7	36,4	38,9	41,2	43,5
35%	14,1	20,0	24,5	28,2	31,6	34,6	37,4	39,9	42,4	44,7
40%	14,4	20,4	25,0	28,8	32,3	35,3	38,2	40,8	43,3	45,6
45%	14,7	20,8	25,4	29,3	32,8	35,9	38,8	41,5	44,0	46,4
50%	14,9	21,0	25,8	29,8	33,3	36,5	39,4	42,1	44,6	47,1

L’analyse présentée dans cette annexe se réfère aux mêmes hypothèses techniques et structurelles que celles définies pour les cas de référence (mix de co-substrats, infrastructure, performances, etc.).

## A5.2 Part de co-substrats vs. Taille (distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats fixe)

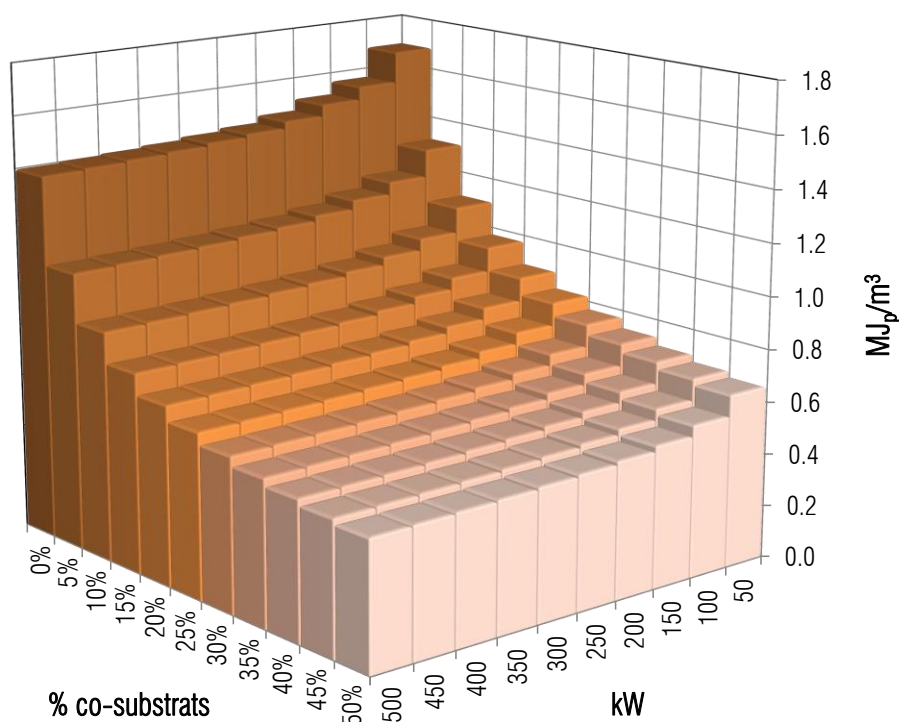
On mesure ici les effets de la part de co-substrats et de la taille de l'installation. La distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats reste constante, égale à 20 km. Les résultats chiffrés sont présentés au Tableau 61.

**Tableau 61 – Impact environnemental (selon les méthodes CED, IPCC et UBP) lié à la production de biogaz agricole : Part de co-substrats [%] vs. Taille de l'installation [kW] (distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats fixe)**

Part de co-substrats [%]	Taille de l'installation [kW]									
	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
<b>Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (en MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup>, selon la méthode CED)</b>										
0%	1,687	1,568	1,517	1,472	1,444	1,431	1,420	1,412	1,406	1,400
5%	1,314	1,207	1,159	1,124	1,103	1,092	1,082	1,075	1,070	1,065
10%	1,107	1,009	0,963	0,932	0,914	0,905	0,896	0,890	0,885	0,881
15%	0,978	0,884	0,839	0,812	0,796	0,787	0,779	0,774	0,769	0,765
20%	0,889	0,799	0,755	0,730	0,716	0,708	0,700	0,695	0,690	0,687
25%	0,824	0,737	0,695	0,671	0,658	0,650	0,642	0,637	0,633	0,630
30%	0,775	0,691	0,649	0,626	0,614	0,606	0,599	0,594	0,590	0,587
35%	0,737	0,654	0,613	0,592	0,580	0,572	0,565	0,561	0,557	0,554
40%	0,706	0,625	0,585	0,564	0,552	0,545	0,538	0,534	0,530	0,527
45%	0,681	0,601	0,561	0,541	0,530	0,523	0,516	0,512	0,508	0,505
50%	0,660	0,581	0,542	0,522	0,511	0,504	0,498	0,493	0,490	0,487
<b>Emissions de GES (kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup>, selon la méthode IPCC)</b>										
0%	1,342	1,319	1,302	1,288	1,276	1,274	1,274	1,273	1,273	1,272
5%	0,975	0,954	0,936	0,927	0,919	0,918	0,918	0,917	0,917	0,917
10%	0,778	0,757	0,740	0,733	0,727	0,727	0,726	0,726	0,725	0,725
15%	0,656	0,636	0,619	0,614	0,609	0,609	0,608	0,608	0,607	0,607
20%	0,574	0,555	0,538	0,534	0,530	0,529	0,529	0,528	0,528	0,528
25%	0,515	0,497	0,481	0,477	0,473	0,473	0,472	0,472	0,472	0,471
30%	0,471	0,453	0,438	0,434	0,431	0,431	0,430	0,430	0,430	0,429
35%	0,437	0,420	0,405	0,401	0,399	0,398	0,398	0,397	0,397	0,397
40%	0,410	0,393	0,379	0,375	0,373	0,372	0,372	0,372	0,371	0,371
45%	0,389	0,372	0,357	0,354	0,352	0,351	0,351	0,351	0,350	0,350
50%	0,370	0,354	0,340	0,337	0,335	0,334	0,334	0,333	0,333	0,333
<b>Impact environnemental global (UBP/m<sup>3</sup>, selon la méthode UBP)</b>										
0%	616	599	590	580	573	571	570	569	569	568
5%	457	442	432	425	421	419	418	418	417	417
10%	371	356	347	342	338	337	336	335	335	334
15%	318	304	295	290	287	286	285	284	284	284
20%	282	268	260	255	252	252	251	250	250	249
25%	256	243	234	230	228	227	226	226	225	225
30%	237	224	216	212	210	209	208	207	207	207
35%	222	209	201	197	195	194	194	193	193	193
40%	210	198	189	186	184	183	183	182	182	181
45%	200	188	180	177	175	174	173	173	173	172
50%	192	180	172	169	167	166	166	165	165	165

a. *Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (méthode CED)*

Les résultats relatifs à la consommation d'énergie primaire non-renouvelable sont présentés à la Figure 28.



**Figure 28 – Consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production de biogaz agricole [MJp/m<sup>3</sup>] : Part de co-substrats [%] vs. Taille de l'installation [kW] (distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats fixe)**

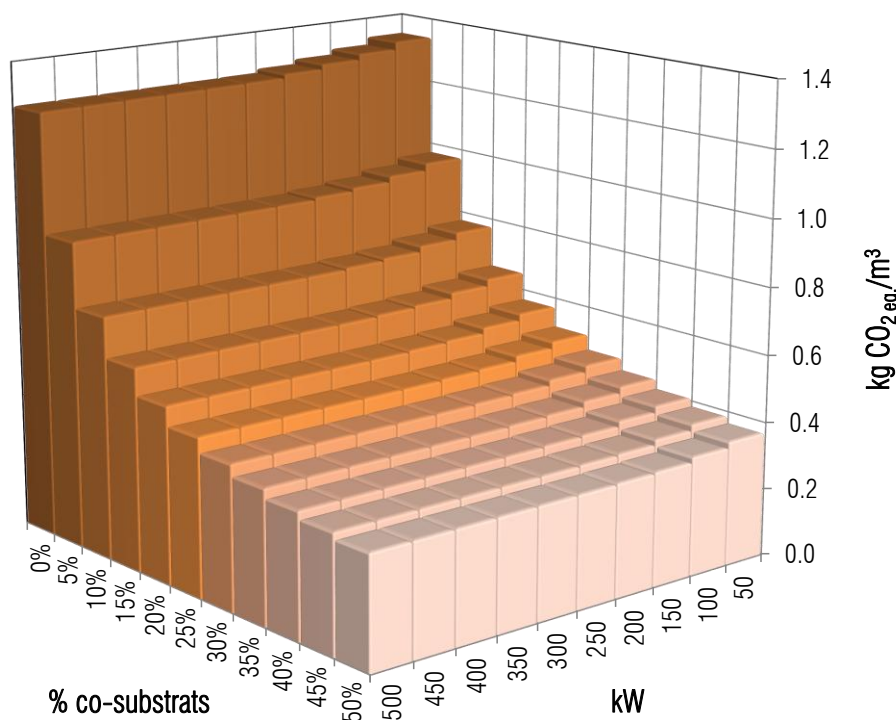
On constate à la Figure 28 l'effet très prononcé de la part de co-substrats et l'effet moindre de la taille de l'installation. L'impact est réduit d'un facteur 2,6-2,9 entre 0% et 50% de co-substrats (selon la taille) et d'un facteur 1,2-1,4 entre 50 et 500 kW (selon la part de co-substrats). En règle générale, plus la part de co-substrats est élevée, plus l'impact est faible. De même, plus l'installation est grande, plus l'impact est réduit. On constate ici que le gain en termes d'impact devient négligeable au-delà de 200-250 kW. On constate par ailleurs que l'on gagne plus à augmenter la part des co-substrats à de faibles taux qu'à des taux plus élevés.

La réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la taille s'explique principalement par l'économie d'échelle et par l'augmentation du rendement global de cogénération.

La réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la part de co-substrats s'explique principalement par le facteur d'allocation (répartition de l'impact global entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » de l'installation) et par la réduction des volumes de digestats (l'impact lié à leur transport étant ainsi réduit).

## b. Emissions de GES (méthode IPCC)

Les résultats relatifs aux émissions de GES sont présentés à la Figure 29.



**Figure 29 – Emissions de GES liées à la production de biogaz agricole [kg CO<sub>2</sub>eq./m<sup>3</sup>] : Part de co-substrats [%] vs. Taille de l'installation [kW] (distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats fixe)**

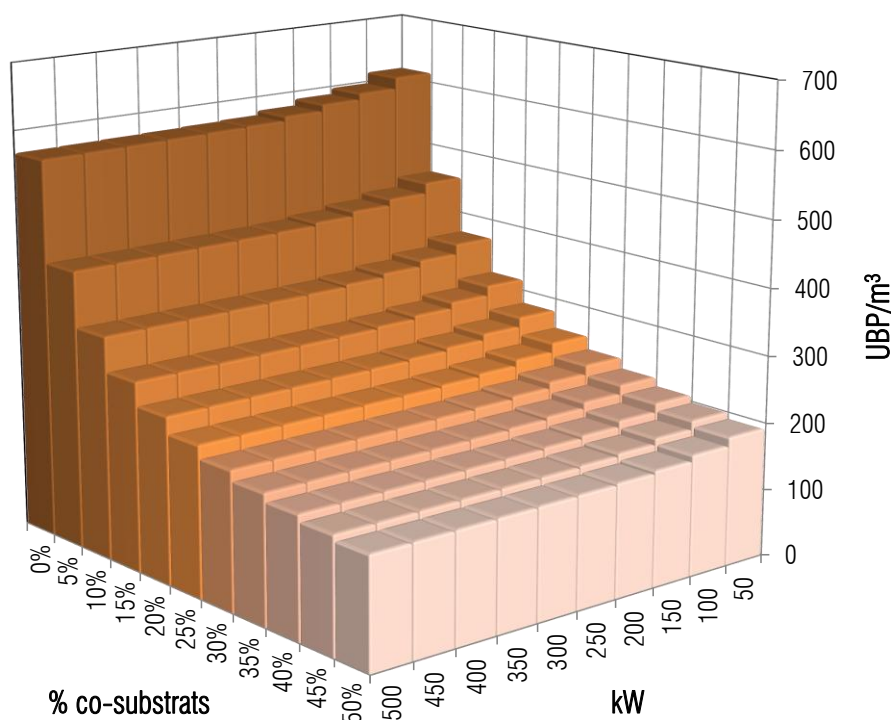
On constate à la Figure 29 l'effet très prononcé de la part de co-substrats et l'effet moindre de la taille de l'installation. L'impact est réduit d'un facteur 3,6-3,8 entre 0% et 50% de co-substrats (selon la taille) et d'un facteur 1,1 entre 50 et 500 kW. En règle générale, plus la part de co-substrats est élevée, plus l'impact est faible. De même, plus l'installation est grande, plus l'impact est réduit. On constate ici que le gain en termes d'impact devient négligeable au-delà de 150 kW. On constate encore une fois que l'on gagne plus à augmenter la part des co-substrats à de faibles taux qu'à des taux plus élevés.

La réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la taille s'explique principalement par l'économie d'échelle et par l'augmentation du rendement global de cogénération.

La réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la part de co-substrats s'explique principalement par le facteur d'allocation et par la réduction des émissions liées au stockage des digestats (et, dans une moindre mesure, des substrats) du fait d'une meilleure conversion de la matière organique en biogaz pour les co-substrats.

c. *Impact environnemental global (méthode UBP)*

Les résultats relatifs à l'impact environnemental global sont présentés à la Figure 30.



**Figure 30 – Impact environnemental global lié à la production de biogaz agricole [UBP/m<sup>3</sup>] : Part de co-substrats [%] vs. Taille de l'installation [kW] (distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats fixe)**

On constate à la Figure 30 l'effet très prononcé de la part de co-substrats et l'effet moindre de la taille de l'installation. L'impact est réduit d'un facteur 3,2-3,5 entre 0% et 50% de co-substrats (selon la taille) et d'un facteur 1,1-1,2 entre 50 et 500 kW (selon la part de co-substrats). En règle générale, plus la part de co-substrats est élevée, plus l'impact est faible. De même, plus l'installation est grande, plus l'impact est réduit. On constate ici que le gain en termes d'impact devient négligeable au-delà de 150-200 kW. On constate encore une fois que l'on gagne plus à augmenter la part des co-substrats à de faibles taux qu'à des taux plus élevés.

La réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la taille s'explique principalement par l'économie d'échelle et par l'augmentation du rendement global de cogénération.

La réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la part de co-substrats s'explique principalement par le facteur d'allocation et par la réduction des émissions liées au stockage des digestats (et, dans une moindre mesure, des substrats) du fait d'une meilleure conversion de la matière organique en biogaz pour les co-substrats.

### A5.3 Part de co-substrats vs. Distance d’approvisionnement des co-substrats

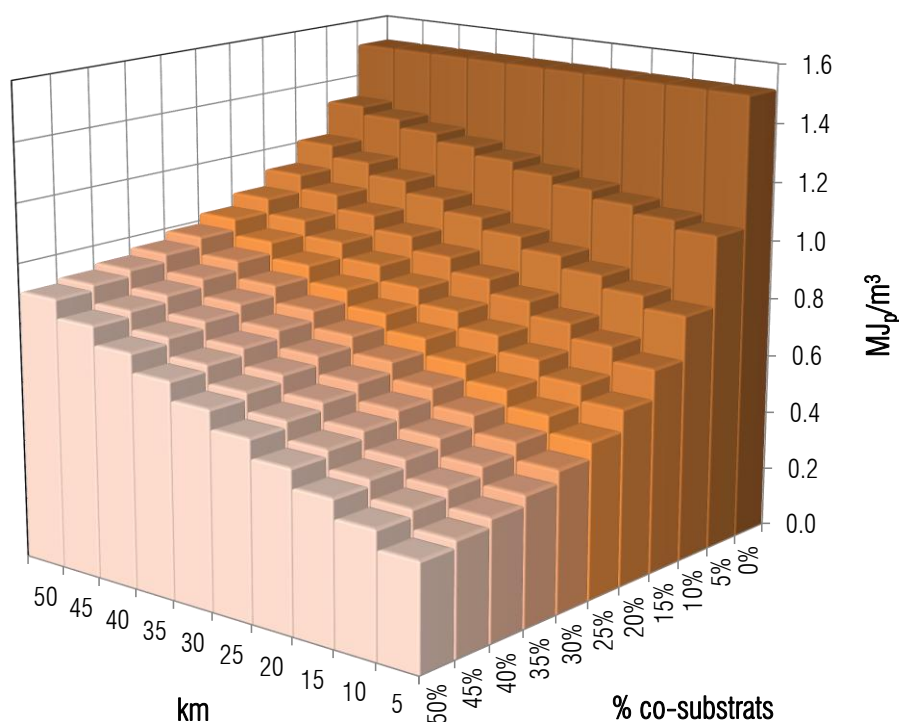
On mesure ici les effets de la part de co-substrats et de la distance d’approvisionnement des co-substrats. La taille de l’installation reste constante, égale à 150 kW. Les résultats chiffrés sont présentés au Tableau 62.

**Tableau 62 – Impact environnemental (selon les méthodes CED, IPCC et UBP) lié à la production de biogaz agricole : Part de co-substrats [%] vs. Distance d’approvisionnement des co-substrats [km]**

Part de co-substrats [%]	Distance moyenne d’approvisionnement des co-substrats [km]									
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
<b>Consommation d’énergie primaire non-renouvelable (en MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup>, selon la méthode CED)</b>										
0%	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517	1,517
5%	1,074	1,103	1,131	1,159	1,188	1,216	1,244	1,273	1,301	1,329
10%	0,838	0,879	0,921	0,963	1,004	1,046	1,087	1,129	1,171	1,212
15%	0,693	0,742	0,790	0,839	0,888	0,937	0,986	1,035	1,083	1,132
20%	0,596	0,649	0,702	0,755	0,808	0,862	0,915	0,968	1,021	1,074
25%	0,527	0,583	0,639	0,695	0,751	0,806	0,862	0,918	0,974	1,030
30%	0,476	0,534	0,591	0,649	0,707	0,764	0,822	0,880	0,937	0,995
35%	0,436	0,495	0,554	0,613	0,672	0,731	0,790	0,849	0,908	0,967
40%	0,405	0,465	0,525	0,585	0,644	0,704	0,764	0,824	0,884	0,944
45%	0,380	0,440	0,501	0,561	0,622	0,682	0,743	0,803	0,864	0,924
50%	0,359	0,420	0,481	0,542	0,603	0,664	0,725	0,786	0,847	0,908
<b>Emissions de GES (kg CO<sub>2</sub>eq/m<sup>3</sup>, selon la méthode IPCC)</b>										
0%	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302
5%	0,931	0,933	0,935	0,936	0,938	0,940	0,942	0,943	0,945	0,947
10%	0,732	0,735	0,737	0,740	0,742	0,745	0,748	0,750	0,753	0,755
15%	0,610	0,613	0,616	0,619	0,622	0,625	0,628	0,631	0,634	0,637
20%	0,529	0,532	0,535	0,538	0,542	0,545	0,548	0,551	0,555	0,558
25%	0,471	0,474	0,478	0,481	0,484	0,488	0,491	0,494	0,498	0,501
30%	0,428	0,431	0,435	0,438	0,442	0,445	0,449	0,452	0,456	0,459
35%	0,394	0,398	0,401	0,405	0,408	0,412	0,416	0,419	0,423	0,426
40%	0,368	0,371	0,375	0,379	0,382	0,386	0,390	0,393	0,397	0,400
45%	0,346	0,350	0,354	0,357	0,361	0,365	0,368	0,372	0,376	0,379
50%	0,329	0,332	0,336	0,340	0,343	0,347	0,351	0,355	0,358	0,362
<b>Impact environnemental global (UBP/m<sup>3</sup>, selon la méthode UBP)</b>										
0%	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590
5%	427	428	430	432	434	436	438	440	442	444
10%	339	342	345	347	350	353	356	359	361	364
15%	285	288	292	295	298	302	305	308	311	315
20%	249	252	256	260	263	267	270	274	278	281
25%	223	227	231	234	238	242	246	250	253	257
30%	204	208	212	216	219	223	227	231	235	239
35%	189	193	197	201	205	209	213	217	221	225
40%	177	181	185	189	194	198	202	206	210	214
45%	168	172	176	180	184	188	192	196	201	205
50%	160	164	168	172	176	181	185	189	193	197

a. *Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (méthode CED)*

Les résultats relatifs à la consommation d'énergie primaire non-renouvelable sont présentés à la Figure 31.



**Figure 31 – Consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production de biogaz agricole [MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup>] : Part de co-substrats [%] vs. Distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats [km]**

On constate à la Figure 31 l'effet à nouveau très prononcé de la part de co-substrats. L'impact est réduit d'un facteur 1,7-4,2 entre 0% et 50% de co-substrats. Bien entendu, la réduction d'impact est d'autant plus grande que la distance d'approvisionnement des co-substrats est faible. L'effet de la variation de la distance d'approvisionnement des co-substrats est d'autant plus marqué que la part de co-substrats est grande. L'impact est réduit d'un facteur 1,2-2,5 entre 50 et 5 km de distance d'approvisionnement (selon la part des co-substrats).

De manière générale, plus la part de co-substrats est élevée, plus l'impact est faible. De même, plus la distance d'approvisionnement des co-substrats est faible, plus l'impact est réduit. On constate à nouveau que l'on gagne plus à augmenter la part des co-substrats à de faibles taux qu'à des taux plus élevés.

On notera en particulier que l'impact (par unité de biogaz) d'une installation traitant 5% de co-substrats acheminés sur une distance de 5 km (soit 1,074 MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup>) est supérieur à celui d'une installation traitant 50% de co-substrats acheminés sur une distance de 50 km (soit 0,908 MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup>).

Comme dans le cas précédent, la réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la part de co-substrats s'explique principalement par le facteur d'allocation et par la réduction des volumes de digestats.

b. Emissions de GES (méthode IPCC)

Les résultats relatifs aux émissions de GES sont présentés à la Figure 32.

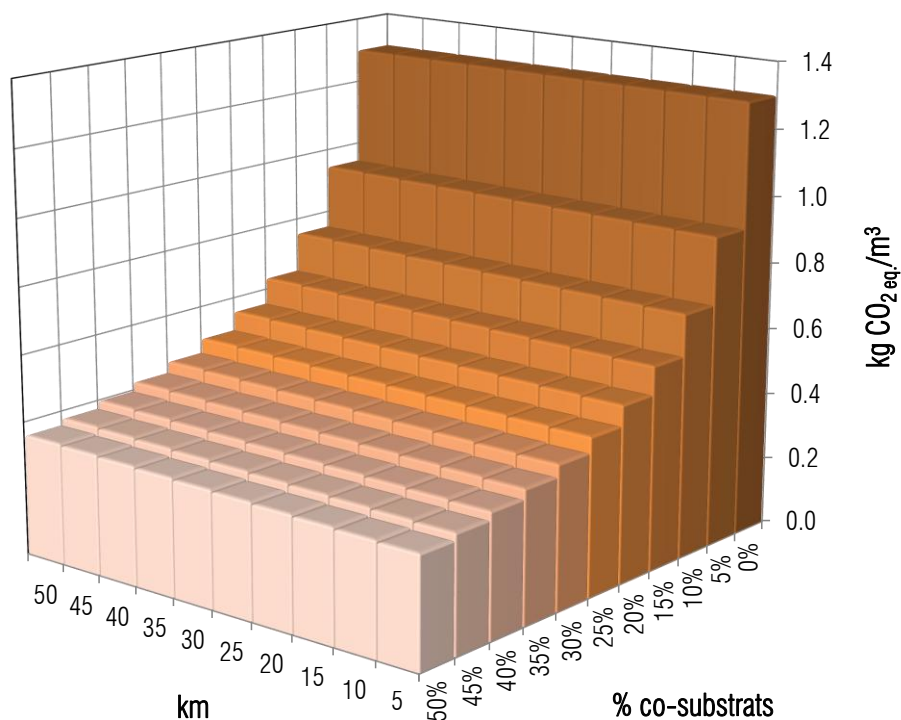


Figure 32 – Emissions de GES liées à la production de biogaz agricole [kg CO<sub>2</sub>eq./m<sup>3</sup>] : Part de co-substrats [%] vs. Distance moyenne d’approvisionnement des co-substrats [km]

On constate à la Figure 32 l’effet à nouveau très prononcé de la part de co-substrats et l’effet presque négligeable de la distance d’approvisionnement des co-substrats. L’impact est réduit d’un facteur 3,6-4,0 entre 0% et 50% de co-substrats (selon la distance d’approvisionnement des co-substrats) et d’un facteur 1,0-1,1 entre 50 et 5 km de distance d’approvisionnement.

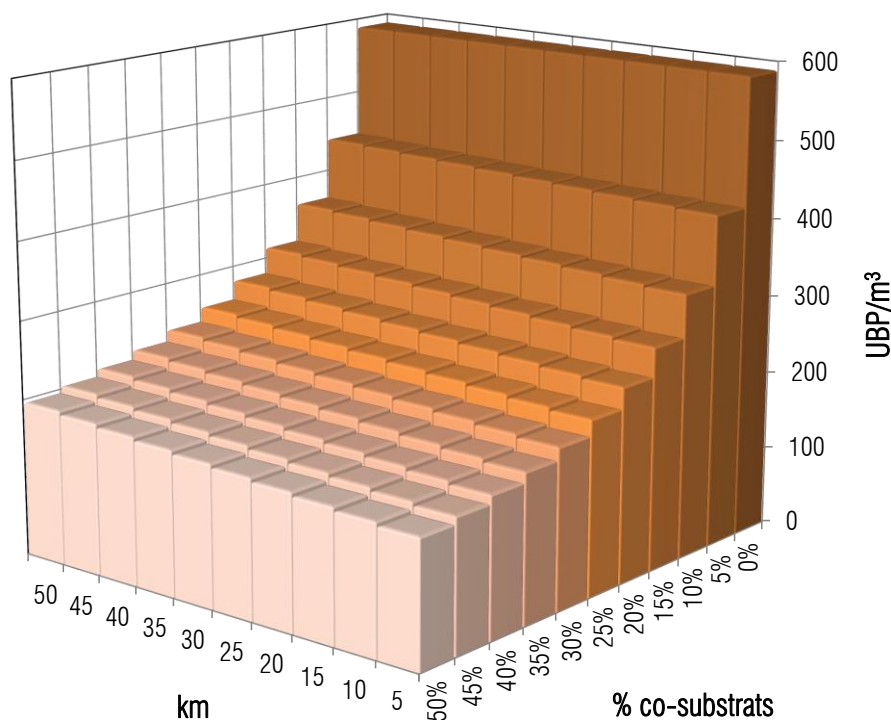
De façon générale, plus la part de co-substrats est élevée, plus l’impact est faible. De même, plus la distance d’approvisionnement des co-substrats est faible, plus l’impact est réduit. On constate à nouveau que l’on gagne plus à augmenter la part des co-substrats à de faibles taux qu’à des taux plus élevés.

On notera en particulier que l’impact (par unité de biogaz) d’une installation traitant 5% de co-substrats acheminés sur une distance de 5 km (soit 0,931 kg CO<sub>2</sub>eq./m<sup>3</sup>) est largement supérieur à celui d’une installation traitant 50% de co-substrats acheminés sur une distance de 50 km (soit 0,362 kg CO<sub>2</sub>eq./m<sup>3</sup>).

Comme dans le cas précédent, la réduction de l’impact parallèlement à l’augmentation de la part de co-substrats s’explique principalement par le facteur d’allocation et par la réduction des émissions liées au stockage des digestats et des substrats.

c. *Impact environnemental global (méthode UBP)*

Les résultats relatifs à l'impact environnemental global sont présentés à la Figure 33.



**Figure 33 – Impact environnemental global lié à la production de biogaz agricole [UBP/m<sup>3</sup>] : Part de co-substrats [%] vs. Distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats [km]**

On constate à la Figure 33 l'effet à nouveau très prononcé de la part de co-substrats et l'effet largement moins significatif (voire même négligeable aux faibles part de co-substrats) de la distance d'approvisionnement des co-substrats. L'impact est réduit d'un facteur 3,0-3,7 entre 0% et 50% de co-substrats (selon la distance d'approvisionnement des co-substrats) et d'un facteur 1,0-1,2 entre 50 et 5 km de distance d'approvisionnement (selon la part de co-substrats).

De façon générale, plus la part de co-substrats est élevée, plus l'impact est faible. De même, plus la distance d'approvisionnement des co-substrats est faible, plus l'impact est réduit. On constate à nouveau que l'on gagne plus à augmenter la part des co-substrats à de faibles taux qu'à des taux plus élevés.

On notera en particulier que l'impact (par unité de biogaz) d'une installation traitant 5% de co-substrats acheminés sur une distance de 5 km (soit 427 UB/m<sup>3</sup>) est largement supérieur à celui d'une installation traitant 50% de co-substrats acheminés sur une distance de 50 km (soit 197 UB/m<sup>3</sup>).

Comme dans le cas précédent, la réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la part de co-substrats s'explique principalement par le facteur d'allocation et par la réduction des émissions liées au stockage des digestats et des substrats.

#### A5.4 Taille vs. Distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats

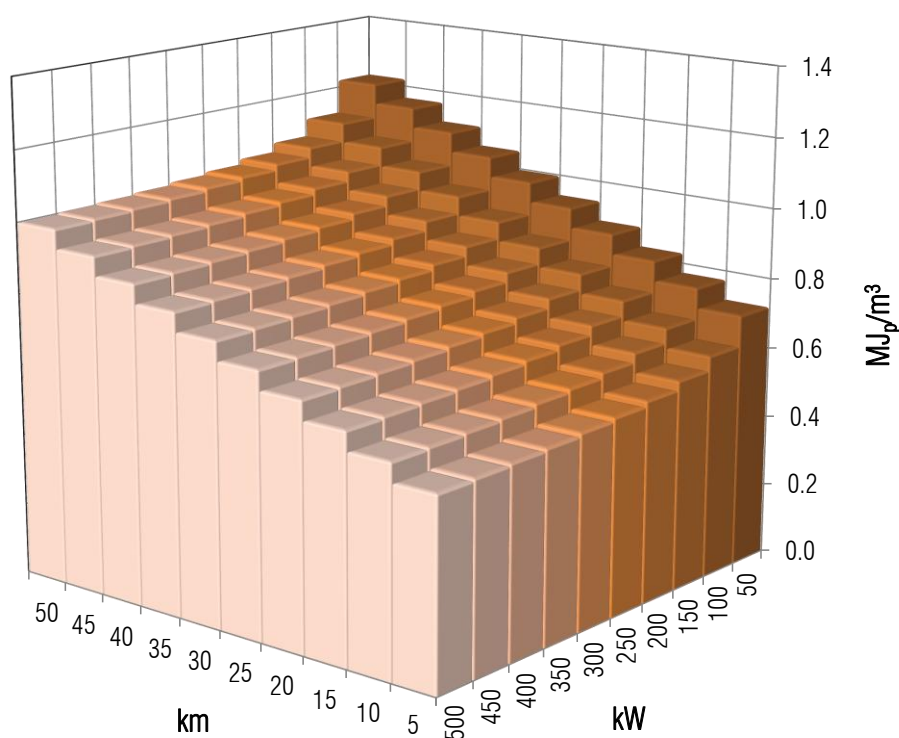
On mesure ici les effets de la taille de l'installation et de la distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats. La part de co-substrats reste constante, égale à 20%. Les résultats chiffrés sont présentés au Tableau 63.

**Tableau 63 – Impact environnemental (selon les méthodes CED, IPCC et UBP) lié à la production de biogaz agricole : Taille [kW] vs. Distance d'approvisionnement des co-substrats [km]**

Taille [kW]	Distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats [km]									
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
<b>Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (en MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup>, selon la méthode CED)</b>										
50	0,721	0,777	0,833	0,889	0,945	1,001	1,056	1,112	1,168	1,224
100	0,635	0,690	0,744	0,799	0,853	0,908	0,962	1,017	1,071	1,126
150	0,596	0,649	0,702	0,755	0,808	0,862	0,915	0,968	1,021	1,074
200	0,572	0,625	0,677	0,730	0,783	0,836	0,888	0,941	0,994	1,047
250	0,558	0,611	0,663	0,716	0,768	0,821	0,873	0,926	0,978	1,031
300	0,550	0,603	0,655	0,708	0,760	0,813	0,865	0,918	0,970	1,023
350	0,542	0,595	0,647	0,700	0,752	0,805	0,857	0,910	0,962	1,015
400	0,537	0,590	0,642	0,695	0,747	0,800	0,852	0,905	0,957	1,010
450	0,533	0,585	0,638	0,690	0,743	0,795	0,848	0,900	0,953	1,005
500	0,529	0,582	0,634	0,687	0,739	0,792	0,844	0,897	0,949	1,002
<b>Emissions de GES (kg CO<sub>2</sub> eq./m<sup>3</sup>, selon la méthode IPCC)</b>										
50	0,563	0,567	0,570	0,574	0,577	0,580	0,584	0,587	0,591	0,594
100	0,545	0,548	0,551	0,555	0,558	0,561	0,565	0,568	0,571	0,574
150	0,529	0,532	0,535	0,538	0,542	0,545	0,548	0,551	0,555	0,558
200	0,524	0,527	0,531	0,534	0,537	0,540	0,543	0,547	0,550	0,553
250	0,520	0,524	0,527	0,530	0,533	0,536	0,540	0,543	0,546	0,549
300	0,520	0,523	0,526	0,529	0,533	0,536	0,539	0,542	0,545	0,548
350	0,519	0,522	0,526	0,529	0,532	0,535	0,538	0,542	0,545	0,548
400	0,519	0,522	0,525	0,528	0,532	0,535	0,538	0,541	0,544	0,548
450	0,519	0,522	0,525	0,528	0,531	0,535	0,538	0,541	0,544	0,547
500	0,518	0,522	0,525	0,528	0,531	0,534	0,537	0,541	0,544	0,547
<b>Impact environnemental global (UBP/m<sup>3</sup>, selon la méthode UBP)</b>										
50	271	274	278	282	286	290	293	297	301	305
100	257	261	265	268	272	276	279	283	287	291
150	249	252	256	260	263	267	270	274	278	281
200	244	248	252	255	259	262	266	269	273	277
250	242	245	249	252	256	260	263	267	270	274
300	241	244	248	252	255	259	262	266	269	273
350	240	244	247	251	254	258	261	265	269	272
400	240	243	247	250	254	257	261	264	268	272
450	239	243	246	250	253	257	260	264	268	271
500	239	242	246	249	253	256	260	264	267	271

a. *Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (méthode CED)*

Les résultats relatifs à la consommation d'énergie primaire non-renouvelable sont présentés à la Figure 34.



**Figure 34 – Consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production de biogaz agricole [ $MJ_p/m^3$ ] : Taille [ $kW$ ] vs. Distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats [ $km$ ]**

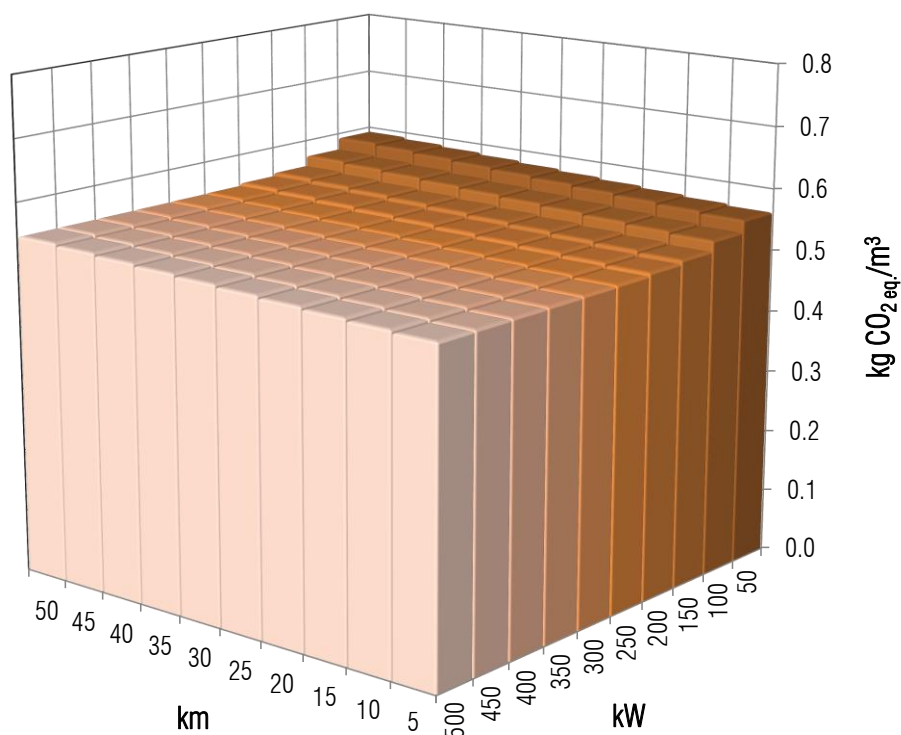
On constate à la Figure 34 l'effet prononcé de la distance d'approvisionnement des co-substrats et celui sensiblement moindre de la taille de l'installation. L'impact est réduit d'un facteur 1,7-1,9 entre 50 et 5 km de distance d'approvisionnement (selon la taille de l'installation). L'impact est réduit d'un facteur 1,2-1,4 entre 50 et 500 kW (selon la distance d'approvisionnement des co-substrats). On constate ici que le gain en termes d'impact devient négligeable au-delà de 200-250 kW.

De façon évidente, plus la distance d'approvisionnement des co-substrats est faible, plus l'impact est faible. De même, plus l'installation est grande, plus l'impact est réduit.

Comme dans le premier cas, la réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la taille s'explique principalement par l'économie d'échelle et par l'augmentation du rendement global de cogénération.

b. Emissions de GES (méthode IPCC)

Les résultats relatifs aux émissions de GES sont présentés à la Figure 35.



**Figure 35 – Emissions de GES liées à la production de biogaz agricole [kg CO<sub>2</sub>eq./m<sup>3</sup>] : Taille [kW] vs. Distance moyenne d’approvisionnement des co-substrats [km]**

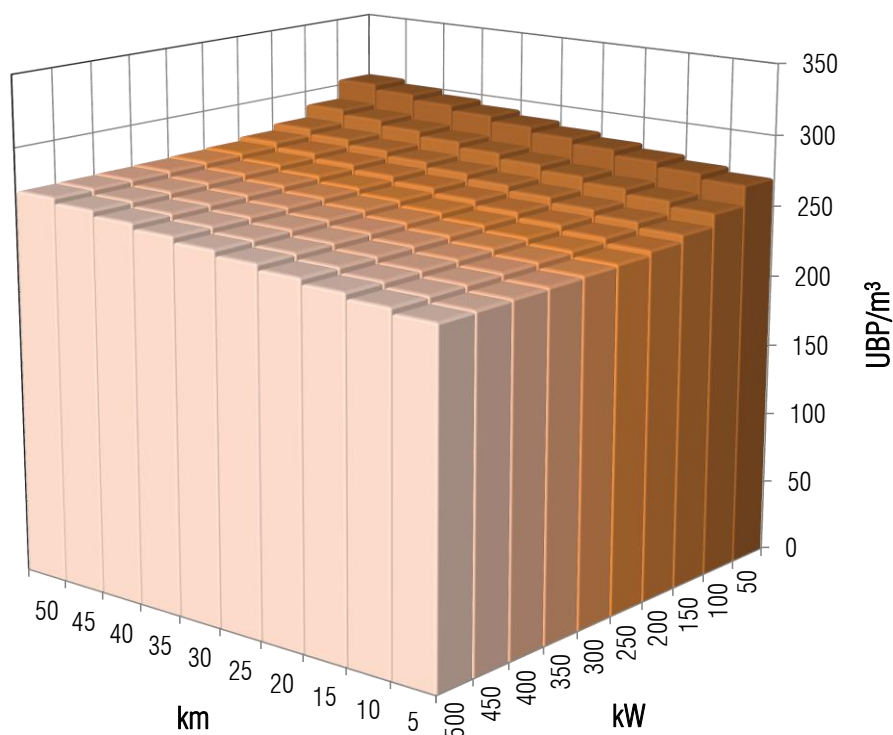
On constate à la Figure 35 les effets négligeables de la distance d’approvisionnement des co-substrats et de la taille de l’installation. L’impact est réduit d’un facteur 1,05-1,06 entre 50 et 5 km de distance d’approvisionnement, et d’un facteur 1,09 entre 50 et 500 kW. On constate ici que le gain en termes d’impact devient négligeable au-delà de 150 kW.

De façon évidente, plus la distance d’approvisionnement des co-substrats est faible, plus l’impact est faible. De même, plus l’installation est grande, plus l’impact est réduit.

Comme dans le premier cas, la réduction de l’impact parallèlement à l’augmentation de la taille s’explique principalement par l’économie d’échelle et par l’augmentation du rendement global de cogénération.

c. *Impact environnemental global (méthode UBP)*

Les résultats relatifs à l'impact environnemental global sont présentés à la Figure 36.



**Figure 36 – Impact environnemental global lié à la production de biogaz agricole [UBP/m³] : Taille [kW] vs. Distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats [km]**

On constate à la Figure 36 les effets relativement limités de la distance d'approvisionnement des co-substrats et de la taille de l'installation. L'impact est réduit d'un facteur 1,13 entre 50 et 5 km de distance d'approvisionnement, et aussi d'un facteur aussi 1,13 entre 50 et 500 kW. On constate ici que le gain en termes d'impact devient négligeable au-delà de 200 kW.

De façon évidente, plus la distance d'approvisionnement des co-substrats est faible, plus l'impact est faible. De même, plus l'installation est grande, plus l'impact est réduit.

Comme dans le premier cas, la réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la taille s'explique principalement par l'économie d'échelle et par l'augmentation du rendement global de cogénération.

## A5.5 Part de co-substrats vs. Taille (distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats liée)

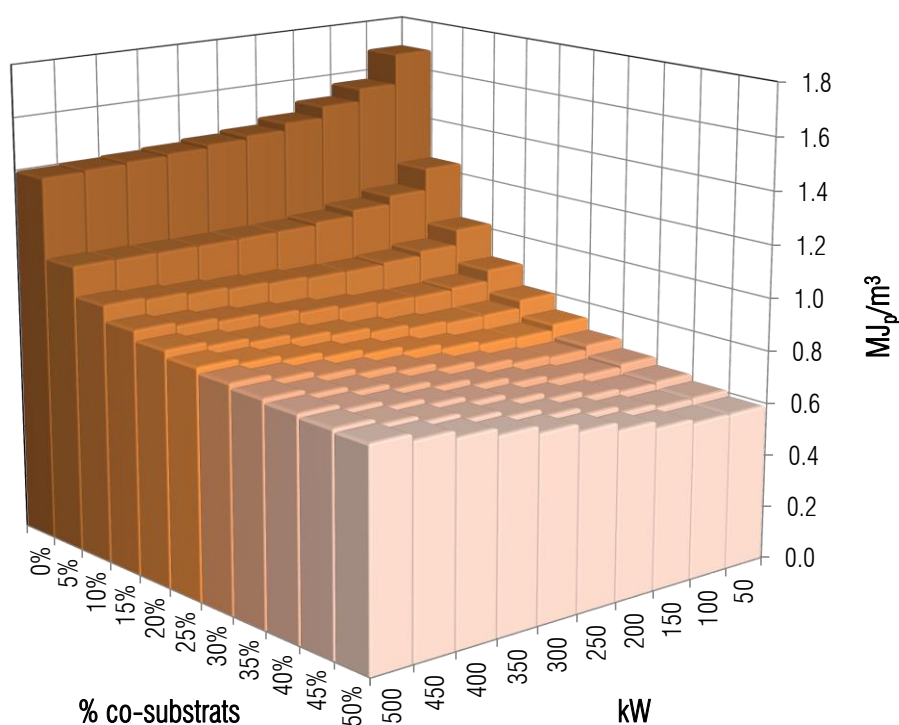
On mesure ici les effets de la part de co-substrats et de la taille de l'installation. La distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats est liée aux deux autres paramètres par la quantité annuelle de co-substrats traitée. Les résultats chiffrés sont présentés au Tableau 64.

**Tableau 64 – Impact environnemental (selon les méthodes CED, IPCC et UBP) lié à la production de biogaz agricole : Part de co-substrats [%] vs. Taille de l'installation [kW] (distance d'approvisionnement des co-substrats liée)**

Part de co-substrats [%]	Taille de l'installation [kW]									
	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
<b>Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (en MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup>, selon la méthode CED)</b>										
0%	1,687	1,568	1,517	1,472	1,444	1,431	1,420	1,412	1,406	1,400
5%	1,245	1,159	1,126	1,103	1,093	1,092	1,091	1,093	1,095	1,098
10%	1,025	0,964	0,947	0,939	0,942	0,951	0,958	0,968	0,978	0,988
15%	0,893	0,850	0,843	0,846	0,857	0,872	0,886	0,902	0,916	0,931
20%	0,806	0,776	0,775	0,786	0,803	0,822	0,841	0,860	0,878	0,896
25%	0,745	0,723	0,728	0,744	0,765	0,788	0,809	0,831	0,852	0,872
30%	0,699	0,684	0,693	0,712	0,736	0,762	0,786	0,810	0,833	0,855
35%	0,663	0,654	0,666	0,688	0,715	0,742	0,768	0,793	0,818	0,841
40%	0,635	0,630	0,644	0,669	0,697	0,727	0,753	0,780	0,806	0,830
45%	0,612	0,611	0,627	0,653	0,683	0,714	0,742	0,769	0,796	0,821
50%	0,593	0,595	0,612	0,640	0,671	0,703	0,732	0,760	0,788	0,814
<b>Emissions de GES (kg CO<sub>2</sub>eq./m<sup>3</sup>, selon la méthode IPCC)</b>										
0%	1,342	1,319	1,302	1,288	1,276	1,274	1,274	1,273	1,273	1,272
5%	0,971	0,951	0,934	0,926	0,919	0,918	0,918	0,918	0,919	0,919
10%	0,773	0,754	0,739	0,733	0,729	0,729	0,730	0,730	0,731	0,731
15%	0,651	0,634	0,620	0,616	0,613	0,614	0,614	0,615	0,616	0,617
20%	0,569	0,553	0,540	0,537	0,535	0,536	0,537	0,538	0,540	0,541
25%	0,510	0,496	0,483	0,481	0,480	0,481	0,482	0,484	0,485	0,486
30%	0,467	0,453	0,441	0,439	0,439	0,440	0,442	0,443	0,444	0,446
35%	0,433	0,420	0,408	0,407	0,407	0,409	0,410	0,412	0,413	0,414
40%	0,406	0,394	0,382	0,382	0,382	0,383	0,385	0,387	0,388	0,390
45%	0,384	0,372	0,361	0,361	0,361	0,363	0,365	0,366	0,368	0,369
50%	0,366	0,355	0,344	0,344	0,344	0,346	0,348	0,350	0,351	0,353
<b>Impact environnemental global (UBP/m<sup>3</sup>, selon la méthode UBP)</b>										
0%	616	599	590	580	573	571	570	569	569	568
5%	453	438	430	424	420	419	419	419	419	419
10%	366	353	346	342	340	340	340	341	341	342
15%	312	302	295	292	291	292	292	293	294	295
20%	276	267	261	259	258	259	260	261	263	264
25%	251	242	237	235	235	236	238	239	240	241
30%	232	224	219	218	218	219	221	222	223	225
35%	217	209	205	204	204	206	208	209	211	212
40%	205	198	194	193	194	196	197	199	200	202
45%	196	189	185	184	185	187	189	190	192	194
50%	188	181	177	177	178	180	182	184	185	187

a. *Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (méthode CED)*

Les résultats relatifs à la consommation d'énergie primaire non-renouvelable sont présentés à la Figure 37.



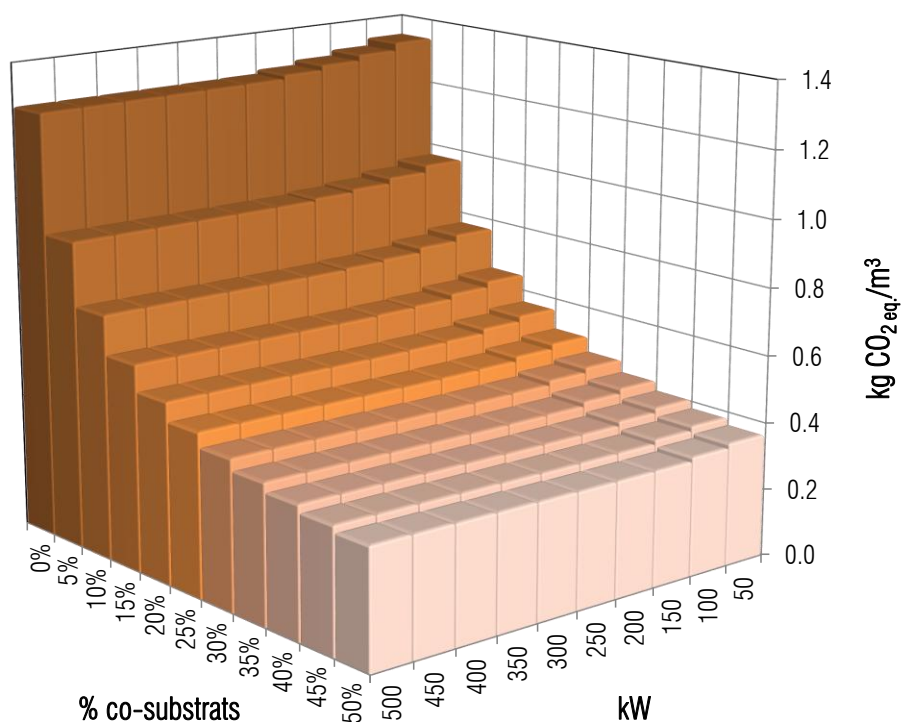
**Figure 37 – Consommation d'énergie primaire non-renouvelable liée à la production de biogaz agricole [MJ<sub>p</sub>/m<sup>3</sup>] : Part de co-substrats [%] vs. Taille de l'installation [kW] (distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats liée)**

On constate à la Figure 37 l'effet toujours prononcé de la part des co-substrats. Comparativement au premier cas (voir Figure 28) où la distance d'approvisionnement des co-substrats restait fixe, l'effet de la part de co-substrats est toutefois atténué. La distance d'approvisionnement des co-substrats (et donc l'impact lié à leur transport) est en effet ici liée à la quantité annuelle de co-substrats traitée, donc à la part de co-substrats. L'impact est réduit d'un facteur 1,7-2,8 entre 0% et 50% de co-substrats (selon la taille).

Concernant l'effet de la taille, l'économie d'échelle (infrastructure et rendement de cogénération) liée à l'augmentation de la taille (visible de façon évidente ci-dessus à 0% de co-substrats) est rapidement contrebalancée puis dépassée par l'augmentation de la distance d'approvisionnement des co-substrats (et donc de l'impact lié à leur transport) parallèlement à l'augmentation de la taille. On se retrouve donc dès 5% de co-substrats et jusqu'à 45% avec un optimum en termes d'impact qui se situe autour de 350 kW à 5% de co-substrats, 200 kW à 10%, 150 kW à 15-20%, puis 100 kW à 25-45%. A 50% de co-substrats, l'économie d'échelle n'est même plus apparente, et l'optimum se situe à 50 kW.

b. Emissions de GES (méthode IPCC)

Les résultats relatifs aux émissions de GES sont présentés à la Figure 38.



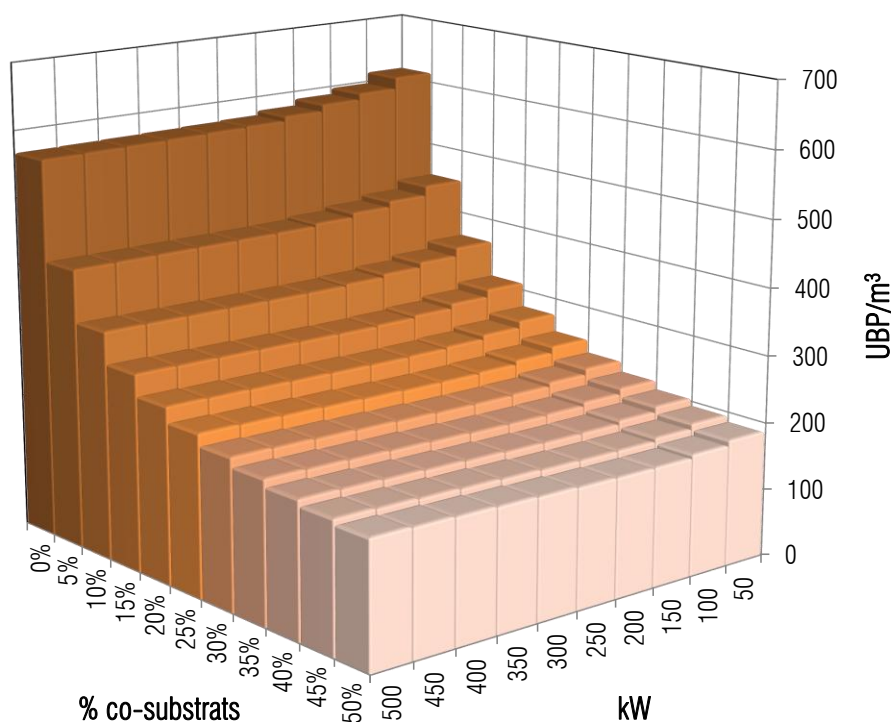
**Figure 38 – Emissions de GES liées à la production de biogaz agricole [kg CO<sub>2</sub>eq./m<sup>3</sup>] : Part de co-substrats [%] vs. Taille de l'installation [kW] (distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats liée)**

On constate à la Figure 38 l'effet toujours très prononcé de la part des co-substrats. Comparativement au premier cas (voir Figure 29) où la distance d'approvisionnement des co-substrats restait fixe, l'effet de la part de co-substrats est toutefois légèrement atténué. La distance d'approvisionnement des co-substrats (et donc l'impact lié à leur transport) est en effet ici liée à la quantité annuelle de co-substrats traitée, donc à la part de co-substrats. L'impact est réduit d'un facteur 3,6-3,7 entre 0% et 50% de co-substrats (selon la taille).

Concernant l'effet de la taille, l'économie d'échelle (infrastructure et rendement de cogénération) liée à l'augmentation de la taille (visible de façon la plus évidente ci-dessus à 0% de co-substrats) est rapidement contrebalancée puis dépassée par l'augmentation de la distance d'approvisionnement des co-substrats (et donc de l'impact lié à leur transport) parallèlement à l'augmentation de la taille. On se retrouve donc dès 5% de co-substrats et jusqu'à 50% avec un optimum en termes d'impact qui se situe autour de 350 kW à 5% de co-substrats, 250 kW à 10-40%, puis à 200 kW à 50%. Pour une part de co-substrats donnée, la variation d'impact reste toutefois marginale, avec une amplitude maximale de +6% par rapport à l'optimum.

c. *Impact environnemental global (méthode UBP)*

Les résultats relatifs à l'impact environnemental global sont présentés à la Figure 39.



**Figure 39 – Impact environnemental global lié à la production de biogaz agricole [UBP/m<sup>3</sup>] : Part de co-substrats [%] vs. Taille de l'installation [kW] (distance moyenne d'approvisionnement des co-substrats liée)**

On constate à la Figure 39 l'effet toujours très prononcé de la part des co-substrats. Comparativement au premier cas (voir Figure 30) où la distance d'approvisionnement des co-substrats restait fixe, l'effet de la part de co-substrats est toutefois légèrement atténué. La distance d'approvisionnement des co-substrats (et donc l'impact lié à leur transport) est en effet ici liée à la quantité annuelle de co-substrats traitée, donc à la part de co-substrats. L'impact est réduit d'un facteur 3,0-3,3 entre 0% et 50% de co-substrats (selon la taille).

Concernant l'effet de la taille, l'économie d'échelle (infrastructure et rendement de cogénération) liée à l'augmentation de la taille (visible de façon la plus évidente ci-dessus à 0% de co-substrats) est rapidement contrebalancée puis dépassée par l'augmentation de la distance d'approvisionnement des co-substrats (et donc de l'impact lié à leur transport) parallèlement à l'augmentation de la taille. On se retrouve donc dès 10% de co-substrats et jusqu'à 50% avec un optimum en termes d'impact qui se situe autour de 350 kW à 5% de co-substrats, 250 kW à 10-25%, puis à 200 kW à 30-50%. Pour une part de co-substrats donnée, la variation d'impact reste cependant marginale, avec une amplitude maximale de +6-8% par rapport à l'optimum.

## A5.6 Synthèse de l'interprétation des résultats

### a. *Consommation d'énergie primaire non-renouvelable selon la méthode CED*

Du point de vue de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable, la part de co-substrats et la distance d'approvisionnement des co-substrats ont un effet significatif quant à l'impact de la production de biogaz. Les différentes émissions (liées notamment au stockage des substrats et digestats) n'intervenant pas dans cette catégorie d'impact, l'impact (hors « substrats non-déchets ») est dominé par les étapes de transport (substrats et digestats, à dépendance des quantités et distances de transport respectives). L'effet de la taille (seul et non lié à la distance d'approvisionnement des co-substrats) est en revanche sensiblement moindre, voire même négligeable entre 200-250 et 500 kW.

De manière générale, plus la part de co-substrats est élevée, plus l'impact est faible. De même, plus la distance d'approvisionnement des co-substrats est grande, plus l'impact est élevé. On notera en particulier que l'impact (par unité de biogaz) d'une installation traitant 5% de co-substrats acheminés sur une distance de 5 km est supérieur à celui d'une installation traitant 50% de co-substrats acheminés sur une distance de 50 km.

La réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la part de co-substrats s'explique principalement par le facteur d'allocation (répartition de l'impact global entre les fonctions « production de biogaz » et « traitement des déchets » de l'installation) et par la réduction des volumes de digestats (l'impact lié à leur transport étant ainsi réduit).

La réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la taille s'explique principalement par l'économie d'échelle (infrastructure) et par l'augmentation du rendement global de cogénération.

### b. *Emissions de GES selon la méthode IPCC*

Concernant les émissions de GES, seule la part de co-substrats joue un rôle significatif parmi les trois paramètres étudiés ici. La taille et la distance d'approvisionnement des co-substrats ont une influence quasi négligeable sur l'impact lié à la production de biogaz.

On notera en particulier que l'impact (par unité de biogaz) d'une installation traitant 5% de co-substrats acheminés sur une distance de 5 km est largement supérieur à celui d'une installation traitant 50% de co-substrats acheminés sur une distance de 50 km.

De façon générale, plus la part de co-substrats est élevée, plus l'impact est réduit. Cette réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la part de co-substrats s'explique principalement par le facteur d'allocation et par la réduction des émissions liées au stockage des digestats (et, dans une moindre mesure, des substrats) du fait d'une meilleure conversion de la matière organique en biogaz pour les co-substrats.

### c. *Impact environnemental global selon la méthode UBP*

Concernant l'impact environnemental global, comme pour les émissions de GES, la part de co-substrats est de très loin le paramètre le plus influent parmi les trois paramètres analysés ici. Les effets à la taille et à la distance d'approvisionnement des co-substrats sont à nouveau peu significatifs.

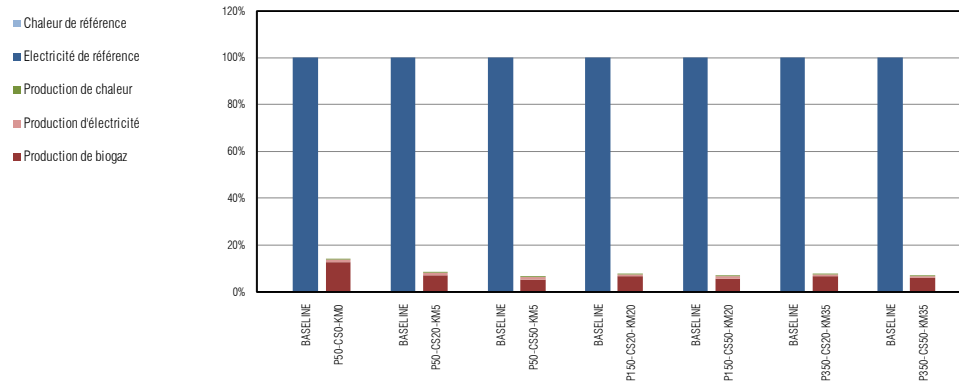
D'une manière générale, plus la part de co-substrats est grande (respectivement, plus la taille de l'installation est grande, plus la distance de transport est faible), plus l'impact est réduit. Comme pour les émissions de GES, la réduction de l'impact parallèlement à l'augmentation de la part de co-substrats s'explique principalement par le facteur d'allocation et par la réduction des émissions liées au stockage des digestats et substrats.

## A6. Comparaison des systèmes AVEC/SANS production de biogaz à l'échelle globale

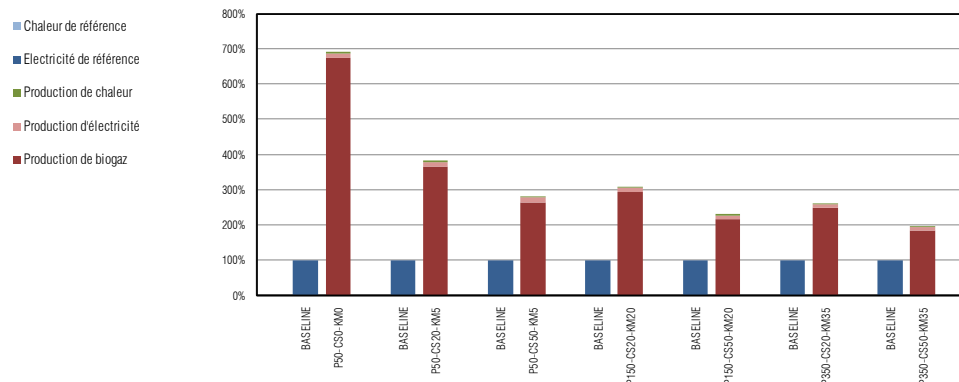
### A6.1 Cas1 : 0% de chaleur en excès valorisée

Les résultats de la comparaison entre les systèmes « AVEC production de biogaz » et « SANS production de biogaz » (baseline) sont présentés à la Figure 40.

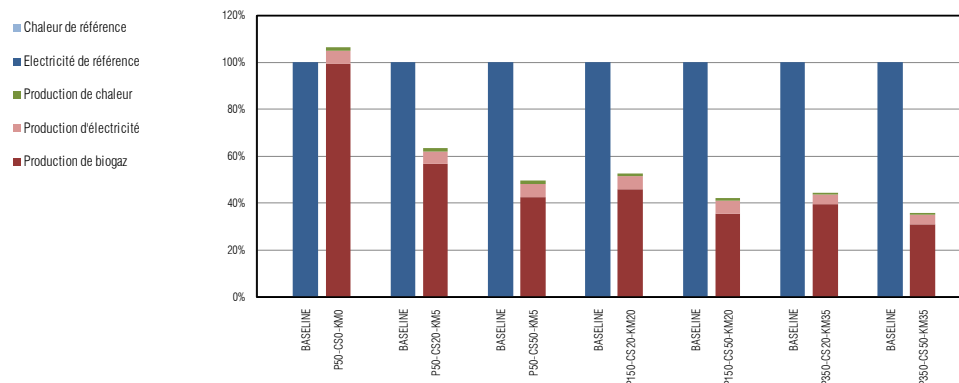
*Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (base 100 pour la baseline)*



*Emissions de GES (base 100 pour la baseline)*



*Impact environnemental global (base 100 pour la baseline)*

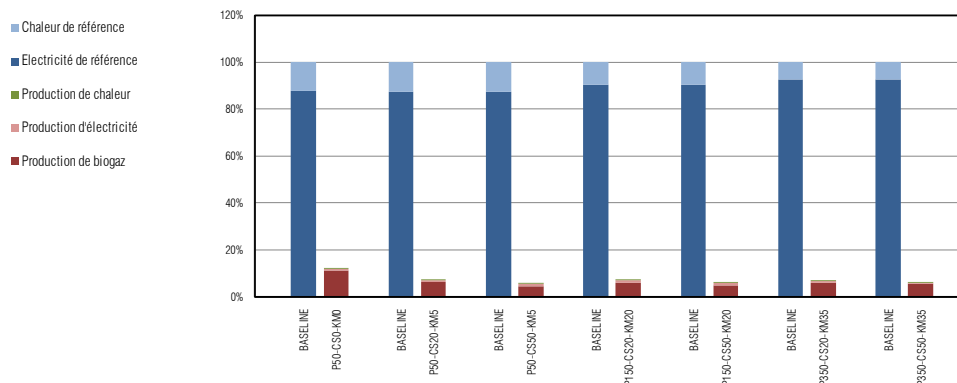


**Figure 40 – Comparaison entre les systèmes « AVEC production de biogaz » (système d'étude) et « SANS production de biogaz » : 0% de chaleur en excès valorisée**

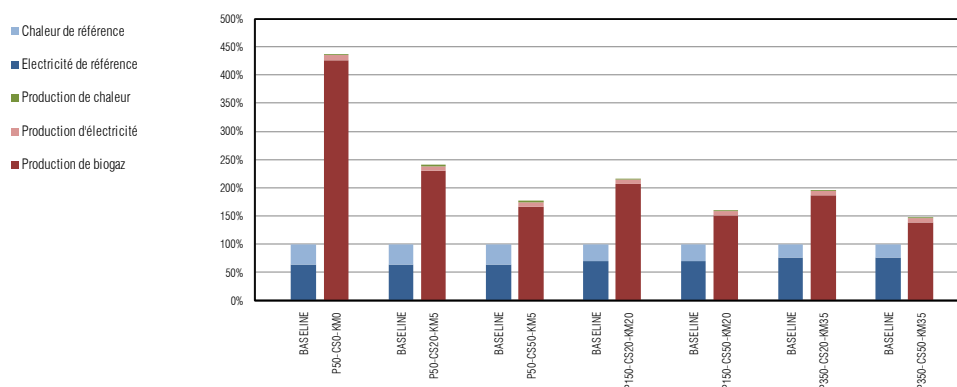
## A6.2 Cas 2 : 20% de chaleur en excès valorisée

Les résultats de la comparaison entre les systèmes « AVEC production de biogaz » et « SANS production de biogaz » (baseline) sont présentés à la Figure 41.

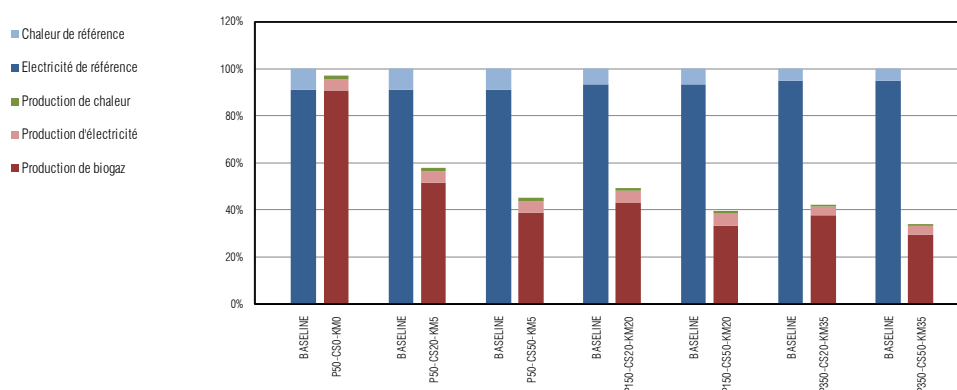
*Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (base 100 pour la baseline)*



*Emissions de GES (base 100 pour la baseline)*



*Impact environnemental global (base 100 pour la baseline)*

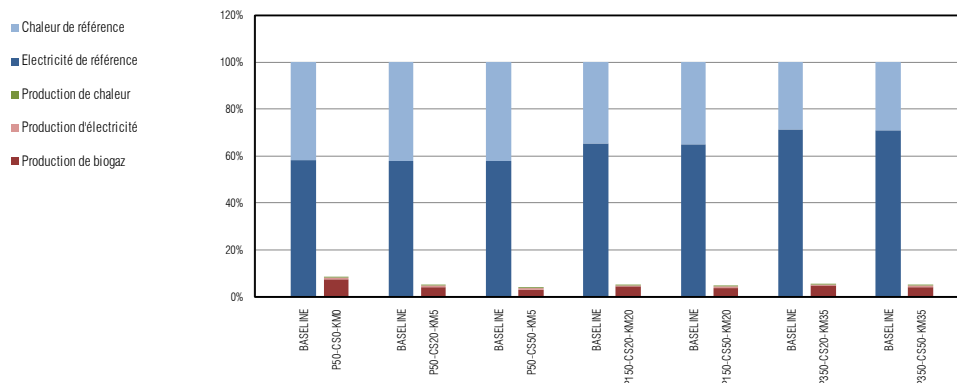


**Figure 41 – Comparaison entre les systèmes « AVEC production de biogaz » (système d'étude) et « SANS production de biogaz » : 20% de chaleur en excès valorisée**

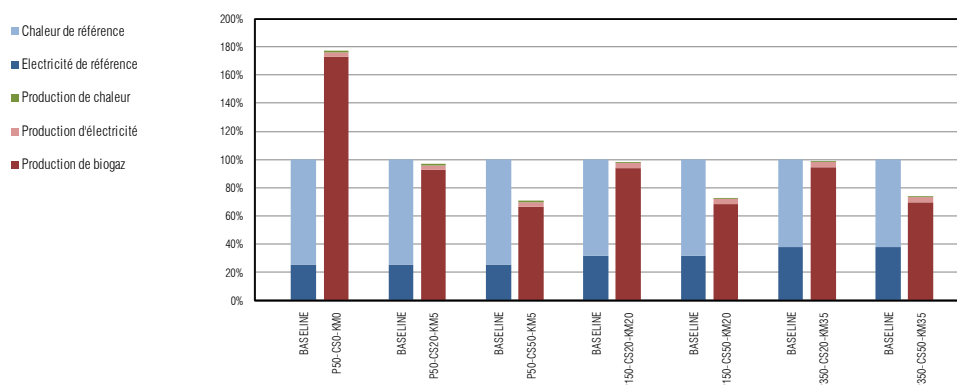
### A6.3 Cas 3 : 100% de chaleur en excès valorisée

Les résultats de la comparaison entre les systèmes « AVEC production de biogaz » et « SANS production de biogaz » (baseline) sont présentés à la Figure 42.

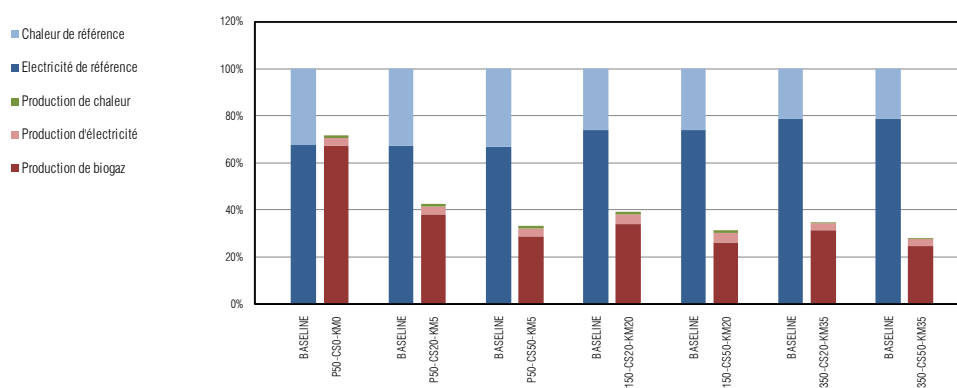
*Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (base 100 pour la baseline)*



*Emissions de GES (base 100 pour la baseline)*



*Impact environnemental global (base 100 pour la baseline)*



**Figure 42 – Comparaison entre les systèmes « AVEC production de biogaz » (système d'étude) et « SANS production de biogaz » : 100% de chaleur en excès valorisée**