

Guide sur le biogaz

De la production à l'utilisation



Gefördert durch:



Bundesministerium für
Ernährung, Landwirtschaft
und Verbraucherschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



La Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) a été chargée par le ministère fédéral allemand de la Coopération économique et du Développement (BMZ) de réaliser le projet de coopération régionale « Renforcement des capacités de formation initiale et continue pour le secteur de l'environnement, Maghreb ». Un des principaux axes de ce projet, qui couvre la période 2010-2013, est la composante « biogaz ». Elle vise à sensibiliser les institutions concernées par le biogaz aux avantages et possibilités de cette nouvelle source d'énergie et à former leur personnel technique à ses principaux aspects technologiques et économiques.

Le projet a financé la version française du « Guide sur le biogaz »



Sabine Hartig
Centre de compétence Développement des ressources humaines (DRH) – Programmes
Méditerranée & Moyen-Orient (division 33A0)
Directrice du projet

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Käthe-Kollwitz-Straße 15
68169 Mannheim
Allemagne

T + 49 621 3002-227
F + 49 621 3002-132
E sabine.hartig@giz.de
I www.giz.de

Guide sur le biogaz

De la production à l'utilisation

- Responsable du projet :** **Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)**
Internet : www.fnr.de
- Sur mandat du :** **ministère fédéral de l'Alimentation, de l'Agriculture et de la Protection des Consommateurs (BMELV)**
Internet : www.bmelv.de
- Soutien éditorial :** **Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ)**
Internet : www.dbfz.de
- Partenaires :** **Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)**
Internet : www.ktbl.de
- Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI)**
Internet : www.vti.bund.de/de/institute/ab/
- Cabinet d'avocats Schnutenhaus & Kollegen**
Internet : www.schnutenhaus-kollegen.de
- Publié par :** **Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)**
- Rédaction :** FNR, division Communication et relations publiques
- Copyright (Couverture) :** Mark Paterson / FNR; Werner Kuhn / LWG; FNR / iStockphoto
- Maquette :** www.tangram.de, Rostock

5e édition, entièrement révisée, Gülzow, 2010

Tous droits réservés

Sans autorisation écrite de l'éditeur, aucune partie de cet ouvrage n'a le droit d'être reproduite, traitée, distribuée ou archivée. Ce sont exclusivement les auteurs, et non l'éditeur, qui sont responsables des conclusions et des résultats, des concepts et des recommandations y figurant.

Sommaire



Listes

Liste des illustrations	9
Liste des tableaux	12
Liste des auteurs	15

1 **Objet du Guide..... 17**

M. KALTSCHMITT, F. SCHOLWIN

1.1	Objectif	17
1.2	Approche	18
1.3	Contenu	18
1.4	Groupes cibles.....	19
1.5	Définition du champ d'application	19
1.5.1	Technologie.....	19
1.5.2	Substrats	20
1.5.3	Actualité des données	20
1.5.4	Champ d'application des données	20

2 **Notions fondamentales de digestion anaérobie..... 21**

J. FRIEHE, P. WEILAND, A. SCHATTAUER

2.1	Production de biogaz.....	21
2.2	Conditions environnementales dans le réacteur	22
2.2.1	Oxygène.....	22
2.2.2	Température	23
2.2.3	Valeur du pH.....	24
2.2.4	Apport en nutriments.....	24
2.2.5	Inhibiteurs.....	26
2.3	Paramètres de fonctionnement.....	27
2.3.1	Taux de charge organique et temps de séjour du digesteur.....	27
2.3.2	Productivité, rendement et degré de dégradation.....	28
2.3.3	Mélange	29
2.3.4	Potentiel de génération de gaz et activité méthanogène.....	29
2.4	Références bibliographiques.....	31

3 Technologie des centrales de valorisation du biogaz33

J. POSTEL, U. JUNG, EL. FISCHER, F. SCHOLWIN, T. WEIDELE,

H. GATTERMANN, A. SCHATTAUER, P. WEILAND

3.1	Caractéristiques et différences entre les différentes procédures	33
3.1.1	Teneur en matière sèche du substrat pour la fermentation	34
3.1.2	Type d'introduction	34
3.1.3	Nombre de phases et d'étapes du procédé	35
3.2	Technique du procédé	35
3.2.1	Gestion du substrat	37
3.2.2	Valorisation du biogaz	55
3.2.3	Stockage du digestat	70
3.2.4	Stockage du biogaz récupéré	71
3.3	Codes techniques applicables	75
3.4	Références bibliographiques	76

4 Description de divers substrats78

J. FRIEHE, P. WEILAND, A. SCHATTAUE

4.1	Substrats agricoles	78
4.1.1	Fumier	78
4.1.2	Cultures énergétiques	79
4.2	Substrats issus de l'industrie de transformation des produits agricoles	80
4.2.1	Production de bière	82
4.2.2	Production d'alcool	83
4.2.3	Production de biodiesel	83
4.2.4	Transformation de la pomme de terre (production d'amidon)	83
4.2.5	Production de sucre	84
4.2.6	Sous-produits de la transformation des fruits	85
4.3	Sous-produits d'origine purement végétale selon la loi EEG	85
4.4	Données matières et rendements en gaz des sous-produits d'origine purement végétale	85
4.5	Produits de taille et herbe coupée	86
4.6	Matière issue de la gestion du paysage	87
4.7	Références bibliographiques	87
4.8	Annexe	89

5 Fonctionnement des centrales de valorisation du biogaz.....90

J. LIEBETRAU, J. FRIEHE, P. WEILAND, A. SCHREIBER

5.1	Paramètres de surveillance du procédé biologique	90
5.1.1	Taux de production de biogaz	91
5.1.2	Composition du gaz	91
5.1.3	Température	92
5.1.4	Volume d'entrée et niveaux de remplissage	92
5.1.5	Caractéristiques du substrat	93
5.1.6	Mesure de la concentration en acides organiques	94
5.1.7	Valeur du pH	95
5.1.8	Concentrations en oligo-éléments	96
5.1.9	Azote, ammonium, ammoniac	96
5.1.10	Couches de boue flottantes	98
5.1.11	Formation de mousse	98
5.1.12	Évaluation du procédé	99

5.2	Contrôle et automatisation de la centrale	99
5.2.1	Système de bus	101
5.2.2	Planification de la configuration.....	101
5.2.3	Applications/visualisation.....	101
5.2.4	Acquisition de données.....	102
5.2.5	Commande en boucle fermée.....	103
5.3	Contrôle du procédé au démarrage et en phase de fonctionnement normal.....	104
5.3.1	Fonctionnement normal.....	104
5.3.2	Procédé de démarrage.....	106
5.4	Gestion des perturbations	109
5.4.1	Causes des perturbations du procédé.....	109
5.4.2	Gestion des perturbations du procédé.....	111
5.4.3	Gestion des problèmes et des défaillances techniques.....	113
5.5	Fiabilité opérationnelle.....	113
5.5.1	Sécurité au travail et sécurité de la centrale	113
5.5.2	Protection de l'environnement.....	116
5.6	Remarques sur l'optimisation des centrales.....	117
5.6.1	Optimisation technique.....	118
5.6.2	Analyse de l'efficacité de la centrale (utilisation du substrat en fonction des flux d'énergie).....	119
5.6.3	Optimisation économique	119
5.6.4	Minimisation de l'impact environnemental.....	120
5.7	Références bibliographiques.....	120

6 Traitement du gaz et utilisations possibles 122

M. WEITHÄUSER, F. SCHOLWIN, ER. FISCHER, J. GROPE, T. WEIDELE, H. GATTERMANN		
6.1	Purification et traitement du gaz	122
6.1.1	Désulfuration.....	122
6.1.2	Séchage	125
6.1.3	Extraction du dioxyde de carbone.....	128
6.1.4	Extraction de l'oxygène.....	131
6.1.5	Extraction des autres gaz présents à l'état de traces.....	131
6.1.6	Obtention d'un gaz comparable au gaz naturel.....	131
6.2	Utilisation pour la production combinée de chaleur et d'électricité	132
6.2.1	Petites unités de cogénération intégrées, avec moteurs à combustion interne.....	132
6.2.2	Moteurs stirling.....	140
6.2.3	Microturbines à gaz	141
6.2.4	Piles à combustible	142
6.2.5	Utilisation de la chaleur résiduelle dans les unités de cogénération à dominante électricité	143
6.3	Injection de gaz dans un réseau	145
6.3.1	Injection dans le réseau de gaz naturel.....	145
6.3.2	Injection dans des micro-réseaux de gaz.....	146
6.4	Carburant pour véhicules motorisés	147
6.5	Utilisation thermique du biogaz	147
6.6	Références bibliographiques.....	147

7 Cadre juridique et administratif150

H. VON BREDOW

7.1	Promotion de l'électricité issue de la biomasse.....	150
7.1.1	Système de primes de l'EEG.....	150
7.2	Raccordement au réseau et injection de l'électricité.....	151
7.2.1	Raccordement au réseau	151
7.2.2	Gestion de l'injection	152
7.2.3	Injection d'électricité et vente directe.....	153
7.3	Tarifs d'achat EEG.....	153
7.3.1	Mécanisme de fixation des prix	154
7.3.2	Définitions des termes « centrale » et « date de mise en service » – détermination du tarif applicable	155
7.3.3	Détails des niveaux de prix	158
7.4	Traitement et injection du gaz	164
7.4.1	Conditions d'attribution du tarif d'achat EEG	164
7.4.2	Transport entre le point d'injection et l'unité de cogénération	164
7.4.3	Cadre juridique pour la connexion au réseau et l'utilisation du réseau.....	165
7.5	Récupération de chaleur et approvisionnement en chaleur	166
7.5.1	Cadre juridique.....	166
7.5.2	Apport de chaleur	167
7.5.3	Réseaux de chaleur	167
7.6	Références bibliographiques	167
7.7	Liste de sources.....	168

8 Aspects économiques169

S. HARTMANN, B. WIRTH, A. NIEBAUM, H. DÖHLER, U. KEYMER, G. REINHOLD

8.1	Description des modèles de centrales – hypothèses et paramètres clés.....	169
8.1.1	Puissance des centrales	169
8.1.2	Substrats	169
8.1.3	Conception biologique et technique.....	172
8.1.4	Paramètres techniques et paramètres du procédé	173
8.1.5	Coûts d'investissement des unités fonctionnelles des centrales.....	173
8.2	Rentabilité des centrales	175
8.2.1	Recettes	175
8.2.2	Coûts	177
8.2.3	Analyse coûts-avantages.....	178
8.3	Analyse de sensibilité	181
8.4	Rentabilité de certaines utilisations de la chaleur	182
8.4.1	Utilisation de la chaleur pour le séchage.....	183
8.4.2	Utilisation de la chaleur pour le chauffage de serres.....	186
8.4.3	Utilisation de la chaleur dans un système de chauffage municipal	188
8.5	Classification qualitative de différentes utilisations de la chaleur.....	189
8.6	Références bibliographiques.....	190

9	Organisation de l'exploitation agricole.....	191
	G. REINHOLD, S. HARTMANN, A. NIEBAUM, R. STEPHANY, P. JÄGER, M. SCHWAB	
9.1	Restructuration d'une exploitation agricole – perspectives d'avenir et possibilités d'optimisation.....	193
9.1.1	Choix d'un lieu d'implantation approprié pour la centrale.....	194
9.1.2	Impact de la centrale de valorisation du biogaz sur la rotation des cultures.....	194
9.1.3	Besoins en terres et en main-d'œuvre.....	195
9.1.4	Temps et technologie.....	201
9.2	Références bibliographiques.....	202
10	Qualité et utilisation du digestat.....	203
	H. DÖHLER, S. WULF, S. GREBE, U. ROTH, S. KLAGES, T. AMON	
10.1	Propriétés du digestat.....	203
10.1.1	Propriétés, éléments nutritifs et substances à valeur ajoutée.....	203
10.1.2	Contaminants.....	204
10.1.3	Propriétés hygiéniques.....	205
10.2	Stockage du digestat.....	206
10.2.1	Émissions d'ammoniac.....	206
10.2.2	Émissions préjudiciables pour le climat.....	206
10.3	Épandage du digestat sur les terres agricoles.....	209
10.3.1	Disponibilité et effets nutritifs de l'azote.....	209
10.3.2	Mesures destinées à réduire les pertes d'ammoniac après épandage des digestats dans les champs.....	210
10.4	Traitement des digestats.....	211
10.4.1	Techniques de traitement.....	213
10.4.2	Utilisation des digestats traités.....	216
10.4.3	Comparaison des procédés de traitement du digestat.....	217
10.5	Références bibliographiques.....	218
11	Réalisation du projet.....	220
	ER. FISCHER, F. SCHOLWIN, A. NIEBAUM, A. SCHATTAUER	
11.1	Formulation du concept et avant-projet.....	220
11.2	Étude de faisabilité.....	222
11.2.1	Approvisionnement en substrats.....	222
11.2.2	Choix du site.....	223
11.2.3	Logistique des flux de matières.....	224
11.2.4	Choix de la technologie.....	226
11.2.5	Utilisation du gaz.....	226
11.2.6	Évaluation et prise de décision.....	227
11.3	Références bibliographiques.....	228

12	Place du biogaz parmi les sources d'énergie renouvelable en Allemagne.....	229
	M. KALTSCHMITT, F. SCHOLWIN, J. DANIEL-GROMKE, B. SCHUMACHER, A. SCHEUERMANN, R. WILFERT	
12.1	La production de biogaz comme solution de valorisation énergétique de la biomasse	229
12.2	Rôle écologique et pérennité de la valorisation du biogaz.....	230
12.3	État actuel de la valorisation du biogaz en Allemagne.....	232
	12.3.1 Nombre de centrales et puissance	232
	12.3.2 Utilisation du biogaz et tendances associées	234
	12.3.3 Substrats	235
12.4	Potentiel	236
	12.4.1 Potentiel technique d'énergie primaire.....	236
	12.4.2 Potentiel technique d'énergie finale	237
12.5	Prévisions.....	237
12.6	Références bibliographiques	238
	Glossaire.....	239
	Liste des abréviations.....	242
	Adresses des institutions	244

Liste des illustrations



Figure 2.1 :	Représentation schématique de la décomposition anaérobie	21
Figure 2.2 :	Corrélation entre le taux de charge organique et le temps de séjour hydraulique pour diverses concentrations de substrat	28
Figure 3.1 :	Schéma du procédé à débit continu	34
Figure 3.2 :	Schéma du procédé associant débit continu et bassin tampon.....	35
Figure 3.3 :	Procédé général de valorisation du biogaz ; tel qu'il est décrit à la section	36
Figure 3.4 :	Schéma d'une centrale de valorisation de biogaz agricole pour co-substrats	37
Figure 3.5 :	Séparateur pour effluents chargés intégré à la canalisation	38
Figure 3.6 :	Cuve de réception avec décompacteur	39
Figure 3.7 :	Broyeur à marteaux et à rouleaux pour le broyage des substrats solides	41
Figure 3.8 :	Broyage du substrat à l'intérieur de la canalisation (dispositif de broyage à plaque perforée)	42
Figure 3.9 :	Pompe immergée avec couteaux sur le rotor : bon exemple de combinaison des opérations de broyage et de pompage au sein d'une seule et même unité	44
Figure 3.10 :	Hygiénisation avec refroidissement	44
Figure 3.11 :	Pompes dans une centrale de valorisation du biogaz	45
Figure 3.12 :	Pompe à rotor excentré	46
Figure 3.13 :	Pompe volumétrique rotative (à gauche), principe de fonctionnement (à droite)	47
Figure 3.14 :	Pré-fosse ou fosse de réception en cours de remplissage	49
Figure 3.15 :	Introduction indirecte des solides (schématisée)	51
Figure 3.16 :	Introduction directe des solides (schématisée)	51
Figure 3.17 :	Pompes équipées de trémies : avec pompe volumétrique rotative intégrée (à gauche) et pompe à rotor excentré (à droite)	51
Figure 3.18 :	Introduction de substrats solides dans le digesteur au moyen d'un système à piston	52
Figure 3.19 :	Introduction de substrats solides dans le digesteur au moyen de vis sans fin	53
Figure 3.20 :	Canalisations, robinets et raccords dans une station de pompage, robinets d'arrêt	54
Figure 3.21 :	Plate-forme de travail entre deux réservoirs avec canalisations et dispositif de décompression (à gauche), canalisations de gaz avec ventilateur compresseur (à droite)	55
Figure 3.22 :	Réacteur avec agitateur à arbre long et autres composants internes	57
Figure 3.23 :	Réacteur piston (fermentation humide)	57
Figure 3.24 :	Réacteur piston (fermentation sèche)	57
Figure 3.25 :	Réacteurs piston ; exemples concrets, cylindrique (à gauche), section rectangulaire avec réservoir de gaz au-dessus (à droite).....	58
Figure 3.26 :	Exemples de digesteurs de type garage ; batterie de digesteurs et porte de digesteur garage	58
Figure 3.27 :	Digesteur à deux compartiments	58
Figure 3.28 :	Exemples de constructions spéciales pour la fermentation sèche ; réacteur biologique séquentiel (à gauche), réacteur de type garage avec agitateur (au milieu), étape de méthanisation du procédé de fermentation humide/sèche et réservoir externe pour le stockage du gaz (à droite) ..	60
Figure 3.29 :	Digesteur en béton en cours de construction	60

Figure 3.30 :	Digesteur en acier inoxydable en cours de construction	62
Figure 3.31 :	Agitateur submersible à hélice (à gauche), tube de guidage (au milieu), agitateur submersible avec rotor à grandes pales (à droite)	64
Figure 3.32 :	Agitateurs à arbre long équipés de deux mobiles, avec et sans tourelle de guidage au fond du digesteur	65
Figure 3.33 :	Agitateur axial	66
Figure 3.34 :	Agitateur à pales	66
Figure 3.35 :	Séparateur à vis	67
Figure 3.36 :	Disposition permettant d'éviter toute perturbation dans l'extraction du gaz ; tuyau d'entrée du gaz avec ouverture vers le haut (tuyau d'entrée du substrat à gauche)	68
Figure 3.37 :	Tuyaux de chauffage en acier inoxydable installés dans le digesteur (à l'intérieur) (à gauche) ; installation de tuyaux de chauffage dans la paroi du digesteur (à droite)	71
Figure 3.38 :	Réservoir de stockage à géomembrane	74
Figure 3.39 :	Structure supportant un toit flottant (à gauche) ; centrales de valorisation du biogaz avec réservoirs à toit flottant	75
Figure 3.40 :	Exemple de réservoir de stockage autonome équipé de deux épaisseurs de géomembrane	75
Figure 3.41 :	Torchère de secours d'une centrale de valorisation du biogaz	76
Figure 5.1 :	Inhibition, par NH ₃ , de la méthanogénèse à partir d'acide acétique	98
Figure 5.2 :	Représentation schématique du système de commande de la centrale.....	102
Figure 5.3 :	Régime de chargement de la phase de démarrage	107
Figure 5.4 :	Progression de la phase de démarrage, digesteur 1	108
Figure 5.5 :	Progression de la phase de démarrage, digesteur 2	108
Figure 5.6 :	Progression de la phase de démarrage, digesteur 3	109
Figure 5.7 :	Progression de la phase de démarrage du digesteur 1 avec déficit en oligo-éléments	110
Figure 5.8 :	Optimisations possibles	118
Figure 6.1 :	Système de contrôle du gaz pour l'injection d'air dans l'espace réservé au gaz du digesteur	124
Figure 6.2 :	Colonnes de désulfuration biologique externes, à droite d'un réservoir de gaz	125
Figure 6.3 :	Centrale de traitement du biogaz (épuration Genosorb) à Ronnenberg	130
Figure 6.4 :	Présentation schématique d'une unité de cogénération	132
Figure 6.5 :	Unité de cogénération, module autonome compact avec torchère	132
Figure 6.6 :	Rendement électrique des unités de cogénération	136
Figure 6.7 :	Distributeur de chaleur	136
Figure 6.8 :	Unité de cogénération avec système de régulation du gaz	138
Figure 6.9 :	Installation d'une unité de cogénération dans un bâtiment et dans un conteneur spécialement conçu à cet effet	139
Figure 6.10 :	Principe de fonctionnement d'un moteur stirling d'après [6-14] et [6-21]	140
Figure 6.11 :	Présentation d'une microturbine à gaz	140
Figure 6.12 :	Principe de fonctionnement d'une pile à combustible	142
Figure 6.13 :	Schéma de fonctionnement d'un réfrigérateur à absorption.....	144
Figure 6.14 :	Exemple de réfrigérateur à absorption dans une centrale de valorisation du biogaz	144
Figure 8.1 :	Utilisations de la chaleur résiduelle des centrales de valorisation du biogaz dotée d'un procédé de cogénération	183
Figure 9.1 :	Options à la disposition de l'exploitant agricole pour la production de biogaz	191
Figure 9.2 :	Paramètres qui influencent le choix de l'emplacement de la centrale	194
Figure 9.3 :	Temps de travail requis pour diverses filières de production avec génération de biogaz intégrée ..	196
Figure 9.4 :	Temps de travail requis pour la supervision de la centrale	198
Figure 9.5 :	Temps de travail requis pour la supervision et la maintenance de la centrale	198
Figure 9.6 :	Diagramme des temps de travail associés au modèle de centrale III	201

Figure 10.1 :	Corrélation entre le potentiel d'émission de gaz résiduel à 20-22 °C et le temps de séjour hydraulique	207
Figure 10.2 :	Rampes à pendillards.....	211
Figure 10.3 :	Enfouisseur à patins	212
Figure 10.4 :	Enfouisseur à disques	212
Figure 10.5 :	Injecteur de lisier.....	212
Figure 10.6 :	Périodes d'épandage des digestats dans les champs	213
Figure 10.7 :	Classification des procédés de traitement par type.....	213
Figure 11.1 :	Étapes de la réalisation d'un projet de production et d'utilisation de biogaz.....	220
Figure 11.2 :	Approche générale d'un projet de centrale de valorisation du biogaz	221
Figure 11.3 :	Critères de l'étude de faisabilité d'une centrale de valorisation du biogaz.....	223
Figure 11.4 :	Critères de sélection du site	223
Figure 12.1 :	Options d'utilisation de la biomasse pour la production d'énergie finale/utile	230
Figure 12.2 :	Comparaison entre les émissions de gaz à effet de serre (kg éq. CO ₂ /kWh _{el}) de différents modèles de centrales de valorisation du biogaz et du mix énergétique allemand	231
Figure 12.3 :	Évolution du nombre de centrales de valorisation du biogaz construites en Allemagne jusqu'en 2009 (centrales différenciées en fonction de la catégorie de puissance et de la puissance électrique installée en MW _{el})	233
Figure 12.4 :	Rapport entre puissance électrique installée et superficie agricole [kW _{el} /1 000 ha] dans les Länder allemands	234
Figure 12.5 :	Substrats utilisés dans les centrales de valorisation du biogaz (sur la base de la masse introduite) (enquête de 2009)	235
Figure 12.6 :	Cultures énergétiques utilisées comme substrats dans les centrales de valorisation du biogaz (sur la base de la masse introduite) (enquête de 2009).....	235
Figure 12.7 :	Potentiel technique d'énergie primaire du biogaz en Allemagne en 2007 et 2020	236



Liste des tableaux

Tableau 2.1 :	Concentrations favorables d'oligo-éléments selon diverses sources bibliographiques.....	25
Tableau 2.2 :	Inhibiteurs des processus de décomposition anaérobie et concentrations auxquelles ils deviennent préjudiciables	27
Tableau 2.3 :	Rendement spécifique en biogaz et concentration de méthane des différents groupes de substances	30
Tableau 2.4 :	Paramètres pour l'ensilage d'herbe	30
Tableau 2.5 :	Rendements en biogaz et en méthane à partir d'un ensilage d'herbe	30
Tableau 2.6 :	Composition moyenne du biogaz	31
Tableau 3.1 :	Classification des procédés de production de biogaz en fonction de différents critères.....	33
Tableau 3.2 :	Stockage des substrats avant la fermentation.....	38
Tableau 3.3 :	Caractéristiques et paramètres des dispositifs de broyage installés dans les unités combinées de réception et de dosage	40
Tableau 3.4 :	Caractéristiques et paramètres des broyeurs externes.....	40
Tableau 3.5 :	Caractéristiques et paramètres des broyeurs agitateurs installés dans la pré-fosse.....	41
Tableau 3.6 :	Caractéristiques et paramètres des broyeurs agitateurs intégrés à la canalisation.....	42
Tableau 3.7 :	Caractéristiques et paramètres des dispositifs de broyage combinés à des technologies de transport au sein d'une même unité.....	43
Tableau 3.8 :	Caractéristiques et paramètres des cuves d'hygiénisation.....	43
Tableau 3.9 :	Caractéristiques et paramètres des pompes rotatives	46
Tableau 3.10 :	Caractéristiques et paramètres des pompes à rotor excentré.....	47
Tableau 3.11 :	Caractéristiques et paramètres des pompes volumétriques rotatives	48
Tableau 3.12 :	Caractéristiques et paramètres des pré-fosses.....	48
Tableau 3.13 :	Caractéristiques et paramètres des vis sans fin utilisées pour l'introduction du substrat	50
Tableau 3.14 :	Propriétés des pompes équipées de trémies pour l'introduction des solides dans les canalisations à liquide.....	52
Tableau 3.15 :	Caractéristiques et paramètres des systèmes d'introduction avec piston.....	53
Tableau 3.16 :	Caractéristiques des robinets, raccords et canalisations de manutention des liquides.....	54
Tableau 3.17 :	Caractéristiques des robinets, raccords et canalisations de manutention du gaz.....	54
Tableau 3.18 :	Propriétés des réacteurs infiniment mélangés	56
Tableau 3.19 :	Propriétés des réacteurs piston	56
Tableau 3.20 :	Caractéristiques et paramètres du béton destiné à la construction des réservoirs dans les centrales de valorisation du biogaz	61
Tableau 3.21 :	Caractéristiques et paramètres de l'acier utilisé pour la construction des réservoirs dans les centrales de valorisation du biogaz	61
Tableau 3.22 :	Caractéristiques et paramètres des agitateurs à hélices submersibles	63
Tableau 3.23 :	Caractéristiques et paramètres des agitateurs à arbre long.....	64
Tableau 3.24 :	Caractéristiques et paramètres des agitateurs axiaux destinés aux centrales de valorisation du biogaz	65

Tableau 3.25 : Caractéristiques et paramètres des agitateurs à pales (radiales) dans les digesteurs verticaux et horizontaux.....	66
Tableau 3.26 : Caractéristiques et paramètres du brassage pneumatique dans les digesteurs.....	67
Tableau 3.27 : Caractéristiques et paramètres du brassage hydraulique dans les digesteurs.....	67
Tableau 3.28 : Systèmes d'évacuation et d'extraction des sédiments	69
Tableau 3.29 : Séparateurs à vis.....	69
Tableau 3.30 : Caractéristiques des matériaux isolants	70
Tableau 3.31 : Caractéristiques des matériaux d'isolation – exemples	70
Tableau 3.32 : Caractéristiques et paramètres des systèmes de chauffage intégrés	71
Tableau 3.33 : Caractéristiques et paramètres des échangeurs de chaleur externes	72
Tableau 3.34 : Caractéristiques et paramètres des géomembranes	72
Tableau 3.35 : Caractéristiques et paramètres des réservoirs de stockage de biogaz externes.....	74
Tableau 3.36 : Caractéristiques et paramètres des torchères de secours	75
Tableau 4.1 : Concentrations de nutriments dans divers types de fumier agricole	79
Tableau 4.2 : Rendements en gaz et en méthane obtenus avec divers types de fumier agricole	79
Tableau 4.3 : Données matières de certaines cultures énergétiques	81
Tableau 4.4 : rendements en biogaz de certaines cultures énergétiques	82
Tableau 4.5 : Rendements standard en biogaz de sous-produits purement végétaux, d'après la Liste positive de l'EEG 2009.....	84
Tableau 4.6 : Données matières de certains sous-produits d'origine purement végétale.....	85
Tableau 4.7 : Rendement en biogaz de certains substrats issus de l'industrie de transformation des produits agricoles.....	86
Tableau 4.8 : Propriétés matières des résidus de taille et d'élagage	86
Tableau 4.9 : Caractéristiques des substrats	89
Tableau 5.1 : Valeurs limites pour la concentration maximale autorisée en acides.....	95
Tableau 5.2 : Valeurs indicatrices pour les oligo-éléments.....	96
Tableau 5.3 : Références aux concentrations en ammoniac inhibitrices dans la littérature.....	97
Tableau 5.4 : Variables mesurées et disponibilité	99
Tableau 5.5 : Méthodes de commande en boucle fermée	103
Tableau 5.6 : Programme de mesures destiné à la surveillance du procédé biologique (fonctionnement normal).....	105
Tableau 5.7 : Propriétés de certains gaz	114
Tableau 5.8 : Propriétés des composants du biogaz	114
Tableau 5.9 : Effet toxique du sulfure d'hydrogène	115
Tableau 6.1 : Aperçu des différentes méthodes de désulfuration	123
Tableau 6.2 : Caractéristiques et paramètres de la désulfuration biologique dans le digesteur.....	123
Tableau 6.3 : Caractéristiques et paramètres des unités externes de désulfuration biologique	125
Tableau 6.4 : Caractéristiques et paramètres des épurateurs de gaz biochimiques externes.....	126
Tableau 6.5 : Caractéristiques et paramètres de la désulfuration chimique interne.....	127
Tableau 6.6 : Caractéristiques de la désulfuration au charbon actif	127
Tableau 6.7 : Comparaison de différentes méthodes d'enrichissement du méthane	128
Tableau 6.8 : Caractéristiques et paramètres des moteurs à allumage commandé	133
Tableau 6.9 : Caractéristiques et paramètres des moteurs à injection pilotée	134
Tableau 6.10 : Normes d'émission publiées par les TA Luft le 30 juillet 2002 pour les centrales dotées de moteurs à combustion d'après le n° 1.4 (y compris 1.1 et 1.2), 4e règlement d'application de la loi allemande sur la pollution (4. BImSchV)	134

Tableau 7.1 :	Tarifs d'achat pour les centrales de valorisation du biogaz mises en service en 2011	156
Tableau 7.2 :	Rendements en biogaz standard de sous-produits purement végétaux, d'après la Liste positive de l'EEG (extrait)	159
Tableau 8.1 :	Aperçu et description des modèles de centrales.....	170
Tableau 8.2 :	Caractéristiques et prix des substrats	170
Tableau 8.3 :	Substrats utilisés dans les modèles de centrales	171
Tableau 8.4 :	Hypothèses choisies pour les variables de conception et les paramètres techniques des modèles de centrales	172
Tableau 8.5 :	Technologie des modèles de centrales.....	173
Tableau 8.6 :	Paramètres techniques et paramètres du procédé pour les centrales 1 à 5.....	174
Tableau 8.7 :	Paramètres techniques et paramètres du procédé pour les centrales 6 à 10.....	174
Tableau 8.8 :	Paramètres techniques et paramètres du procédé pour la centrale X	175
Tableau 8.9 :	Coûts d'investissement des unités fonctionnelles des centrales 1 à 5.....	176
Tableau 8.10 :	Coûts d'investissement des unités fonctionnelles des centrales 6 à 10.....	176
Tableau 8.11 :	Paiements dont peuvent bénéficier les centrales sur la base d'une mise en service en 2011	177
Tableau 8.12 :	Analyse coûts-avantages pour les centrales I à V.....	179
Tableau 8.13 :	Analyse coûts-avantages pour les centrales VI à IX.....	180
Tableau 8.14 :	Analyse des coûts pour la centrale X.....	181
Tableau 8.15 :	Analyse de la sensibilité pour les centrales I à V	182
Tableau 8.16 :	Analyse de la sensibilité pour les centrales VI à IX.....	182
Tableau 8.17 :	Analyse coûts-avantages du séchage des céréales avec du biogaz ou du fioul comme vecteur de chaleur.....	183
Tableau 8.18 :	Analyse coûts-avantages de méthodes de séchage des céréales utilisant la chaleur résiduelle d'une unité de cogénération fonctionnant au biogaz, sans prime cogénération	184
Tableau 8.19 :	Analyse coûts-avantages de méthodes de séchage des céréales utilisant la chaleur résiduelle d'une unité de cogénération fonctionnant au biogaz, avec prime cogénération	185
Tableau 8.20 :	Économies de fioul réalisées par les méthodes de séchage des céréales utilisant la chaleur résiduelle d'une unité de cogénération fonctionnant au biogaz	185
Tableau 8.21 :	Demande annuelle de chaleur de serres, et utilisation du potentiel de chaleur résiduelle d'une centrale de valorisation du biogaz de 500 kW _{el} pour différents régimes de cultures et différentes tailles de serre.....	187
Tableau 8.22 :	Comparaison entre les coûts d'approvisionnement en chaleur d'un système de chauffage au fioul et d'un système de chauffage alimenté par la chaleur résiduelle d'une unité de cogénération fonctionnant au biogaz – exemple des deux superficies de serres optant pour un régime de culture « froide ».....	187
Tableau 8.23 :	Coûts d'investissement et coûts d'approvisionnement en chaleur nécessaires en fonction du prix de vente de la chaleur résiduelle provenant de l'unité de cogénération fonctionnant au biogaz	187
Tableau 8.24 :	Hypothèses et paramètres clés pour un système de chauffage municipal alimenté avec la chaleur résiduelle d'une unité de cogénération fonctionnant au biogaz ou par une chaudière à copeaux de bois.....	188
Tableau 8.25 :	Classification qualitative de différentes utilisations de la chaleur.....	189
Tableau 9.1 :	Conditions générales à prendre en compte pour planifier l'approvisionnement en substrat	192
Tableau 9.2 :	Superficie arable, capital immobilisé et temps de travail pour différentes filières de production ...	195
Tableau 9.3 :	Séquence des tâches à réaliser et temps de travail requis pour l'ensilage du maïs	197
Tableau 9.4 :	Séquence des tâches à réaliser et temps de travail requis pour la production de céréales.....	197
Tableau 9.5 :	Temps de travail requis pour la supervision des centrales de valorisation du biogaz	198
Tableau 9.6 :	Temps de chargement pour différents types d'équipements de chargement	199
Tableau 9.7 :	Calcul du temps de travail annuel requis pour le traitement et le chargement du substrat, y compris le temps de préparation, pour le modèle de centrale III	199

Tableau 10.1 : Comparaison des paramètres et des propriétés à valeur ajoutée de différents digestats et effluents d'élevage	204
Tableau 10.2 : Comparaison des concentrations en métaux lourds dans les digestats et dans les effluents d'élevage.....	205
Tableau 10.3 : Agents pathogènes présents dans le lisier et dans les déchets organiques	205
Tableau 10.4 : Incidence des salmonelles dans les substrats et les digestats des centrales de valorisation du biogaz	206
Tableau 10.5 : Couvertures des réservoirs de stockage du digestat permettant de limiter les émissions d'ammoniac	207
Tableau 10.6 : Potentiel de formation de gaz résiduel des digestats générés par les centrales de valorisation du biogaz agricoles, sur la base du rendement de méthane par tonne de substrat introduit ; valeurs moyennes et valeurs minimales et maximales provenant de 64 centrales en activité ayant fait l'objet d'un échantillonnage dans le cadre du Programme de mesure du biogaz II	208
Tableau 10.7 : Seuils de rentabilité pour l'installation a posteriori de couvertures étanches au gaz sur des réservoirs de stockage du digestat cylindriques : puissance électrique installée requise pour atteindre le seuil de rentabilité en fonction du coût d'investissement	210
Tableau 10.8 : Pertes cumulées d'ammoniac après épandage d'effluents d'élevage, sans enfouissement, à différentes températures, dans un délai de 48 heures	211
Tableau 10.9 : Réduction des pertes d'ammoniac après épandage de digestats liquides	212
Tableau 10.10 : Concentrations en éléments nutritifs des fractions, modèles de calcul pour les procédés de traitement	217
Tableau 10.11 : Évaluation comparative des procédés de traitement du digestat	217
Listes de contrôle	
Étape 1 : Préparation de l'avant-projet	221
Étape 2 : Réalisation de l'étude de faisabilité.....	222
Étape 3 : Approvisionnement en substrats	223
Étape 4 : Choix du site.....	225
Étape 5 : Logistique des flux de matières	225
Étape 6 : Choix de la technologie.....	226
Étape 7 : Récupération de l'énergie du biogaz	226
Étape 8 : Évaluation et prise de décision	227
Tableau 12.1 : Répartition régionale des centrales de valorisation du biogaz en activité en Allemagne en 2009 et puissances électriques installées des centrales (enquête réalisée en 2010)	233

Liste des auteurs

Nom	Institution
Thomas Amon	Université des ressources naturelles et des sciences de la vie appliquées, Vienne (BOKU)
Hartwig von Bredow	Schnutenhaus & Kollegen (lcabinet d'avocats)
Jaqueline Daniel-Gromke	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Helmut Döhler	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Elmar Fischer	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Erik Fischer	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Jörg Friehe	Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI)
Henrik Gattermann	Anciennement : Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Sven Grebe	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Johan Grope	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Stefan Hartmann	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Peter Jäger	Anciennement : Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Uwe Jung	Anciennement : Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Martin Kaltschmitt	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Ulrich Keymer	Centre de recherche agricole de l'État de Bavière (Lfl)
Susanne Klages	Anciennement : Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Jan Liebetau	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Anke Niebaum	Anciennement : Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Jan Postel	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Gerd Reinhold	Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)
Ursula Roth	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Alexander Schattauer	Anciennement : Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI)
Anne Scheuermann	Anciennement : Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Frank Scholwin	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Andre Schreiber	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Britt Schumacher	Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Markus Schwab	Anciennement : Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Ralf Stephany	PARTA Buchstelle für Landwirtschaft und Gartenbau GmbH
Thomas Weidele	Anciennement : Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Peter Weiland	Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI)
Marco Weithäuser	Anciennement : Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ)
Ronny Wilfert	Anciennement : Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Bernd Wirth	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)
Sebastian Wulf	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)

Les adresses des institutions figurent à la page 229.

Objet du Guide



Compte tenu de l'escalade continue des prix de l'énergie sur le marché mondial, la valorisation énergétique des résidus organiques et des flux de déchets est une proposition de plus en plus attrayante. Parallèlement à la production d'énergies renouvelables stockables, la production décentralisée de biogaz peut non seulement contribuer au développement des régions rurales, mais également à celui des petites et moyennes entreprises. Grâce au cadre réglementaire favorable aux sources d'énergies renouvelables adopté en Allemagne en 2000, la production et l'exploitation du biogaz ont rapidement pris une autre dimension ces dernières années. En 2010, le pays comptait déjà 5 900 centrales de valorisation du biogaz fonctionnant essentiellement en milieu agricole. Pendant le même laps de temps, on a constaté des modifications et des améliorations considérables des technologies utilisées. La vaste expérience acquise par l'Allemagne dans la technologie du biogaz est aujourd'hui de plus en plus recherchée au niveau international.

Le présent guide se propose donc de donner des réponses exhaustives et pragmatiques aux questions techniques, organisationnelles, juridiques et économiques qui se posent en matière de production et d'utilisation du biogaz agricole.

Préparé par l'agence des ressources renouvelables (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. – FNR), le présent document constitue donc un précieux ouvrage de référence dans lequel divers auteurs donnent des informations sur des sujets tels que la technologie du biogaz, la planification des dépenses en capital et l'exploitation de la centrale. Parce qu'il s'adresse à un public international, ce guide a été adapté et traduit sur la base des projets d'exploitation du biogaz mis en œuvre par la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) et financés par le ministère fédéral allemand de la Coopération économique et du développement (BMZ). Il présente ce qui se fait actuellement de mieux en matière de technologie d'ex-

ploitation du biogaz pour la production efficace d'électricité, de chaleur, de froid et/ou de gaz et permet à l'utilisateur d'accéder aux informations nécessaires pour prendre des décisions appropriées et contextuelles en matière de biogaz. Par conséquent, ce guide décrit moins une technologie standardisée que les moyens de planifier et choisir une technologie adaptée aux besoins d'un contexte particulier.

1.1 Objectif

En Allemagne, la croissance de la production d'énergie à partir du biogaz est essentiellement attribuable au cadre administratif existant et plus particulièrement aux prix de l'électricité provenant de sources d'énergies renouvelables spécifiés dans la loi sur les énergies renouvelables (EEG). Cela a donné lieu à une demande forte et soutenue qui a elle-même contribué à la création d'un nombre considérable d'entreprises de fabrication de centrales de valorisation du biogaz et d'entreprises de fourniture de composants, ce qui a permis à l'Allemagne de devenir un leader du marché dans le domaine de la planification et la construction de telles centrales.

Indépendamment du pays, la réalisation d'un projet de valorisation du biogaz s'articule autour de quatre questions clés auxquelles le présent guide donne des réponses.

- La réussite d'un projet de valorisation du biogaz passe par des connaissances complètes et multidisciplinaires de la part des exploitants agricoles, des investisseurs et des futurs opérateurs, par un savoir-faire en matière de technologie agricole et énergétique, et par la maîtrise des aspects réglementaires, environnementaux, administratifs, organisationnels et logistiques du problème.
- Le marché offre une extrême diversité d'options techniques et de solutions personnalisées. Le pré-

sent guide donne un aperçu désintéressé et scientifiquement fondé des technologies actuellement disponibles sur le marché et particulièrement prometteuses pour l'avenir.

- Au moment de prendre une décision quant aux substrats à utiliser, il est nécessaire d'appliquer des règles élémentaires de biotechnologie et de s'y conformer. Le guide présente par conséquent les connaissances nécessaires pour garantir l'exploitation optimale d'une centrale de valorisation du biogaz, en particulier pour les phases de formulation du concept et d'exploitation de la centrale.
- Sur les nouveaux marchés, notamment, la procédure d'autorisation de construction d'une centrale représente une première étape importante et souvent sous-estimée sur la voie de la réalisation du projet. Ce guide donne par conséquent un aperçu des diverses étapes nécessaires à la réalisation d'un projet de valorisation du biogaz en tenant compte des différences entre les procédures d'autorisation de divers pays.

Idéalement, la fourniture d'une énergie renouvelable à partir du biogaz peut être associée à une meilleure gestion des flux de matières. C'est pourquoi il est souvent judicieux d'investir dans une centrale de valorisation du biogaz. Toutefois, pour pouvoir prendre une décision en toute connaissance de cause, les opérateurs potentiels d'une centrale doivent appliquer la méthodologie appropriée lorsqu'ils comparent leurs propres idées aux possibilités techniques et économiques offertes par la technologie de valorisation du biogaz. C'est pourquoi le présent guide donne les informations nécessaires pour pleinement tirer parti du potentiel du secteur du biogaz en termes d'efficacité énergétique et de rentabilité économique.

1.2 Approche

Le présent guide se propose de combler les lacunes de connaissances et d'accompagner les potentiels exploitants de centrales et autres parties concernées à gérer les diverses phases d'un projet de valorisation du biogaz, de sa planification à sa réalisation.

Il a pour objectif d'**INCITER** le lecteur à déterminer les opportunités locales et à voir s'il peut contribuer à valoriser l'énergie contenue dans le biogaz et, si oui, de quelle manière. Il a également pour objet d'**INFORMER**. À cette fin, c'est un guichet unique auprès duquel les exploitants éventuels de centrales et les autres parties intéressées par l'exploitation du potentiel énergétique du biogaz, pourront trouver toutes

les informations nécessaires. Il présente par ailleurs tous les moyens appropriés pour **ÉVALUER** une idée de projet. Il fournit les outils qu'il faut pour effectuer un examen critique d'une idée de projet prometteuse, notamment en ce qui concerne la rentabilité de sa mise en œuvre. Il a enfin pour objet de fournir au lecteur les connaissances et les outils d'aide à la décision qui permettront de **RÉALISER** un projet de fourniture d'énergie à partir du biogaz.

1.3 Contenu

Ce guide du biogaz donne au lecteur un aperçu de la complexité de la production et de l'utilisation du biogaz. Il peut servir de document de référence et de liste de pointage de tous les facteurs à prendre en compte et de toutes les actions nécessaires à la préparation, la planification, la construction et l'exploitation d'une centrale de valorisation du biogaz. Il tient non seulement compte des aspects technologiques et techniques, mais aussi des facteurs juridiques, économiques et organisationnels. Nous présentons ici un résumé des points qui feront l'objet d'un examen approfondi dans les différents chapitres du guide. En ce qui concerne les quatre approches dont les grandes lignes ont été données plus haut, ce guide est conçu pour offrir une aide dans les quatre domaines suivants :

- motivation à participer,
- communication des informations de base,
- évaluation d'une idée de projet,
- réalisation d'un projet.

Les chapitres 2 à 6 et 10 expliquent les principes fondamentaux de la construction et de l'exploitation d'une centrale et décrivent l'utilisation des substrats et des résidus. Les chapitres 7 à 9 traitent du cadre réglementaire, administratif et économique de l'exploitation d'une centrale de valorisation du biogaz et de l'organisation d'une entreprise agricole. Le chapitre 11 vise à faciliter la réalisation d'un projet de centrale de valorisation du biogaz. Pour cela, il donne au lecteur des recommandations en matière de planification ainsi que des listes de pointage sur la construction de la centrale, sur son exploitation et sur les dispositions contractuelles à prendre en fonction des informations contenues dans les chapitres précédents. Le chapitre 12 a pour objectif de motiver la formulation d'idées et le lancement d'initiatives. Il présente également une série d'arguments en faveur de la production et de l'utilisation du biogaz, en soutien de campagnes de

relations publiques qui jouent un rôle clé dans la réalisation d'un projet de valorisation énergétique de substrats organiques pour produire du biogaz.

1.4 Groupes cibles

Ce guide s'adresse à tous ceux qui trouvent un intérêt dans la production et l'utilisation du biogaz et/ou qui sont, d'une manière ou d'une autre, concernés par un projet de valorisation du biogaz. Il s'adresse donc avant tout aux personnes ou institutions concernées par la réalisation d'un tel projet. Le groupe cible de personnes souhaitant réaliser un tel projet comprend des exploitants ou des entreprises agricoles, ainsi que leurs partenaires. En tant que producteurs de substrat et d'énergie, ils sont potentiellement intéressés par la valorisation et l'utilisation de l'énergie issue du biogaz. De plus, le digestat provenant d'une centrale de valorisation du biogaz constitue un engrais agricole de plus grande valeur.

Les producteurs ou recycleurs de déchets organiques, par exemple les entreprises de collecte de déchets et les autorités locales, sont d'autres producteurs potentiels de biogaz. Les investisseurs privés et institutionnels, ainsi que les services publics de production d'énergie, font également partie du groupe cible de réalisateurs potentiels de projets de valorisation du biogaz. Ainsi, des sociétés de capital-risque investissent spécifiquement dans de tels projets.

Le deuxième groupe cible comprend des personnes qui, d'une façon ou d'une autre, participent à la réalisation d'un projet de valorisation du biogaz, au titre d'employés d'agences gouvernementales, d'employés de banques, de membres du personnel d'opérateurs de réseaux d'électricité ou de gaz, de conseillers ou de planificateurs agricoles, ou au titre de fabricants de centrales ou de fournisseurs de composants.

Toutefois, ce guide s'adresse également à qui-conque est directement ou indirectement concerné par la réalisation d'un projet de valorisation du biogaz. Il est conçu pour remédier à tout déficit d'informations et pour contribuer à une meilleure compréhension de questions d'intérêt mutuel.

Il constitue également une source de motivation et d'aide pour les décideurs qui, compte tenu de leur position, se trouvent en situation d'amorcer et/ou de lancer un projet de valorisation du biogaz. La présente publication aidera également les potentiels organismes de subventions et agences de l'énergie à assumer leur rôle multiplicateur.

1.5 Définition du champ d'application

Cette version du guide s'adresse à un public international et est une adaptation de la version allemande préparée par l'Agence des ressources renouvelables (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe - FNR). Les sujets à caractère spécifiquement allemand ont été omis et, au contraire, des formulations et approches présentant un intérêt international ont été ajoutées. Par conséquent, tous les thèmes importants pour les pays en développement et les économies émergentes ne sont pas présentés en détail dans le guide. L'accent a donc été mis sur la présentation de la technologie nécessaire à la production efficace de biogaz, technologie qu'il est ensuite possible de comparer à celles qui sont utilisées dans chaque pays.

1.5.1 Technologie

Le présent guide met exclusivement l'accent sur l'utilisation de la biomasse pour produire et utiliser du biogaz. Il s'intéresse surtout aux végétaux du secteur agricole ainsi qu'au domaine d'application concerné par l'utilisation des résidus issus de la transformation des produits agricoles. Plus précisément, ce guide ne concerne pas, par exemple, l'utilisation des déchets municipaux et des boues d'épuration. Par ailleurs, il met l'accent sur les technologies de valorisation du biogaz qui ont déjà, dans une certaine mesure, fait leurs preuves sur le marché et qui ont fait l'objet d'une mise en œuvre commerciale en de multiples occasions en Allemagne.

En ce qui concerne l'utilisation du biogaz, l'accent est mis sur la production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE). Les petits systèmes domestiques prévoyant une utilisation directe du gaz sur site font appel à une technologie différente, moins exigeante en capital (accès à l'énergie avec un investissement en capital le plus petit possible) et ne sont pas inclus dans le guide. L'amélioration de la qualité du biogaz pour qu'elle corresponde à celle du gaz naturel en vue d'un raccordement au réseau de gaz naturel est examinée dans le présent document, mais des analyses et évaluations détaillées sont faites dans d'autres publications auxquelles il est fait référence.

D'autres technologies utilisent le biogaz autrement que pour la production combinée de chaleur et d'électricité dans un moteur (par exemple les micro-turbines à gaz, les piles à combustible, ou l'utilisation du biogaz pour l'alimentation locale en combustible), mais elles ne sont abordées que dans la mesure où des informations validées par des études scientifiques

sont disponibles pour démontrer l'intérêt de leur application potentielle, économiquement rentable dans un avenir prévisible. Ce guide met donc l'accent sur la production de biogaz au moyen de procédés disponibles dans le commerce et sur l'utilisation de ce biogaz dans un moteur à combustion interne pour produire de l'électricité selon une technologie disponible dans le commerce.

1.5.2 Substrats

Le guide traite des substrats actuellement utilisés à échelle suffisamment grande dans le secteur allemand du biogaz, indépendamment de leur origine (agriculture, entretien paysager, autorités locales, industries utilisant des matières premières végétales) dans la mesure où il s'agit des substrats pour lesquels on dispose de la plus grande quantité de données empiriques. La présente publication s'intéresse plus particulièrement aux substrats agricoles et aux substrats issus de l'industrie alimentaire dans la mesure où les marchés du biogaz, notamment ceux qui sont émergents, concentreront initialement leurs efforts sur la biomasse disponible avant d'adopter d'autres substrats pour une utilisation généralisée. Toutefois, les principes fondamentaux décrits dans ce guide peuvent également s'appliquer à d'autres substrats du moment que leurs propriétés de digestion sont connues.

1.5.3 Actualité des données

Les travaux de base et la collecte des données pour la réalisation de ce guide de la production et de l'utilisation du biogaz ont été réalisés en 2008 et 2009. Par conséquent, il décrit l'état des connaissances en matière de centrales de valorisation du biogaz à la mi-2009 en Allemagne. Par exemple, la discussion sur le cadre réglementaire fait référence à la loi allemande de 2009 privilégiant les sources d'énergie renouvelables. Cette loi fait l'objet de modifications périodiques et est adaptée conformément à la situation du marché (dernière modification le 1er janvier 2012). Dans un contexte international, cette loi peut constituer un exemple de la bonne façon de lancer un marché du biogaz. Compte tenu de la diversité des circonstances et des conditions-cadres, il peut être nécessaire de mettre en œuvre différentes mesures pour obtenir des résultats positifs.

1.5.4 Champ d'application des données

Ce guide contient non seulement les faits et les données nécessaires à la compréhension des informations et procédures pertinentes, mais également ceux qu'il faut connaître pour effectuer les estimations et les calculs initiaux. D'autres données ont été omises dans un souci de clarté et de transparence.

Ce guide est le résultat de travaux de recherche soigneusement réalisés et de nombreuses discussions avec des experts. Nous ne prétendons pas que les données sont absolument complètes et exactes, mais il semble que l'objectif visant à faire une présentation détaillée et exhaustive de tous les domaines pertinents de la production et de l'utilisation du biogaz ait été atteint.

Notions fondamentales de digestion anaérobie

2

2.1 Production de biogaz

Comme son nom le suggère, le biogaz est produit selon un processus biologique. En l'absence d'oxygène (« anaérobie » veut dire sans oxygène), la matière organique se décompose pour former un mélange gazeux appelé biogaz. Ce processus est très répandu dans la nature, dans les landes, par exemple, ou au fond des lacs, dans les fosses à purin et dans la panse des ruminants. La matière organique est presque entièrement convertie en biogaz par différents types de microorganismes. Le processus produit également de l'énergie (chaleur) et une nouvelle biomasse.

Le mélange de gaz obtenu comprend essentiellement du méthane (50 à 75 % en volume) et du gaz carbonique (25 à 50 % en volume). Le biogaz contient également de petites quantités d'hydrogène, de sulfure d'hydrogène, d'ammoniac et des traces d'autres gaz. Sa composition est essentiellement déterminée par les substrats, le processus de fermentation (digestion) et les divers modèles techniques des centrales [2-1], [2-2], [2-3], [2-4]. Le processus de formation du biogaz peut être divisé en un certain nombre d'étapes (voir Fig. 2.1) Les différentes étapes de décomposition (dégradation) doivent être coordonnées et harmonisées de la meilleure façon possible pour s'assurer que l'ensemble du processus se déroule dans de bonnes conditions.

Pendant la première étape, l'**hydrolyse**, les composés complexes de la matière première (hydrates de carbone, protéines et lipides, par exemple) sont décomposés en composés organiques plus simples (par ex. acides aminés, sucres et acides gras). Les bactéries hydrolytiques intervenant à ce stade libèrent des enzymes qui décomposent la matière par des moyens biochimiques.

Les produits intermédiaires formés par ce processus sont ensuite décomposés pendant l'**acidogénèse** (phase d'acidification) par des bactéries fermentatives

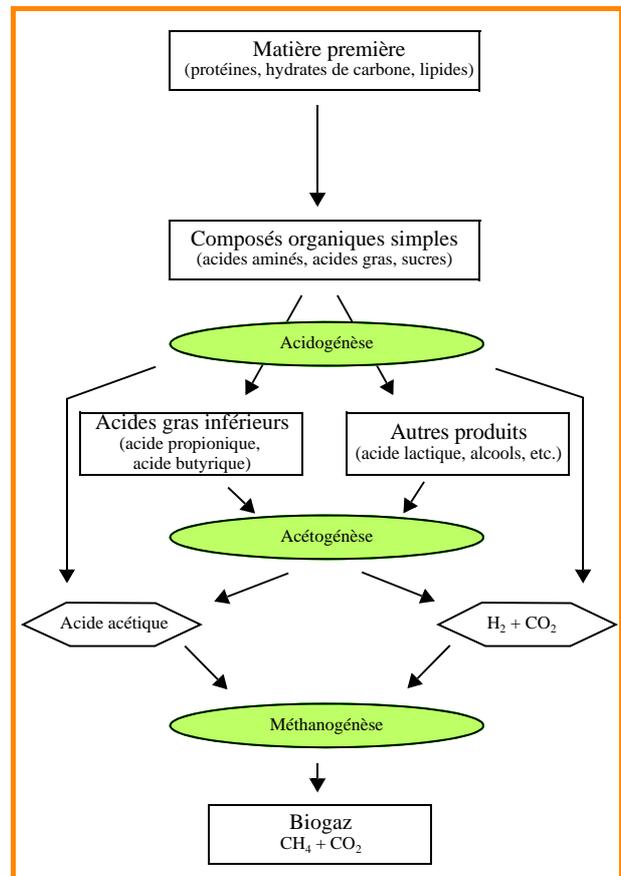


Figure 2.1 : Représentation schématique de la décomposition anaérobie

(génératrices d'acides) pour former des acides gras inférieurs (acide acétique, propionique et butyrique), ainsi que du gaz carbonique et de l'hydrogène. De plus, de petites quantités d'acide lactique et d'alcools sont également formés. La nature des produits formés à ce stade dépend de la concentration de l'hydrogène intermédiaire.

Pendant l'**acétogénèse** (formation d'acide lactique), des bactéries acétogènes convertissent ensuite ces produits en précurseurs du biogaz (acide acétique, hydrogène et dioxyde de carbone). La pression partielle de



L'hydrogène est particulièrement importante à cet égard. Une teneur excessivement forte en hydrogène empêche la conversion des produits intermédiaires de l'acidogénèse pour des raisons liées à l'énergie. En conséquence, des acides organiques tels que l'acide propionique, l'acide isovalérique et l'acide hexanoïque s'accumulent et empêchent la formation de méthane. C'est pour cette raison que les bactéries acétogènes (bactéries productrices d'hydrogène) doivent coexister dans une étroite communauté biotique (biocénose) avec les archées méthanogènes qui consomment de l'hydrogène et du dioxyde de carbone pendant la formation du méthane (transfert d'hydrogène entre espèces), garantissant ainsi un environnement acceptable pour les bactéries acétogènes [2-5].

Pendant la phase subséquente de **méthanogénèse**, qui est la phase finale de production du biogaz, c'est avant tout l'acide acétique, mais aussi l'hydrogène et le dioxyde de carbone, qui est converti en méthane par des archées méthanogènes strictement anaérobies. Les méthanogènes hydrogénotrophes produisent du méthane à partir de l'hydrogène et du dioxyde de carbone, alors que les bactéries acétoclastes produisent du méthane par clivage de l'acide acétique. Dans les conditions qui prévalent dans les centrales de valorisation du biogaz agricole, aux taux supérieurs de charge organique, le méthane est produit essentiellement par la réaction utilisant l'hydrogène, alors que ce n'est qu'aux taux relativement faibles de charge organique que le méthane est produit par clivage de l'acide acétique [2-7], [2-8]. Le phénomène de digestion des boues d'épuration nous a appris que 70 % du méthane provient du clivage de l'acide acétique et seulement 30 % de l'utilisation de l'hydrogène. Toutefois, dans une centrale de valorisation du biogaz agricole, cela n'est vrai, dans le meilleur des cas, que pour les digesteurs de grande capacité pour lesquels les temps de séjour sont très courts [2-7], [2-9]. Une étude récente confirme que c'est le transfert d'hydrogène entre espèces qui détermine véritablement le taux de production de méthane [2-10].

Les quatre phases de dégradation anaérobie ont lieu simultanément selon un processus à une seule étape. Toutefois, comme les bactéries intervenant dans les diverses phases de la dégradation n'ont pas les mêmes exigences en termes d'habitat (en ce qui concerne le pH et la température, par exemple), il faut trouver un compromis dans la technologie du processus. Comme les microorganismes méthanogènes constituent le maillon le plus faible de la biocénose, compte tenu de leur faible taux de croissance, et qu'ils sont les plus sensibles aux perturbations, il faut adap-

ter les conditions environnementales aux exigences des bactéries productrices de méthane. En pratique, cependant, toute tentative de séparation physique de l'hydrolyse et de l'acidogénèse de la méthanogénèse en mettant en œuvre deux étapes distinctes du processus (gestion du processus en deux étapes) sera relativement peu efficace dans la mesure où, malgré la faible valeur du pH dans l'étape d'hydrolyse ($\text{pH} < 6,5$), il se formera quand même du méthane. Le gaz d'hydrolyse obtenu contient par conséquent du méthane en plus du dioxyde de carbone et de l'hydrogène, ce qui explique pourquoi il doit être utilisé ou traité pour éviter toute conséquence néfaste pour l'environnement et tout risque pour la sécurité [2-11].

Dans les processus en plusieurs étapes, différents environnements peuvent se créer dans les étapes individuelles de digestion, selon le modèle de la centrale de valorisation du biogaz et son régime de fonctionnement, et selon la nature et la concentration de la masse fraîche utilisée comme substrat. Réciproquement, les conditions ambiantes altèrent la composition et l'activité de la biocénose microbienne et ont par conséquent une incidence directe sur les métabolites obtenus.

2.2 Conditions environnementales dans le réacteur

Pour décrire les conditions environnementales, il faut faire une distinction entre digestion humide et digestion sèche car les deux processus diffèrent considérablement en termes de teneur en eau, de teneur en nutriments et de transport de masse. (Les termes digestion et fermentation sont parfois utilisés de manière interchangeable.) Dans ce qui suit, les descriptions concernent uniquement la digestion humide qui est la plus courante en pratique.

2.2.1 Oxygène

Les archées méthanogènes sont parmi les organismes vivants les plus anciens de la planète où elles sont apparues il y a de trois à quatre milliards d'années de cela, bien avant la formation de l'atmosphère telle que nous la connaissons. Par conséquent, aujourd'hui encore, ces microorganismes dépendent toujours d'un environnement dépourvu d'oxygène. La plupart des espèces ne résistent pas à la présence d'oxygène, même en petites quantités. D'une manière générale, toutefois, il est impossible d'empêcher totalement l'introduction d'oxygène dans le digesteur. La raison

Du point de vue biologique, une stricte subdivision des processus en digestion humide et sèche est trompeuse dans la mesure où les microorganismes intervenant dans le processus de digestion ont toujours besoin d'un milieu liquide pour survivre et proliférer.

Les malentendus sont également fréquents lorsqu'on définit la teneur en matière sèche de la masse fraîche à digérer, puisqu'il est courant d'utiliser en même temps différents substrats (matières premières) dont chacun a une teneur en matière sèche différente. À cet égard il doit être clair, pour l'opérateur, que ce n'est pas la teneur en matière sèche de chaque substrat qui détermine la classification du processus mais celle du mélange de substrats introduit dans le digesteur.

La classification en digestion humide ou sèche dépend par conséquent de la teneur en matière sèche de ce que contient le digesteur. Il importe également de souligner que dans les deux cas, les microorganismes ont besoin de suffisamment d'eau dans leur environnement immédiat.

Il n'existe pas de définition précise de la ligne de séparation entre digestion humide et digestion sèche, mais en pratique on a pris l'habitude de parler de digestion humide lorsqu'on utilise des cultures énergétiques dont la teneur en matière sèche atteint environ 12 % dans le digesteur, car avec cette teneur en eau le contenu du digesteur reste généralement pompable. Lorsqu'au contraire, la teneur en matière sèche du contenu du digesteur atteint 15-16 %, voire plus, la matière n'est généralement plus pompable et on parle alors de digestion sèche.

pour laquelle l'activité des archées méthanogènes n'est pas immédiatement inhibée ou pour laquelle, dans le pire des cas, elles ne meurent pas toutes, tient à leur coexistence avec des bactéries consommatrices d'oxygène provenant des étapes de dégradation précédentes [2-1], [2-2]. Certaines d'entre elles sont ce qu'on appelle des bactéries anaérobie facultatives. Elles sont capables de survivre aussi bien en présence d'oxygène qu'en l'absence totale d'oxygène. À condition que la charge en oxygène ne soit pas trop forte, elles consomment l'oxygène avant qu'il détruise les archées méthanogènes qui, elles, dépendent entièrement d'un environnement exempt d'oxygène. Ainsi, d'une manière générale, l'oxygène atmosphérique introduit dans l'espace gazeux du digesteur aux fins de

désulfuration biologique n'a pas d'incidence néfaste sur la formation de méthane [2-6].

2.2.2 Température

Le principe général est que la vitesse des réactions chimiques augmente avec la température ambiante. Toutefois, ce principe n'est que partiellement applicable à la décomposition biologique et aux processus de conversion. Dans ces cas, il faut garder à l'esprit que la température optimale des microorganismes intervenant dans les processus métaboliques n'est pas la même pour tous [2-1]. Lorsque la température est supérieure ou inférieure à leur plage optimale de température, les microorganismes concernés peuvent être inhibés, voire, dans les cas extrêmes, irrémédiablement dégradés.

Les microorganismes intervenant dans la décomposition peuvent être divisés en trois groupes selon leurs températures optimales. Une distinction est ainsi faite entre les microorganismes psychrophiles, mésophiles et thermophiles [2-13].

- Les conditions optimales des microorganismes psychrophiles correspondent à des températures inférieures à 25 °C. Donc, d'une manière générale, une exploitation économique des centrales de valorisation du biogaz est impossible.
- Pour la majorité des bactéries productrices de méthane connues, les conditions optimales de croissance sont réunies lorsque la plage de température mésophile se situe entre 37 °C et 42 °C.
- Lorsqu'il est prévu de détruire des germes nocifs par hygiénisation du substrat ou lorsqu'on utilise, comme substrats, des sous-produits ou des déchets dont la température intrinsèque est élevée (eau de traitement, par exemple), les cultures thermophiles constituent un bon choix pour le processus de digestion. Leurs conditions optimales se situent entre 50 °C et 60 °C. La température élevée du processus accélère la décomposition et réduit la viscosité. Il faut toutefois tenir compte du fait qu'il peut être nécessaire d'utiliser plus d'énergie pour chauffer le processus de fermentation. Dans cette plage de température, le processus de fermentation est également plus sensible aux perturbations ou aux irrégularités d'alimentation du substrat ou du régime de fonctionnement du digesteur, car dans les conditions thermophiles, le nombre d'espèces différentes de microorganismes méthanogènes présents est moindre [2-6].

En pratique, il a été démontré que les limites entre les plages de température sont fluides et que ce sont



avant tout les changements rapides de température qui sont préjudiciables aux microorganismes. Au contraire, lorsque les changements de température sont lents, les microorganismes méthanogènes peuvent s'adapter à différents niveaux de température. C'est par conséquent moins la température absolue qui est primordiale pour gérer la stabilité du processus que le maintien à un niveau de température donné.

En pratique, on constate souvent un phénomène d'auto-échauffement et il importe de le mentionner à cet égard. Il se produit lorsqu'on utilise des substrats en grande partie composés d'hydrates de carbone en combinaison avec une absence d'intrants liquides, dans des conteneurs bien isolés. L'auto-échauffement est attribuable à la production de chaleur par certains groupes de microorganismes pendant la décomposition des hydrates de carbone. En conséquence, dans un système fonctionnant initialement dans des conditions mésophiles, la température atteint la plage des 43 à 48 °C. Avec un système intensif d'analyse de secours et une régulation associée du processus, il est possible de gérer le changement de température par de petites réductions de la production de gaz, pendant de courtes périodes (2-12). Toutefois, sans intervention sur le processus (réduction des quantités introduites, par exemple), les microorganismes sont incapables de s'adapter au changement de température et, dans le pire des cas, la production de gaz peut complètement cesser.

2.2.3 Valeur du pH

La situation en ce qui concerne la valeur du pH est similaire à celle qui concerne la température. Les microorganismes intervenant dans les divers stades de décomposition ont besoin de valeurs de pH différentes pour une croissance optimale. Ainsi, pour les bactéries hydrolysantes et acidogènes, le pH optimal se situe dans la plage de 5,2 à 6,3 [2-6]. Mais ces valeurs ne sont pas définitives car ces bactéries peuvent encore convertir les substrats lorsque le pH est légèrement supérieur. Seulement, leur activité est alors légèrement réduite. Par contre, dans la plage neutre, un pH de 6,5 à 8 est absolument indispensable pour les bactéries qui produisent de l'acide acétique et pour les archées méthanogènes [2.8]. Par conséquent, lorsque la fermentation a lieu dans un même digesteur, il est impératif que cette plage de pH soit maintenue.

Que le processus soit à une seule étape ou à plusieurs étapes, la valeur du pH dans le système est automatiquement déterminée par les métabolites alca-

lins et acides formés au cours de la décomposition anaérobie [2.1]. Toutefois, la réaction en chaîne suivante montre à quel point cet équilibre est précaire.

Par exemple, si une trop grande quantité de matière organique est introduite dans le processus en trop peu de temps, ou si la méthanogénèse est inhibée pour toute autre raison, les métabolites acides issus de l'acidogénèse vont s'accumuler. Normalement, la valeur du pH est déterminée dans la plage neutre par le tampon de carbonate et d'ammoniac. Si la capacité tampon du système est épuisée, c'est-à-dire si une trop grande quantité d'acides organiques s'est accumulée, la valeur du pH chute. Cela a pour conséquence d'augmenter l'effet inhibiteur du sulfure d'hydrogène et de l'acide propionique, au point que le processus en cours dans le digesteur s'arrête en très peu de temps. D'autre part, la valeur du pH peut augmenter si de l'ammoniac est libéré suite à la décomposition des composés organiques azotés ; l'ammoniac réagit alors avec l'eau pour former de l'ammonium. En conséquence, l'effet inhibiteur de l'ammoniac augmente. En ce qui concerne le contrôle du processus, il faut garder à l'esprit qu'en raison de son inertie, bien que la valeur du pH ne serve pas à grand-chose pour contrôler la centrale, il faut, compte tenu de son importance, continuer de la mesurer.

2.2.4 Apport en nutriments

Les microorganismes participant à la dégradation anaérobie ont des besoins propres à chaque espèce en termes de macronutriments, de micronutriments et de vitamines. La concentration et la disponibilité de ces nutriments ont une incidence sur le taux de croissance et sur l'activité des diverses populations. Il existe des concentrations minimales et maximales propres à chaque espèce et il est difficile de les définir compte tenu de la diversité des différentes cultures et de leur adaptabilité, qui est parfois considérable. Pour tirer le plus possible de méthane des substrats, il faut assurer un apport optimal de nutriments aux microorganismes. La quantité de méthane pouvant être tirée des substrats dépend des proportions de protéines, de lipides et d'hydrates de carbone qu'ils contiennent. De même, ces facteurs ont une influence sur les besoins spécifiques en nutriments [2-18].

Une proportion équilibrée de macronutriments et de micronutriments est nécessaire pour assurer la stabilité du processus. Après le carbone, l'azote est le nutriment le plus indispensable. Il est nécessaire à la formation des enzymes qui assurent le métabolisme. Le rapport C/N des substrats est donc primordial. S'il est

trop élevé (beaucoup de carbone et peu d'azote), le métabolisme est incomplet, si bien que le carbone présent dans le substrat n'est pas entièrement converti et que la production de méthane n'est pas optimale. Dans le cas contraire, un excédent d'azote peut entraîner la formation de quantités excessives d'ammoniac (NH_3) qui, même en faibles concentrations, inhibe la croissance des bactéries et, dans le pire des cas, peut entraîner l'effondrement complet de la population de microorganismes [2-2]. Pour que le processus fonctionne de manière ininterrompue, il faut que le rapport C/N se situe dans la plage 10-30/1. En plus du carbone et de l'azote, le phosphore et le soufre sont également des nutriments essentiels. Le soufre est un élément constitutif des acides aminés et les composés phosphorés sont nécessaires à la formation de l'adénosine triphosphate (ATP) et du nicotinamide-adenine-dinucléotide-phosphate (NADP) qui sont des vecteurs d'énergie. Pour que les microorganismes soient suffisamment approvisionnés en nutriments, il faut que dans le réacteur le rapport C/N/P/S soit 600/15/5/3 [2-14].

Tout comme pour les macronutriments, l'apport approprié de certains oligo-éléments est indispensable à la survie des microorganismes. La demande de micronutriments est généralement satisfaite dans la plupart des centrales de valorisation du biogaz agricole, notamment lorsqu'elles bénéficient de l'apport d'excréments animaux. Un déficit d'oligo-éléments est toutefois très courant dans la mono-fermentation des cultures énergétiques. Les éléments dont les archées méthanogènes ont besoin sont le cobalt (Co), le nickel (Ni), le molybdène (Mo) et le sélénium (Se) et parfois également le tungstène (W). Le nickel, le cobalt et le molybdène sont nécessaires dans les cofacteurs pour les réactions indispensables à leur métabolisme [2-15], [2-16]. Le magnésium (Mg), le fer (Fe) et le manganèse (Mn) sont également des micronutriments importants pour le transport d'électrons et pour la fonction de certains enzymes.

La concentration d'oligo-éléments dans le réacteur est par conséquent une variable de référence cruciale. Il ressort d'une comparaison de diverses sources documentaires consacrées à ce sujet que les variations peuvent être considérables (parfois selon un facteur de 1 à 100) dans les concentrations d'oligo-éléments considérés comme essentiels.

Les plages de concentrations données dans le tableau 2.1 ne s'appliquent qu'en partie aux centrales de valorisation du biogaz agricole dans la mesure où, dans certains cas, les études décrites dans ces sources

ont été réalisées dans le secteur des eaux usées, dans des conditions initiales différentes et avec des méthodes d'investigation également différentes. Par ailleurs, les écarts de ces plages sont extrêmement larges et très peu de détails sont donnés sur les conditions propres au processus (par ex. taux de charge organique, temps de séjour, etc.). Les oligo-éléments peuvent constituer des composés peu solubles avec du phosphate, du sulfure et du carbonate libres dans le réacteur, auquel cas ils ne sont plus disponibles pour les microorganismes. Une analyse des concentrations d'oligo-éléments dans la matière première peut par conséquent donner des informations peu fiables quant à la disponibilité des micronutriments car elle donne simplement la concentration totale. Par conséquent, il faut ajouter de plus grandes quantités d'oligo-éléments au processus qu'il n'en faudrait pour compenser une concentration insuffisante. Lors de la détermination des besoins, il faut toujours tenir compte des concentrations d'oligo-éléments de tous les substrats. Les analyses des concentrations d'oligo-éléments de divers aliments pour animaux montrent qu'elles sont sujettes à des fluctuations considérables. Il est donc extrêmement difficile d'optimiser le dosage des oligo-éléments en cas de déficit.

Néanmoins, pour éviter tout surdosage d'oligo-éléments, la concentration de micronutriments dans le digesteur doit être déterminée avant l'ajout d'oligo-éléments. Un surdosage peut entraîner une concentration de métaux lourds dans le digestat (résidu de fermentation) supérieure à la limite autorisée pour un usage agricole, auquel cas le digestat ne peut être utilisé comme engrais organique.

Tableau 2.1 : Concentrations favorables d'oligo-éléments selon diverses sources bibliographiques

Oligo-élément	Plage de concentration [mg/l]			
	Selon [2-18]	Selon [2-19]	Selon [2-16] ^a	Selon [2-17] ^b
Co	0.003-0.06	0.003-10	0.06	0.12
Ni	0.005-0.5	0.005-15	0.006	0.015
Se	0.08	0.08-0.2	0.008	0.018
Mo	0.005-0.05	0.005-0.2	0.05	0.15
Mn	n.s.	0.005-50	0.005-50	n.s.
Fe	1-10	0.1-10	1-10	n.s.

a. Concentration minimale absolue dans les centrales de valorisation du biogaz

b. Concentration optimale recommandée

2.2.5 Inhibiteurs

La production de gaz peut être inhibée pour diverses raisons. Il peut s'agir de causes techniques affectant le fonctionnement de la centrale (voir section 5.4 Gestion des perturbations). Des substances appelées inhibiteurs peuvent également ralentir le processus. Il s'agit de substances qui, dans certaines circonstances, et même en petites quantités, ralentissent la vitesse de décomposition ou qui, dans le cas de concentrations toxiques, stoppent le processus de décomposition. Il importe de faire une distinction entre les inhibiteurs qui entrent dans le digesteur grâce à l'addition de substrat et ceux qui sont des produits intermédiaires résultant des différentes étapes de décomposition.

Lorsqu'on considère la façon dont un digesteur est alimenté, il faut garder à l'esprit que l'ajout d'une quantité excessive de substrat peut également inhiber le processus de digestion car tout constituant du substrat peut avoir un effet nocif sur les bactéries si sa concentration est trop forte. Cela est particulièrement vrai pour les substances telles que les antibiotiques, les désinfectants, les solvants, les herbicides, les sels et les métaux lourds qui, même en petites quantités, peuvent inhiber le processus de décomposition. L'introduction d'antibiotiques est généralement attribuable à l'addition de fumier ou de graisses animales, mais l'effet inhibiteur de chaque antibiotique varie considérablement. Toutefois, mêmes les oligo-éléments essentiels peuvent être toxiques pour les microorganismes lorsque leurs concentrations sont excessivement fortes. Comme les microorganismes peuvent, dans une certaine mesure, s'adapter à ces substances, il est difficile de déterminer la concentration à partir de laquelle la substance devient nocive [2-2]. Certains inhibiteurs interagissent également avec d'autres substances. Les métaux lourds, par exemple, n'ont un effet nocif sur le processus de digestion que s'ils sont présents en solution. Toutefois, ils sont liés par le sulfure d'hydrogène qui est produit dans le processus de digestion, et précipités en sulfures peu solubles. Comme il se forme presque toujours du H_2S pendant la fermentation méthanique, il ne faut généralement pas s'attendre à ce que les métaux lourds perturbent le processus [2-2]. Cela n'est toutefois pas vrai des composés du cuivre qui sont toxiques même à très faible concentration (40-50 mg/l) en raison de leur effet antibactérien. Dans l'exploitation agricole, par exemple, ils peuvent entrer dans le cycle de production par la désinfection des sabots des animaux.

Un large éventail de substances susceptibles d'inhiber le processus est produit pendant la fermenta-

tion. Là encore, il est utile d'attirer l'attention sur la grande adaptabilité des bactéries : on ne peut pas partir du principe qu'il existe des limites absolues généralement applicables. En particulier, même de faibles concentrations d'ammoniac libre non ionique (NH_3) ont un effet néfaste sur les bactéries ; cet ammoniac libre est en équilibre avec la concentration d'ammonium (NH_4^+) (l'ammoniac réagit avec l'eau pour former l'ammonium et un ion OH^- et vice versa). Cela veut dire qu'avec un pH de plus en plus alcalin, autrement dit lorsque que la concentration d'ion OH^- augmente, l'équilibre est rompu et la concentration d'ammoniac augmente. Par exemple, une augmentation du pH de 6,5 à 8,0 entraîne une multiplication par 30 de la concentration d'ammoniac libre. Une augmentation de la température dans le digesteur entraîne également une rupture de l'équilibre en faveur de l'ammoniac et de son effet inhibiteur. Pour un système de digestion non adapté aux fortes concentrations d'azote, le seuil d'inhibition se situe dans une plage de 80 à 250 mg/l de NH_3 [2-2]. En fonction de la valeur du pH et de la température de digestion, cela équivaut à une concentration d'ammonium de 1,7 à 4 g/l. L'expérience montre qu'on peut s'attendre à une inhibition par l'azote du processus de génération de biogaz lorsque la concentration totale d'azote ammoniacal atteint 3 000 à 3 500 mg/l [2-18].

Le processus de digestion produit également du sulfure d'hydrogène (H_2S) qui, dans sa forme dissoute, non dissociée, peut inhiber le processus de décomposition (en tant que cytotoxine) à des concentrations d'à peine 50 mg/l. À mesure que la valeur du pH baisse, la proportion de H_2S libre augmente, ce qui accroît le risque d'inhibition. Une possibilité de réduire la concentration de H_2S consiste à faire en sorte qu'il précipite en sulfures avec l'aide d'ions de fer. Le H_2S réagit également avec d'autres métaux lourds et il est lié et précipité parallèlement à la formation d'ions sulfure (S^{2-}) [2-2]. Toutefois, comme nous l'avons vu précédemment, le soufre est également un important macronutriment. Comme une concentration suffisante de soufre est nécessaire à la formation des enzymes, une précipitation excessive sous forme de sulfures risque à son tour d'inhiber la méthanogénèse.

L'effet inhibiteur de substances individuelles dépend par conséquent d'un certain nombre de facteurs différents et il est difficile de définir des valeurs limites fixes. Une liste de différents inhibiteurs figure au tableau 2.2.

Tableau 2.2 : Inhibiteurs des processus de décomposition anaérobie et concentrations auxquelles ils deviennent préjudiciables [2-14]

Inhibiteur	Concentration inhibitrice	Remarques
Oxygène	> 0,1 mg/l	Inhibition des archées méthanogènes anaérobies obligatoires
Sulfure d'hydrogène	> 50 mg/l H ₂ S	L'effet inhibiteur augmente lorsque la valeur du pH diminue.
Acides gras volatiles	> 2 000 mg/l HAc (pH = 7,0)	L'effet inhibiteur augmente lorsque la valeur du pH diminue. Forte adaptabilité des bactéries.
Azote ammoniacal	> 3 500 mg/l NH ₄ ⁺ (pH = 7,0)	L'effet inhibiteur augmente lorsque la valeur du pH et la température augmentent. Forte adaptabilité des bactéries.
Métaux lourds	Cu > 50 mg/l Zn > 150 mg/l Cr > 100 mg/l	Seuls les métaux dissous ont un effet inhibiteur. Détoxification par précipitation des sulfures.
Désinfectants, anti-biotiques	n.s.	Effet inhibiteur spécifique au produit.

2.3 Paramètres de fonctionnement

2.3.1 Taux de charge organique et temps de séjour du digesteur

Lors de la conception et de la fabrication d'une centrale de valorisation du biogaz, on accorde généralement un intérêt particulier aux considérations d'ordre économique. Par conséquent, au moment de choisir la taille du digesteur, ce qui compte le plus ce n'est pas nécessairement son rendement maximal en production de gaz ou le fait de savoir si la décomposition des matières organiques contenues dans le substrat est complète. Si le but recherché est d'obtenir une décomposition complète des constituants organiques, il faut parfois que le temps de séjour du substrat dans le digesteur soit très long et que le volume des réservoirs soit considérable dans la mesure où certaines substances mettent longtemps à se décomposer (à suppo-

ser qu'elles le fassent). L'objectif doit donc être d'obtenir une dégradation optimale à un coût acceptable.

À cet égard, le taux de charge organique est un paramètre primordial d'exploitation. C'est lui qui indique combien de kilogrammes de solides volatiles (SV, ou matière sèche organique, MSO) on peut introduire dans le digesteur par m³ de volume utile par unité de temps [2-1]. Le taux de charge organique est exprimé en kg SV/(m³ · j).

$$B_R = \frac{\dot{m} \cdot c}{V_R \cdot 100} \quad [\text{kg VS m}^{-3} \text{ d}^{-1}]$$

Équation 2.1 : Taux de charge organique

(\dot{m} = quantité de substrat ajoutée par unité de temps [kg/j])

c = concentration de matière organique (solides volatiles

[% SV] ; V_R = volume du réacteur [m³])

Le taux de charge organique peut être spécifié pour chaque phase (enceinte étanche au gaz, isolée et chauffée), pour l'ensemble du système (volume utile total de toutes les phases) et avec ou sans l'inclusion d'un système de recirculation des matières. La modification des variables de référence peut entraîner des résultats parfois très contrastés pour le taux de charge organique d'une centrale. Pour comparer de façon significative les taux de charge organique de diverses centrales de valorisation du biogaz, il est conseillé de déterminer ce paramètre pour l'ensemble du système sans tenir compte de la recirculation des matières, autrement dit uniquement pour le substrat frais.

Le temps de séjour hydraulique (TSH) est un autre facteur à prendre en compte au moment de décider de la taille de l'enceinte. Il s'agit du temps pendant lequel un substrat doit (après calcul) rester en moyenne dans le digesteur jusqu'à ce qu'il en soit évacué [2-1]. Le calcul consiste à déterminer le rapport entre le volume du réacteur (V_R) et le volume du substrat ajouté quotidiennement (\dot{V}) [2-2]. Le temps de séjour hydraulique s'exprime en jours.

$$HRT = \frac{V_R}{\dot{V}} \quad [\text{j}]$$

Équation 2.2 : Temps de séjour hydraulique

(V_R = volume du réacteur [m³]; \dot{V} = volume de substrat ajouté quotidiennement [m³/j])

Le temps de séjour réel est différent du résultat ainsi calculé car la rapidité d'évacuation des composants individuels du digesteur diffère en fonction du degré de mélange, par exemple en raison de flux en circuit court. Il existe une étroite corrélation entre le taux de

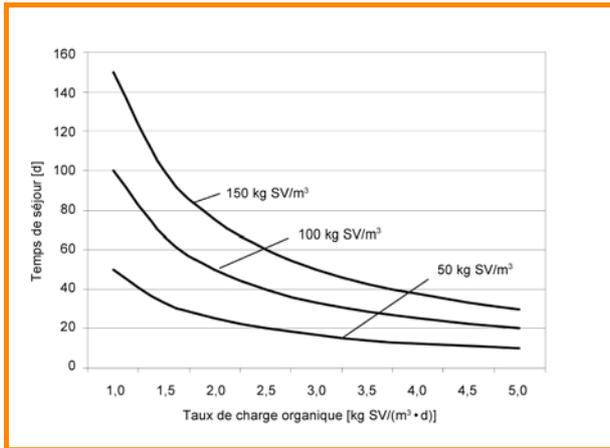


Figure 2.2 : Corrélation entre le taux de charge organique et le temps de séjour hydraulique pour diverses concentrations de substrat

charge organique et le temps de séjour hydraulique (figure 2.2).

Si on part du principe que la composition du substrat reste la même, lorsque le taux de charge organique augmente une plus grande quantité de matière est ajoutée au digesteur et le temps de séjour est par conséquent plus court. Pour pouvoir maintenir le processus de digestion, le temps de séjour hydraulique doit être choisi de sorte que le remplacement constant du contenu du réacteur n'évacue pas plus de microorganismes qu'il ne s'en reproduit pendant ce laps de temps (par exemple, il faut 10 jours ou plus à certaines archées méthanogènes pour doubler leur population) (2-1). Il faut également garder à l'esprit qu'avec un temps de séjour court, les microorganismes disposent de peu de temps pour dégrader le substrat et la production de gaz est moindre. Il est par conséquent également important d'adapter le temps de séjour au taux spécifique de décomposition des substrats. Si on connaît la quantité ajoutée par jour, on peut calculer le volume du réacteur en tenant compte de la dégradabilité du substrat et du temps de séjour prévu.

Les paramètres de fonctionnement d'une centrale de valorisation du biogaz indiqués ci-dessus ont pour objet principal de décrire la situation de charge, par exemple de comparer différentes centrales de ce type. Ce n'est que lors du processus de démarrage que les paramètres peuvent aider à contrôler la montée en service, lente et régulière, de la centrale. Normalement, le taux de charge organique fait l'objet de la plus grande attention. Dans le cas de centrales ayant de gros volumes de liquide en entrée et une faible teneur en matière organique dégradable (centrales alimentées au lisier), le temps de séjour est plus important.

2.3.2 Productivité, rendement et degré de dégradation

La productivité ($P_{(CH_4)}$), le rendement ($A_{(CH_4)}$) et le degré de dégradation (η_{VS}) sont des paramètres appropriés pour décrire les performances d'une centrale de valorisation du biogaz. Si la production de gaz est donnée en fonction du volume du digesteur, on parle alors de productivité de la centrale. Par définition, elle est égale au quotient de la production quotidienne de gaz par le volume du réacteur et est une indication de l'efficacité de la centrale (2-20). Le paramètre de productivité peut s'appliquer à la production de biogaz ($P_{(biogaz)}$) et à la production de méthane ($P_{(CH_4)}$) et il est exprimé en $Nm^3/(m^3 \cdot j)$.

$$P_{(CH_4)} = \frac{\dot{V}_{(CH_4)}}{V_R} \quad [Nm^3 m^{-3} d^{-1}]$$

Équation 2.3 : productivité de méthane ($\dot{V}_{(CH_4)}$ = production de méthane [Nm^3/j]; V_R = volume du réacteur [m^3])

La production de gaz exprimée par rapport aux intrants est le rendement [2-8]. Le rendement peut lui aussi concerner la production de biogaz ($A_{(biogaz)}$) ou celle du méthane ($A_{(CH_4)}$). Par définition, il est égal au quotient du volume de gaz produit par la quantité de matière organique ajoutée et est exprimé en Nm^3/t (SV).

$$A_{(CH_4)} = \frac{\dot{V}_{(CH_4)}}{\dot{m}_{oTS}} \quad [Nm^3 t^{-1} SV]$$

Équation 2.4 : Rendement de méthane ($\dot{V}_{(CH_4)}$ = production de méthane [Nm^3/j]; \dot{m}_{SV} = solides volatiles ajoutés [t/j])

Le rendement désigne l'efficacité de la production de biogaz ou de méthane à partir des substrats chargés. Individuellement, ce paramètre n'a que peu de valeur informative dans la mesure où il ne tient pas compte du chargement effectif du digesteur. C'est pourquoi il faudrait toujours examiner le rendement par rapport au taux de charge organique.

Le degré de dégradation (η_{SV}) donne des informations sur l'efficacité de conversion des substrats. Il peut être déterminé sur la base des solides volatiles (SV) ou de la demande chimique en oxygène (DCO). Compte tenu des méthodes analytiques les plus couramment utilisées, il est conseillé de déterminer le degré de dégradation des solides volatiles [2-20].

$$\eta_{oTS} = \frac{oTS_{Sub} \cdot m_{zu} - (oTS_{Abl} \cdot m_{Abl})}{oTS_{Sub} \cdot m_{zu}} \cdot 100 [\%]$$

Équation 2.5 : Degré de dégradation (η_{SV}) de la biomasse
 (SV_{Sub} = solides volatiles de la masse fraîche ajoutée [kg/t MF];
 m_{zu} = masse de la masse fraîche ajoutée [t];
 SV_{Abl} = teneur de la matière évacuée du digesteur en solides volatiles [kg/t MF]; m_{Abl} = masse du digestat [t])

2.3.3 Mélange

Pour obtenir des niveaux élevés de production de biogaz, il faut un contact étroit entre les bactéries et le substrat, ce qu'on obtient généralement avec un mélange efficace dans la cuve de digestion [2-1]. À défaut d'un bon mélange dans le digesteur, au bout d'un certain temps on constate une démixtion du contenu accompagnée d'une formation de couches. Cela tient aux différences de densité des divers constituants du substrat ainsi qu'à la poussée verticale due à la formation de gaz. Dans ce cas, en raison de sa plus forte densité, la majeure partie de la masse bactérienne s'accumule dans la couche inférieure alors que le substrat à décomposer s'accumule souvent dans la couche supérieure. La zone de contact se situe alors dans la zone intermédiaire entre ces deux couches et le phénomène de dégradation est alors très limité. Par ailleurs, des solides remontent à la surface pour former une couche de mousse qui ralentit le dégagement de gaz [2-21].

Il est donc important de favoriser le contact entre les microorganismes et le substrat en mélangeant le contenu de la cuve de digestion. Il faut toutefois éviter tout mélange excessif. Ainsi, les bactéries produisant l'acide acétique (acétogénèse) et les archées (méthano-génèse) constituent une étroite communauté biotique qui est énormément importante pour que le processus de formation de biogaz se poursuive sans perturbation. Si des forces de cisaillement excessives viennent détruire cette communauté biotique par suite d'une agitation intensive, cela peut avoir des conséquences négatives pour la décomposition anaérobie.

Il importe donc de trouver un compromis permettant de satisfaire les deux conditions. En pratique, on utilise alors des agitateurs à rotation lente qui n'exercent que de faibles forces de cisaillement, et on effectue également un mélange complet du contenu du réacteur à certains intervalles (pendant une courte durée prédéfinie). D'autres questions techniques concernant le mélange sont abordées dans la section 3.2.2.3.

2.3.4 Potentiel de génération de gaz et activité méthanogène

2.3.4.1 Rendement possible en gaz

La quantité de biogaz produite dans une centrale dépend essentiellement de la composition du substrat. Pour la déterminer, il faut, si possible, effectuer un test de digestion en utilisant le mélange de substrat approprié [2-22]. À défaut, on pourra estimer le rendement en gaz en additionnant les rendements en gaz des substrats apportés en intrants, à partir des valeurs de rendement en gaz éventuellement données pour chaque substrat dans les tableaux de référence [2-23].

Pour les substrats moins courants, pour lesquels les tests de digestion ne fournissent pas de données, le rendement en gaz pourra être estimé en s'aidant du coefficient de digestion car il existe des parallèles entre les processus de décomposition dans une centrale de valorisation du biogaz et le processus de digestion chez les ruminants [2-3]. Les chiffres nécessaires à cette estimation peuvent être fournis par les tableaux de composition des aliments pour animaux de la société allemande d'agriculture (DLG) dans le cas de matières brutes renouvelables (cultures énergétiques). Sur la base de l'analyse des aliments pour animaux effectuée par Weende, ces tableaux indiquent les concentrations de cendres brutes (CB), de fibres brutes (FB), de lipides bruts (LB), de protéines brutes (PB) et d'extraits sans azote (ESA) par rapport à la matière sèche (MS), ainsi que leurs coefficients de digestibilité (CD). La concentration de FB ajoutée à celle des ESA constitue la concentration en hydrates de carbone.

Aux divers groupes de substances peuvent être attribués des rendements en gaz et des concentrations de méthane spécifiques dérivés des différentes concentrations relatives de carbone dans chaque cas (Tableau 2.3) [2-6], [2-25].

Ces données peuvent être utilisées pour calculer les quantités de solides volatiles (SV) et la masse respective des groupes de substances digestibles par kg de matière sèche (MS) [2-24] :

Concentration de SV :	
(1000 - cendres brutes ¹⁾)/10	[% MS]
Protéines digestibles :	
(protéines brutes · CD _{PB})/1000	[kg/kg MS]
Matières grasses digestibles :	
(lipides bruts · CD _{LB})/1000	[kg/kg MS]

Hydrates de carbone digestibles :
 $((\text{fibres brutes} \cdot \text{CD}_{\text{FB}}) + (\text{ESA} \cdot \text{CD}_{\text{NFESA}}))/1000$ [kg/kg MS]

¹⁾ en g/kg

Pour illustrer les calculs à effectuer on a pris l'exemple d'un **ensilage d'herbe** (pâturage extensif, première pousse, mi-floraison) (Tableau 2.4).

Calcul :

Concentration de SV :

$$(1000 - 102)/10 = 89,8 \% \text{ (DM)}$$

Protéines digestibles :

$$(112 \cdot 62 \%) / 1000 = 0,0694 \text{ kg/kg MS}$$

Matières grasses digestibles :

$$(37 \cdot 69 \%) / 1000 = 0,0255 \text{ kg/kg MS}$$

Hydrates de carbone digestibles :

$$((296 \cdot 75 \%) + (453 \cdot 73 \%)) / 1000 = 0,5527 \text{ kg/kg MS}$$

Tableau 2.3 : Rendement spécifique en biogaz et concentration de méthane des différents groupes de substances [2-25]

	Rendement en biogaz [l/kg SV]	Concentration de méthane [vol. %]
Protéines digestibles (PB)	700	71
Matières grasses digestibles (LB)	1,250	68
Hydrates de carbone digestibles (FB + ESA)	790	50

Tableau 2.4 : Paramètres pour l'ensilage d'herbe

MS [%]	Cendres brutes (CB) [g/kg MS]	Protéines brutes (PB) [g/kg MS]	CD _{FB} [%]	Lipides bruts (LP) [g/kg MS]	CD _{LB} [%]	Fibres brutes (FB) [g/kg MS]	CD _{FB} [%]	ESA [g/kg MS]	CD _{ESA} [%]
35	102	112	62	37	69	296	75	453	73

Les masses de chaque groupe de substances par kg de solides volatiles peuvent donc être calculées de la sorte. Ces résultats sont multipliés par les valeurs données par le tableau 2.3 pour obtenir les rendements en biogaz et en méthane indiqués dans le tableau 2.5.

Selon les calculs ci-dessus, on obtient 162,5 litres de biogaz ayant une teneur en méthane d'environ 53 % par kg de masse fraîche. Dans ce contexte, il est

Tableau 2.5 : Rendements en biogaz et en méthane à partir d'un ensilage d'herbe

	Rendement en biogaz [l/kg SV]	Rendement en méthane [l/kg SV]
Protéines digestibles (PB)	48.6	34.5
Matières grasses digestibles (LB)	31.9	21.7
Hydrates de carbone digestibles (FB + ESA)	436.6	218.3
Total (par kg SV)	517.1	274.5

impératif de dire que dans la plupart des cas les rendements en méthane obtenus en pratique sont considérablement plus élevés que les rendements calculés. Dans l'état actuel des connaissances, il n'existe aucune méthode statistiquement fiable permettant de calculer le rendement en gaz avec précision. La méthode décrite ici permet de faire des comparaisons entre différents substrats.

Toutefois, un certain nombre d'autres facteurs ont également une incidence sur le rendement possible en biogaz (temps de séjour des substrats dans le digesteur, teneur totale en solides, teneur en acides gras et présence éventuelle d'inhibiteurs). Ainsi, une augmentation du temps de séjour améliore le degré de dégradation et, en conséquence, accroît la production de gaz. À mesure que le temps de séjour augmente, il se dégage de plus en plus de méthane, ce qui accroît la valeur calorifique du mélange gazeux.

L'augmentation de la température accélère également le taux de dégradation. Cela n'est toutefois possible que dans une certaine mesure car une fois la température maximale dépassée, les bactéries sont affectées par la température excessive et c'est l'effet contraire qui se produit (voir section 2.2.2). Par ailleurs, l'accroissement de la production de gaz s'accompagne également d'une augmentation de la quantité de dioxyde de carbone libérée par la phase liquide, ce qui entraîne une réduction de la valeur calorifique du mélange gazeux.

La matière sèche contenue dans le digesteur (solides totaux : ST) peut altérer le rendement en gaz de deux façons. Premièrement, si la teneur en ST est trop forte le transport de masse est entravé au point que les microorganismes ne peuvent décomposer que le substrat se trouvant dans leur voisinage immédiat. Lorsque la teneur en solides totaux est très élevée (≥40%) la digestion peut même complètement s'arrêter car il n'y a plus suffisamment d'eau pour assurer le

Comme nous l'avons déjà expliqué au début du présent chapitre, s'il existe des parallèles entre les processus prenant place dans la panse des ruminants et les processus de décomposition dans une centrale de valorisation du biogaz, les deux processus ne sont pas entièrement comparables car différents effets de synergie peuvent se produire dans chacun de ces « systèmes » et influencer la production de biogaz. La méthode de calcul présentée ici n'est par conséquent valable que pour estimer le rendement réel de gaz ou de méthane et ne doit pas être utilisée pour effectuer des calculs opérationnels ou économiques. Elle permet par contre d'estimer les tendances du rendement en biogaz et de faire des comparaisons entre différents substrats.

développement des microorganismes. Deuxièmement, une forte teneur en solides totaux peut entraîner des problèmes avec les inhibiteurs car ceux-ci se trouvent concentrés en raison de la faible teneur en eau. Le prétraitement mécanique ou technique des substrats peut améliorer le rendement dans la mesure où il accroît la disponibilité du substrat pour les bactéries [2-4].

2.3.4.2 Qualité du gaz

Le biogaz est essentiellement un mélange de méthane (CH_4) et de dioxyde de carbone (CO_2) auxquels viennent s'ajouter de la vapeur d'eau et divers gaz à l'état de traces.

Le plus important, dans ce mélange gazeux, c'est sa teneur en méthane puisque ce dernier est l'élément combustible du biogaz et que par conséquent il influence directement son pouvoir calorifique. Les possibilités d'influencer la composition du biogaz au moyen d'un contrôle sélectif du processus sont très limitées. Premièrement et avant tout, la composition du biogaz dépend de la composition des matières introduites. Par ailleurs, la teneur en méthane dépend de paramètres de fonctionnement tels que la température de digestion, la charge du réacteur et le temps de séjour hydraulique, ainsi que d'éventuelles perturbations du processus et de la méthode de désulfuration biologique utilisée.

Le rendement en méthane possible est essentiellement déterminé par la composition du substrat, autrement dit par les proportions de lipides, de protéines et d'hydrates de carbone (voir section 2.3.4.1). Les rendements spécifiques en méthane de ces groupes de substances diminuent dans l'ordre indiqué ci-dessus.

Par rapport à leur masse, on obtient un rendement en méthane plus élevé avec les lipides qu'avec les hydrates de carbone.

En ce qui concerne la qualité du mélange gazeux, la concentration d'hydrogène sulfuré (H_2S) à l'état de traces dans le gaz joue un rôle important. Elle ne doit pas être trop forte, car même en faibles concentrations l'hydrogène sulfuré peut avoir un effet inhibiteur sur le processus de dégradation. Par ailleurs, les fortes concentrations de H_2S dans le biogaz peuvent entraîner des problèmes de corrosion dans une unité de cogénération de chaleur et d'électricité ou dans une chaudière de chauffage [2-1]. Le tableau 2.6 donne un aperçu de la composition moyenne du biogaz.

Tableau 2.6 : Composition moyenne du biogaz (d'après [2-1])

Composants	Concentration
Méthane (CH_4)	50-75 % vol.
Dioxyde de carbone (CO_2)	25-45 % vol.
Eau (H_2O)	2-7 % vol. (20-40°C)
Sulfure d'hydrogène (H_2S)	20-20 000 ppm
Azote (N_2)	< 2 % vol.
Oxygène (O_2)	< 2 % vol.
Hydrogène (H_2)	< 1 % vol.

2.4 Références bibliographiques

- [2-1] Kaltschmitt, M. ; Hartmann, H. ; Hofbauer, H. : Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren ; Springer Verlag ; Berlin, Heidelberg, New York, 2001
- [2-2] Braun, R. : Biogas – Methangärung organischer Abfallstoffe ; Springer Verlag Vienna, New York, 1982
- [2-3] Braun, R. : Planung von Biogasanlagen ; Oldenbourg Verlag ; Munich, Vienne, 1986
- [2-4] Schattner, S. ; Gronauer, A. : Methangärung verschiedener Substrate – Kenntnisstand und offene Fragen, Gülzower Fachgespräche, Band 15: Energetische Nutzung von Biogas : Stand der Technik und Optimierungspotenzial, pp. 28–38, Weimar, 2000
- [2-5] Wandrey, C. ; Aivasidis, A. : Zur Reaktionskinetik der anaeroben Fermentation ; Chemie-Ingenieur-Technik 55, No. 7, pp. 516–524, Weinheim, 1983
- [2-6] Weiland, P. : Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate ; VDI-Berichte, No. 1620 'Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven' ; pp. 19-32 ; VDI-Verlag 2001
- [2-7] Bauer, C. ; Korthals, M. ; Gronauer, A. ; Leubhn, M. : Methanogens in biogas production from renewable resources – a novel molecular population analysis approach. Water Sci. Tech. 2008, 58, No. 7, pp. 1433–1439

- 
- [2-8] Bauer, C. ; Korthals, M. ; Gronauer, A. ; Lebuhn, M. : Probleme der Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen im Langzeitbetrieb und molekularbiologische Analytik. VDLUFA-Schriftenreihe 64, 2008, pp. 118–125
- [2-9] Kroiss, H. : Anaerobe Abwasserreinigung. Wiener Mitteilungen Bd. 62; Technische Universität Wien, 1985
- [2-10] Demirel, B. ; Neumann L. ; Scherer, P. : Microbial community dynamics of a continuous mesophilic anaerobic biogas digester fed with sugar beet silage. Eng. Life Sci. 2008, 8, No. 4, pp. 390-398
- [2-11] Oechsner, H. , Lemmer, A. : Was kann die Hydrolyse bei der Biogasvergärung leisten ?; VDI-Gesellschaft Energietechnik : 37–46
- [2-12] Lindorfer, H. ; Braun, R. ; Kirchmeyr, R. : The self-heating of anaerobic digesters using energy crops ; Water Science and Technology 53 (8), 2006
- [2-13] Wellinger, A. ; Baserga, U. ; Edelmann, W. ; Egger, K. ; Seiler, B. : Biogas-Handbuch, Grundlagen – Planung – Betrieb landwirtschaftlicher Anlagen, Verlag Wirz – Aarau, 1991
- [2-14] Weiland, P. : Stand und Perspektiven der Biogasnutzung und -erzeugung in Deutschland, Gülzower Fachgespräche, Band 15 : Energetische Nutzung von Biogas : Stand der Technik und Optimierungspotenzial, pp. 8-27, Weimar, 2000
- [2-15] Abdoun, E. ; Weiland, P. : Optimierung der Monovergärung von nachwachsenden Rohstoffen durch die Zugabe von Spurenelementen ; Bornimer Agrartechnische Berichte No. 68, Potsdam, 2009
- [2-16] Bischoff, M. : Erkenntnisse beim Einsatz von Zusatz- und Hilfsstoffen sowie Spurenelementen in Biogasanlagen ; VDI Berichte, n° 2057 ; 'Biogas 2009 – Energieträger der Zukunft' ; VDI Verlag, Düsseldorf 2009, pp. 111–123
- [2-17] Bischoff, Manfred. : personal communication, 2009
- [2-18] Seyfried, C.F. et al. : Anaerobe Verfahren zur Behandlung von Industrieabwässern. Korrespondenz Abwasser 37, pp. 1247–1251, 1990
- [2-19] Preißler, D. : Die Bedeutung der Spurenelemente bei der Ertragssteigerung und Prozessstabilisierung ; Tagungsband 18. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas, Hannover, 2009
- [2-20] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (ed.) : Biogas-Messprogramm II, Gülzow, 2009
- [2-21] Maurer, M. ; Winkler, J-P., Biogas – Theoretische Grundlagen, Bau und Betrieb von Anlagen, Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, 1980
- [2-22] VDI guideline 4630 : Fermentation of organic materials – Characteristics of the substrate, sampling, collection of material data, fermentation tests. VDI Technical Division Energy Conversion and Application, 2006
- [2-23] KTBL (éd.) : Faustzahlen Biogas. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2009
- [2-24] Biogasanlagen zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe ; conference proceedings ; Barnstorfer Biogastagung 2000 ; Ländliche Erwachsenenbildung Niedersachsen (LEB)
- [2-25] Baserga, U. : Landwirtschaftliche Co-Vergärungs-Biogasanlagen ; FAT-Berichte No. 512, 1998

Technologie des centrales de valorisation du biogaz



Comme nous allons le voir dans ce chapitre, les technologies utilisées dans les centrales de valorisation du biogaz sont multiples. Les possibilités d'associations de différents composants et équipements sont pratiquement illimitées. Les exemples techniques présentés ici sont donc utilisés uniquement à des fins d'illustration des différents équipements existants. Il est toutefois important de noter que l'avis d'un expert est presque toujours nécessaire pour déterminer l'opportunité de la création d'une centrale ainsi que la capacité nécessaire.

Lors de la construction des centrales de valorisation du biogaz, il est de pratique courante de faire appel à un fournisseur unique, appelé maître d'œuvre, qui propose une solution clé en mains, ce qui présente à la fois des avantages et des inconvénients pour le maître d'ouvrage. Le fournisseur de solutions clé en mains fait généralement appel à une technologie de bout en bout et propose une garantie globale pour tous les équipements et pour la centrale dans son ensemble, ce qui est plutôt avantageux. Le procédé de génération du biogaz est inclus dans la garantie. Lorsqu'un maître d'œuvre se charge de la réalisation du projet, l'ouvrage achevé est habituellement remis au maître d'ouvrage une fois les essais terminés, c'est-à-dire lorsque la centrale a atteint sa capacité nominale. Il s'agit d'un critère important, d'une part, parce que le risque associé à la mise en service de la centrale reste entre les mains du fabricant et, d'autre part, parce que le futur opérateur ne supporte aucun risque financier en cas de retard de livraison. Par contre, le maître d'ouvrage n'a que peu d'influence sur les détails techniques de la centrale, puisque la plupart des fournisseurs de solutions clé en main proposent des modules standardisés qui n'offrent que peu de flexibilité en termes de conception. L'approche modulaire comporte néanmoins des avantages

de financement et de délais au cours des phases d'approbation, de construction et de gestion.

Le maître d'ouvrage a également la possibilité d'acheter uniquement les services de planification au fournisseur de la centrale (contrat d'ingénierie). Il confie ensuite les différentes phases de la construction à des entreprises spécialisées. Cette approche permet au maître d'ouvrage d'avoir beaucoup d'influence sur le projet, mais il doit, pour cela, posséder l'expertise nécessaire. Cette méthode présente l'inconvénient de faire porter le risque de la mise en service et des essais de fonctionnement sur le maître d'ouvrage, sachant que si des réclamations doivent être portées à l'encontre des sous-traitants, elles doivent être gérées au cas par cas.

3.1 Caractéristiques et différences entre les différentes procédures

Il existe plusieurs procédés permettant de produire du biogaz. Les principales solutions sont présentées au Tableau 3.1.

Tableau 3.1 : Classification des procédés de production de biogaz en fonction de différents critères

Critères	Caractéristiques
Teneur en matière sèche du substrat	- fermentation humide - fermentation sèche
Type d'introduction	- discontinue - semi-continue - continue
Nombre de phases du processus	- une seule phase - deux phases
Température du processus	- psychrophile - mésophile - thermophile

3.1.1 Teneur en matière sèche du substrat pour la fermentation

La consistance du substrat dépend de sa teneur en matière sèche. C'est pour cette raison que les technologies de production de biogaz peuvent être réparties en deux catégories : fermentation humide et fermentation sèche. La fermentation humide utilise des substrats de consistance pompable. La fermentation sèche utilise des substrats solides.

Il n'existe pas de distinction clairement établie entre la fermentation humide et la fermentation sèche. Un guide de conception publié par le ministère allemand de l'Environnement et basé sur la loi sur les sources d'énergie renouvelable (EEG) de 2004 associe la « fermentation sèche » à certaines dispositions telles qu'une teneur en matière sèche des substrats d'au moins 30 % en masse et un taux de charge organique minimum de $3,5 \text{ kg}_{\text{VS}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$ dans le digesteur.

La teneur en matière sèche du liquide présent dans le digesteur au cours du processus de fermentation humide peut atteindre 12 % en masse. Généralement, la limite est fixée à 15 % en masse pour que la substance soit considérée comme pompable, mais ce chiffre est qualitatif et ne s'applique pas à tous les substrats. Certains substrats présentant une dispersion de particules fines et une proportion élevée de substances dissoutes restent pompables même lorsque la teneur en matière sèche atteint 20 % en masse ; les résidus alimentaires dispersés déchargés des camions-citernes en sont un parfait exemple. Au contraire, d'autres substrats comme les pelures de fruits et de légumes sont solides alors qu'ils présentent une teneur en matière sèche de 10 % à 12 % en masse.

Généralement, les centrales de valorisation du biogaz agricoles utilisent la fermentation humide dans des réservoirs cylindriques ordinaires. Toutefois, depuis cinq ans, suite au premier amendement de la loi EEG, les centrales à fermentation sèche ont atteint un niveau de maturité qui permet de les commercialiser. Elles sont notamment utilisées pour la fermentation des cultures énergétiques, c'est-à-dire des sources d'énergie renouvelable appelées « NawaRo » en allemand (nachwachsende Rohstoffe ou ressources renouvelables). Voir la section 3.2.2.1 pour plus d'informations sur la conception des digesteurs.

3.1.2 Type d'introduction

Le régime de chargement ou d'alimentation des centrales de valorisation du biogaz est le principal facteur qui permet de réguler l'apport de substrat frais pour

les micro-organismes et donc la production de biogaz. On fait généralement la distinction entre trois types d'introduction : l'introduction continue, l'introduction semi-continue et l'introduction discontinue.

3.1.2.1 Introduction continue et semi-continue

Il est également possible de faire la distinction entre la méthode du débit continu et la méthode combinée débit continu/bassin tampon. La méthode d'introduction par bassin tampon uniquement, qui figure encore parfois dans les publications, n'est pas traitée ici car des considérations économiques et techniques en excluent dorénavant l'utilisation. Contrairement à l'introduction continue, l'introduction semi-continue consiste à ajouter un lot de substrat non fermenté dans le digesteur au moins une fois par jour. L'ajout de substrat en plusieurs petits lots au cours de la journée présente également d'autres avantages.

Méthode du débit continu

Auparavant, la plupart des systèmes de valorisation du biogaz étaient conçus pour fonctionner sur le principe du débit continu. Le substrat est alors pompé plusieurs fois par jour dans une pré-fosse et envoyé vers le réacteur. Une quantité de digestat équivalente à la quantité de substrat frais ajoutée est extraite du digesteur et transférée vers un réservoir de stockage du digestat (voir Figure 2.1).

Cette méthode d'introduction garantit un niveau constant de remplissage dans le digesteur qui n'est vidé que pour les opérations de réparation. Ce procédé se caractérise par une production de gaz régulière et par une bonne utilisation de l'espace du réacteur. Il existe, toutefois, un risque de court-circuit de la matière organique à travers le digesteur dans la mesure où le substrat nouvellement ajouté est susceptible d'être évacué très rapidement [3-2]. En outre, les réservoirs de stockage de digestat ouverts émettent du méthane. Or, le deuxième amendement de la loi sur les sources d'énergie renouvelable de 2009 exige l'installation de dispositifs de stockage du digestat fermés et étanches au gaz, ce qui signifie que le procédé à débit continu sera probablement moins utilisé à l'avenir.

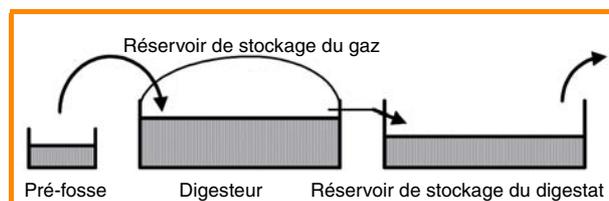


Figure 3.1 : Schéma du procédé à débit continu

Procédé associant débit continu et bassin tampon

Les centrales de valorisation du biogaz qui fonctionnent selon le principe de l'association débit continu/bassin tampon utilisent des installations de stockage du digestat couvertes. Elles peuvent ainsi capturer et utiliser les émanations de biogaz post-fermentation. Le réservoir de stockage du digestat sert de « bassin tampon ». L'unité située en amont de ce bassin tampon est un digesteur piston. Imaginons que quelqu'un ait besoin d'une grande quantité de substrat pré-fermenté comme engrais, il est alors possible d'extraire ce substrat du digesteur piston. La figure 3.2 propose un aperçu schématique du procédé. Le procédé permet une production régulière de gaz. Mais il n'est pas possible de déterminer avec précision le temps de séjour puisque des courts-circuits sont toujours possibles dans le digesteur piston [3-2]. L'investissement nécessaire pour couvrir la fosse de stockage du digestat est compensé par les revenus tirés de la production accrue de gaz.

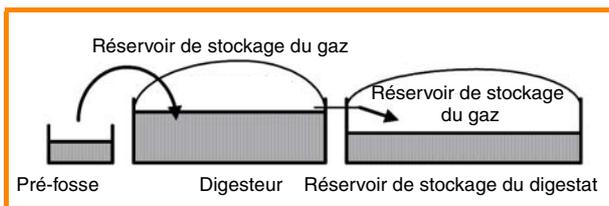


Figure 3.2 : Schéma du procédé associant débit continu et bassin tampon

3.1.2.2 Introduction discontinue

L'introduction discontinue consiste à remplir complètement le digesteur de substrat frais, puis à le fermer hermétiquement. Les intrants restent dans le réservoir pendant le temps de séjour préalablement défini, sans qu'aucune quantité de substrat ne soit ajoutée ou extraite pendant cette période. Lorsque le temps de séjour est écoulé, le digesteur est vidé puis rempli de substrat frais, sachant qu'il est possible de laisser une petite quantité de digestat dans le digesteur pour inoculer le substrat frais. La procédure de remplissage du digesteur peut être accélérée grâce à l'utilisation d'un réservoir d'approvisionnement à l'entrée, ainsi que d'une cuve de stockage du digestat à l'autre extrémité. L'introduction discontinue se caractérise par un débit de production de gaz variable. La production de gaz commence doucement une fois le réacteur rempli, atteint son pic au bout de quelques jours (en fonction du substrat utilisé), puis diminue progressivement. Sachant qu'un seul digesteur ne

peut pas garantir une production ou une qualité de gaz constante, il est indispensable d'utiliser plusieurs digesteurs dont le remplissage se fera de manière échelonnée (méthode d'introduction par lots en batterie) pour régulariser la production de gaz. Le temps de séjour minimal est précisément respecté [3-2]. L'introduction discontinue dans des digesteurs uniques est peu pratique ; le principe de l'introduction par lots en batterie est utilisé pour la fermentation sèche dans des « digesteurs garage » ou des « digesteurs à cuves modulaires ».

3.1.3 Nombre de phases et d'étapes du procédé

Le terme « phase de procédé » désigne le milieu biologique (phase d'hydrolyse ou phase de méthanisation) et ses conditions spécifiques telles que la valeur du pH et la température. Lorsque l'hydrolyse et la méthanisation ont lieu dans une seule et même cuve, on parle de gestion de procédé à phase unique. Lorsque l'hydrolyse et la méthanisation ont lieu dans des cuves séparées, on parle de procédé à deux phases. Le terme étape désigne le réservoir du procédé, quelle que soit la phase biologique concernée.

Par conséquent, les centrales les plus couramment utilisées en agriculture, qui contiennent une pré-fosse, un digesteur et un réservoir de stockage du digestat, sont des installations à phase unique, mais à trois étapes. La pré-fosse ouverte ne constitue pas, à elle seule, une phase distincte. Par contre, la cuve de stockage ou de réception, hermétiquement fermée, est considérée comme une phase distincte (phase d'hydrolyse). Le digesteur principal et le digesteur secondaire appartiennent tous deux à la phase de méthanisation.

En général, les centrales de valorisation du biogaz agricoles sont à phase unique ou à deux phases, les centrales à phase unique étant les plus courantes [3-1].

3.2 Technique du procédé

De manière générale, quel que soit le principe utilisé, le fonctionnement d'une centrale de valorisation du biogaz agricole peut être divisé en quatre étapes :

1. gestion du substrat (livraison, stockage, préparation, transport et introduction)
2. valorisation du biogaz
3. stockage, traitement et épandage du digestat
4. stockage, traitement et utilisation du biogaz.

Les différentes étapes sont présentées plus en détail à la figure 3.3.

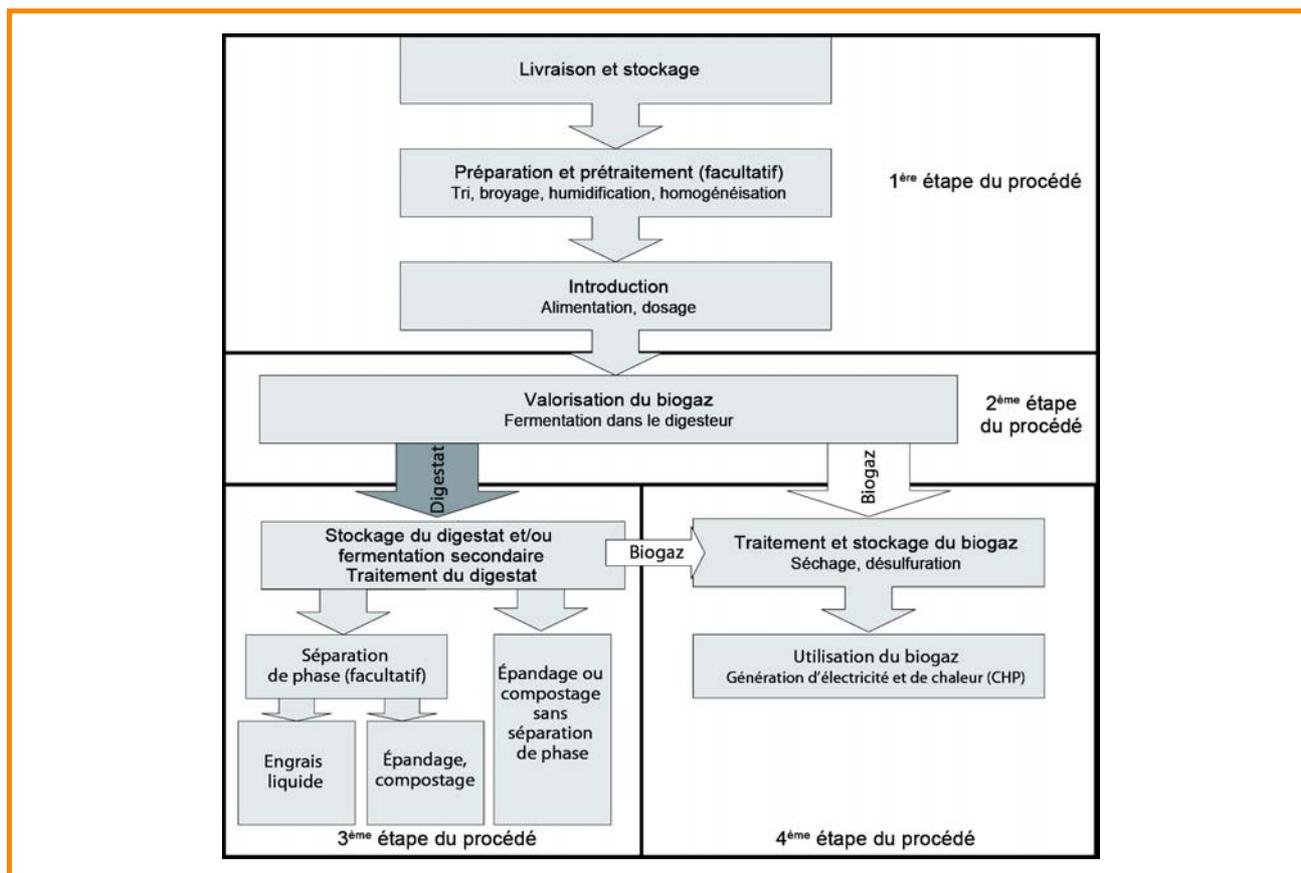


Figure 3.3 : Procédé général de valorisation du biogaz ; tel qu'il est décrit à la section [3-3]

Les quatre étapes du procédé ne sont pas indépendantes les unes des autres. Le lien entre les étapes deux et quatre est particulièrement étroit, puisque l'étape quatre fournit généralement la chaleur nécessaire à l'étape numéro deux.

Le traitement et l'utilisation du biogaz (étape 4) seront évoqués séparément au chapitre 6 ; le chapitre 10 décrit la transformation et le traitement du digestat. Les informations ci-dessous ont trait à la technologie et aux techniques utilisées au cours des étapes 1, 2 et 3.

Le choix de l'équipement dépend principalement de la nature des substrats utilisés. La taille de la centrale et des conteneurs doit être définie en fonction des quantités de substrat disponibles. La qualité du substrat (teneur en matière sèche, structure, source, etc.) est un facteur déterminant lors de l'élaboration du procédé et de la conception technique. Le substrat doit parfois être débarrassé des substances interférentes ou humidifié avec du liquide afin d'être transformé en une substance pompable. Les responsables de la conception doivent déterminer si les substances utilisées nécessitent une étape d'hygiénisation. Après son prétraitement, le substrat est transféré dans le digesteur où il fermente.

Les centrales à fermentation humide comportent généralement une ou deux étapes et fonctionnent selon le principe du débit continu. La conception à deux étapes comprend un digesteur principal et un digesteur secondaire. Le substrat est transféré du premier digesteur (ou digesteur principal) vers le digesteur secondaire dans lequel les substances plus résistantes ont également la possibilité de se dégrader. Le digestat est stocké dans des réservoirs de stockage hermétiquement fermés avec extraction de biogaz ou dans des réservoirs à digestat ouverts. Il est généralement épandu sous forme d'engrais liquide sur les terres agricoles.

Le biogaz résultant de la biodégradation des déchets est stocké et purifié. Il est généralement brûlé dans une unité de cogénération qui permet de produire à la fois de l'électricité et de la chaleur. La figure 3.4 présente les principaux composants, sous-ensembles et unités qui composent une centrale de valorisation du biogaz agricole à une seule étape pour co-substrats, avec phase d'hygiénisation.

Les étapes du procédé, telles qu'elles sont illustrées ici, sont les suivantes : la fosse à liquide-effluent d'élevage (ou pré-fosse) (2), le collecteur (3) et la cuve d'hygiénisation (4) appartiennent tous à la première étape

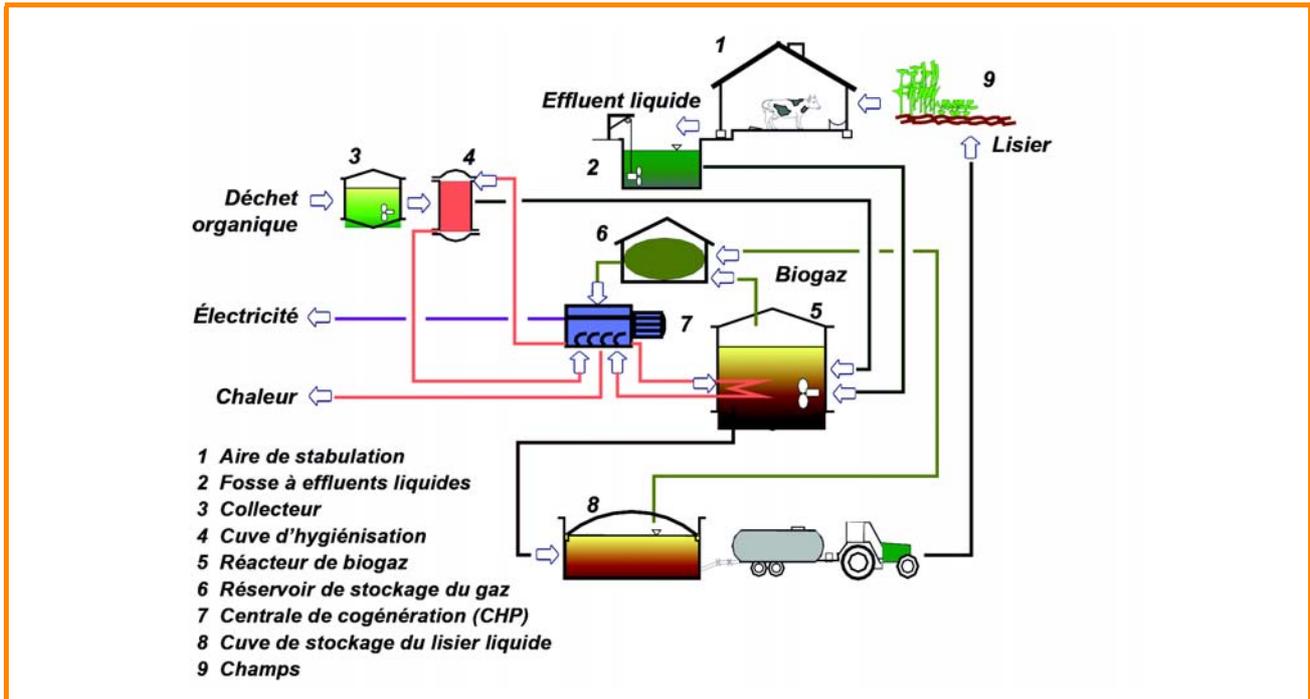


Figure 3.4 : Schéma d'une centrale de valorisation de biogaz agricole pour co-substrats [ATB]

du procédé (stockage, préparation, transport et introduction). La deuxième étape (valorisation du biogaz) a lieu dans le réacteur de biogaz (5) plus communément appelé digesteur. La troisième étape du procédé associe la cuve de stockage du liquide/lisier (8) ou la cuve de stockage du digestat et l'épandage du substrat fermenté (9) dans les champs. La quatrième étape du procédé (stockage, purification et utilisation du biogaz) a lieu dans le réservoir de gaz (6) et dans l'unité de cogénération (7). Ces différentes étapes sont analysées plus en détail ci-dessous.

3.2.1 Gestion du substrat

3.2.1.1 Livraison

La livraison ne joue un rôle important que dans les centrales qui utilisent des co-substrats provenant de sources extérieures. Le substrat entrant doit, au minimum, être inspecté visuellement afin de vérifier sa conformité aux normes de qualité, mais aussi à des fins de comptabilisation et de documentation. Les installations de grande taille qui utilisent des cultures énergétiques font de plus en plus souvent appel à des méthodes de test rapides pour déterminer la teneur en matière sèche et, parfois aussi, la part de fourrage, afin de vérifier la conformité aux conditions définies dans le contrat d'approvisionnement et de payer les fournisseurs en fonction de la qualité obtenue.

En principe, le poids livré doit être mesuré et toutes les données relatives aux intrants doivent être enregistrées. Les substrats classés comme déchets méritent une attention particulière. En fonction de leur classification, il est parfois nécessaire de remplir certains documents spécifiques ou de respecter certaines conditions imposées par les autorités. C'est pour cette raison que des échantillons de secours sont prélevés pour les substances critiques. Voir le chapitre 7 pour plus d'informations sur les conditions juridiques et administratives.

3.2.1.2 Stockage

Les installations de stockage tampon du substrat ont principalement pour but de garantir la présence de quantités de substrat suffisantes pour alimenter le digesteur sur des périodes allant de quelques heures à deux jours. La conception de l'installation de stockage dépend des types de substrats utilisés. Sa superficie varie en fonction des quantités que l'installation devra gérer et de la durée pendant laquelle le substrat devra être conservé avant son passage dans le digesteur. En cas d'utilisation de co-substrats provenant de sources extérieures, les conditions contractuelles telles que les quantités d'approvisionnement convenues et la fréquence d'approvisionnement doivent être prises en compte. Par exemple, en cas d'utilisation de co-substrats hygiéniquement douteux provenant de sources

Tableau 3.2 : Stockage des substrats avant la fermentation

Taille	<ul style="list-style-type: none"> • Dépend de : génération du substrat, capacité du digesteur, intervalle entre les livraisons, spécificité d'utilisation des terres et rendement des co-substrats, contrats d'approvisionnement pour les substrats provenant de sources extérieures, perturbations éventuelles des opérations
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Éviter que l'installation de stockage ne puisse geler, par exemple, en installant les cuves de stockage à l'intérieur, en chauffant les conteneurs de stockage ou en utilisant des fosses souterraines • Éviter les procédés de biodégradation qui limitent les rendements en gaz • Interdire le mélange entre les substrats hygiéniquement douteux et les substrats hygiéniquement acceptables • Mettre en œuvre des mesures structurelles pour limiter les mauvaises odeurs • Éviter les déversements de substrat dans le sol, à la surface et dans les nappes phréatiques
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Conteneurs largement utilisés en agriculture pour le stockage des substrats solides, tels que les silos mobiles, les silos tours, les tunnels plastique, les balles rondes, les zones de stockage à ciel ouvert ou couvertes (par ex., dépôts d'effluents solides) et les fosses/trémies • Conteneurs largement utilisés en agriculture pour le stockage des substrats liquides, tels que les cuves et les pré-fosses
Coûts	<ul style="list-style-type: none"> • Des installations de stockage existent généralement déjà : lorsque de nouvelles constructions s'avèrent nécessaires, le prix doit être calculé au cas par cas en tenant compte de la multiplicité des facteurs d'influence indiqués ci-dessus

industrielles, il faut séparer les réservoirs de réception de ceux destinés aux opérations agricoles. Les substrats hygiéniquement douteux ne doivent pas pouvoir être mélangés avec les substrats hygiéniquement acceptables tant que les premiers ne sont pas sortis de l'étape d'hygiénisation.

Outre les considérations légales, il existe d'autres raisons qui incitent à utiliser des installations hermétiques pour minimiser les mauvaises odeurs. Le confinement dans des bâtiments constitue une possibilité ; outre le stockage en lui-même, les structures de cette nature peuvent inclure des espaces destinés à la réception et à la préparation des substrats. L'air souillé peut être extrait et filtré dans des installations adaptées (appareils de lavage et/ou biofiltres). Les bâtiments qui abritent les digesteurs à déchets sont souvent équipés de systèmes à pression négative qui, outre l'extraction de l'air vicié, évitent les mauvaises odeurs. Au-delà de la prévention des mauvaises odeurs, les bâtiments offrent d'autres avantages. Ils protègent l'équipement des intempéries et permettent de travailler quelles que soient les conditions météorologiques. Le confinement permet également de se conformer à la législation relative au bruit. Le tableau 3.2 présente un aperçu des différents aspects du stockage du substrat.

3.2.1.3 Préparation

La nature et l'intensité de la préparation du substrat ont une influence sur l'utilisation qu'il est possible de faire des substrats, notamment sur la proportion de substances interférentes entraînées. La préparation a



Figure 3.5 : Séparateur pour effluents chargés intégré à la canalisation [DBFZ]

donc un impact direct sur l'efficacité de la technologie de la centrale. En outre, l'utilisation d'un processus de préparation adapté peut avoir un impact positif sur le procédé de fermentation et donc sur le potentiel énergétique des substrats.

Tri et élimination des substances interférentes

En fonction de l'origine et de la composition du substrat, il peut s'avérer nécessaire de trier et d'éliminer les substances interférentes. Les pierres sont les substances interférentes les plus courantes ; elles se déposent généralement dans la pré-fosse d'où elles doivent régulièrement être extraites. Des séparateurs pour effluents chargés sont également utilisés et généralement installés directement dans la canalisation à substrat, juste

avant la vis sans fin d'introduction (voir figure 3.5). D'autres éléments doivent être retirés manuellement à l'arrivée du substrat ou lors du remplissage des trémies d'introduction. Les déchets biologiques ont de fortes chances de contenir des substances interférentes. Lorsque des substrats de cette nature sont utilisés comme co-substrats, tout doit être mis en œuvre pour s'assurer que les substances interférentes éventuellement présentes sont éliminées le plus rapidement possible. La plupart des exploitations agricoles ne disposent pas des ressources nécessaires pour mettre en place des installations de tri complexes avec lignes mécaniques ou bacs de tri, comparables à celles utilisées dans les centrales à déchets biologiques. Les digesteurs à cuves modulaires ou de type garage, quant à eux, ne craignent pas les substances interférentes, car ils font appel à des outils de transport du substrat tels que des chargeurs sur roues et des grappins, ce qui signifie que le substrat n'entre pas en contact avec des pompes, vannes, vis sans fin ou autres composants similaires susceptibles d'être endommagés par les substances interférentes.

Broyage

Le broyage accroît la surface de substrat totale disponible à la biodégradation et donc à la méthanisation. De manière générale, même si la réduction de la taille des particules accélère la vitesse de biodégradation, elle n'augmente pas obligatoirement le rendement en gaz. Par contre, l'interaction entre le temps de séjour et le degré de broyage est un des facteurs qui influencent la production de méthane. D'où l'importance de choisir une technologie adaptée.

L'équipement utilisé pour broyer les substrats solides peut être placé à l'extérieur en amont du point d'introduction, dans la pré-fosse, dans la canalisation ou dans le digesteur. Différents équipements peuvent être utilisés, notamment des déchiqueteuses, des broyeurs, des concasseurs et des arbres et vis sans fin avec déchiqueteurs et couteaux (voir figure 3.7). Les arbres munis de pales et les vis sans fin à lames sont très courants dans les unités combinées de réception et de dosage (voir figure 3.6). Étant donné leurs nombreuses applications possibles, les propriétés de ces dispositifs de broyage sont résumées séparément pour le dosage direct des solides par des unités combinées de réception et de dosage (tableau 3.3) et le traitement par des broyeurs et des déchiqueteuses (tableau 3.4).

Contrairement aux solides qui doivent être broyés avant leur transfert vers la pré-fosse, la canalisation ou le digesteur, les liquides contenant des solides ou des fibres peuvent être broyés directement dans la pré-



Figure 3.6 : Cuve de réception avec décompacteur [Konrad Pumpe GmbH]

fosse, dans d'autres réservoirs de brassage ou dans la canalisation. Cette opération est parfois nécessaire lorsque la consistance des substrats ou des mélanges de substrats menace le fonctionnement du système d'introduction (généralement une pompe). Le broyage peut s'effectuer au moyen d'agitateurs séparés, placés dans la fosse située en amont du digesteur. Mais il est plus courant d'utiliser des dispositifs de broyage et de pompage combinés qui sont installés directement dans la canalisation, comme c'est également le cas pour les unités combinées de broyage/pompage. Ces unités sont généralement alimentées par des moteurs électriques et certaines sont conçues pour être actionnées par la prise de force d'un tracteur. Les figures 3.8 et 3.9 montrent différents dispositifs de broyage. Les propriétés de ces machines sont résumées dans les tableaux 3.5 à 3.7.

Humidification, homogénéisation

Dans le procédé de fermentation humide, les substrats doivent être humidifiés pour pouvoir ensuite être pompés dans le digesteur. Cette opération a généralement lieu dans la pré-fosse ou dans d'autres conteneurs, juste avant que le substrat ne soit introduit dans le procédé de fermentation. Le liquide utilisé pour humidifier le substrat peut être de l'effluent liquide, du digestat liquide (issu de la séparation de phase), de l'eau de procédé ou, exceptionnellement, de l'eau douce. L'utilisation de digestat liquide permet de limiter la consommation d'eau douce. En outre, avant même d'atteindre le digesteur, le substrat reçoit des bactéries d'ensemencement issues du procédé de fermentation. Cette procédure peut donc être appliquée de manière particulièrement satisfaisante après l'hygiénisation ou lors du procédé appelé procédé « piston ». Il faut éviter, dans la mesure du possible, d'utiliser de l'eau douce pour humidifier le substrat en raison de son coût élevé. En cas d'utilisation d'eau de nettoyage pour humidifier le substrat, il est important de savoir que les désinfectants peuvent empêcher le procédé de fermentation car ces substances ont un impact négatif sur les micro-or-

Tableau 3.3 : Caractéristiques et paramètres des dispositifs de broyage installés dans les unités combinées de réception et de dosage

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Les unités standard disponibles dans le commerce sont capables de traiter jusqu'à 50 m³ par jour (la cuve de réception ou de stockage du substrat peut être de capacité largement supérieure)
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Ensilages, MGR, effluents d'élevage (y compris de volaille), résidus de pain, légumes • Les rouleaux dentelés et les mélangeurs hélicoïdaux à lames sont mieux adaptés aux substances contenant des fibres longues
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Débits élevés + Faciles à remplir avec des chargeurs sur roues ou des grappins + Grande capacité d'approvisionnement pour le contrôle automatique du broyage et de l'introduction + Équipement robuste
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilité que le matériau forme un arc au-dessus de l'outil de broyage, même si cette tendance dépend largement de la forme de la trémie de réception et du type de substrat - En cas de panne, le substrat doit être retiré à la main
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Les arbres à pales limitent le risque que le substrat forme un arc au-dessus de l'outil de broyage
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Mélangeur à fourrage mobile avec agitateur vertical hélicoïdal à lames pour le broyage • Cuve de réception avec extracteurs à vis sans fin, parfois à lames, pour le broyage et le transport • Cuve de réception avec arbres à pales pour le broyage et le transport • Cuve de réception avec transporteurs de type déchiqueteur/matériel de déchiquetage pour le broyage et le dosage
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • D'après les informations fournies par les fabricants, l'équipement ne nécessite que peu d'entretien. Des contrats de maintenance sont disponibles • Possibilité d'effectuer la maintenance entre les opérations d'introduction

Tableau 3.4 : Caractéristiques et paramètres des broyeurs externes

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Broyeurs : débits faibles à moyens (par ex., 1,5 t/h pour une machine de 30 kW) • Déchiqueteuses : peuvent également être paramétrées pour des débits élevés
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Ensilages, MGR, céréales, maïs grain (broyeur) • Pommes de terre, betteraves, déchets verts (broyeur, déchiqueteuse)
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Facilité d'accès à l'équipement en cas de panne + Une réserve de substrat broyé peut être préparée à l'avance + Le remplissage peut être automatisé et combiné avec les unités de réception/stockage + Le degré de broyage peut varier
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - En cas de bourrage ou de dysfonctionnement, la machine doit être vidée à la main - Tolérance moyenne aux substances interférentes, mais avec un risque d'usure plus rapide
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Les cuves de réception peuvent être de différentes tailles • La hauteur de la cuve de réception doit être compatible avec les engins disponibles sur l'exploitation
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Broyeurs à marteaux, broyeurs à rouleaux, déchiqueteuses (l'utilisation de versions mobiles est, en principe, possible)
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Contrat possible avec le fabricant ; indispensable selon le substrat utilisé • Possibilité de stocker sur place un lot de substrat broyé à utiliser pendant les temps d'arrêt consacrés aux opérations de maintenance

ganismes présents dans le digesteur. La technologie des pompes utilisées pour humidifier le substrat est décrite à la section intitulée « Transport et introduction du substrat ».

L'homogénéité du substrat est cruciale pour la stabilité du procédé de fermentation. En cas de fluctuation importante du chargement ou de modification dans la composition du substrat, les micro-organismes doivent s'adapter à l'évolution des conditions,

ce qui entraîne généralement une baisse de la production de gaz. Les substrats pompables sont généralement homogénéisés au moyen d'agitateurs dans la pré-fosse. Mais l'homogénéisation peut également avoir lieu dans le digesteur lorsque différents substrats sont pompés directement dans le digesteur et/ou introduits dans le digesteur au moyen d'une trémie à solides. La technologie des agitateurs fait l'objet d'une section séparée intitulée « Agitateurs ». L'opération de



Figure 3.7 : Broyeur à marteaux et à rouleaux pour le broyage des substrats solides [Huning Maschinenbau GmbH, DBFZ]

Tableau 3.5 : Caractéristiques et paramètres des broyeurs agitateurs installés dans la pré-fosse

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Consommation électrique : dans l'ordre de grandeur habituel des agitateurs, plus une tolérance de 6 kW pour les agitateurs de 5 à 15 kW
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Effluents solides, résidus alimentaires, résidus de taille et d'élagage, paille
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Déversement direct des solides dans la pré-fosse + Aucun équipement supplémentaire nécessaire
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - La teneur en matière sèche dans le digesteur ne peut pas être supérieure à la limite de pompabilité du substrat - Risque de formation de croûtes et de couches de sédiments, en fonction du substrat utilisé
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Si les solides sont introduits directement dans le digesteur, par exemple, par le biais d'unités de dosage, il est également possible d'utiliser des broyeurs agitateurs dans le digesteur
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Généralement de type aube équipée de couteaux, ou avec des couteaux sur l'arbre de l'agitateur
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • En fonction du type d'agitateur, la maintenance peut être réalisée à l'extérieur de la pré-fosse ou du digesteur, sans interruption du procédé

brassage réalisée dans la pré-fosse est à peu près équivalente à celle utilisée dans les réacteurs avec agitateur (voir la section 3.2.2.1, sous-section « Procédé infiniment mélangé (réacteurs avec agitateur) »).

Hygiénisation

Pour respecter la législation relative à certains groupes de substances importants du point de vue épidémiologique et phytohygiénique, il est parfois nécessaire de doter la centrale de valorisation du biogaz d'un système de prétraitement thermique. Le prétraitement consiste à chauffer les substances à une température de 70 °C pendant une heure minimum. Pour tuer les germes, il est également possible d'utiliser la technique de l'autoclave. Celle-ci consiste à prétraiter le substrat pendant 20 minutes à 133 °C, à une pression de 3 bars. Mais cette méthode est beaucoup moins courante que l'hygiénisation à 70 °C. La taille des cuves utilisées pour l'hygiénisation dépend du débit du procédé, de même que l'apport énergétique. Les co-substrats hygié-

niquement inacceptables sont donc généralement hygiénisés avant d'être introduits dans le digesteur. Cette opération permet de s'assurer que seules les substances problématiques sont hygiénisées, ce qui limite le coût de l'étape d'hygiénisation (hygiénisation partielle). Il est également possible de réaliser une hygiénisation totale de l'ensemble du substrat ou de la matière organique pré-fermentée. L'hygiénisation préalable présente l'avantage d'entraîner un certain niveau de décomposition thermique du substrat qui peut favoriser la fermentation.

L'hygiénisation peut avoir lieu dans des réservoirs en acier inoxydable chauffés et étanches à l'air. Les réservoirs qui servent habituellement à stocker le fourrage destiné aux animaux sont souvent utilisés à cette fin. L'hygiénisation est contrôlée et documentée au moyen d'instruments qui mesurent le niveau de remplissage, la température et la pression. La température du substrat après l'hygiénisation est plus élevée que la température du procédé à l'intérieur du digesteur. Le

Tableau 3.6 : Caractéristiques et paramètres des broyeurs agitateurs intégrés à la canalisation

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Dispositifs de broyage à plaque perforée avec un débit pouvant atteindre 600 m³/h, puissance du moteur comprise entre 1,1 et 15 kW • Dispositifs de broyage à deux arbres en ligne, basés sur des pompes volumétriques rotatives : débits de broyage pouvant atteindre 350 m³/h • Les caractéristiques dépendent largement de la teneur en matière sèche. Le débit baisse fortement en cas d'augmentation de la teneur en matière sèche.
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Les dispositifs de broyage à plaque perforée conviennent aux substrats à forte teneur en fibres • Les dispositifs de broyage à deux arbres en ligne conviennent également aux substrats pompables contenant une proportion plus importante de solides
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Facilité d'accès à l'équipement en cas de panne + Facilité d'ouverture et d'entretien de l'unité en cas de bourrage + Les substances interférentes sont capturées dans un séparateur intégré (dispositif de broyage à plaque perforée)
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - La teneur en matière sèche dans le digesteur ne peut pas être supérieure à la limite de pompabilité du substrat - Les substrats qui contiennent des substances interférentes peuvent entraîner une usure accélérée (dispositif de broyage à deux arbres en ligne)
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Des robinets-vanne doivent être installés afin d'isoler les unités de la canalisation à substrat • Il peut s'avérer utile d'installer une dérivation commandée par un robinet-vanne à utiliser en cas de panne • Le choix de la technologie de découpage ou de déchiquetage permet de déterminer la taille des particules finales
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Dispositif de broyage à plaque perforée : lames rotatives devant une crépine • Dispositif de broyage à deux arbres en ligne : arbres équipés d'outils coupants ou tranchants
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Les unités autonomes peuvent être entretenues rapidement ce qui limite la durée des temps d'arrêt • La présence d'ouvertures facilement accessibles accélère sensiblement les opérations de nettoyage



Figure 3.8 : Broyage du substrat à l'intérieur de la canalisation (dispositif de broyage à plaque perforée) [Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH]

substrat hygiénisé peut donc être utilisé pour préchauffer d'autres lots de substrat ou être alimenté directement dans le digesteur afin de chauffer ce dernier. Si rien n'a été prévu pour tirer parti de la chaleur générée par le substrat hygiénisé, ce dernier doit être refroidi par des moyens adaptés. La figure 3.10 montre des exemples de réservoirs d'hygiénisation ; les propriétés des réservoirs d'hygiénisation sont résumées dans le tableau 3.8.

Décomposition aérobie préliminaire

Dans les centrales à fermentation sèche équipées de digesteurs de type garage, il est possible d'intégrer l'aération du substrat à l'étape de préparation au procédé de fermentation (voir 3.2.2.1 « Conception des digesteurs »). Le procédé de compostage provoqué par l'introduction d'air est combiné au chauffage du substrat à une température d'environ 40 à 50 °C. La décomposition préliminaire dure entre deux et quatre jours. Elle présente l'avantage de favoriser la décom-

Tableau 3.7 : Caractéristiques et paramètres des dispositifs de broyage combinés à des technologies de transport au sein d'une même unité

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Débits d'introduction pouvant atteindre 720 m³/h • Tête de déversement à une hauteur maximale de 25 m • Consommation électrique : 1.7–22 kW
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Substrats pompables contenant des fibres longues
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Facilité d'accès à l'équipement en cas de panne + Facilité d'ouverture et d'entretien de l'unité en cas de bourrage + Aucun transporteur supplémentaire nécessaire
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - La teneur en matière sèche dans le digesteur ne peut pas être supérieure à la limite de pompabilité du substrat - Seule une petite partie du substrat peut être broyée. Possibilité d'accroître la proportion de substrat broyé en faisant repasser le substrat pompé dans le dispositif de broyage
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Des robinets-vanne doivent être installés afin d'isoler les unités de la canalisation à substrat • Il peut s'avérer utile d'installer une dérivation commandée par un robinet-vanne à utiliser en cas de panne • Le choix de la technologie de découpage ou de déchiquetage permet de déterminer la taille des particules finales
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Pompes rotatives, turbine à arêtes tranchantes sous forme de pompe sèche ou de pompe submersible
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Les pompes autonomes peuvent être entretenues rapidement ce qui limite la durée des temps d'arrêt ; les pompes submersibles se retirent facilement du substrat pour les opérations de maintenance • La présence d'ouvertures destinées aux opérations de maintenance limite les temps d'arrêt

Tableau 3.8 : Caractéristiques et paramètres des cuves d'hygiénisation

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Capacité : variable selon les centrales, peut atteindre 50 m³ • Chauffage : interne ou cuve à double enveloppe • Durée : la taille doit tenir compte des procédures de remplissage, de chauffage et de vidange qui accompagnent le temps de séjour (une heure) nécessaire pour l'hygiénisation (à 70 °C).
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Pour les cuves d'hygiénisation conventionnelles, le substrat doit être pompable, ce qui signifie qu'il devra peut-être être prétraité avant la phase d'hygiénisation
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Il est indispensable de disposer d'instruments pour enregistrer les conditions de la phase d'hygiénisation • Le substrat hygiénisé ne doit pas être transféré directement dans le digesteur lorsqu'il est encore chaud, car la réaction biologique qui a lieu dans le digesteur ne supporte pas les températures élevées (l'incorporation directe est parfois possible dans les centrales à fermentation partielle) • Il est strictement interdit de mélanger des substrats hygiéniquement acceptables et des substrats hygiéniquement inacceptables • Certains substrats peuvent contenir du sable et des matériaux denses
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Cuves en acier inox à simple paroi avec chauffage interne ou cuves en acier inox à double paroi avec chauffage intégré dans la paroi ou échangeurs thermiques à contre-courant • Étanche au gaz et connectée à une conduite de retour du gaz ou non étanche au gaz avec une conduite d'expulsion d'air, via un purificateur d'air si nécessaire
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • La cuve doit être munie d'au moins un trou d'homme • Respecter la législation en vigueur en matière de santé et de sécurité du travail en espace confiné (tenir également compte de la législation sur la sécurité du gaz) • L'équipement (sondes de température, agitateurs, pompes) doit être entretenu ; la cuve elle-même ne nécessite pas d'entretien

position des cellules et de provoquer une hausse spontanée de la température de la matière organique, ce qui permet d'utiliser moins de chauffage au niveau du digesteur. Par contre, les substances organiques qui ont commencé à réagir ne sont ensuite plus disponibles pour la production de biogaz.

Hydrolyse

Dans un procédé à phase unique, la présence d'un taux de charge organique élevé peut déséquilibrer la réaction biologique à l'intérieur du digesteur, c'est-à-dire que l'acidogénèse progresse plus rapidement pendant la fermentation primaire et secondaire que la dégrada-

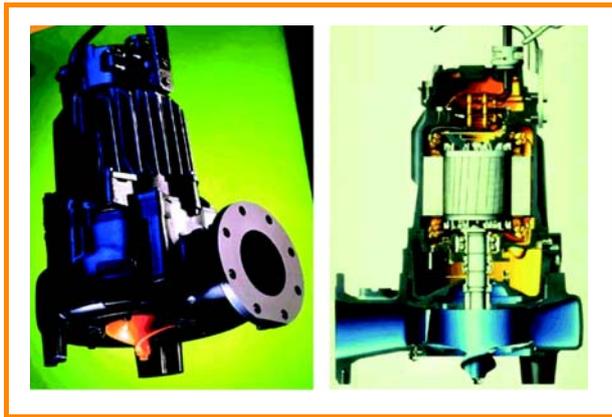


Figure 3.9 : Pompe immergée avec couteaux sur le rotor : bon exemple de combinaison des opérations de broyage et de pompage au sein d'une seule et même unité [ITT FLYGT Pumpen GmbH]



Figure 3.10 : Hygiénisation avec refroidissement [TEWE Elektronik GmbH & Co. KG]

tion acide pendant la méthanogénèse [3-19]. Un taux de charge organique élevé associé à un temps de séjour limité a également un impact réducteur sur l'utilisation du substrat. Dans le pire des cas, l'acidification se produit et la réaction biologique du digesteur est alors anéantie. Pour lutter contre ce phénomène, il est possible d'effectuer l'hydrolyse et l'acidification dans des réservoirs séparés, placés en amont du digesteur, ou de créer un espace séparé à l'intérieur du digesteur au moyen de dispositifs spéciaux (par ex., digesteur à deux phases). L'hydrolyse peut avoir lieu dans un environnement aérobie ou anaérobie, avec un pH situé entre 4,5 et 7. Une température de 25 °C à 35 °C suffit généralement, mais en chauffant le substrat à 55 °C ou 65 °C, il est possible d'accroître le taux de réaction. Les réservoirs peuvent être des réservoirs de stockage de différents modèles (verticaux, horizontaux), équipés de systèmes adaptés pour l'agitation, le chauffage, l'isolation, etc. Ces réservoirs peuvent être alimentés de manière continue ou discontinue. Il est important de garder à l'esprit que le gaz issu de l'hydrolyse contient une

part importante d'hydrogène. Dans le cas d'une centrale fonctionnant en mode aérobie avec élimination du gaz issu de l'hydrolyse dans l'atmosphère, cela peut entraîner des pertes d'énergie significatives au niveau du volume de biogaz généré. Ce système présente également un problème de sécurité car le mélange de l'hydrogène avec l'air présent dans l'atmosphère peut s'avérer explosif.

Désintégration

La désintégration désigne la destruction de la membrane cellulaire, qui permet le rejet de l'intégralité du matériel intracellulaire. Ce processus accroît la quantité du substrat disponible pour les micro-organismes et accélère la vitesse de décomposition. Des procédés thermiques, chimiques, biochimiques et physiques/mécaniques sont utilisés pour favoriser la décomposition des cellules. Il est notamment possible de chauffer le substrat à < 100 °C à pression atmosphérique normale ou à > 100 °C à pression supérieure ; de faire appel à l'hydrolyse comme indiqué ci-dessus ; d'ajouter des enzymes ; ou d'utiliser la désintégration ultrasonique comme moyen mécanique pour favoriser la décomposition des cellules. Le débat sur les avantages et les inconvénients de ces différents procédés est en cours dans l'industrie. D'un côté, l'efficacité de chacun des procédés dépend fortement du substrat et de son prétraitement, de l'autre, les procédés ont invariablement besoin de chaleur et/ou d'énergie électrique supplémentaire, ce qui a un impact direct sur le rendement énergétique de la centrale. S'il est envisagé d'intégrer de tels processus, les planificateurs doivent commencer par étudier le bénéfice réel de l'ajout d'une telle étape de désintégration, par exemple au moyen de tests et d'analyses supplémentaires du substrat et au moyen d'une analyse coûts-bénéfices basée sur les investissements supplémentaires nécessaires et sur les bénéfices qui pourront en être retirés.

3.2.1.4 Transport et introduction

Du point de vue de la réaction biologique, l'idéal consiste à faire circuler un flux continu de substrat dans la centrale de valorisation du biogaz afin d'obtenir un procédé de fermentation stable. Sachant qu'il est pratiquement impossible d'y parvenir dans la réalité, l'introduction semi-continue est donc devenue la norme. Le substrat est introduit en plusieurs lots au cours de la journée, ce qui signifie que l'équipement de transport du substrat n'est pas utilisé de manière continue. Ce facteur est crucial pour la conception de la centrale.

Le choix de la technologie utilisée pour le transport et l'introduction dépend principalement de la consistance du substrat. Une distinction doit être faite entre les technologies pour substrats pompables et les technologies pour substrats solides.

En ce qui concerne l'introduction, il faut aussi tenir compte de la température du substrat. Toute différence notable entre la température du substrat et la température du digesteur (suite à une étape d'hygiénisation ou en période hivernale) a un impact significatif sur la réaction biologique et donc sur la production de gaz. Les échangeurs de chaleur et les pré-fosses chauffées font partie des solutions techniques parfois adoptées pour lutter contre ces problèmes.

Transport des substrats pompables

Les pompes alimentées par des moteurs électriques sont les systèmes les plus couramment utilisés pour le transport des substrats pompables dans les centrales de valorisation du biogaz. Ces pompes peuvent être commandées par des minuteurs ou par les ordinateurs chargés du contrôle du procédé, ce qui permet d'automatiser entièrement ou partiellement l'ensemble du procédé. Il est courant que le transport du substrat au sein de la centrale soit intégralement géré par une ou deux pompes regroupées dans une station de pompage ou dans un poste de commande. Les canalisations sont installées de manière à ce que toutes les étapes d'utilisation (introduction, vidange totale des réservoirs, pannes, etc.) soient contrôlées au moyen de robinets-vanne automatiques ou facilement accessibles. La figure 3.11 montre un exemple d'installation des pompes et des canalisations dans une centrale de valorisation du biogaz.



Figure 3.11 : Pompes dans une centrale de valorisation du biogaz [WELtec BioPower GmbH]

Il est important de s'assurer que les pompes sont facilement accessibles et que l'espace de travail situé autour est suffisant et bien dégagé. Malgré toutes les mesures de précaution prises, notamment un bon pré-traitement du substrat, les pompes se bouchent souvent, une situation à laquelle il faut pouvoir remédier rapidement. Autre point important, les pièces mobiles des pompes sont des pièces d'usure. Soumises aux conditions rigoureuses qui prévalent dans les centrales de valorisation du biogaz, elles doivent être régulièrement remplacées sans qu'il soit pour autant nécessaire de fermer la centrale. Des robinets d'arrêt doivent donc permettre d'isoler les pompes des canalisations à des fins de maintenance. Les pompes sont pratiquement toujours rotatives ou volumétriques, comme celles utilisées pour pomper les effluents liquides.

Les caractéristiques des pompes en termes de puissance et de capacité dépendent largement du substrat utilisé, du degré de préparation du substrat et de la teneur en matière sèche. Des dispositifs de broyage coupants ou déchiquetants ainsi que des séparateurs de corps étrangers peuvent être installés directement en amont pour protéger les pompes. Il est également possible d'utiliser des pompes déjà équipées d'outils de broyage.

Pompes rotatives

Les pompes rotatives sont souvent utilisées pour le pompage des effluents liquides. Elles conviennent tout particulièrement aux substrats liquides. La pompe rotative est composée d'une turbine qui tourne à l'intérieur d'un corps fixe. La turbine active la circulation du substrat, et l'accélération du flux qui en résulte est convertie en hauteur manométrique ou en pression au niveau de la buse de refoulement de la pompe. La forme et la taille de la turbine varient en fonction des besoins. La pompe dilacératrice (voir figure 3.9) est un type particulier de pompe rotative. La turbine est équipée de dispositifs tranchants conçus pour broyer le substrat. Voir les caractéristiques et les paramètres de ces pompes dans le tableau 3.9.

Pompes volumétriques

Les pompes volumétriques sont utilisées pour pomper les substrats semi-liquides à forte teneur en matière sèche. La vitesse de la pompe volumétrique peut varier, ce qui permet d'en contrôler le débit. Cela permet de mieux maîtriser le fonctionnement de la pompe et d'obtenir un dosage plus précis du substrat. La stabilité de pression de ces pompes à amorçage automatique est meilleure que celle des pompes rota-

Tableau 3.9 : Caractéristiques et paramètres des pompes rotatives [3-1]

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Pression : jusqu'à 20 bars (la pression réelle est généralement plus faible) • Débit entre 2 m³/mn et 30 m³/mn • Consommation électrique : par exemple, 3 kW à 2 m³/mn, 15 kW à 6 m³/mn, dépend largement du substrat utilisé • Généralement pour des substrats présentant une teneur en matière sèche de < 8 %
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Substrats liquides à faible teneur en matière sèche ; une faible proportion de paille est tolérée
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Design simple, compact et robuste + Débit élevé + Polyvalentes (également utilisables comme pompes submersibles)
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Pas d'amorçage automatique ; doivent être placées en dessous du niveau du substrat, par exemple dans un puits ou dans une fosse - Ne permettent pas de doser le substrat
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Le débit dépend largement de la pression ou de la hauteur manométrique de la pompe
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • En tant que pompe submersible ou en installation sèche ; également disponibles en version dilacératrice pour le broyage ; pompes submersibles disponibles avec entraînement en dessous ou au-dessus de la surface du substrat
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Plus difficile dans le cas des pompes submersibles, même si l'accès est facilité par des ouvertures spécialement conçues • Respecter la législation en vigueur en matière de santé et de sécurité du travail dans le digesteur • Les interruptions de service ont tendance à être légèrement plus longues que pour d'autres types de pompes

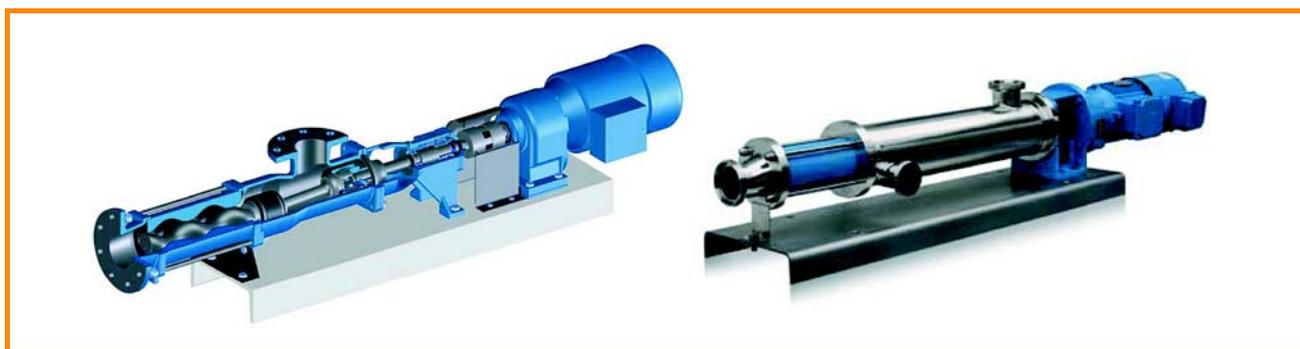


Figure 3.12 : Pompe à rotor excentré [LEWA HOV GmbH + Co KG]

tives, ce qui signifie que le débit dépend beaucoup moins de la hauteur manométrique. Par contre, les pompes volumétriques sont sensibles à la présence de substances interférentes. Il est donc conseillé d'installer des dispositifs de broyage et des séparateurs de corps étrangers afin de protéger les pompes des constituants grossiers et fibreux présents dans le substrat.

Les pompes volumétriques rotatives et les pompes à rotor excentré sont les plus courantes. **Les pompes à rotor excentré** sont munies d'un rotor en forme de tire-bouchon qui fonctionne à l'intérieur d'un stator en matériau élastique. L'action du rotor crée un espace mobile au sein duquel le substrat est transporté. Un exemple est présenté à la figure 3.34. Les caractéristiques et les paramètres de ces pompes sont présentés dans le tableau 3.10.

Les **pompes volumétriques rotatives** sont équipées de deux pistons qui tournent en sens contraire, avec deux à six lobes dans un corps ovale. Les deux pistons tournent en sens contraire avec très peu de jeu axial et radial ; ils ne se touchent pas mutuellement et ne touchent pas le corps de la pompe. Ils sont positionnés de manière à garantir une séparation permanente entre le côté aspiration et le côté refoulement de la pompe. Le substrat vient remplir les espaces vides du côté aspiration avant d'être transporté jusqu'au côté refoulement. La figure 3.13 illustre le principe de fonctionnement de la pompe volumétrique rotative. Voir les caractéristiques et les paramètres de ces pompes dans le tableau 3,11.

Transport des substrats solides

Dans les centrales à fermentation humide, un système

Tableau 3.10 : Caractéristiques et paramètres des pompes à rotor excentré

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Pression : jusqu'à 48 bars • Débit entre 0,055 m³/mn et 8 m³/mn • Consommation électrique : par exemple, 7,5 kW à 0,5 m³/mn, 55 kW à 4 m³/mn, dépend largement du substrat utilisé
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Substrats pompables visqueux avec faible proportion de substances interférentes et de fibres longues
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Amorçage automatique + Design simple et robuste + Permet de doser le substrat + Réversible
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Débits inférieurs à ceux des pompes rotatives - Risque de dommages en cas d'utilisation à sec - Supporte difficilement la présence de substances interférentes (cailloux, fibres longues, morceaux de métal, etc.)
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Débit fortement dépendant de la viscosité ; production stable malgré les fluctuations de pression • Possibilité d'intégrer une protection contre le fonctionnement à sec • Largement utilisées dans le traitement des eaux usées • Le stator peut généralement être ajusté en fonction du débit souhaité et du substrat utilisé et pour compenser l'usure • Réversibilité du sens de pompage en option
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • En installation sèche
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Très résistantes • Pompe facile à entretenir de par sa conception ; vis facile à changer, ce qui limite la durée des interruptions de service

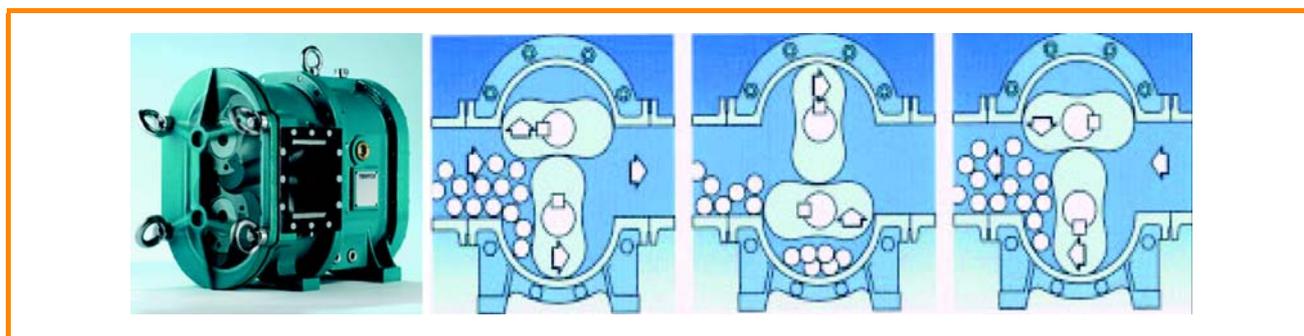


Figure 3.13 : Pompe volumétrique rotative (à gauche), principe de fonctionnement (à droite) [Börger GmbH (à gauche), Vogelsang GmbH]

doit être mis en place pour assurer le transport des substrats solides avant leur introduction dans le digesteur ou avant leur humidification. Cette opération peut être pratiquement intégralement réalisée au moyen de chargeurs conventionnels. Les fonds mouvants, les poussoirs surélevés et les vis sans fin ne sont utilisés que lorsque l'introduction est automatisée. Les fonds mouvants et les poussoirs surélevés peuvent transporter pratiquement tous les substrats solides horizontalement ou sur un plan légèrement incliné. Ils ne peuvent toutefois pas être utilisés pour doser le substrat. Ils permettent l'utilisation de réservoirs de stockage de grande taille. Les vis sans fin peuvent transporter les substrats solides dans pratiquement toutes les direc-

tions. Les seules restrictions concernent l'absence de pierres et l'utilisation d'un système de broyage adapté (ni trop fin, ni trop grossier) afin que le substrat puisse être happé par la vis et qu'il puisse venir se loger dans les boucles du mécanisme de transport de la vis. Les systèmes d'introduction automatique des substrats solides sont souvent combinés avec l'équipement de chargement en une seule et même unité au sein de la centrale de valorisation du biogaz.

Les centrales à fermentation sèche fonctionnant selon le principe des cuves modulaires sont monnaie courante : cette configuration ne nécessite généralement pas d'autre moyen de transport que des chargeurs sur roues pour gérer le transport du substrat

Tableau 3.11 : Caractéristiques et paramètres des pompes volumétriques rotatives

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Pression : jusqu'à 12 bars • Débit entre 0,1 m³/mn et environ 16 m³/mn • Consommation électrique : environ 2 à 55 kW
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Substrats visqueux, pompables
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Design simple et robuste + Amorçage automatique jusqu'à 10 m de colonne d'eau + Permet de doser le substrat + Capables de pomper des substances plus fibreuses et contenant des constituants plus grossiers que les pompes à rotor excentré + Ne craint pas le fonctionnement à sec + Compactes + Faciles à entretenir + Réversibilité disponible en série
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Vitesses de rotation élevées, jusqu'à 1 300 RPM, pour des performances optimisées • Boîtiers en demi-coquilles optimisent l'efficacité et la robustesse en réduisant le jeu
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • En installation sèche
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Pompe facile à entretenir de par sa conception ; les interruptions de service sont de courte durée

Tableau 3.12 : Caractéristiques et paramètres des pré-fosses

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Construites en béton imperméable à l'eau, généralement en béton armé • De taille suffisante pour stocker la quantité de substrat nécessaire à un ou deux jours de procédé
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Substrats pompables et brassables • Substrats solides à condition qu'une technologie de broyage adaptée soit disponible
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilité d'homogénéiser et de mélanger les substrats • Formation possible de dépôts de cailloux dans le fond • Prévoir l'élimination des dépôts au moyen d'un puisard, d'une fosse de récupération ou d'un mécanisme de raclage • Il est conseillé de couvrir la pré-fosse afin de limiter les mauvaises odeurs • Les substrats chargés peuvent boucher les canalisations et entraîner la formation de croûtes et de dépôts
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Fosses et réservoirs, ronds ou rectangles, affleurant au niveau du sol ou projetant au dessus du niveau du sol, avec possibilité d'accès par un chargeur sur roues pour le remplissage • Les fosses installées à une hauteur supérieure à celle du digesteur présentent certains avantages, car le différentiel hydraulique permet généralement de se dispenser de pompes • La technologie utilisée pour transporter le substrat peut être identique à celle utilisée dans les digesteurs
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Si la conception n'a pas prévu de mécanisme pour éliminer les dépôts, ceux-ci doivent être retirés manuellement • En dehors de ce problème, pratiquement aucune interruption pour travaux de maintenance n'est nécessaire ; l'entretien des différents équipements techniques est décrit dans les sections correspondantes

solide. Les cuves sont même parfois directement remplies à partir des remorques au moyen de racleurs ou autres machines similaires.

Introduction des substrats pompables

Les substrats pompables sont généralement introduits dans le digesteur au moyen de pré-fosses en béton souterraines, imperméables au substrat, dans lesquelles les effluents liquides sont stockés de manière temporaire et homogénéisés. La taille de la pré-fosse doit être suffisante pour stocker la quantité de substrat nécessaire à un ou deux jours de procédé. Les

fosses à effluents liquides déjà présentes sur les exploitations agricoles sont fréquemment utilisées à cette fin. Si la centrale de valorisation du biogaz ne dispose pas de système spécifique pour l'introduction directe des co-substrats, la pré-fosse sert également à mélanger, à broyer et à homogénéiser les substrats solides et, si nécessaire, à les humidifier afin de produire un mélange pompable (voir la sous-section intitulée « Introduction indirecte par pré-fosse »). Les paramètres des pré-fosses sont résumés dans le tableau 3.12 ; la figure 3.14 en montre un exemple.



Figure 3.14 : Pré-fosse ou fosse de réception en cours de remplissage [Paterson, FNR ; Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH]

Les (co)substrats liquides peuvent également être pompés dans le digesteur ou dans un réservoir de réception adapté par l'intermédiaire d'un orifice de remplissage standardisé. Dans ce cas, les réservoirs de réception doivent évidemment être technologiquement adaptés aux propriétés du substrat. Ils doivent, si nécessaire, être équipés de matériaux résistant aux produits chimiques, de systèmes de chauffage, d'agitateurs et d'une couverture étanche au gaz ou permettant de limiter les mauvaises odeurs.

Introduction des substrats solides

Les substrats solides peuvent être introduits dans le digesteur de manière directe ou indirecte. L'introduction indirecte comprend une étape préalable d'introduction des substrats solides dans la pré-fosse ou dans la canalisation à substrat qui conduit au digesteur (voir figure 3.15). L'introduction directe permet de charger les substrats solides directement dans le digesteur, en omettant l'étape d'humidification dans la pré-fosse ou dans la canalisation à substrat liquide (voir figure 3.16). Ce système permet d'introduire les co-digestats à intervalles réguliers, indépendamment des effluents liquides [3-8]. Il permet, en outre, d'augmenter la teneur en matière sèche dans le digesteur et donc d'accroître la production de biogaz.

Introduction indirecte par pré-fosse

Si la centrale de valorisation du biogaz ne dispose pas de système spécifique pour l'introduction directe des co-substrats, ce rôle est rempli par la pré-fosse qui est alors utilisée pour mélanger, broyer et homogénéiser les substrats solides et, si nécessaire, les humidifier afin d'obtenir un mélange pompable. Les pré-fosses doivent donc être équipées d'agitateurs, parfois asso-

ciés à des outils tranchants destinés au broyage du substrat. Si les substrats traités contiennent des substances interférentes, la pré-fosse joue également le rôle de séparateur pour les pierres et les dépôts qui peuvent être rassemblés et éliminés au moyen de fonds mouvants et de vis sans fin [3-3]. Si la pré-fosse est couverte pour limiter les problèmes d'odeurs, la couverture doit être conçue de manière à ne pas gêner l'élimination rapide des dépôts.

Généralement, la pré-fosse est remplie au moyen de chargeurs ou d'autres équipements mobiles, mais des systèmes de chargement automatisés peuvent également être installés. Le mélange composé des solides et du liquide est ensuite transféré dans le digesteur au moyen de pompes. Les paramètres des pré-fosses sont résumés dans le tableau 3.12 ; la figure 3.14 en montre un exemple.

Introduction indirecte dans la canalisation à liquide

Les substrats solides tels que les déchets biologiques, l'ensilage et les effluents solides peuvent également être introduits dans la canalisation à liquide au moyen de dispositifs de dosage tels que des pompes équipées de trémies (voir figure 3.17). Deux options sont possibles : le substrat solide est forcé dans la canalisation à substrat liquide ou le flux de liquide passe à travers la trémie remplie de substrat solide ; l'introduction peut aussi être accompagnée d'une première étape de broyage du substrat. Le débit du dispositif d'introduction peut être adapté en fonction de la teneur en matière sèche et de la quantité de substrat à ajouter. Le liquide présent dans la canalisation peut être de l'effluent liquide provenant d'une pré-fosse ou d'une cuve de réception ou du substrat provenant du réacteur ou

Tableau 3.13 : Caractéristiques et paramètres des vis sans fin utilisées pour l'introduction du substrat

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Généralement en acier inoxydable ; dans un boîtier fermé • Alimentation du digesteur : horizontale, verticale ou oblique • Déversement juste en dessous de la surface du liquide • Robinets manuels et automatiques nécessaires si le niveau de remplissage du digesteur est situé plus haut que la partie supérieure de la trémie de réception
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les co-substrats solides courants, même s'ils contiennent des cailloux, à condition que ceux-ci soient de taille inférieure à l'entraxe de la vis sans fin • Les substrats hachés et les fibres longues peuvent être source de problèmes
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + La direction du transport est sans importance + Automatisation possible + Plusieurs digesteurs peuvent être alimentés par une seule trémie (par exemple, en utilisant une vis sans fin oblique pour alimenter deux vis de compactage)
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Abrasion sur le châssis de la vis sans fin et au niveau des vis - Sensibles aux pierres et autres substances interférentes (en fonction de la longueur de l'entraxe)
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Peuvent transporter des substrats humidifiés • Un système doit être mis en place pour éviter toute fuite de gaz au niveau de la vis • Le dosage en fonction du poids est possible si la trémie de réception est équipée d'un système de pesage adéquat • Occupe de la place juste à côté du digesteur • La hauteur de remplissage de la trémie au-dessus du sol et la taille de l'ouverture de la trémie doivent être adaptées en fonction des équipements de chargement disponibles sur l'exploitation
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Vis de compactage de la trémie de réception transportant le substrat verticalement, horizontalement ou en diagonale jusqu'au digesteur • Vis sans fin verticale pour soulever le substrat (transport vertical) • Flexibilité permettant de combiner le système avec des dispositifs de réception divers (trémie, fond mouvant, remorque mélangeuse de fourrage)
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Pièces mobiles ; des interruptions régulières pour entretien doivent être planifiées • Intervention manuelle nécessaire pour éliminer les bourrages ou retirer les substances interférentes • L'entretien de la vis qui alimente le digesteur peut entraîner des temps d'arrêt considérables

des réservoirs de stockage du digestat. Les systèmes de cette nature sont également utilisés dans les centrales de valorisation du biogaz à moyenne et grande échelle en raison de leur conception modulaire qui garantit un certain niveau de flexibilité et de protection contre les défaillances [3-17].

Le tableau 3.13 résume les principales caractéristiques des systèmes d'introduction indirecte.

Introduction directe par piston

Les configurations d'introduction avec piston font appel à la puissance hydraulique pour introduire les substrats directement dans le digesteur à travers une ouverture située sur le côté, à proximité du sol. Injectés au fond du digesteur, les substrats sont rapidement saturés d'effluents liquides, ce qui limite le risque de formation de croûtes. Le système est équipé de vis sans fin mélangeuses qui tournent en sens contraire et font tomber les substrats dans le vérin placé en dessous, tout en broyant les fibres longues [3-1]. Le système d'introduction est généralement relié à une trémie ou installé directement

sous celle-ci. Les caractéristiques des systèmes d'introduction avec piston sont résumées dans le tableau 3.14 ; la figure 3.18 en montre un exemple.

Introduction directe par vis sans fin

Lorsque l'alimentation du digesteur se fait au moyen de vis sans fin, des vis de compactage forcent l'introduction du substrat dans le digesteur en dessous de la surface du liquide. Cela suffit à garantir que le gaz ne pourra pas s'échapper du digesteur au niveau de la vis sans fin. Le plus simple consiste à installer l'unité de dosage sur le digesteur. Le chargement ne requiert alors qu'une seule vis sans fin verticale. Toutes les autres configurations obligent à installer des vis sans fin verticales pour amener le substrat au-dessus du digesteur. La vis sans fin s'alimente en substrat dans un conteneur de réception quelconque, qui peut lui-même être équipé d'outils de broyage [3-8]. Les caractéristiques des systèmes d'introduction équipés de vis sans fin sont résumées dans le tableau 3.15 ; un exemple est présenté à la figure 3.19.

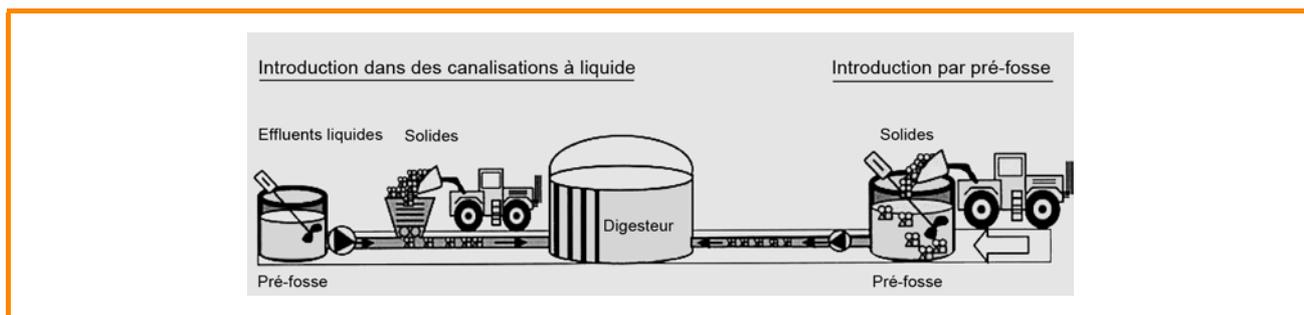


Figure 3.15 : Introduction indirecte des solides (schématisée) [3-1]

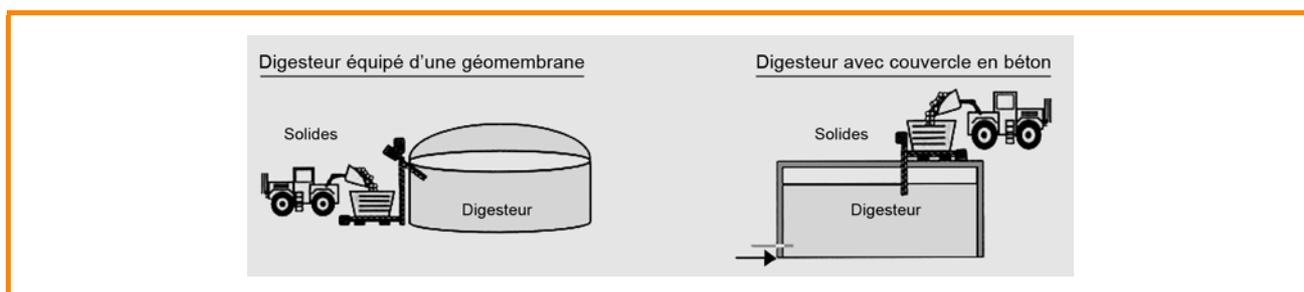


Figure 3.16 : Introduction directe des solides (schématisée) [3-1]

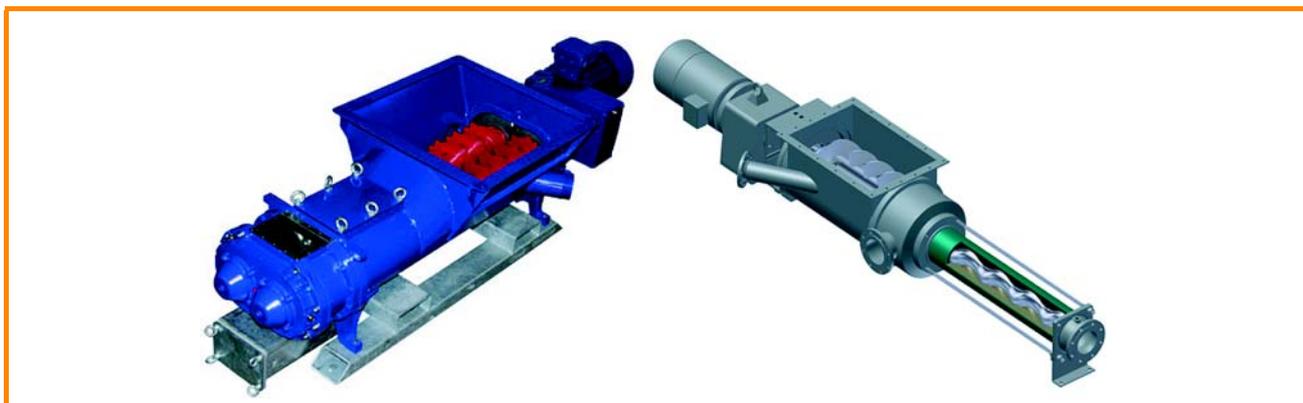


Figure 3.17 : Pompes équipées de trémies : avec pompe volumétrique rotative intégrée (à gauche) et pompe à rotor excentré (à droite) [Hugo Vogelsang Maschinenbau GmbH (à gauche), Netzsch Mohnopumpen GmbH]

Brassage de la biomasse

Les co-digestats sont broyés avec des machines habituellement utilisées dans le traitement des betteraves. La teneur en matière sèche résiduelle peut atteindre 18 %. Les substrats liquéfiés sont stockés dans des conteneurs adaptés et sont pompés directement dans le digesteur (en contournant la pré-fosse) par les unités décrites dans la section « Transport et introduction ». Cette méthode permet d'accroître la teneur en matière sèche dans le digesteur en utilisant les effluents liquides comme substrat de base [3-8].

Sluices

Les sluices constituent une solution d'introduction du substrat très simple et très robuste. Ils sont faciles à remplir avec des chargeurs sur roues et ils permettent d'ajouter rapidement de grandes quantités de substrat. Cette technique d'introduction existe encore dans certaines anciennes centrales de petite taille. Elle est très bon marché et ne nécessite, en principe, aucun entretien. Toutefois, sa connexion directe avec le digesteur peut entraîner des nuisances considérables en termes d'odeur et entraîne des fuites de méthane dans le digesteur. Cette technique n'est donc plus utilisée dans la construction des nouvelles centrales [3-17].

Tableau 3.14 : Propriétés des pompes équipées de trémies pour l'introduction des solides dans les canalisations à liquide

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Pression : jusqu'à 48 bars • Débit, solides en suspension : 0.5-1.1 m³/mn (en fonction du type de pompe et des solides en suspension pompés) • Débit, solides : environ 4 à 12 t/h (introduction par vis à deux axes avec broyage)
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Convient aux substrats prébroyés et exempts de substances interférentes
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Excellentes capacités d'aspiration et de refoulement + Conception robuste, avec protection contre l'usure dans certains cas + Dosage possible + Broyage par installation d'un système dilacérateur sur la vis sans fin
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Peut parfois être sensible à la présence de substances interférentes (cailloux, fibres longues, morceaux de métal, etc.)
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilité de réaliser le broyage, l'agitation et l'humidification en une seule étape • Toutes les méthodes de transport des solides sont possibles (chargeurs sur roues, tapis roulant, unités de réception/stockage) • L'introduction de la phase liquide se fait au moyen d'une pompe séparée
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • En installation sèche • Introduction des substrats dans la canalisation à liquide ou dans l'unité de pompage au moyen d'une vis sans fin à un ou deux arbres, vis sans fin partiellement équipée de dents pour le broyage du substrat • Types de pompes préférés : pompes volumétriques rotatives et pompes à rotor excentré, parfois intégrées dans une pompe avec trémie
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Pompe facile à entretenir de par sa conception ; les interruptions de service sont de courte durée



Figure 3.18 : Introduction de substrats solides dans le digesteur au moyen d'un système à piston [PlanET Biogastechnik GmbH]

Introduction de substrats solides pour la fermentation sèche (digesteurs de type garage)

Les digesteurs de type garage sont facilement accessibles aux véhicules sur roues, ce qui signifie que les centrales en activité ne prévoient pas de système d'introduction automatisée. Les opérations d'introduction et de vidange sont réalisées avec des équipements de transport agricole conventionnels, généralement des chargeurs sur roues.

Robinets, raccords et canalisations

Les robinets, raccords et canalisations doivent être résistants aux substrats et à la corrosion. Les robinets et

les raccords tels que les coupleurs, les robinets d'arrêt, les clapets anti-retour, les trappes de nettoyage et les jauges de pression doivent être facilement accessibles et manipulables et doivent également être protégés contre le gel. Les 'Sicherheitsregeln für Biogasanlagen' (règles de sécurité relatives aux systèmes de production de biogaz) publiées par le Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften (Agence allemande responsable de la santé et de la sécurité au travail) contiennent des informations sur les réglementations relatives aux canalisations, aux robinets et aux raccords. Elles peuvent être utiles pour garantir le respect de la législation et des

Tableau 3.15 : Caractéristiques et paramètres des systèmes d'introduction avec piston

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Généralement en acier inoxydable ; boîtier fermé pour le piston • Introduction dans le digesteur : horizontale, introduction dans la partie inférieure du digesteur possible • Robinets manuels et automatiques nécessaires si le niveau de remplissage du digesteur est situé plus haut que la partie supérieure de la trémie de réception
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les co-substrats solides courants, y compris les fibres longues et les substrats contenant des pierres, à condition que la vis sans fin soit conçue en conséquence
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Absence de mauvaises odeurs + Très bonne capacité de dosage + Automatisation possible
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Risque de formation d'une couche de dépôt dans le digesteur si le substrat introduit par le piston ne se mélange pas, ce qui limite l'accessibilité au processus bactérien dans le digesteur - Introduction horizontale uniquement - La trémie de réception ne peut alimenter qu'un seul digesteur
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Le raccord d'introduction doit être étanche afin d'éviter le passage du liquide • La hauteur de remplissage de la trémie au-dessus du sol et la taille de l'ouverture de la trémie doivent être adaptées en fonction des équipements de chargement disponibles sur l'exploitation • Des couteaux en croix destinés à casser les bouchons créés par le piston sont proposées en option par le fabricant et peuvent s'avérer extrêmement pratiques en raison du risque d'agrégation du substrat • Occupe de la place juste à côté du digesteur • Le dosage en fonction du poids est possible si la trémie de réception est équipée d'un système de pesage adéquat
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Piston hydraulique avec vis sans fin alimenté par un système hydraulique ou électrique • Flexibilité permettant de combiner le système avec des dispositifs de réception divers (trémie, fond mouvant, remorque mélangeuse de fourrage)
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Pièces mobiles ; des interruptions régulières pour entretien doivent être planifiées • L'entretien du système d'introduction avec piston nécessite des interruptions parfois très longues, qui obligent parfois à vider entièrement le digesteur



Figure 3.19 : Introduction de substrats solides dans le digesteur au moyen de vis sans fin [DBFZ]

normes techniques relatives aux propriétés des matériaux, aux précautions de sécurité et aux tests de fuite à appliquer pour garantir la sécurité des centrales de valorisation du biogaz [3-18]. Il est extrêmement important de doter l'installation d'un système d'élimination du condensat qui se forme dans les canalisations ou d'installer les canalisations avec une pente suffisante pour être certain qu'un affaissement éventuel de la canalisation ne risquera pas de créer un

point haut à un quelconque niveau de la canalisation. En raison des basses pressions qui existent dans le système, il suffit d'une quantité minimale de condensat pour provoquer un blocage complet. Les principaux paramètres des canalisations de liquide et de gaz sont résumés dans les tableaux 3.16 et 3.17, respectivement. Des exemples sont présentés aux figures 3.20 et 3.21.

Tableau 3.16 : Caractéristiques des robinets, raccords et canalisations de manutention des liquides

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Matériau des canalisations : PVC, HDPE, acier ou acier inoxydable, en fonction du substrat et du niveau de pression • Raccords à brides, soudés ou collés • Le diamètre des canalisations sous pression doit être de 150 mm ; les canalisations qui ne sont pas sous pression (trop-plein et reflux) ont un diamètre de 200 à 300 mm, en fonction du substrat utilisé • Tous les matériaux doivent être résistants aux produits chimiques présents dans le substrat et doivent pouvoir supporter la pression maximale de la pompe (canalisations sous pression)
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Les robinets-vanne à opercule forment un excellent joint, mais ils sont facilement obstrués par les substances interférentes • Les robinets-vanne à guillotine coupent dans les substances fibreuses • Des mécanismes de verrouillage à ouverture rapide doivent être utilisés pour les canalisations qui doivent être déconnectées rapidement • Tous les robinets, raccords et canalisations doivent être protégés contre le gel ; un système d'isolation adapté doit être installé pour la manutention des substrats chauds • Toujours installer les canalisations avec une pente de 1 à 2 % afin de faciliter la vidange • Installer les canalisations de manière à éviter tout reflux du substrat depuis le digesteur vers la pré-fosse • En cas d'installation de canalisations souterraines, s'assurer que le sous-sol est parfaitement compacté avant d'installer les tuyaux • Installer un robinet-vanne en amont de chaque clapet anti-retour au cas où des substances interférentes empêcheraient le clapet de se fermer correctement. • Il n'est pas recommandé d'utiliser des canalisations en fonte, car elles sont plus sensibles à la formation de dépôts que les canalisations en plastique lisse, par exemple

Tableau 3.17 : Caractéristiques des robinets, raccords et canalisations de manutention du gaz

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Matériau des canalisations : HDPE, PVC, acier ou acier inoxydable (pas de cuivre ou autre métal non ferreux) • Raccords à brides, soudés, collés ou vissés
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les robinets, raccords et canalisations doivent être protégés contre le gel • Toujours installer les canalisations avec une pente régulière pour éviter l'accumulation de condensat (risque d'obstruction) • Toutes les canalisations de gaz doivent disposer d'un système de drainage du condensat ; drainage de l'eau via la canalisation à condensat • Tous les robinets et raccords doivent être accessibles à tout moment et en toute sécurité et faciles à entretenir • En cas d'installation de canalisations souterraines, s'assurer que le sous-sol est parfaitement compacté avant d'installer les tuyaux et s'assurer que les canalisations ne sont soumises à aucune contrainte et à aucune tension ; si nécessaire, ajouter des soufflets ou des coudes en U



Figure 3.20 : Canalisations, robinets et raccords dans une station de pompage, robinets d'arrêt [DBFZ]



Figure 3.21 : Plate-forme de travail entre deux réservoirs avec canalisations et dispositif de décompression (à gauche), canalisations de gaz avec ventilateur compresseur (à droite) [MT-Energie GmbH (à gauche), DBFZ (à droite)]

3.2.2 Valorisation du biogaz

3.2.2.1 Conception des digesteurs

Il existe un lien étroit entre la conception du digesteur et le procédé de fermentation. La fermentation du substrat peut être réalisée par un procédé infiniment mélangé (digesteur avec brassage), par un procédé piston ou des par des procédés spéciaux.

Procédé infiniment mélangé (réacteurs avec agitateur)

Les réacteurs cylindriques verticaux avec agitateur sont utilisés principalement dans les centrales agricoles. En 2009, ce type de réacteur représentait environ 90 % des réacteurs installés. Le digesteur est composé d'un réservoir dont la base est en béton et les parois en acier ou en béton armé. Il peut être installé hors sol ou être entièrement ou partiellement enterré. La couverture du réservoir est étanche au gaz, mais ses caractéristiques peuvent varier en fonction des directives locales et du mode de construction. Les couvertures en béton et les géomembranes sont les systèmes les plus utilisés. Le substrat est brassé au moyen d'agitateurs situés à l'intérieur ou à côté du réacteur. Les propriétés de ces réacteurs sont présentées dans le tableau 3.18 ; la figure 3.22 montre une coupe d'un réacteur de ce type. Les différents types d'agitateurs sont présentés plus en détail à la section 3.2.2.3.

Procédé piston

Les centrales de valorisation du biogaz à piston (la version fermentation humide est également appelée procédé à débit continu) utilisent l'effet expulseur

provoqué par l'introduction de substrat frais pour créer un phénomène de piston dans un digesteur de section circulaire ou rectangulaire. Le brassage transversal par rapport à la direction du flux se fait généralement au moyen d'un système à pales ou à hélices. Le tableau 3.19 présente les caractéristiques de ce type de réacteur.

Les digesteurs piston sont horizontaux ou verticaux. Pratiquement tous les digesteurs utilisés dans les installations agricoles sont de type horizontal. Les digesteurs piston verticaux sont encore rares et ne seront donc pas évoqués dans cette étude. Des exemples de fermentation humide et de fermentation sèche sont illustrés sous forme schématique aux figures 3.23 à 3.25.

Les digesteurs sont généralement des réservoirs horizontaux en acier, construits en usine, puis livrés sur le site. Il faut donc prévoir le transport des digesteurs jusqu'au site, ce qui n'est possible que dans la limite d'une certaine taille. Ces digesteurs peuvent être utilisés comme digesteurs principaux dans les petites centrales ou comme digesteurs préliminaires dans les installations de taille plus importante équipées de réacteurs avec brassage (réservoirs circulaires). Les digesteurs horizontaux installés en batterie permettent d'augmenter le débit.

Le principe du piston permet d'éviter l'expulsion involontaire de substrat non fermenté et garantit la durée des temps de séjour pour tous les substrats [3-3].

Méthanisation par lots

La méthanisation par lots fait appel à des conteneurs mobiles ou à des digesteurs stationnaires de type garage. Ce procédé est arrivé à maturité ces dernières

Tableau 3.18 : Propriétés des réacteurs infiniment mélangés ; tels qu'ils sont décrits dans les paragraphes [3-1] et [3-3]

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Les dimensions supérieures à 6 000 m³ sont possibles, mais plus les dimensions sont importantes, plus le contrôle du brassage et du procédé se complique • Généralement fabriqués en béton ou en acier
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Conviennent, en principe, à tous les types de substrats, de préférence les substrats pompables à teneur en matière sèche faible ou moyenne • L'équipement de brassage et de transport doit être adapté au substrat • Réintégration du digestat si le substrat est exclusivement composé de cultures énergétiques • Prise en charge de l'introduction continue, semi-continue ou discontinue
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Conception rentable lorsque le volume du réacteur est supérieur à 300 m³ + Fonctionnement variable dans les configurations à débit continu et associant débit continu et bassin tampon + En fonction du design, l'entretien de l'équipement peut généralement être réalisé sans vider le digesteur
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Les courts-circuits de flux sont possibles et probables. Il n'est donc pas possible de garantir le temps de séjour - Formation possible d'une croûte et de dépôts
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Élimination des sédiments recommandée pour certains substrats (par exemple, fientes de volaille en raison des dépôts calcaires), fond mouvant avec vis sans fin pour l'expulsion
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Réservoir cylindrique vertical hors sol ou affleurant au niveau du sol • L'équipement de brassage doit être très puissant ; si le digesteur ne reçoit que des effluents liquides, une circulation pneumatique par injection de biogaz est possible • Moyens de recirculation : agitateurs submersibles installés à l'intérieur du réacteur, agitateur axial dans un conduit vertical central, recirculation hydraulique au moyen de pompes externes, recirculation pneumatique par injection de biogaz dans une conduite verticale, recirculation pneumatique par injection de biogaz dans le fond du réacteur
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Trou d'homme pour faciliter l'accès

Tableau 3.19 : Propriétés des réacteurs piston ; tels qu'ils sont décrits dans les paragraphes [3-1] et [3-3]

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Taille : digesteurs horizontaux jusqu'à 800 m³, digesteurs verticaux jusqu'à environ 2 500 m³ • Matériau : principalement en acier et en acier inoxydable, également en béton armé
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Fermentation humide : conviennent aux substrats pompables à teneur élevée en matière sèche • Fermentation sèche : l'équipement de brassage et de transport doit être adapté au substrat • Conçus pour l'introduction continue ou semi-continue
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Conception compacte, rentable pour les centrales de petite taille + Séparation des étapes de fermentation dans le piston + La conception élimine la formation de croûtes et de dépôts + Les temps de séjour sont conformes aux prévisions, car la conception évite les courts-circuits + Temps de séjour courts + Chauffage efficace ; la conception compacte minimise les pertes de chaleur + Fermentation humide : possibilité d'utiliser des agitateurs puissants, fiables et économes en énergie
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Espace requis pour les réservoirs - Pas d'inoculation du substrat frais ou inoculation réalisée en utilisant du digestat comme matériau d'ensemencement - Économique uniquement à petite échelle - Le réacteur doit être entièrement vidé lors des opérations d'entretien de l'agitateur
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Réacteurs piston de section circulaire ou rectangulaire • Horizontaux (option la plus courante) ou verticaux • Dans un réacteur vertical, le piston est généralement composé d'éléments verticaux, rarement d'éléments horizontaux • Avec ou sans équipement de brassage
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Des trappes doivent être prévues pour tous les dispositifs et toutes les canalisations à raccorder • Pour des raisons de sécurité, le réservoir de stockage du gaz doit être muni d'une soupape de sécurité
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Présence d'un trou d'homme au moins pour pouvoir accéder à l'intérieur du réacteur en cas de panne • Respecter la législation en vigueur en matière de santé et de sécurité du travail dans le digesteur

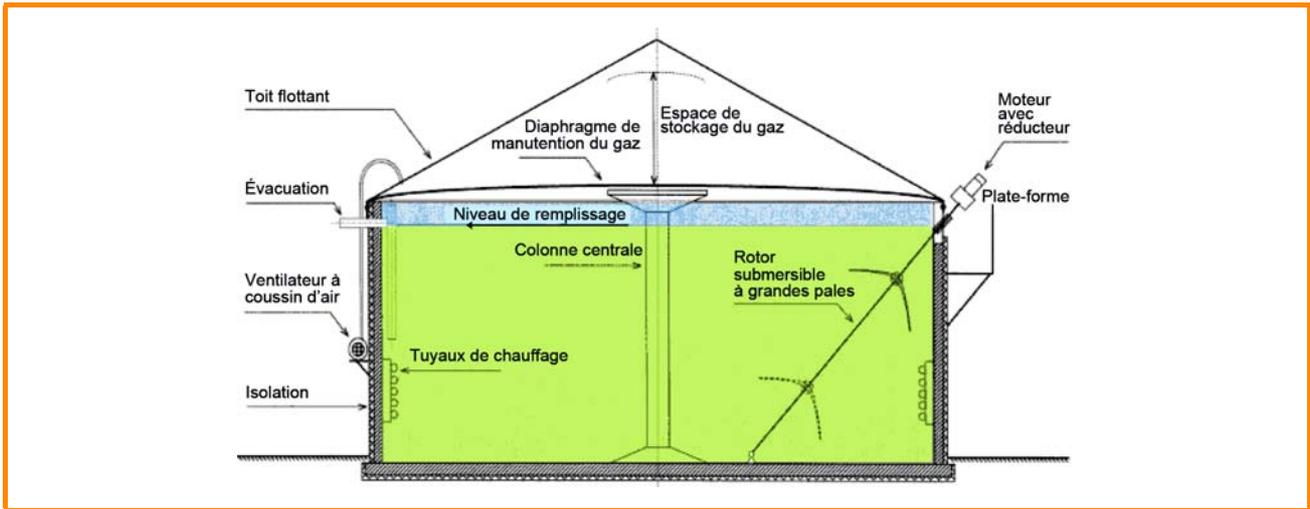


Figure 3.22 : Réacteur avec agitateur à arbre long et autres composants internes [Anlagen- und Apparatebau Lütke GmbH]

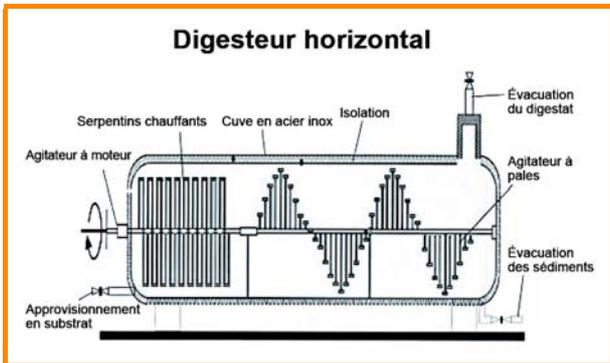


Figure 3.23 : Réacteur piston (fermentation humide) [3-4]

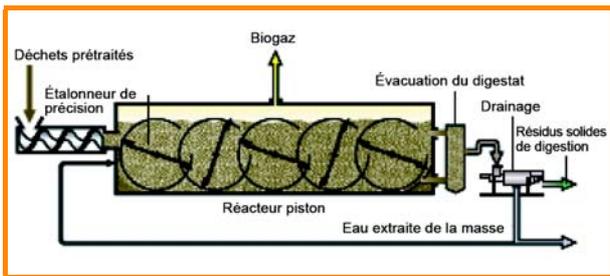


Figure 3.24 : Réacteur piston (fermentation sèche) [Strabag-Umweltanlagen]

années et est dorénavant présent sur le marché. Les digesteurs garage en béton armé sont particulièrement courants pour la fermentation de substrats en vrac tels que l'ensilage de maïs ou d'herbe.

Dans le procédé par lots, les digesteurs sont remplis de biomasse, puis fermés hermétiquement. Les micro-organismes présents dans le substrat d'ensemencement qui a été mélangé au substrat frais pour l'inoculer chauffent le substrat pendant la première

phase au cours de laquelle de l'air est introduit dans le digesteur. Ces différentes opérations déclenchent un procédé de compostage qui est associé à la production de chaleur. Lorsque la biomasse atteint la température requise, l'alimentation en air est coupée. Une fois que la quantité d'oxygène apportée a été consommée, les micro-organismes entrent en action et convertissent la biomasse en biogaz comme dans le procédé de fermentation humide. Le biogaz pénètre ensuite dans des capteurs de gaz reliés au digesteur, avant d'être transféré en vue de sa valorisation énergétique [3-1].

L'expérience a montré que les batteries composées de 2 à 8 digesteurs de type garage sont les plus pratiques. L'installation la plus commune est composée de 4 digesteurs garage. Ce système suffit pour garantir une production de gaz quasi continue.

Les batteries de digesteurs doivent également être équipées d'un réservoir à lixiviat pour récupérer le liquide qui s'échappe des réacteurs afin qu'il puisse, lui aussi, être converti en biogaz. Le lixiviat est également pulvérisé sur la masse en fermentation dans le réacteur afin d'inoculer le substrat. Un exemple de batterie de digesteurs de type garage est présenté à la figure 3.26.

Procédés spéciaux

En dehors des procédés de digestion humide et de digestion sèche les plus courants décrits ci-dessus, il existe d'autres procédés qui ne trouvent pas leur place dans ces catégories. Plusieurs nouvelles approches ont vu le jour récemment, mais il n'est pas encore possible de juger de leur importance future.

Un procédé spécial de fermentation humide très courant dans l'est de l'Allemagne utilise deux compar-





Figure 3.25 : Réacteurs piston ; exemples concrets, cylindrique (à gauche), section rectangulaire avec réservoir de gaz au-dessus (à droite)

[Novatech GmbH (à gauche), DBFZ (à droite)]

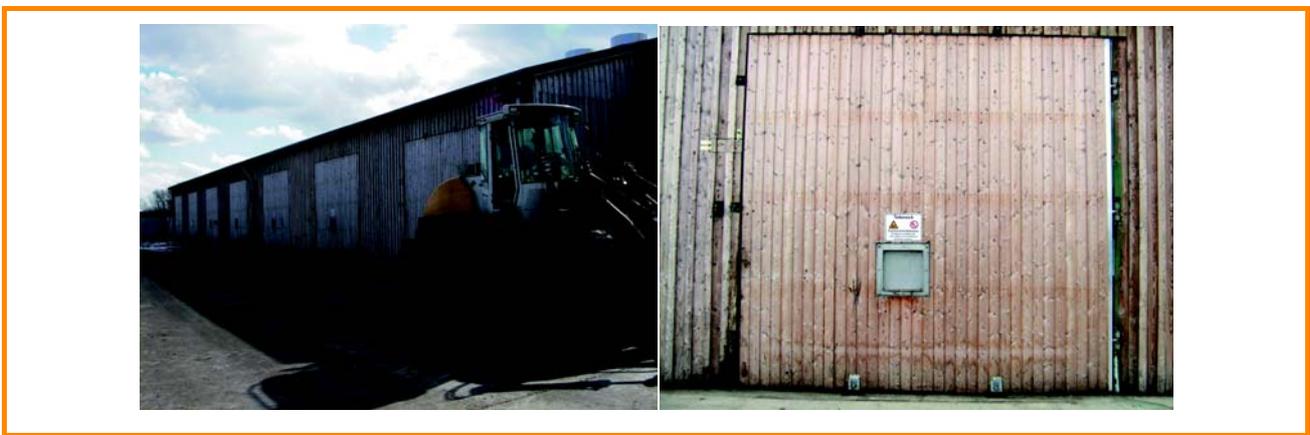


Figure 3.26 : Exemples de digesteurs de type garage ; batterie de digesteurs [Weiland, vTI] et porte de digesteur garage [Paterson, FNR]

timents pour mélanger le substrat (procédé 'Pferkorn', du nom de son inventeur). Dans ces digesteurs, le substrat subit une étape de recirculation hydraulique qui est actionnée par la pression générée par la production de gaz et par une chute soudaine de la pression lorsqu'un niveau de pression prédéfini est atteint. L'opération de brassage ne nécessite donc aucune alimentation électrique. Par contre, la conception structurelle du digesteur est beaucoup plus complexe. Dans le secteur agricole, plus de 50 centrales de valorisation du biogaz basées sur cette technologie ont été construites (digesteurs de 400 m³ à 6 000 m³), principalement pour la fermentation des effluents liquides à faible teneur en cultures énergétiques et pour la fermentation des boues d'épuration. La figure 3.27 montre une coupe d'un digesteur à deux compartiments.

Différentes variantes du principe de la digestion sèche par lots ont également vu le jour. Toutes ces conceptions ont en commun la présence d'un espace

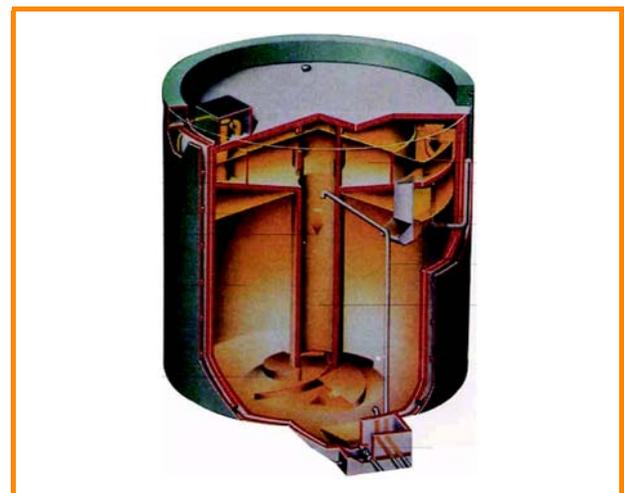


Figure 3.27 : Digesteur à deux compartiments [ENTEC Environment Technology Umwelttechnik GmbH]

fermé dans lequel les substrats en vrac sont introduits.

La fermentation dans un tunnel plastique est une solution très simple qui est dérivée de la technique de l'ensilage. Un tunnel plastique étanche au gaz pouvant atteindre 100 mètres de longueur est installé sur une dalle en béton équipée d'un système de chauffage, puis rempli de substrat. Le biogaz est récupéré dans un capteur intégré et transféré vers une unité de cogénération.

Les systèmes à chargement par le haut sont appelés réacteurs biologiques séquentiels (SBR). Le substrat est humidifié par percolation périodique jusqu'à ce qu'il soit immergé dans du liquide.

Un autre procédé nouvellement créé implique une fermentation à deux étapes dans des digesteurs de type garage avec agitateur. Des vis sans fin installées à l'intérieur des digesteurs homogénéisent le substrat, tandis que des transporteurs à vis le transportent vers l'étape suivante. Les digesteurs à alimentation discontinue ne possèdent pas de portes. Le substrat est introduit et expulsé en vrac au moyen de vis sans fin entièrement cloisonnées.

Le procédé de fermentation sèche/humide à deux étapes nécessite un réservoir de type garage pour l'hydrolyse et le lessivage. Le liquide ainsi récupéré est transporté jusqu'à un réservoir d'hydrolyse. Ce réservoir alimente à son tour l'étape de méthanisation. Le procédé est capable de démarrer et d'arrêter la méthanisation en quelques heures, ce qui le rend particulièrement adapté aux unités fortement dépendantes de l'approvisionnement en substrat. La figure 3.28 offre un aperçu des procédés spéciaux.

3.2.2.2 Structure des digesteurs

En général, les digesteurs sont composés du réservoir de fermentation équipé d'une isolation thermique, d'un système de chauffage, de dispositifs de brassage et de systèmes d'évacuation des sédiments et du digestat.

Conception du digesteur

Les digesteurs sont fabriqués en acier, en acier inoxydable ou en béton armé.

Le **béton armé** est rendu suffisamment étanche au gaz par saturation en eau. L'humidité nécessaire provient du substrat et du biogaz. Les digesteurs sont moulés sur site avec du béton coulé sur place ou assemblés à partir d'éléments préfabriqués. Si les conditions le permettent, les réservoirs en béton peuvent être partiellement ou entièrement enterrés. La couverture du réservoir peut être réalisée en béton, sachant que les couvercles en béton des réservoirs enterrés peuvent

être conçus pour supporter le trafic de véhicules, le biogaz étant stocké séparément dans un réservoir externe. Les digesteurs également conçus pour stocker le gaz sont équipés de géomembranes étanches au gaz. À partir d'une certaine taille de réservoir, une colonne centrale est nécessaire pour supporter le poids du couvercle en béton. Si les travaux de construction ne sont pas réalisés en vertu de normes professionnelles, le couvercle en béton risque de se fissurer. Autrefois, les fissures, les fuites et la corrosion étaient des problèmes relativement courants et, dans les cas extrêmes, les digesteurs concernés devaient être démolis.

Pour éviter ce genre de problème, l'installation doit utiliser du béton de qualité supérieure et la construction des digesteurs doit être placée sous la responsabilité d'un professionnel. La Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e. V. (Association fédérale allemande de l'industrie du ciment) a publié des instructions (LB 14) à destination du secteur de la construction agricole, intitulées 'Beton für Behälter in Biogasanlagen' (Béton pour les réservoirs des centrales de valorisation du biogaz) [3-13]. Ces instructions contiennent des recommandations sur la qualité du béton à utiliser pour la fabrication des digesteurs en béton armé. Les principaux indicateurs de performance relatifs à l'utilisation de béton dans la construction des centrales de valorisation du biogaz sont présentés dans le tableau 3.20. Des informations supplémentaires figurent dans les instructions LB 3 [3-10] et LB 13 [3-11] de l'Association de l'industrie du ciment relatives au secteur de la construction agricole. La figure 3.29 montre un digesteur en béton armé en cours de construction.

Les réservoirs en **acier et en acier inoxydable** sont installés sur des fondations en béton auxquelles ils sont reliés par des bandes d'acier enroulées et par des plaques d'acier soudées ou vissées. Les raccords vissés doivent être hermétiques. Les digesteurs en acier sont toujours hors-sol. Dans la plupart des cas, la structure du toit sert à stocker le gaz et utilise pour ce faire des géomembranes étanches au gaz. Les caractéristiques et les paramètres des réservoirs en acier sont décrits dans le tableau 3.21. Des exemples sont présentés à la figure 3.30.

3.2.2.3 Mélange et brassage

Il est important de s'assurer que le contenu du digesteur est soigneusement mélangé et ce, pour plusieurs raisons :

- inoculation du substrat frais par contact avec du substrat d'ensemencement sous la forme de fluide biologiquement actif issu du digesteur ;





Figure 3.28 : Exemples de constructions spéciales pour la fermentation sèche ; réacteur biologique séquentiel (à gauche), réacteur de type garage avec agitateur (au milieu), étape de méthanisation du procédé de fermentation humide/sèche et réservoir externe pour le stockage du gaz (à droite) [ATB Potsdam (à gauche), Mineralit GmbH (au milieu), GICON GmbH (à droite)]



Figure 3.29 : Digester en béton en cours de construction [Johann Wolf GmbH & Co Systembau KG]

- répartition uniforme de la chaleur et des nutriments à l'intérieur du digester ;
- prévention de la formation de croûtes et de dépôts et dissolution de ces couches si elles se forment ;
- optimisation de l'extraction du biogaz présent dans le substrat.

Le substrat en fermentation est partiellement brassé par l'introduction de substrat frais, par les flux d'énergie thermique et par les bulles de gaz qui s'élèvent à travers la masse en fermentation. Ce brassage passif n'est toutefois pas suffisant et doit être activement complété.

Le brassage peut être mécanique (agitateurs placés à l'intérieur du réacteur, par exemple), hydraulique (pompes installées à proximité du digester) ou pneumatique (introduction de biogaz dans le réservoir).

Les deux dernières méthodes sont moins courantes. En Allemagne, les agitateurs mécaniques sont utilisés dans 85 % à 90 % des centrales [3-1].

Brassage mécanique

Le substrat est brassé mécaniquement au moyen d'agitateurs. Une distinction doit être faite entre les

agitateurs qui agissent par cisaillement et ceux qui agissent par pétrissage. Le choix du type d'agitateur dépend surtout de la viscosité et de la teneur en matière sèche du substrat. Il est assez courant de combiner les deux types d'agitateurs. Leur association offre, en effet, de meilleurs résultats.

Les agitateurs fonctionnent de manière continue ou intermittente. La pratique montre que l'intervalle entre les périodes de brassage doit être optimisé au cas par cas, en fonction des caractéristiques de la centrale, c'est-à-dire des propriétés du substrat, de la taille du digesteur, de la formation de croûtes, etc. Pour des raisons de sécurité, il est préférable de brasser plus fréquemment et pendant des périodes plus longues juste après la mise en service de la centrale. L'expérience accumulée peut ensuite être utilisée pour optimiser la durée et la fréquence des périodes d'agitation, ainsi que les réglages des agitateurs. Différents types d'agitateurs peuvent être utilisés dans ce but.

Les agitateurs submersibles sont fréquemment utilisés dans les digesteurs verticaux qui fonctionnent selon le principe du réacteur avec agitateur. Une distinction doit être faite entre les agitateurs submersibles à vitesse rapide équipés d'hélices à deux ou trois pales et les agitateurs submersibles à vitesse lente équipés de deux grandes pales. Ces agitateurs à action de cisaillement peuvent être alimentés par des moteurs électriques avec ou sans réducteur. Ils sont complètement immergés dans le substrat, ce qui signifie que leurs boîtiers doivent être étanches et résistants à la pression et à la corrosion. Ils sont refroidis par le substrat qui les entoure [3-1]. Les caractéristiques des agitateurs submersibles à hélice sont présentées dans le tableau 3.22 ; la figure 3.31 montre quelques exemples.

Le moteur de l'agitateur à arbre long et à effet de cisaillement peut également être installé à l'extrémité d'un arbre d'agitation traversant le digesteur en biais. Le moteur est placé à l'extérieur du digesteur, l'arbre

Tableau 3.20 : Caractéristiques et paramètres du béton destiné à la construction des réservoirs dans les centrales de valorisation du biogaz ; [3-10], [3-11], [3-13]

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Pour les digesteurs, dans la partie réservée au liquide C25/30 ; dans la partie réservée au gaz C35/45 ou C30/37 (LP) pour les composants exposés au gel, pour les pré-fosses et les fosses à effluent liquide = C 25 • Lorsque des moyens adaptés de protection du béton sont mis en œuvre, il est possible d'opter pour un béton de résistance inférieure • Rapport eau/ciment = 0,5, pour les pré-fosses et les fosses à effluent liquide = 0,6 • Limite de largeur des fissures = 0,15 mm • Couverture de béton par-dessus l'armature, minimum de 4 cm à l'intérieur
Utilisation	• Tous les types de digesteurs (horizontaux et verticaux) et de fosses
Avantages	+ Les fondations et le digesteur forment une seule et même structure + L'assemblage à partir d'éléments préfabriqués est en partie possible
Inconvénients	- Le béton ne peut pas être coulé en période de gel - La durée de construction est plus longue que pour les réacteurs en acier - L'ajout d'ouvertures après la construction est très compliqué
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Si des éléments chauffants sont installés dans la dalle de béton, il faut tenir compte des contraintes et des tensions thermiques qui en découlent • La structure doit être absolument étanche au gaz • Pour éviter tout dommage, l'armature doit être conçue de manière à supporter les contraintes et les tensions résultant des différentiels de température considérables auxquels la structure peut être soumise • Les surfaces bétonnées qui ne sont pas continuellement immergées dans le substrat (espace réservé au gaz) doivent être recouvertes d'un revêtement (par exemple, époxyde) les protégeant contre les attaques acides • Les autorités exigent souvent l'installation d'un système de détection des fuites • La résistance aux sulfates doit être garantie (utilisation d'un ciment hautement résistant aux sulfates) • Conséquence, l'analyse structurelle réalisée en prévision de la construction du ou des digesteurs doit être particulièrement approfondie et adaptée aux conditions du site afin d'éviter l'apparition de fissures et autres dommages

Tableau 3.21 : Caractéristiques et paramètres de l'acier utilisé pour la construction des réservoirs dans les centrales de valorisation du biogaz

Caractéristiques	• Acier de construction galvanisé/émailé St 37 ou acier inoxydable V2A, dans l'espace corrosif destiné au gaz V4A
Utilisation	• Digesteurs horizontaux et verticaux et fosses
Avantages	+ Préfabrication et rapidité de construction + Flexibilité dans la création d'ouvertures
Inconvénients	- Les fondations ne peuvent pas être coulées en période de gel - Systèmes de soutien supplémentaires généralement nécessaires pour les agitateurs
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Les surfaces qui ne sont pas continuellement immergées dans le substrat (espace réservé au gaz) doivent être construites en matériau de qualité supérieure ou doivent être recouvertes d'un revêtement protecteur afin de prévenir le risque de corrosion • L'ensemble de la structure doit être étanche au gaz, particulièrement au niveau des connexions avec les fondations et la toiture • Les autorités exigent souvent l'installation d'un système de détection des fuites • Il est absolument crucial d'éviter d'endommager les revêtements protecteurs des réservoirs en acier

étant introduit à travers un presse-étoupe étanche au gaz au niveau du toit, ou dans le haut de la paroi lorsque le réacteur est équipé d'une géomembrane. Les arbres peuvent être soutenus par des tourelles placées dans le fond du digesteur et équipés de un ou plusieurs agitateurs de grand diamètre ou de une ou plusieurs hélices de petit diamètre. Le tableau 3.23

présentent les caractéristiques des agitateurs à arbre long, la figure 3.32 montre quelques exemples.

Les **agitateurs axiaux** forment une autre catégorie d'agitateurs mécaniques à effet de cisaillement. Fréquemment utilisés dans les centrales de valorisation du biogaz au Danemark, ils fonctionnent de manière continue et tournent autour d'un arbre qui descend générale-



Figure 3.30 : Digesteur en acier inoxydable en cours de construction [Anlagen- und Apparatebau Lütke GmbH]

ment depuis le centre du toit du digesteur. La vitesse d'entraînement du moteur situé à l'extérieur du digesteur est réglée à quelques révolutions par minute maximum. Ces agitateurs sont conçus pour créer un flux constant à l'intérieur du digesteur, avec une circulation ascendante à proximité du centre du réservoir et descendante sur les côtés. Les caractéristiques et les paramètres des agitateurs axiaux sont résumés dans le tableau 3.24 ; un exemple est présenté à la figure 3.33.

Les **agitateurs à pales** sont des dispositifs de brassage à arbre long, qui tournent lentement. L'effet mélangeur n'est pas le résultat d'une action de cisaillement mais d'une action de pétrissage du substrat qui donne de bons résultats pour les substrats à forte teneur en matière sèche. Ces agitateurs sont utilisés dans les réacteurs verticaux avec agitateur et dans les digesteurs piston horizontaux.

Dans les digesteurs *horizontaux*, l'arbre d'agitation est nécessairement horizontal. Sur cet arbre sont fixées les pales qui brassent le substrat. L'effet de piston horizontal est entretenu grâce à l'introduction discontinue de substrat frais dans le digesteur. Les arbres et les bras des agitateurs sont souvent équipés de serpentins chauffants (voir figure 3.23) destinés à chauffer le substrat. L'agitateur fonctionne pendant de courtes périodes à faible vitesse plusieurs fois par jour. Les caractéristiques de ces agitateurs sont présentées dans le tableau 3.25.

Dans les digesteurs *verticaux* avec agitateur, l'arbre d'agitation horizontal est supporté par une structure en acier. L'orientation de l'arbre ne peut pas être modifiée. Le brassage à l'intérieur du digesteur se fait au moyen d'un agitateur à effet de cisaillement adapté. Un exemple est présenté à la figure 3.34. Les propriétés de ces agitateurs sont présentées dans le tableau 3.25.

Brassage pneumatique

Quelques fabricants proposent des dispositifs de brassage pneumatiques, mais cette méthode n'est pas très répandue dans les centrales de valorisation du biogaz agricoles.

Le brassage pneumatique consiste à insuffler du biogaz dans le digesteur par l'intermédiaire de buses disposées dans le fond du réservoir. Les bulles de gaz qui remontent à travers la masse en fermentation créent un mouvement vertical qui brasse le substrat.

L'avantage de ce système tient au fait que les composants mécaniques nécessaires (pompes et compresseurs) sont installés à l'extérieur du digesteur et ne subissent donc pas d'usure intensive. Ces techniques ne sont pas suffisantes pour briser les croûtes. Elles doivent donc être réservées aux substrats liquides peu enclins à la formation de croûtes. Les caractéristiques des systèmes de brassage pneumatiques sont présentées dans le tableau 3.26.

Brassage hydraulique

Lorsqu'il est brassé par un système hydraulique, le substrat est introduit de force dans le digesteur au moyen de pompes et de buses d'agitation pivotantes horizontales ou horizontales et verticales. Il doit ensuite être extrait puis réintroduit de manière à ce que le contenu du digesteur soit brassé le plus complètement possible.

Autre avantage des systèmes de brassage hydrauliques, les composants mécaniques sont installés à l'extérieur du digesteur. Leur taux d'usure est donc relativement faible et leur entretien facilité. Le brassage hydraulique ne permet de briser les croûtes que dans certaines conditions. Il doit donc être réservé aux substrats liquides peu sujets à la formation de croûtes. En ce qui concerne la technologie des pompes de jau-

Tableau 3.22 : Caractéristiques et paramètres des agitateurs à hélices submersibles ; [3-2], [3-16], [3-17]

Caractéristiques	<p><i>Généralités :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Le temps de fonctionnement dépend du substrat ; à définir pendant la phase d'essai de la centrale • Possibilité d'installer plusieurs agitateurs dans les grands digesteurs <p><i>Hélice :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Vitesse élevée, fonctionnement intermittent (500 à 1 500 RPM) • Puissance : jusqu'à 35 kW <p><i>Rotor à grandes pales :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Vitesse lente, fonctionnement intermittent (50 à 120 RPM) • Puissance : jusqu'à 20 kW
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Tous substrats en fermentation humide, dans les digesteurs verticaux • Ne convient pas aux substrats à viscosité très élevée
Avantages	<p><i>Hélice :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> + Crée des turbulences qui permettent un très bon brassage dans le digesteur et la dispersion des croûtes et des dépôts + Très bonne mobilité, ce qui permet un brassage sélectif dans les différentes parties du digesteur <p><i>Rotor à grandes pales :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> + Excellent brassage dans le digesteur + Produit moins de turbulences, mais un meilleur effet de cisaillement par kW consommé par rapport aux agitateurs à vitesse rapide
Inconvénients	<p><i>Généralités :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Rails de guidage, donc nombreuses pièces mobiles à l'intérieur du digesteur - Ouverture du digesteur pour l'entretien, mais la vidange n'est généralement pas nécessaire (en présence d'un treuil) - Possibilité de formation de croûtes ou de couches de sédiments en raison du caractère intermittent du brassage <p><i>Hélice :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Cavitation possible dans les substrats riches en matière sèche <p><i>Rotor à grandes pales :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - L'orientation de l'agitateur doit être réglée avant la mise en service initiale
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Les presse-étoupes par lesquels les agitateurs pénètrent dans le digesteur doivent être étanches au gaz • Le fonctionnement intermittent peut être commandé par minuterie ou par un autre moyen de contrôle du procédé • Le carter du moteur doit être complètement étanche au liquide ; certains fabricants proposent un système de détection automatique des fuites à l'intérieur du carter du moteur • Le moteur doit être parfaitement refroidi malgré les températures élevées à l'intérieur du digesteur • Démarrage en douceur et contrôle variable de la vitesse possibles au moyen de convertisseurs de fréquence
Conception	<p><i>Hélice :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Moteurs électriques submersibles avec ou sans réducteur, avec hélice • Diamètre de l'hélice jusqu'à environ 2 m • Matériau : résistant à la corrosion, acier inoxydable ou fonte revêtue <p><i>Rotor à grandes pales :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Moteurs électriques submersibles avec ou sans réducteur, avec rotor à deux pales • Diamètre du rotor : de 1,4 à 2,5 m • Matériau : résistant à la corrosion, acier inoxydable ou fonte revêtue, pales en plastique ou en résine époxy à armature en fibre de verre
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Parfois difficile, car le moteur doit être sorti du digesteur • Des trappes de maintenance et d'extraction du moteur doivent être intégrées à la conception du digesteur • Respecter la législation en vigueur en matière de santé et de sécurité du travail dans le digesteur

geage, voir les informations figurant à la section 3.2.1.4. Le tableau 3.27 offre un aperçu des caractéristiques et des paramètres du brassage hydraulique.

Évacuation du digestat

Les digesteurs avec agitateur sont généralement équipés d'un trap-plein qui fonctionne selon le principe du

siphon afin d'éviter les fuites de gaz. Le digestat peut également être pompé. Il est alors conseillé de le brasser avant de l'extraire du digesteur. L'utilisateur final (par exemple, l'agriculteur) obtient ainsi un biofertilisant de consistance et de qualité uniformes. Les agitateurs entraînés par une prise de force sont suffisants pour les applications de cette nature et offrent l'avant-

Tableau 3.23 : Caractéristiques et paramètres des agitateurs à arbre long

Caractéristiques	<p>Hélice :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vitesse moyenne à élevée (100 à 300 RPM) • Puissance disponible : jusqu'à 30 kW <p>Rotor à grandes pales :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vitesse peu élevée (10 à 50 RPM) • Puissance disponible : 2-30 kW <p>Généralités :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La vitesse et le temps de fonctionnement dépendent du substrat ; à définir pendant la phase d'essai de la centrale • Matériau : résistant à la corrosion, acier revêtu, acier inoxydable
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Tous substrats en fermentation humide, uniquement dans les digesteurs verticaux
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Excellent brassage dans le digesteur + Pratiquement aucune pièce mobile dans le digesteur + Entraînement exempt de maintenance à l'extérieur du digesteur + En cas de fonctionnement continu, évite la formation de croûtes et de dépôts
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Positionnement stationnaire, donc risque de brassage incomplet - Par conséquent, possibilité de formation de croûtes et de dépôts dans certaines parties du digesteur - Formation de croûtes et de couches de sédiments possible en cas de fonctionnement intermittent - Les moteurs situés à l'extérieur du réservoir peuvent provoquer des nuisances sonores - Risque de défaillance des paliers et des axes situés à l'intérieur du digesteur ; en cas de problème, il est parfois nécessaire de vider partiellement ou entièrement le digesteur
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Les presse-étoupes qui soutiennent l'arbre d'agitation doivent être étanches au gaz • Le fonctionnement intermittent peut être commandé par minuterie ou par un autre moyen de contrôle du procédé • Démarrage en douceur et contrôle variable de la vitesse possibles au moyen de convertisseurs de fréquence
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Moteurs électriques avec/sans réducteur à l'extérieur du réservoir, arbre d'agitation à l'intérieur du réservoir avec une ou plusieurs hélices ou un ou plusieurs rotors à deux pales (également équipés, le cas échéant, d'outils de broyage, voir la section « Broyage ») • Dans certains cas, extrémité de l'arbre placée dans une tourelle flottante ou pivotante au fond du digesteur • Possibilité d'ajouter un adaptateur pour prise de force
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Moteur facile à entretenir en raison de son installation à l'extérieur du digesteur ; pas d'interruption du procédé • Hélice et arbre difficiles à réparer ; deux solutions : les sortir du digesteur ou baisser le niveau de remplissage du digesteur • Des trappes de maintenance doivent être intégrées à la conception du digesteur • Respecter la législation en vigueur en matière de santé et de sécurité du travail dans le digesteur



Figure 3.31 : Agitateur submersible à hélice (à gauche), tube de guidage (au milieu), agitateur submersible avec rotor à grandes pales (à droite) [Agrartechnik Lothar Becker (à gauche, au milieu), KSB AG]

tage d'être plus économiques puisqu'ils ne nécessitent pas la présence permanente d'un moteur. Il suffit, en effet, de les brancher sur la prise de force d'un tracteur pour brasser le digestat lorsque celui-ci est prêt à être extrait du digesteur.

Dans les digesteurs horizontaux, l'effet de piston produit par l'introduction de substrat frais éjecte le digestat par l'intermédiaire d'un trop-plein ou d'une canalisation de sortie située sous la surface du substrat.

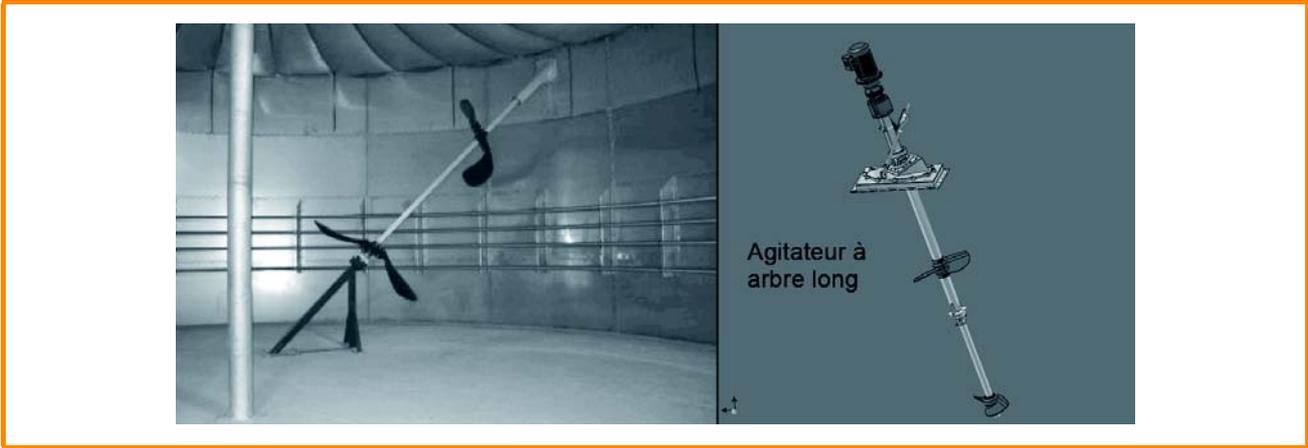


Figure 3.32 : Agitateurs à arbre long équipés de deux mobiles, avec et sans tourelle de guidage au fond du digesteur [WELtec BioPower GmbH; graphic: Armatec FTS-Armaturen GmbH & Co. KG]

Tableau 3.24 : Caractéristiques et paramètres des agitateurs axiaux destinés aux centrales de valorisation du biogaz

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Agitateurs à vitesse lente et à fonctionnement continu • Puissance disponible : jusqu'à 25 kW • La vitesse dépend du substrat ; à définir pendant la phase d'essai de la centrale • Matériau : résistant à la corrosion, généralement acier inoxydable • Consommation électrique : par exemple, 5,5 kW pour 3 000 m³, souvent supérieure
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Tous substrats en fermentation humide, uniquement dans les digesteurs verticaux de grande taille
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Bon brassage dans le digesteur + Pratiquement aucune pièce mobile dans le digesteur + Entraînement exempt de maintenance à l'extérieur du digesteur + Aspiration des croûtes fines qui se mélangent au substrat + Évite en grande partie la formation de croûtes et de dépôts
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Positionnement stationnaire, donc risque de brassage incomplet - Par conséquent, possibilité de formation de croûtes et de dépôts dans certaines parties du digesteur, particulièrement à proximité du bord - Les roulements de l'arbre sont soumis à des tensions importantes qui génèrent de nombreuses interruptions pour maintenance
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Les presse-étoupes qui soutiennent l'arbre d'agitation doivent être étanches au gaz • Contrôle variable de la vitesse possible au moyen de convertisseurs de fréquence
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Moteurs électriques avec réducteur à l'extérieur du réservoir ; arbre d'agitation à l'intérieur du réservoir avec un ou plusieurs rotors ou une ou plusieurs hélices, agitateur pendulaire ou de fond de cuve • L'hélice peut être installée dans un conduit de guidage pour favoriser la formation du flux • Installation excentrée possible
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Moteur facile à entretenir en raison de son installation à l'extérieur du digesteur ; pas d'interruption du procédé • Rotors et arbre difficiles à réparer ; deux solutions : les sortir du digesteur ou baisser le niveau de remplissage du digesteur • Des trappes de maintenance doivent être intégrées à la conception du digesteur • Respecter la législation en vigueur en matière de santé et de sécurité du travail dans le digesteur

3.2.2.4 Autres systèmes auxiliaires

De nombreuses centrales de valorisation du biogaz sont équipées de dispositifs qui ne sont pas indispensables à leur fonctionnement normal, mais qui peu-

vent s'avérer utiles (en fonction du substrat utilisé) dans certains cas. Les différents systèmes qui permettent de prévenir la formation de croûtes et de dépôts sont évoqués ci-dessous, de même que l'étape de séparation de phase qui suit le procédé de dégazage.

Tableau 3.25 : Caractéristiques et paramètres des agitateurs à pales (radiales) dans les digesteurs verticaux et horizontaux

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Agitateurs à vitesse lente et à fonctionnement discontinu • Consommation électrique : dépend fortement du site et du substrat ; plus importante dans les systèmes à fermentation sèche en raison de la résistance plus élevée du substrat • La vitesse dépend du substrat ; à définir pendant la phase d'essai de la centrale • Matériau : résistant à la corrosion, généralement acier revêtu, mais possibilité d'utiliser également de l'acier inoxydable
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Tous substrats en fermentation humide (particulièrement les substrats à forte teneur en matière sèche)
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Bon brassage dans le digesteur + Entraînement exempt de maintenance à l'extérieur du digesteur ; possibilité d'ajouter un adaptateur pour prise de force + Évite la formation de croûtes et de dépôts
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Le digesteur doit être vidé pour permettre l'entretien des pales - En cas de panne dans un système à fermentation sèche, le digesteur doit être entièrement vidé à la main (possibilité éventuelle de vidange par brassage (agitateur secondaire) et pompage) - Positionnement stationnaire, donc risque de brassage incomplet ; entraînements secondaires nécessaires pour garantir la circulation du flux dans le digesteur (généralement sous forme de vis de compactage dans les digesteurs horizontaux, d'agitateurs à effet de cisaillement dans les digesteurs verticaux avec agitateur)
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Les presse-étoupes qui soutiennent l'arbre d'agitation doivent être étanches au gaz • Contrôle variable de la vitesse possible au moyen de convertisseurs de fréquence
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Moteurs électriques avec réducteur à l'extérieur du réservoir, arbre d'agitation équipé de plusieurs pales à l'intérieur du réservoir ; dans une certaine mesure, possibilité d'installer un échangeur de chaleur tubulaire comme agitateur secondaire sur l'arbre ou en tant qu'unité autonome avec les pales (dans les digesteurs horizontaux)
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Moteur facile à entretenir en raison de son installation à l'extérieur du digesteur ; pas d'interruption du procédé • Pales et arbre difficiles à réparer car le digesteur doit être vidé • Des trappes de maintenance doivent être intégrées à la conception du digesteur • Respecter la législation en vigueur en matière de santé et de sécurité du travail dans le digesteur

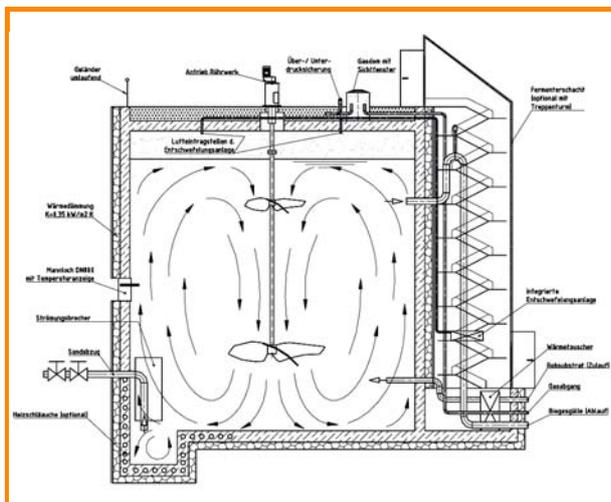


Figure 3.33 : Agitateur axial [ENTEC Environmental Technology Umwelttechnik GmbH]



Figure 3.34 : Agitateur à pales [PlanET GmbH]

Capture de la mousse et lutte contre la formation de mousse

Selon le substrat utilisé ou, plus précisément, selon sa composition, il arrive que de la mousse se forme dans les digesteurs à fermentation humide. Cette mousse

risque de boucher les canalisations de gaz destinées à l'extraction du biogaz, raison pour laquelle le dispositif d'extraction du gaz doit toujours être situé le plus haut possible à l'intérieur du digesteur. Les pièges à mousse empêchent la mousse de se frayer un chemin jusqu'aux

Tableau 3.26 : Caractéristiques et paramètres du brassage pneumatique dans les digesteurs

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Consommation électrique : par exemple, compresseur de 15 kW pour un digesteur de 1 400 m³, fonctionnement semi-continu • Puissance disponible : à partir de 0,5 kW et plus, toutes les plages sont possibles pour les centrales de valorisation du biogaz
Utilisation	• Substrats très liquides, peu sujets à la formation de croûtes
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Bon brassage dans le digesteur + Entretien facile en raison de l'installation des compresseurs de gaz à l'extérieur du digesteur + Évitent la formation de dépôts
Inconvénients	- L'entretien du système d'injection du biogaz oblige à vider le digesteur
Spécificités	• La technologie du compresseur doit être compatible avec la composition du biogaz
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Répartition uniforme des buses sur le fond du digesteur ou principe de la pompe à air comprimé avec injection du biogaz dans un conduit vertical • Utilisé en association avec un dispositif de brassage hydraulique ou mécanique
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Compresseur de gaz facile à entretenir en raison de son installation à l'extérieur du digesteur ; pas besoin d'interrompre le procédé • Équipement d'injection du biogaz difficile à réparer car le digesteur doit être vidé • Respecter la législation en vigueur en matière de santé et de sécurité du travail dans le digesteur

Tableau 3.27 : Caractéristiques et paramètres du brassage hydraulique dans les digesteurs

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation de pompes haute capacité • Puissance : correspond aux données fournies à la section 3.2.1.4 pour les pompes normales • Matériau : identique à celui des pompes
Utilisation	• Tous substrats faciles à pomper des systèmes de fermentation humide
Avantages	+ Brassage optimisé à l'intérieur du digesteur, avec des pompes rotatives submersibles réglables ou dans des conduits ; également capable de briser les croûtes et les couches de dépôts
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Formation possible de croûtes et de dépôts en cas d'utilisation de pompes externes sans possibilité de contrôler la direction du flux à l'intérieur du digesteur - Impossibilité d'éliminer les croûtes et les dépôts en cas d'utilisation de pompes externes sans possibilité de contrôler la direction du flux à l'intérieur du digesteur
Spécificités	• Voir la section 3.2.1.4 pour plus d'informations sur les spécificités de cet équipement
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Pompe rotative submersible ou pompe rotative sèche, pompe à rotor excentré ou pompe volumétrique rotative, voir la section 3.2.1.4 • Pour les pompes installées à l'extérieur, les orifices d'entrée peuvent être équipés de buse ou de déflecteurs mobiles ; possibilité de changer d'orifice d'entrée
Maintenance	• Les conditions de maintenance de l'équipement sont identiques à celles présentées à la section 3.2.1.4

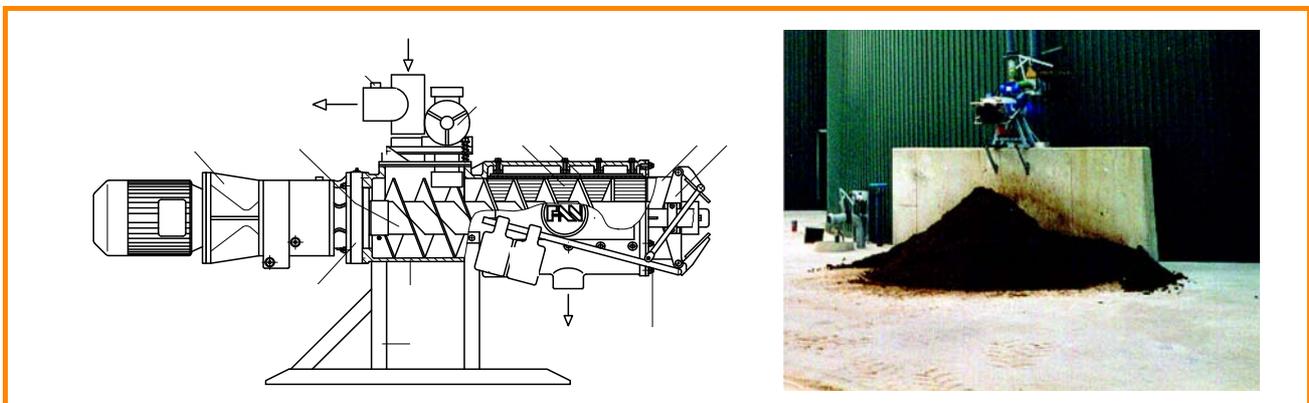


Figure 3.35 : Séparateur à vis [FAN Separator GmbH (à gauche) ; PlanET Biogastechnik GmbH]



canalisations à substrat et donc jusqu'aux digesteurs et aux fosses de stockage situés en aval. Voir à la figure 3.36 une solution d'aménagement des canalisations d'entrée et de sortie.

Il est également possible d'installer un détecteur de mousse dans l'espace réservé au gaz à l'intérieur du digesteur. Ce détecteur déclenche une alarme lorsque la quantité de mousse devient excessive. Si la formation de mousse est trop importante, il est également possible de pulvériser des inhibiteurs de mousse dans le digesteur, mais cette solution nécessite l'installation d'un équipement adéquat, par exemple un système de pulvérisation. Il faut cependant tenir compte du fait que les minuscules trous des tuyaux de pulvérisation sont particulièrement sensibles aux attaques des gaz corrosifs présents dans le digesteur. Pour éviter ce phénomène, il suffit de faire fonctionner le système de pulvérisation à intervalles réguliers, même lorsqu'il n'y a pas de mousse. Différents inhibiteurs de mousse peuvent être utilisés, notamment les huiles (de préférence végétales). En cas d'urgence, il est également possible de pulvériser de l'eau sur la phase liquide.

Extraction des sédiments présents dans le digesteur

Des sédiments et des dépôts se forment lorsque des matériaux denses tels que du sable se détachent du substrat pendant la fermentation humide. Pour séparer les matériaux denses, les pré-fosses sont équipées de séparateurs de matériaux lourds, mais il arrive que le sable soit solidement compacté avec la matière organique (notamment dans le fumier de volaille), auquel cas seules les pierres et autres matériaux lourds grossiers sont extraits dans la pré-fosse. La plus grande partie du sable n'est libérée que plus tard, au cours de la phase de biodégradation qui se produit dans le digesteur.

Certains substrats tels que les effluents porcins et le fumier de volaille favorisent la formation de ces couches de dépôts, qui finissent par prendre une épaisseur considérable, réduisant ainsi la capacité utile du digesteur. Certains digesteurs se sont ainsi retrouvés à moitié remplis de sable. Les dépôts ont également une certaine propension à durcir, auquel cas ils ne peuvent être retirés qu'avec des pelles ou des engins mécaniques. L'évacuation des dépôts se fait généralement au moyen d'un racleur ou d'un drain de fond. Mais, lorsque la formation de dépôts est trop importante, le système d'évacuation des sédiments risque de saturer rapidement. La seule solution consiste alors à ouvrir le digesteur pour permettre l'extraction des dépôts à la main ou au moyen d'un équipement méca-



Figure 3.36 : Disposition permettant d'éviter toute perturbation dans l'extraction du gaz ; tuyau d'entrée du gaz avec ouverture vers le haut (tuyau d'entrée du substrat à gauche) [DBFZ]

nique adapté. Les différents moyens d'extraction ou d'évacuation des sédiments sont présentés dans le tableau 3.28. Dans les digesteurs de plus de 10 mètres de haut, la pression statique est parfois suffisante pour évacuer le sable, la chaux et les boues.

Séparation de phase

Lorsque la proportion de substrat solide est importante, deux critères doivent être soigneusement étudiés : le choix du liquide qui servira à humidifier le substrat et la capacité du réservoir de stockage du digestat. Les réservoirs de stockage des exploitations agricoles sont généralement de taille suffisante pour contenir les effluents liquides, mais ils ne peuvent pas contenir en plus le digestat. Dans ce cas, il peut s'avérer économiquement et technologiquement intéressant de mettre en place un système de séparation de phase. Le liquide qui en sort est utilisé pour humidifier le substrat frais ou comme effluent liquide et la partie solide nécessite moins d'espace de stockage et peut même être compostée.

La séparation de phase se fait au moyen de presses à bandes filtrantes, de centrifugeuses ou de séparateurs à vis. Ces derniers étant les plus courants, leurs caractéristiques sont présentées dans le tableau 3.29. La figure 3.35 montre une coupe d'un séparateur à vis et un exemple de séparateur en action.

3.2.2.5 Chauffage et isolation thermique

Isolation thermique du digesteur

Pour limiter les pertes de chaleur, les digesteurs doivent être équipés d'une isolation thermique supplémentaire. Cette isolation peut être fabriquée avec des matériaux disponibles dans le commerce, le choix se faisant en fonction des propriétés des différents matériaux et des caractéristiques du site (proximité du sol,

Tableau 3.28 : Systèmes d'évacuation et d'extraction des sédiments

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Les caractéristiques des équipements utilisés dans les systèmes d'évacuation et d'extraction des sédiments sont celles des différents équipements décrits ci-dessus
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Racleurs de fond uniquement dans les digesteurs verticaux à fond lisse et circulaire • Vis sans fin d'évacuation dans les digesteurs horizontaux et verticaux • Fonds coniques dans les digesteurs verticaux
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Les caractéristiques des équipements utilisés dans les systèmes d'évacuation et d'extraction des sédiments sont celles des différents équipements décrits ci-dessus • Les vis sans fin d'évacuation doivent être équipées de presse-étoupes étanches au liquide lorsqu'elles traversent la paroi du digesteur ou de presse-étoupes étanches au gaz lorsqu'elles passent par la couverture du réservoir • L'évacuation peut entraîner d'importantes nuisances olfactives • Un puisard ou élément similaire doit être intégré dans le digesteur pour les vis sans fin d'évacuation
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Racleurs de fond, avec entraînement à l'extérieur du réservoir, pour l'extraction des sédiments • Vis sans fin d'évacuation au fond du digesteur • Fond conique avec pompe d'évacuation et système de brassage ou de rinçage de la couche de dépôt
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • La maintenance des systèmes permanents oblige à vider le digesteur, les équipements d'évacuation ou les entraînements situés à l'extérieur du réservoir présentent donc certains avantages • Respecter la législation en vigueur en matière de santé et de sécurité du travail dans le digesteur

Tableau 3.29 : Séparateurs à vis

Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Substrats pompables pouvant être transportés par des vis sans fin • Substrats contenant entre 10 % et environ 20 % de matière sèche (le produit peut contenir jusqu'à 30 % de matière sèche en phase solide)
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • L'ajout d'oscillateurs peut améliorer l'efficacité de la déshydratation • Possibilité de fonctionnement entièrement automatisé
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Unité autonome • Possibilité d'installation en amont du réacteur dans les centrales disposant de temps de séjour très courts ; il est ainsi possible d'économiser sur la conception des agitateurs et d'éviter les panes dues aux solides, ainsi que la formation de croutes et de dépôts • Installation en aval du réacteur lorsque le liquide est utilisé pour humidifier le substrat, afin d'économiser sur les agitateurs dans le réservoir de stockage du digestat
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Unité facilement accessible, maintenance possible sans interruption du procédé

etc.) (voir le tableau 3.30). Le tableau 3.31 présente un aperçu des paramètres et quelques exemples de matériaux d'isolation. Des panneaux en bois ou des feuilles métalliques trapézoïdales sont utilisées pour protéger le matériau isolant contre les intempéries.

Chauffage du digesteur

Pour garantir un procédé de fermentation optimal, la température à l'intérieur du digesteur doit être uniforme. L'important n'est pas de maintenir la température à un dixième de degré près, mais d'éviter autant que possible les fluctuations de température. Cela concerne à la fois les fluctuations de température dans le temps, mais aussi le déséquilibre de température entre différentes parties du digesteur [3-3]. Les fluctuations importantes ou les trop grandes variations au-dessus ou en dessous de la température idéale peuvent nuire au procédé de fermentation ou même

l'arrêter complètement dans le pire des cas. Les fluctuations de température sont d'origines diverses :

- introduction de substrat frais ;
- stratification de la température ou formation de zones de température différentes en raison d'une isolation thermique insuffisante, d'un chauffage inefficace ou mal planifié ou d'un brassage insuffisant ;
- positionnement des éléments chauffants ;
- températures ambiantes extrêmes en été ou en hiver ;
- défaillances des équipements.

Pour atteindre les températures requises par le procédé et compenser les pertes de chaleur, le substrat doit être chauffé au moyen d'échangeurs de chaleur ou de systèmes de chauffage externes ou intégrés au digesteur.

Les **dispositifs de chauffage** intégrés chauffent le substrat à l'intérieur du digesteur. Le tableau 3.32

Tableau 3.30 : Caractéristiques des matériaux isolants [3-12], [3-13]

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Matériaux à l'intérieur du digesteur ou enterrés : matériaux à cellules fermées, tels que la mousse polyuréthane rigide et la mousse de verre, qui empêchent l'humidité de pénétrer • Matériaux hors sol : laine de verre, fibres minérales, mousse rigide, mousse expansée, Styrodur, mousses synthétiques, polystyrène • Épaisseur du matériau : 5-10 cm, mais l'effet isolant est insuffisant lorsque l'épaisseur est inférieure à 6 cm ; valeurs empiriques basées davantage sur l'expérience que sur les calculs ; certaines publications parlent d'épaisseurs pouvant atteindre 20 cm • Les coefficients de transfert de chaleur se situent entre 0,03 et 0,05 W/(m² · K) • La capacité de charge du matériau isolant de la base doit être suffisante pour supporter le digesteur entièrement rempli
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • L'isolation thermique peut être interne ou externe ; aucun argument valable ne permet de privilégier une solution sur l'autre, quelles que soient les circonstances.
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les matériaux d'isolation doivent être à l'épreuve des rongeurs

Tableau 3.31 : Caractéristiques des matériaux d'isolation – exemples

Matériau d'isolation	Conductivité thermique [W/m · K]	Type d'application
Matériaux d'isolation en fibres minérales (environ 20 à 40 kg/m ³)	0.030-0.040	WV, WL, W, WD
Panneaux en perlite (150 à 210 kg/m ³)	0.045-0.055	W, WD, WS
Mousse de polystyrène expansé (< masse volumique en vrac : 15 kg/m ³)	0.030-0.040	W
Mousse de polystyrène expansé (< masse volumique en vrac : 20 kg/m ³)	0.020-0.040	W, WD
Mousse de polystyrène expansé (< masse volumique en vrac : 25 kg/m ³)	0.030-0.040	WD, W
Mousse polyuréthane rigide (< masse volumique en vrac : 30 kg/m ³)	0.020-0.035	WD, W, WS
Mousse de verre	0.040-0.060	W, WD, WDS, WDH

Types d'application : WV avec résistance au déchirement et au cisaillement ; WL, W sans charge de compression ; WD avec charge de compression ; WS matériaux d'isolation pour zones spéciales ; WDH capacité de charge accrue sous les revêtements de sol avec répartition de la compression ; WDS capacité de charge accrue pour les zones spéciales

offre un aperçu des technologies disponibles ; la figure 3.37 propose quelques exemples.

Les **échangeurs de chaleur** externes chauffent le substrat avant son introduction dans le digesteur. Ce système permet d'éviter les fluctuations de température liées à l'introduction du substrat dans le digesteur. En cas d'utilisation d'échangeurs de chaleur externes, l'installation doit également disposer d'un système de recirculation continue du substrat à travers l'échangeur de chaleur ou d'un autre dispositif de chauffage à l'intérieur du digesteur afin de maintenir une température constante à l'intérieur du réacteur. Les propriétés des échangeurs de chaleur externes sont présentées dans le tableau 3.33.

3.2.3 Stockage du digestat

3.2.3.1 Digestat liquide

En principe, le digestat liquide peut être stocké dans des fosses ou dans des réservoirs cylindriques ou rectangulaires (hors sol ou enterrés). Les réservoirs verticaux en béton ou en acier inoxydable/émaillé sont les plus courants. Leur structure est comparable à celle des réacteurs verticaux avec agitateur (voir la section 3.2.2.1 « Conception des digesteurs »). Ces réservoirs peuvent être équipés d'agitateurs pour homogénéiser le digestat liquide avant son extraction du réservoir de stockage. Les agitateurs utilisés sont permanents (par exemple, agitateur submersible) ou entraînés par un dispositif latéral, à axe ou par la prise de force d'un tracteur. Les réservoirs de stockage peuvent également être couverts (étanches au gaz ou non). Les deux systèmes ont l'avantage de limiter les nuisances olfactives et de réduire les pertes de nutriments pendant le

Tableau 3.32 : Caractéristiques et paramètres des systèmes de chauffage intégrés [3-1], [3-12]

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Matériau : en cas d'installation à l'intérieur du digesteur ou dans des tuyaux en acier inoxydable sur l'agitateur, PVC ou composé de polyéthylène oxyde (la conductivité thermique du plastique est faible, l'espacement doit donc être réduit) ; canalisations de chauffage au sol ordinaires en cas d'installation dans le béton
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Dispositifs de chauffage sur les parois : tous types de digesteurs en béton • Chauffage au sol : tous les digesteurs verticaux • Chauffage intérieur : tous types de digesteurs, mais plus courant dans les digesteurs verticaux • Dispositifs de chauffage associés aux agitateurs : tous types de digesteurs, mais plus courant dans les digesteurs horizontaux
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Les dispositifs de chauffage qui sont installés horizontalement dans le digesteur et ceux qui sont associés aux agitateurs transfèrent efficacement la chaleur + Les chauffages au sol et sur les parois ne provoquent pas de dépôts + Les dispositifs de chauffage intégrés aux agitateurs entrent en contact avec une quantité beaucoup plus importante de substrat
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - L'impact du chauffage au sol peut être largement réduit en cas de formation de dépôts - Les dispositifs de chauffage installés à l'intérieur du digesteur peuvent provoquer des dépôts. Ils doivent donc être placés à une certaine distance des parois.
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Les canalisations de chauffage doivent être ventilées au moyen d'un flux ascendant • Les éléments de chauffage installés dans le béton entraînent des contraintes thermiques • Plusieurs circuits de chauffage sont nécessaires, en fonction de la taille du digesteur • Le dispositif de chauffage ne doit pas empêcher le fonctionnement d'autres équipements (racleurs, etc.) • Les dispositifs de chauffage installés dans les parois ou au fond du digesteur ne peuvent pas être utilisés avec le procédé thermophile
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Systèmes de chauffage au sol • Systèmes de chauffage dans les parois (ou dans l'enveloppe extérieure dans le cas des digesteurs en acier) • Dispositifs de chauffage fixés aux parois • Dispositifs de chauffage intégrés ou associés aux agitateurs
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Nettoyage régulier pour garantir l'efficacité du transfert de chaleur • L'accès aux dispositifs de chauffage placés à l'intérieur du digesteur ou de la structure est très difficile, voire impossible • Respecter la législation en vigueur en matière de santé et de sécurité du travail dans le digesteur



Figure 3.37 : Tuyaux de chauffage en acier inoxydable installés dans le digesteur (à l'intérieur) (à gauche) ; installation de tuyaux de chauffage dans la paroi du digesteur (à droite) [Biogas Nord GmbH ; PlanET Biogastechnik GmbH (à droite)]

stockage. Les couvertures étanches au gaz, telles que les géomembranes (voir la section 3.2.4.1 « Espaces de stockage intégrés »), permettent également d'utiliser le gaz résiduel qui est encore présent dans le digestat et peuvent servir de lieux de stockage supplémentaires pour le gaz. L'utilisation de couvertures étanches au gaz dépend des substrats utilisés, du

temps de séjour et des différents aspects du contrôle du procédé, mais il s'agit souvent d'une condition préalable à l'obtention du permis de construire en cas de construction d'une nouvelle centrale. La dernière version de la loi sur les sources d'énergie renouvelable, publiée et amendée le 1er janvier 2009, stipule que même les centrales approuvées en vertu du Bundes-

Tableau 3.33 : Caractéristiques et paramètres des échangeurs de chaleur externes [3-3], [3-12]

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Matériau : généralement en acier inoxydable • Débits variables en fonction de la capacité de la centrale et de la température du procédé • Diamètres des tuyaux équivalents aux diamètres habituels des canalisations à substrat dans les centrales de valorisation du biogaz
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Tous types de digesteurs ; fréquemment utilisés dans les réacteurs piston
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Excellent transfert de chaleur + Pas de choc de température au moment de l'introduction de substrat frais dans le digesteur + Le dispositif de chauffage entre en contact avec l'intégralité du substrat + Faciles à nettoyer et à entretenir + Bon contrôle de la température
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Dans certains cas, obligation d'ajouter un dispositif de chauffage supplémentaire - L'échangeur de chaleur externe constitue un équipement supplémentaire, donc un supplément de coût
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Les échangeurs de chaleur doivent être ventilés au moyen d'un flux ascendant • Particulièrement adaptés au procédé thermophile
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Échangeurs de chaleur à spirale ou à tubes jumelés
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Très faciles d'accès pour la maintenance et le nettoyage

Tableau 3.34 : Caractéristiques et paramètres des géomembranes, y compris certaines données de la section [3-3]

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Capacité de stockage de gaz jusqu'à 4 000 m³ • Pression : 5-100 mbar • Perméabilité de la géomembrane : pertes de gaz de 1 à 5 ‰ par jour • Matériaux : caoutchouc butyle, mélange de polyéthylène et de polypropylène, EPDM
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Toutes les centrales de valorisation du biogaz avec digesteurs verticaux et digesteurs secondaires de tous diamètres
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Pas de travaux de construction supplémentaires nécessaires + Pas d'espace supplémentaire nécessaire
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - En raison du brassage important du gaz qui a lieu dans le vaste compartiment de stockage de gaz, il est impossible de mesurer la concentration véritable en méthane et donc d'en déduire le niveau d'activité des micro-organismes - Sans structure de toit supplémentaire, l'isolation thermique du compartiment de stockage de gaz est limitée - Risque de dommages dus au vent en l'absence de structure de toit supplémentaire
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Isolation thermique par double épaisseur de géomembrane avec couche d'air entre les deux (toit flottant) • Impossibilité d'installer des agitateurs sur le toit du digesteur
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Géomembrane faisant office de toit sur le digesteur • Géomembrane sous un toit flottant • Géomembrane sous le toit solide d'un digesteur surélevé • Poche en géomembrane, sécurisée ou non • Géomembrane installée dans un bâtiment ou un réservoir supplémentaire • Géomembrane sur un toit suspendu au-dessus du digesteur • Poche en géomembrane suspendue à l'intérieur d'un bâtiment (grange inutilisée, etc.) • Poche de stockage en géomembrane sous un toit flottant
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Généralement exempt de toute maintenance

Immissionsschutzgesetz (loi fédérale allemande sur la lutte contre la pollution) doivent équiper leurs réservoirs de stockage du digestat de couvertures étanches au gaz si elles veulent pouvoir bénéficier du bonus NawaRo (voir le chapitre 7).

Les fosses sont généralement des structures souterraines rectangulaires équipées de liners en plastique. La plupart de ces fosses sont à ciel ouvert ; rares sont celles qui sont équipées de géomembranes permettant de limiter les émissions.

La taille du réservoir de stockage du digestat dépend principalement de la date optimale d'épandage du digestat dans les champs à des fins de fertilisation. Se reporter au 'Düngeverordnung' (ordonnance sur l'application des engrais) et au chapitre 10 « Épandage du digestat dans les champs ». Les installations de stockage du digestat possèdent généralement une capacité d'au moins 180 jours.

3.2.3.2 Solides

Les résidus solides sont issus du procédé de fermentation sèche mais aussi du processus de séparation de phase auquel le digestat résultant du procédé de fermentation humide peut être soumis. En fonction de l'utilisation prévue, ils sont stockés à l'extérieur sur des sols en dur, à l'intérieur ou dans des cuves ou des conteneurs ouverts et parfois mobiles. En général, ils sont stockés, comme les effluents solides, en vrac sur des dalles de bitume ou de béton imperméables. Il arrive aussi parfois que des silos mobiles vides soient utilisés pour l'occasion. Les émanations de liquide et les eaux de pluie doivent être recueillies et renvoyées vers la centrale de valorisation du biogaz. Il est possible d'éviter que les résidus solides ne soient affectés par les intempéries en les recouvrant de bâches plastiques ou de structures de toit permanentes.

Les fûts en acier sont surtout utilisés en cas d'extraction des solides présents dans le digestat liquide. Ils sont alors placés sous le séparateur (figure 3.36) puis retirés lorsqu'ils sont pleins. Ces fûts doivent être maintenus à l'abri des intempéries. Il est également possible d'effectuer la séparation de phase et de stocker la fraction solide à l'intérieur. Si l'équipement se trouve à l'intérieur d'un bâtiment, l'air vicié peut être récupéré et traité dans un système de nettoyage (épurateur, filtre biologique, etc.).

3.2.4 Stockage du biogaz récupéré

La quantité de biogaz récupérée fluctue et atteint parfois des pics. Sachant que le volume utilisable doit être constant, le biogaz produit doit être stocké dans des réservoirs tampon. Les réservoirs de stockage du gaz doivent être étanches au gaz, étanches à la pression et résistants au matériau qu'ils contiennent, aux rayons ultraviolets, à la température et aux intempéries. Leur étanchéité au gaz doit être testée avant leur mise en service. Pour des raisons de sécurité, les réservoirs de stockage du gaz sont équipés de soupapes de sécurité et de dépression afin d'éviter toute modification importante de la pression à l'intérieur du réservoir.

D'autres règles de sécurité doivent être respectées, notamment les 'Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen' (Règles de sécurité relatives aux systèmes de production de biogaz) [3-18]. Les réservoirs doivent permettre de stocker environ un quart de la production quotidienne de biogaz, sachant que la capacité de stockage généralement recommandée est de un ou deux jours de production. Une distinction doit être faite entre les réservoirs basse pression, moyenne pression et haute pression.

Les **réservoirs basse pression** (0,5 à 30 mbar) sont les plus courants. Ils sont fabriqués en géomembrane et doivent être conformes aux règles de sécurité applicables. Les réservoirs de stockage en géomembrane sont indépendants ou installés au-dessus des digesteurs (réservoirs de stockage intégrés). Voir les sections 3.2.4.1 et 3.2.4.2.

Les **réservoirs de stockage moyenne pression et haute pression** prennent la forme de bouteilles et de conteneurs en acier qui stockent le gaz à des pressions situées entre 5 et 250 bar [3-1]. Ces systèmes sont onéreux et leur utilisation coûteuse. La consommation énergétique des réservoirs moyenne pression (10 bar) peut atteindre 0,22 kWh/m³ et celle des réservoirs haute pression (200 à 300 bars) 0,31 kWh/m³ [3-3]. C'est pour cette raison qu'ils ne sont pratiquement jamais utilisés dans les centrales de valorisation du biogaz agricoles.

3.2.4.1 Réservoirs de stockage intégrés

Des géomembranes sont utilisées pour stocker le gaz dans le digesteur lui-même, dans le digesteur secondaire ou dans le réservoir de stockage du digestat. La géomembrane forme un joint étanche au gaz autour de la partie supérieure du réservoir. Une structure de soutien est installée dans le réservoir ; lorsque le réservoir ne contient pas de gaz, la membrane est soutenue par cette structure. Au fur et à mesure que le gaz remplit l'espace de stockage, la membrane se gonfle. Les caractéristiques de ces espaces de stockage sont présentées dans le tableau 3.34 et la figure 3.38 propose quelques exemples.

Les réservoirs de stockage de type toit flottant sont assez courants. Ils sont généralement équipés d'une deuxième membrane qui recouvre la première afin de la protéger contre les intempéries. Un ventilateur insufflé de l'air dans l'espace situé entre les deux membranes. La bâche extérieure reste ainsi tendue en permanence, tandis que la membrane intérieure s'adapte au volume de biogaz stocké. Ce système permet de maintenir une pression du gaz relativement constante.

Tableau 3.35 : Caractéristiques et paramètres des réservoirs de stockage de biogaz externes, y compris certaines données de la section [3-3]

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Capacité de stockage de gaz jusqu'à 2 000 m³ (des réservoirs plus grands peuvent être construits au cas par cas) • Pression : 0.5-30 mbar • Perméabilité de la géomembrane : pertes de gaz de 1 à 5 ‰ par jour • Matériaux : PVC (peu résistant), caoutchouc butyle, mélange de polyéthylène et de propylène
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Toutes les centrales de valorisation du biogaz
Avantages	+ La concentration en méthane du biogaz peut être mesurée à l'intérieur de l'espace de stockage du gaz dans le digesteur (le brassage n'est pas important dans cet espace en raison du faible volume de gaz qu'il contient), ce qui permet de connaître l'activité des micro-organismes
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Espace supplémentaire parfois nécessaire - Bâtiment supplémentaire parfois nécessaire
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • L'utilisation de poids est un moyen simple d'augmenter la pression afin d'expulser le gaz vers l'unité de cogénération • Si le réservoir est installé à l'intérieur d'un bâtiment, celui-ci doit être parfaitement ventilé afin de prévenir la formation de mélanges explosifs • Le rendement électrique de l'unité de cogénération peut être ajusté en fonction du niveau de remplissage
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Poche en géomembrane, sécurisée ou non • Géomembrane installée dans un bâtiment ou un réservoir supplémentaire • Géomembrane sur un toit suspendu au-dessus du digesteur • Poche en géomembrane suspendue à l'intérieur d'un bâtiment (grange inutilisée, etc.) • Poche de stockage en géomembrane sous un toit flottant
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Généralement exempt de toute maintenance

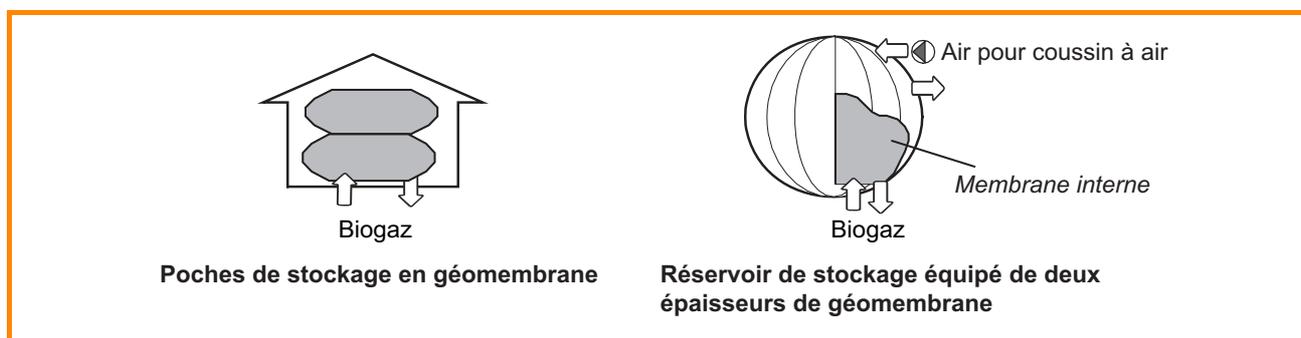


Figure 3.38 : Réservoir de stockage à géomembrane [ATB Potsdam]

3.2.4.2 Réservoirs de stockage externes

Des poches de stockage peuvent être utilisées comme réservoirs de stockage externes basse pression. Ces poches sont abritées à l'intérieur de bâtiments afin d'être protégées contre les intempéries ou sont recouvertes d'une deuxième membrane (figure 3.39). La figure 3.40 montre un exemple de réservoir de stockage de gaz externe de cette nature. Les spécifications des réservoirs de stockage de gaz externes sont présentées dans le tableau 3.35.

3.2.4.3 Torchère de secours

Lorsque les réservoirs de stockage ne peuvent plus recevoir de biogaz et/ou que le biogaz ne peut pas être utilisé en raison de travaux de maintenance ou d'un problème de qualité, l'excédent de gaz doit être éliminé en toute sécurité. En Allemagne, les réglementations applicables aux permis d'exploitation varient d'une région à l'autre, mais l'installation d'une solution alternative à l'unité de cogénération est obligatoire si le débit de gaz est supérieur ou égal à 20 m³/h. Il peut s'agir d'une deuxième unité de cogénération (par exemple, installation de deux petites unités de cogénération au lieu d'une seule plus grande) ou



Figure 3.39 : Structure supportant un toit flottant (à gauche) ; centrales de valorisation du biogaz avec réservoirs à toit flottant [MT-Energie GmbH]

Tableau 3.36 : Caractéristiques et paramètres des torchères de secours

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Débit jusqu'à 3 000 m³/h • Température d'allumage 800 à 1 200 °C • Matériau : acier ou acier inoxydable
Utilisation	• Toutes les centrales de valorisation du biogaz
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Combustion ouverte ou couverte • Si la chambre de combustion est isolée, possibilité de se conformer aux instructions techniques de contrôle de la qualité de l'air TA Luft, même si cette démarche n'est pas obligatoire pour les torchères de secours • Avec courant d'air naturel ou ventilateur • Il est important de respecter les instructions de sécurité, particulièrement les distances minimum par rapport aux bâtiments avoisinants • La pression du biogaz doit être augmentée en amont du brûleur
Conception	• Unité autonome sur sa propre petite base en béton, avec fonctionnement manuel ou automatisé
Maintenance	• Généralement exempt de toute maintenance

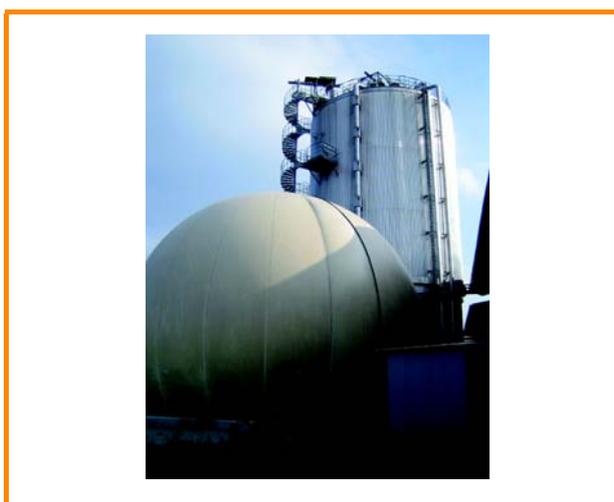


Figure 3.40 : Exemple de réservoir de stockage autonome équipé de deux épaisseurs de géomembrane [Schüsseler, FNR]

d'une torchère de secours qui permet d'éliminer le gaz en toute sécurité en cas d'urgence. Dans la plupart des cas, ce genre d'installation est obligatoire. Les caractéristiques des torchères de secours utilisées dans l'industrie du biogaz sont décrites dans le tableau 3.36. Un exemple est présenté à la figure 3.41.

3.3 Codes techniques applicables

Outre les lois sur la sécurité des centrales, sur la santé et la sécurité au travail et sur la protection de l'environnement, plusieurs normes traitent des exigences techniques applicables aux centrales de valorisation du biogaz. Les plus importantes sont énumérées ci-dessous, à titre d'exemple :

Directive VDI 3475 page 4 (projet) Lutte contre les émissions – Installations de valorisation du biogaz dans l'agriculture – Fermentation de cultures énergétiques et d'effluents

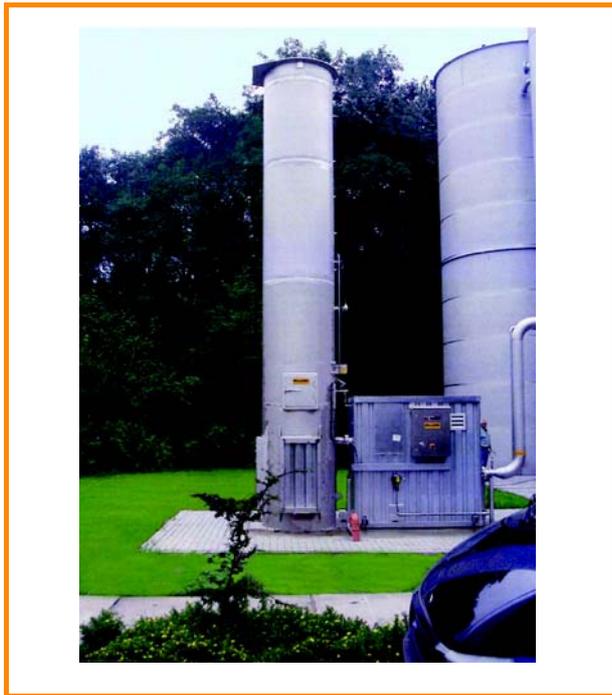


Figure 3.41 : Torrière de secours d'une centrale de valorisation du biogaz [Haase Umwelttechnik AG]

- Directive VDI 4631 (projet) Critères de qualité pour les centrales de valorisation du biogaz
- DIN 11622-2 Conteneurs à ensilage et à effluents liquides
- DIN 1045 Structures en béton, en béton armé et en béton précontraint
- DIN EN 14015 Spécification pour la conception et la fabrication de réservoirs en acier, soudés, aériens, à fond plat, cylindriques, verticaux, construits sur site destinés au stockage des liquides à la température ambiante ou supérieure
- DIN 18800 Structures en acier
- DIN 4102 Tenue au feu des matériaux de construction et des composants des bâtiments
- DIN 0100 Partie 705 Installations électriques à basse tension
- VDE 0165 Partie 1/ EN 60 079-14
Conception, choix et aménagement des installations électriques en atmosphères explosives – partie 14 : Installations électriques en atmosphères explosives (à l'exception des mines)
- VDE 0170/0171 Installation de matériel électrique en atmosphères potentiellement explosives
- VDE 0185-305-1 Protection contre la foudre
- G 600 Règles techniques relatives aux installations de gaz DVGW-TRGI 2008
- G 262 Utilisation de gaz issu de sources d'énergie renouvelables pour l'approvisionnement public

G 469 Méthodes de test de pression pour les installations et les canalisations d'approvisionnement en gaz

VP 265 ff Centrales de traitement du biogaz et d'injection dans les réseaux de gaz naturel

La section 5.4 'Fiabilité de fonctionnement' contient des informations détaillées sur les autres règles de sécurité applicables au fonctionnement des centrales de valorisation du biogaz. Elle traite en particulier des règles de sécurité liées aux risques d'empoisonnement, d'asphyxie, d'incendie et d'explosion.

3.4 Références bibliographiques

- [3-1] Schulz, H. ; Eder, B. : Biogas-Praxis : Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiel, 2e édition révisée, Ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg, 1996, 2001, 2006
- [3-2] Weiland, P. ; Rieger, Ch. : Wissenschaftliches Messprogramm zur Bewertung von Biogasanlagen im Landwirtschaftlichen Bereich ; (FNR-FKZ : 00NR179) ; 3e rapport intermédiaire ; Institut für Technologie und Systemtechnik/Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) ; Braunschweig ; 2001
- [3-3] Jäkel, K. : Document de travail 'Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung', Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 1998/2002
- [3-4] Neubarth, J. ; Kaltschmitt, M. : Regenerative Energien in Österreich – Systemtechnik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte ; Vienna, 2000
- [3-5] Hoffmann, M. : Trockenfermentation in der Landwirtschaft – Entwicklung und Stand, Biogas – Energieträger der Zukunft, rapports VDI 1751, conférence à Leipzig, 11 et 12 mars 2003
- [3-6] Aschmann, V. ; Mitterleitner, H. : Trockenvergären : Es geht auch ohne Gülle, Biogas Strom aus Gülle und Biomasse, top agrar Fachbuch, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 2002
- [3-7] Beratungsempfehlungen Biogas, Verband der Landwirtschaftskammern e. V., VLK-Beratungsempfehlungen 2002
- [3-8] Block, K. : Feststoffe direkt in den Fermenter, Landwirtschaftliches Wochenblatt, pp. 33–35, 27/2002
- [3-9] Wilfert, R. ; Schattauer, A. : Biogasgewinnung und -nutzung – Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse ; DBU Projekt 15071 ; rapport intermédiaire ; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH Leipzig, Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) ; Braunschweig, décembre 2002
- [3-10] Zement-Merkblatt Landwirtschaft LB 3 : Beton für landwirtschaftliche Bauvorhaben, Bauberatung Zement
- [3-11] Zement-Merkblatt Landwirtschaft LB 13 : Dichte Behälter für die Landwirtschaft, Bauberatung Zement

- [3-12] Gers-Grapperhaus, C. : Die richtige Technik für ihre Biogasanlage, Biogas Strom aus Gülle und Biomasse, top agrar Fachbuch, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 2002
- [3-13] Zement-Merkblatt Landwirtschaft LB 14: Beton für Behälter in Biogasanlagen, Bauberatung Zement
- [3-14] Kretzschmar, F. ; Markert, H. (2002): Qualitätssicherung bei Stahlbeton-Fermentern ; dans : Biogascjournal No. 1/2002
- [3-15] Kaltschmitt, M. ; Hartmann, H. ; Hofbauer, H. : Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren ; Springer Verlag ; Berlin, Heidelberg, New York, 2e édition révisée et complétée, 2009
- [3-16] Memorandum Dr. Balssen (ITT Flygt Water Wastewater Treatment) ; septembre 2009
- [3-17] Postel, J. ; Jung, U.; Fischer, E. ; Scholwin, F. ; Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen – Bestandsaufnahme 2008, Umweltbundesamt (pub.); disponible en ligne à l'adresse http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/mysql_medien.php?anfrage=Kennnummer&Suchwort=3873
- [3-18] Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften (pub.); Technische Information 4 – Sicherheitsregeln für Biogasanlagen ; Kassel ; 10/2008 ; disponible en ligne à l'adresse http://www.praevention.lsv.de/lbg/fachinfo/info_ges/ti_4/titel.htm
- [3-19] Oechsner, H. , Lemmer, A. : Was kann die Hydrolyse bei der Biogasvergärung leisten? ; VDI-Gesellschaft Energietechnik : BIOGAS 2009. Energieträger der Zukunft. ; VDI-Berichte, Vol. 2057 ; VDI-Verlag, Düsseldorf, 2009



Source : FNR



4 Description de divers substrats

Ce chapitre examine divers substrats plus en détail. Il considère leur origine et leurs propriétés les plus importantes telles que la matière sèche (MS, également appelée solides totaux – ST), les solides volatiles (SV, également appelés matière sèche organique – MSO), les nutriments (N, P, K) et les contaminants organiques susceptibles d'être présents. Il analyse également les rendements et la qualité prévus du gaz, ainsi que les méthodes de manipulation des substrats.

Comme il est impossible de décrire la gamme complète de substrats potentiellement disponibles, ce chapitre ne prétend pas être exhaustif. Comme les substrats décrits ici sont également sujets à des fluctuations annuelles de qualité, les données sur les matières et les rendements en gaz mentionnés dans ce chapitre ne doivent pas être considérés comme des valeurs absolues. C'est pourquoi nous donnons une plage de valeurs et une valeur moyenne pour chaque paramètre.

Les chiffres concernant les rendements en biogaz et en méthane sont donnés en normo-mètres cubes (Nm^3). Comme le volume de gaz dépend de la température et de la pression atmosphérique (loi des gaz parfaits), la normalisation du volume permet d'effectuer des comparaisons entre différentes conditions de fonctionnement. Le volume de gaz normalisé est basé sur une température de 0°C et une pression atmosphérique de 1 013 mbar. Cela permet par ailleurs d'attribuer une valeur calorifique précise au composant méthane ($9,97 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$) du biogaz. Cette valeur calorifique peut à son tour être utilisée pour calculer les chiffres de la production d'énergie, ce qui peut être nécessaire pour divers calculs comparatifs dans la centrale.

4.1 Substrats agricoles

4.1.1 Fumier

Si on se base sur les données statistiques du nombre de têtes de bétail en Allemagne, il est évident que l'élevage du bœuf et du porc offre un potentiel énorme de récupération d'énergie dans des centrales de valorisation du biogaz. La taille croissante des exploitations d'élevage et l'application de normes environnementales plus strictes pour l'exploitation complémentaire des excréments sont deux des principales raisons pour lesquelles il importe de trouver d'autres moyens d'utiliser et de traiter le lisier et le fumier solide produits. Par ailleurs, l'utilisation du fumier pour produire de l'énergie et réduire les émissions de gaz à effet de serre entre bien dans l'optique de l'atténuation du changement climatique. En ce qui concerne le fumier, les données matières les plus importantes sont données dans le tableau 4.1.

Le rendement en biogaz issu du lisier de bovins (20 à 30 Nm^3 par tonne de substrat) est légèrement inférieur à celui qui est issu du lisier de porc (voir le tableau 4.2). Par ailleurs, la teneur moyenne en méthane du gaz issu du lisier de bovins est considérablement inférieure à celle du gaz issu du lisier de porc, et bien entendu le rendement en méthane est lui aussi inférieur. Cela tient au fait que ces types de lisier n'ont pas la même composition. Le lisier de bovins contient beaucoup d'hydrates de carbone alors que le lisier de porcins contient principalement des protéines génératrices d'un gaz à plus forte teneur en méthane [4-3]. Le rendement en biogaz est essentiellement déterminé par les concentrations de solides volatiles (matière sèche organique). Si le purin est dilué, comme cela se produit souvent en pratique (par exemple à la suite du nettoyage des étables ou des salles de traite), les données matières et les rendements en biogaz réels peuvent considérablement différer de ceux qui sont donnés dans le tableau 4.2.

Tableau 4.1 : Concentrations de nutriments dans divers types de fumier agricole (d'après [4-1], modifié)

Substrat		MS	SV	N	NH ₄	P ₂ O ₅	K ₂ O
		[%]	[% MS]		[% MS]		
Lisier de bovins	Δ	6-11	75-82	2.6-6.7	1-4	0.5-3.3	5.5-10
	∅	10	80	3.5	n.s.	1.7	6.3
Lisier de porcins	Δ	4-7	75-86	6-18	3-17	2-10	3-7.5
	∅	6	80	3.6	n.s.	2.5	2.4
Fumier de bovins	Δ	20-25	68-76	1.1-3.4	0.22-2	1-1.5	2-5
	∅	25	80	4.0	n.s.	3.2	8.8
Fumier de volaille	∅	40	75	18.4	n.s.	14.3	13.5

Δ: plage des valeurs mesurées ; ∅ moyenne

Tableau 4.2 : Rendements en gaz et en méthane obtenus avec divers types de fumier agricole (d'après [4-2], modifié)

Substrat		Rendement de biogaz	Rendement de méthane	Rendement spécifique en méthane sur la base des SV
		[Nm ³ /t substrat]	[Nm ³ /t substrat]	[Nm ³ /t SV]
Lisier de bovins	Δ	20-30	11-19	110-275
	∅	25	14	210
Lisier de porcins	Δ	20-35	12-21	180-360
	∅	28	17	250
Fumier de bovins	Δ	60-120	33-36	130-330
	∅	80	44	250
Fumier de volaille	Δ	130-270	70-140	200-360
	∅	140	90	280

Δ: plage des valeurs mesurées ; ∅ moyenne

Le lisier de bovins et le lisier de porcins peuvent être utilisés sans problème dans les centrales de valorisation du biogaz en raison de leur pompabilité et de leur facilité de stockage dans des réservoirs à lisier. De plus, en raison de leur teneur relativement faible en solides totaux, il est facile de les associer à d'autres substrats (cosubstrats). Par ailleurs, le chargement de fumier solide dans le réacteur est techniquement plus complexe. En raison de sa viscosité, toutes les technologies de chargement des solides disponibles sur le marché ne lui conviennent pas.

4.1.2 Cultures énergétiques

Depuis la modification de la loi sur les sources d'énergies renouvelables (EEG) en 2004, une importance particulière est accordée aux cultures énergétiques (matières premières renouvelables) relativement à la production d'électricité à partir de biogaz. Les cultures énergétiques sont utilisées dans la plupart des nouvelles centrales de valorisation du biogaz construites depuis cette date. Une sélection de cultures énergétiques les plus couramment utilisées est présentée plus en détail dans ce qui suit, avec des informations complémentaires sur leurs propriétés matérielles et leurs rendements en biogaz.

Au moment de prendre une décision quant aux végétaux à cultiver, il ne faut pas uniquement prendre en considération les rendements les plus élevés à attendre d'une seule culture mais au contraire, si possible, avoir un point de vue global sur la rotation des cultures. En tenant compte de l'efficacité du travail, par exemple, et de critères de durabilité liés à l'utilisation d'autres méthodes de culture, il est possible d'adopter une approche globale pour optimiser la production de cultures énergétiques.

4.1.2.1 Maïs

Le maïs est le substrat le plus couramment utilisé dans les centrales de valorisation du biogaz en Allemagne [4-4]. Il convient particulièrement bien en raison de son fort rendement énergétique à l'hectare et de la facilité avec laquelle il peut être digéré dans ces centrales. Les rendements des récoltes dépendent fortement des conditions locales et environnementales et peuvent varier de 35 t de masse fraîche (MF) à l'hectare en terrain sableux à plus de 65 t MF/ha en terrain

favorable. En moyenne, le rendement est d'environ 45 t MF/ha. Le maïs est une plante relativement peu exigeante et peut par conséquent être cultivé à peu près n'importe où en Allemagne.

À la récolte, le pied de maïs entier est haché et stocké dans des silos horizontaux. La teneur en matière sèche (solides totaux) doit se situer entre 28 % et 36% MS. Si elle est inférieure à 28 %, il faut s'attendre à une perte considérable par infiltration associée à une perte non moins considérable en énergie. Si, à l'opposé, la teneur en matière sèche est supérieure à 36 %, le maïs ensilé a une forte teneur en lignine et est moins facilement dégradable. Par ailleurs, on ne peut plus le compacter de manière optimale, ce qui a une incidence négative sur la qualité de l'ensilage et, par conséquent, sur la stabilité du stockage. Après avoir été chargé dans le silo, le maïs haché est compacté (par exemple avec une chargeuse sur roues ou un tracteur agricole) puis recouvert d'une bâche plastique hermétique. Après une phase d'ensilage d'environ 12 semaines, le maïs peut être utilisé dans la centrale de valorisation du biogaz. Les données matières et les rendements en gaz sont donnés à la fin de ce chapitre.

Parallèlement à l'utilisation de la plante entière comme maïs d'ensilage, l'utilisation du seul épi de maïs a pris de l'importance dans les applications réelles. Les variantes les plus courantes sont l'épi de maïs moulu, le corn cob mix et le maïs en grain, obtenus en récoltant à différentes périodes et en utilisant différentes techniques. Normalement, l'épi de maïs moulu et le corn con mix sont ensilés après la récolte. Le maïs en grain peut être ensilé à l'état humide, moulu et ensilé, ou séché. La densité énergétique de ces substrats est considérablement plus élevée que celle du maïs ensilé mais les rendements énergétiques par unité de superficie sont inférieurs car le reste de la plante reste dans le champ.

4.1.2.2 Ensilage de céréales plante entière

À condition de mûrir au même moment, presque tous les types de céréales, ainsi que les mélanges de céréales, se prêtent à l'ensilage plante entière. En fonction des conditions locales, il faut privilégier la culture du type de céréale connu pour avoir le plus fort rendement en matière sèche. Dans la plupart des régions, ces conditions sont remplies par le seigle et le triticale [4-5]. La technique de récolte est identique à celle du maïs et, toujours dans le cas d'un ensilage de céréales plante entière, l'intégralité de la tige est hachée et ensilée. Selon le système d'utilisation, la récolte doit se faire au moment où le rendement en ma-

tière sèche est le plus élevé (monoculture). Pour la plupart des espèces céréalières, cette période se situe à la fin du stade de la maturité laiteuse/début du stade de la maturité pâteuse [4-7]. Dans le cas de l'ensilage de céréales plante entière, on peut atteindre des rendements en matière sèche allant de 7,5 à près de 15 t MS/ha, en fonction de la région et de l'année, soit l'équivalent, pour 35% MS, d'un rendement poids frais de 22 à 43 t poids frais/hectare [4-6].

L'ensilage de seigle vert (seigle fourrager) est une technique courante. Dans ce cas, le seigle est ensilé nettement plus tôt que dans le cas d'un ensilage de céréales plante entière, selon un processus de récolte en deux étapes. Autrement dit, après l'avoir fauché, on le met à faner pendant un ou deux jours avant de le hacher et de l'ensiler. Généralement, la récolte du seigle vert est immédiatement suivie d'une culture subséquente destinée à la production d'énergie (culture alternée). Compte tenu de la forte consommation d'eau qu'elle implique, cette méthode ne convient pas à toutes les régions. De plus, si la teneur de la récolte en MS est trop faible, des problèmes peuvent se présenter au moment de l'ensilage (fuite des jus d'ensilage ou incapacité de conduire sur le silo). Les données matières et les rendements en gaz de l'ensilage de céréales plante entière sont donnés à la fin de ce chapitre.

4.1.2.3 Ensilage d'herbe

Comme pour le maïs, la culture et la récolte de l'herbe, ainsi que son ensilage, se prêtent bien à la mécanisation. L'herbe est récoltée selon un processus à deux étapes. L'herbe fanée peut être ramassée par une remorque auto-chargeuse hacheuse ou par une fourragère. Compte tenu de leur capacité supérieure de réduction de volume, il est préférable d'utiliser une fourragère pour ensiler de l'herbe dans le cadre d'une production de biogaz.

L'herbe d'ensilage peut être produite sur terre arable selon un système de rotation sur un an ou plusieurs années ou sur prairie permanente. Les rendements sont très variables selon la région, les conditions environnementales et l'intensité d'exploitation des prairies. Avec des conditions météorologiques et climatiques appropriées, de trois à cinq récoltes par an sont possibles en exploitation intense. À cet égard, il convient d'attirer l'attention sur les coûts élevés de la mécanisation et sur le risque de fortes charges d'azote pouvant poser des problèmes pendant le processus de digestion. L'herbe d'ensilage peut également être récoltée dans des zones naturelles protégées faisant

l'objet d'une gestion extensive, mais les rendements en gaz obtenus sont faibles en raison de sa forte teneur en lignine. Compte tenu de la multiplicité des moyens de produire un ensilage d'herbe, les plages de fluctuation des données matérielles et des rendements en gaz trouvées dans les publications peuvent aller bien au-delà des chiffres donnés dans les tableaux 4.3 et 4.4.

À cet égard, il convient de signaler que lorsqu'on ensile de l'herbe pour une centrale de valorisation du biogaz, il faut mettre l'accent sur la digestibilité ou la dégradabilité du substrat. Il importe donc de veiller, si possible, à ce que la teneur en matière sèche ne soit pas supérieure à 35 %. Lorsque la teneur en matière sèche est trop élevée, la proportion de lignine et de fibre augmente et entraîne une diminution sensible du degré de dégradation du substrat et par conséquent du rendement en méthane par rapport à la matière sèche organique. Cette herbe ensilée peut être introduite dans le processus, mais elle risque d'entraîner des problèmes techniques (formation rapide de couches flottantes ou accrochage dans les lames de l'agitateur, par exemple) en raison de la forte teneur en matière sèche et parfois de la présence de fibres longues.

4.1.2.4 Céréales en grains

Les céréales en grains conviennent particulièrement bien aux centrales de valorisation du biogaz, en complément du substrat disponible. Grâce à leurs très forts rendements en biogaz et à leur dégradabilité rapide, les céréales en grains sont particulièrement utiles pour le contrôle fin de la production de biogaz. Peu importants les espèces de céréales utilisées. Pour assurer la rapidité de digestion, il est important que les céréales en grains soient broyées avant d'être introduites dans le réacteur (par exemple, par meulage ou écrasement).

4.1.2.5 Betterave

Grâce à son augmentation rapide de masse, la betterave (fourragère ou sucrière) se prête bien à la culture de plantes énergétiques. La betterave sucrière, notamment, est une importante culture traditionnelle dans certaines régions. En raison des mesures prises pour réglementer le marché, la quantité de betteraves utilisée pour la production de sucre doit être de plus en plus réduite. Comme la culture de la betterave sucrière s'appuie sur des techniques de production bien connues et présente divers avantages agronomiques, on l'utilise de plus en plus pour produire du biogaz.

La betterave a des exigences particulières en matière de sol et de climat. Pour offrir de bons rendements, elle a besoin d'un climat tempéré et d'un sol profond riche en humus. Sur sol léger, l'irrigation peut considérablement contribuer à assurer de bons rendements. Ces derniers varient en fonction des facteurs locaux et des conditions environnementales. Pour la betterave sucrière, les rendements avoisinent les 50-60 t MF/ha. Les rendements de la betterave fourragère fluctuent également en fonction de la variété. Par exemple, le rendement de la betterave fourragère à faible teneur en matière sèche est d'environ 90 t MF/ha et celui de la betterave fourragère à forte teneur en matière sèche se situe entre 60 et 70 t MF/ha [4-8]. Pour la masse foliaire, les rendements diffèrent également en fonction de la variété. Dans le cas de la betterave sucrière, le rapport entre la masse racinaire et la masse foliaire est de 1:0,8 alors que pour la betterave fourragère à forte teneur en matière sèche il est de 1,5:0,5. Pour la betterave fourragère à faible teneur en matière sèche, le rapport entre la masse des racines et celle des feuilles « n'est que » 1:0,3-0,4 en raison de sa forte augmentation de masse [4-8]. Les données matières et les rendements en gaz de la betterave sucrière sont donnés dans les tableaux 4.3 et 4.4.

Tableau 4.3 : Données matières de certaines cultures énergétiques (d'après [4-1], modifié)

Substrat		MS [%]	SV [% MS]	N	P ₂ O ₅ [% MS]	K ₂ O
Ensilage de maïs	Δ	28-35	85-98	2.3-3.3	1.5-1.9	4.2-7.8
	∅	33	95	2.8	1.8	4.3
Ensilage de céréales	Δ	30-35	92-98	4.0	3.25	n. s.
plante entière	∅	33	95	4.4	2.8	6.9
Ensilage d'herbe	Δ	25-50	70-95	3.5-6.9	1.8-3.7	6.9-19.8
	∅	35	90	4.0	2.2	8.9
Céréales en grains	∅	87	97	12.5	7.2	5.7
Betterave sucrière	∅	23	90	1.8	0.8	2.2
Betterave fourragère	∅	16	90	n. s.	n. s.	n. s.

Δ: plage des valeurs mesurées ; ∅ moyenne

Tableau 4.4 : rendements en biogaz de certaines cultures énergétiques (d'après [4-2], [4-6], [4-9], [4-10], modifié)

Substrat		Rendement de biogaz	Rendement de méthane	Rendement spécifique en méthane sur la base des SV
		[Nm ³ /t substrat]	[Nm ³ /t substrat]	[Nm ³ /t SV]
Ensilage de maïs	Δ	170-230	89-120	234-364
	∅	200	106	340
Ensilage de céréales plante entière	Δ	170-220	90-120	290-350
	∅	190	105	329
Céréales en grains	∅	620	320	380
	Δ	170-200	93-109	300-338
Ensilage d'herbe	∅	180	98	310
	Δ	120-140	65-76	340-372
Betterave sucrière	∅	130	72	350
	Δ	75-100	40-54	332-364
Betterave fourragère	∅	90	50	350

Δ: plage des valeurs mesurées ; ∅ moyenne

Deux difficultés fondamentales se présentent lorsque la betterave sucrière est utilisée pour produire du biogaz. Premièrement, il faut éliminer la terre qui colle à la racine car une fois la betterave chargée dans le digesteur, la terre se dépose au fond et réduit la taille de la cuve de digestion. Les premières techniques automatisées de nettoyage humide prévues à cette fin sont en cours d'élaboration. Deuxièmement, le stockage est difficile en raison de la faible teneur en matière sèche des betteraves. En pratique, pour la production de biogaz, la betterave est ensilée en association avec du maïs ou elle est ensilée séparément dans des tubes en plastique ou des lagunes couvertes. L'hivernage des betteraves et les techniques concernées sont actuellement à l'essai.

4.2 Substrats issus de l'industrie de transformation des produits agricoles

Divers substrats issus de l'industrie de transformation des produits agricoles sont présentés dans cette section. Tous sont des substances ou des coproduits résultant de la transformation de végétaux ou de parties de végétaux. Les substances décrites proviennent toutes de la liste positive des sous-produits d'origine purement végétale spécifiés dans la loi EEG 2009 et servent d'exemples. En raison de leurs propriétés matières elles se prêtent particulièrement bien à la production de biogaz pour peu que les conditions locales soient favorables. Il faut bien garder à l'esprit que ces substances ont les caractéristiques de déchets ou figurent dans l'annexe 1 de l'ordonnance sur les déchets biologiques (BioAbfV) (voir section 7.3.3.1). Par conséquent, il faut que la centrale de valorisation du biogaz obtienne l'autorisation nécessaire et réponde aux exigences de la BioAbfV relativement au prétraitement et à l'utilisation des digestats. L'examen des données contenues dans les tableaux doit tenir compte du fait qu'en pratique les propriétés des substrats peuvent considérablement varier et ne plus se situer dans les plages définies dans le présent document. Cela tient essentiellement aux techniques de production des produits principaux (par exemple différences de méthode, de réglage des équipements, de qualité exigée pour le produit, de prétraitement, etc.) et à la qualité variable des matières premières. Les concentrations de métaux lourds peuvent aussi varier considérablement [4-11].

4.2.1 Production de bière

Les drêches (75 %) représentent la plus grande partie des divers sous-produits issus de la production de bière. Pour chaque hectolitre de bière, environ 19,2 kg de drêches, 2,4 kg de levure et de fonds de cuve, 1,8 kg de trouble au chaud, 0,6 kg de trouble au froid, 0,5 kg de kieselguhr (terre de diatomée) et 0,1 kg de poussière de malt sont également produits [4-12].

Seules les drêches seront examinées en détail dans cette section, car elles représentent la fraction la plus importante des sous-produits de la bière, mais les autres fractions conviennent tout autant à la production de biogaz, exception faite du kieselguhr. Toutefois, une partie seulement de la quantité de sous-produits obtenus actuellement peut être utilisée car ils servent dans d'autres domaines, par exemple dans l'industrie alimentaire (levure de bière) ou dans l'alimentation animale (drêches et poussière de malt). Les

données matières et les rendements en gaz sont donnés dans la section 4.4.

Le stockage et la manipulation posent relativement peu de problèmes. Toutefois, lorsque ces sous-produits sont stockés à l'air libre, on constate l'apparition rapide de pertes énergétiques et de problèmes de moisissures considérables. Il est donc préférable de pratiquer l'ensilage.

4.2.2 Production d'alcool

La vinasse de distillerie est un sous-produit de la production d'alcool à partir de céréales, de betteraves, de pommes de terre ou de fruits. Pour un litre d'alcool produit on obtient environ douze fois son volume en vinasse. Actuellement, après avoir été déshydratée, cette dernière est essentiellement utilisée comme aliment pour le bétail ou comme engrais [4-12]. En raison de la faible teneur en matière sèche de la vinasse à l'état frais, son utilisation est dans la plupart des cas limitée et elle ne vaut pratiquement pas la peine d'être transportée. À cet égard, les possibilités offertes par l'utilisation du biogaz conjointement à la production d'alcool doivent être soulignées. La digestion de la vinasse produit du biogaz qui peut être utilisé dans une unité de cogénération pour fournir l'énergie nécessaire au processus de production d'alcool sous forme de chaleur et d'électricité. Cela ouvre la voie à l'utilisation en cascade de matières premières renouvelables, solution durable et peu gourmande en ressources pouvant remplacer les méthodes employées jusqu'ici et consistant à utiliser la vinasse.

Des détails sur les données matières et sur les rendements en gaz sont respectivement donnés dans les tableaux 4.6 et 4.7 de la section 4.4.

4.2.3 Production de biodiesel

Le tourteau de colza et le glycérol brut sont des sous-produits de la production de biodiesel. Grâce à leur rendement en gaz, qui peut être considéré comme élevé (tableau 4.6), ces deux substances peuvent être utilisées comme cosubstrats dans des centrales de valorisation du biogaz agricole. Le rendement en gaz du tourteau de colza est essentiellement déterminé par sa teneur en huile résiduelle qui dépend elle-même des réglages des presses à huile et de la teneur en huile des matières premières. Il est par conséquent très probable qu'il y ait, en pratique, des variations de rendement en gaz entre différents tourteaux de colza. La fabrication d'une tonne de biodiesel produit environ 2,2 tonnes de tourteaux de soja et 200 kg de glycérol [4-13]. Toutefois, on n'est pas

certain que l'utilisation de ces sous-produits de la production de biodiesel ne s'accompagne pas de problèmes et ce point mérite d'être examiné très soigneusement à l'avance. La raison en est qu'il se forme de très fortes concentrations de sulfure d'hydrogène (H_2S) dans le biogaz pendant la digestion des tourteaux de colza [4-14]. Cela est dû aux fortes concentrations de protéines et de soufre dans le tourteau de colza. Le problème avec le glycérol brut est qu'il contient parfois plus de 20 % (en poids) de méthanol qui, à forte concentration, a un effet inhibiteur sur les bactéries méthanogènes [4-15]. C'est la raison pour laquelle seules de petites quantités de glycérol doivent être introduites dans le processus.

Des études portant sur la codigestion du glycérol brut, de cultures énergétiques et de fumier ont montré que l'addition de glycérol (fraction massique maximale de 6 %) a une incidence considérable sur la codigestion [4-15]. Autrement dit, le mélange produit nettement plus de méthane que les substrats individuels peuvent en produire proportionnellement. Ces mêmes études ont également démontré que si la quantité de glycérol ajouté est supérieure à 8 %, il n'y a plus d'effet positif sur la codigestion et on peut même s'attendre à ce que la formation de méthane soit inhibée. En résumé, les sous-produits de la production de biodiesel se prêtent bien à une utilisation en cosubstrats, mais il est conseillé de les utiliser en faibles proportions.

4.2.4 Transformation de la pomme de terre (production d'amidon)

La production d'amidon à partir de la pomme de terre donne lieu à un sous-produit appelé pulpe de pomme de terre et à de l'eau usée chargée de composés organiques. Cette pulpe est essentiellement composée de peaux, de parois cellulaires et de cellules d'amidon non décomposées restant après l'extraction de l'amidon. Pour une tonne de pommes de terre traitées, on obtient environ 240 kg de pulpe, ainsi que 760 litres de jus de pommes de terre et de 400 à 600 litres d'eau de traitement [4-16].

Actuellement, une partie de la pulpe est redonnée aux exploitants agricoles sous forme d'aliment pour bétail et la majeure partie du jus de pommes de terre est épandue comme engrais. Toutefois, l'utilisation de la pulpe comme aliment pour bétail ne représente qu'une faible proportion de la quantité produite et l'application de jus de pommes de terre dans les champs peut entraîner une surfertilisation du sol et une salinisation des eaux souterraines. Par consé-



quent, d'autres possibilités d'utilisation sont nécessaires à moyen terme.

Leur utilisation dans les centrales de valorisation du biogaz est une de ces possibilités car ces sous-produits constituent des substrats facilement digestibles. Les propriétés matières sont données dans les tableaux 4.6 et 4.7.

Il n'y a aucune exigence particulière en matière d'hygiène ou de stockage, mais il faut tenir compte du fait que le jus de pommes de terre et l'eau de traitement doivent être réchauffés pour le processus de digestion s'ils sont stockés en réservoirs, ce qui nécessite un surcroît d'énergie.

4.2.5 Production de sucre

La transformation de la betterave sucrière en sucre cristallisé entraîne la formation de divers sous-produits qui sont pour la plupart utilisés comme aliments pour animaux. Ces sous-produits sont notamment la pulpe fraîche de betterave, qui est recueillie après que les betteraves ont été coupées et que le sucre a été extrait, et la mélasse, qui reste après que les cristaux de sucre ont été séparés du sirop de sucre épaissi. Une partie de la pulpe de betterave est mélangée à la mélasse puis séchée par essorage pour donner la pulpe séchée et mélassée de betterave, qui est elle aussi utilisée comme aliment pour animaux [4-17, 4-18].

En plus de son utilisation comme aliment pour animaux, la mélasse est utilisée comme matière première dans les levureries ou les distilleries. Autrement dit, les quantités disponibles de pulpe et de mélasse de betterave sont très limitées, ce qui n'empêche pas qu'elles conviennent particulièrement comme cosubstrats dans la production de biogaz en raison de leur teneur en sucre rédisuel (voir annexe 4.8, tableau 4.9).

À l'heure actuelle, leur stockage et leur utilisation ne font l'objet d'aucune mesure particulière d'hygiène. La pulpe pressée est ensilée pour pouvoir être stockée plus longtemps. L'ensilage se fait sous forme de substrat unique (dans des tubes en plastique) ou de substrat mixte, avec du maïs, par exemple. La mélasse doit être stockée dans des cuves appropriées. Compte tenu de la disponibilité saisonnière de la betterave à sucre et de ses sous-produits (de septembre à décembre), le stockage est nécessaire si on veut pouvoir utiliser la pulpe pressée et la mélasse pendant toute l'année.

Tableau 4.5 : Rendements standard en biogaz de sous-produits purement végétaux, d'après la Liste positive de l'EEG 2009

Sous-produits purement végétaux	Rendement en biogaz standard d'après la section V de l'annexe 2 de l'EEG	
	[kWh _a /t MF]	[Nm ³ CH ₄ /t FM]
Drêches (fraîches ou pressées)	231	62
Résidus de légumes	100	27
Légumes (refusés)	150	41
Céréales (résidus)	960	259
Vinasse de céréales (blé) issue de la production d'alcool	68	18
Poussière de grain	652	176
Glycérol issu du traitement des oléagineux	1,346	364
Plantes médicinales et condimentaires	220	59
Pommes de terre (refusées)	350	95
Pommes de terre (écrasées, teneur moyenne en amidon)	251	68
Jus de pommes de terre issu de la production d'amidon	43	12
Jus de pommes de terre issu de la production d'amidon	11	3
Eau de traitement de la pomme de terre issue de la production d'amidon	229	62
Pelures de pommes de terre	251	68
Vinasse de pommes de terre issue de la production d'alcool	63	17
Mélasse de betterave sucrière	629	170
Marc de fruit (frais, non traité)	187	51
Farine de colza	1,038	281
Tourteau de colza (environ 15 % de teneur en huile résiduelle)	1,160	314
Fleurs coupées (refusées)	210	57
Tourteau de betterave sucrière issu de la production de sucre	242	65
Copeaux de betteraves sucrières	242	65

4.2.6 Sous-produits de la transformation des fruits

La transformation de raisins ou de fruits en vin ou en jus de fruit entraîne la formation de sous-produits appelés marcs. Ces derniers ayant encore une forte teneur en sucre, ils sont souvent utilisés comme matière première pour la fabrication d'alcool. Ils sont également utilisés comme aliment pour le bétail ou comme matière première pour la fabrication de pectine. Chaque hectolitre de vin ou de jus de fruit donne environ 25 kg de marc et chaque hectolitre de nectar de fruit en donne environ 10 kg [4-2]. Les données matières les plus importantes sont présentées dans les tableaux 4.6 et 4.7.

Grâce au processus de production antérieur, le marc n'est pas susceptible de contenir des substances étrangères ou des impuretés et il ne nécessite aucune mesure d'hygiénisation. Lorsqu'il est prévu de stocker les substrats pendant des périodes prolongées, l'ensilage est nécessaire.

4.3 Sous-produits d'origine purement végétale selon la loi EEG

On trouvera dans ce qui suit une liste complète des sous-produits d'origine purement végétale spécifiés dans la loi EEG (Liste positive des sous-produits purement végétaux) avec les rendements standards réglementaires en biogaz (voir section 7.3.3.2). Pour pouvoir faire des comparaisons avec les substrats décrits dans cette section, le rendement standard réglementaire en biogaz (en $\text{kW}_{\text{el}}/\text{t MF}$) est converti en rendement spécifique en méthane (tableau 4.5). Cela suppose un rendement électrique de 37 % de l'unité de cogénération et une valeur calorifique nette (valeur inférieure du pouvoir calorifique) du méthane de $9,97 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$ (voir tableau 4.5).

Un problème fondamental tient à ce que la législation ne donne que des informations approximatives sur les propriétés matières des sous-produits. Comme en pratique les propriétés matières des sous-produits ayant une incidence sur le rendement en gaz (en particulier la teneur en matière sèche et en huile résiduelle) couvrent une très large plage de valeurs (voir section 4.2), il peut y avoir des écarts considérables entre les rendements réglementaires en gaz et ceux qui peuvent effectivement être atteints. Cela entraîne inévitablement une surévaluation ou une sous-évaluation des rendements en biogaz obtenus à partir des sous-produits d'origine purement végétale approuvés.

Tableau 4.6 : Données matières de certains sous-produits d'origine purement végétale, (d'après [4-1], [4-2], [4-12] et [4-17])

Substrat		MS [%]	SV [% MS]	N	P ₂ O ₅ [% MS]	K ₂ O
Drêche	Δ	20-25	70-80	4-5	1.5	n. s.
	Ø	22.5	75	4.5	1.5	n. s.
Vinasse de céréales	Δ	6-8	83-88	6-10	3.6-6	n. s.
	Ø	6	94	8	4.8	n. s.
Vinasse de pommes de terre	Δ	6-7	85-95	5-13	0.9	n. s.
	Ø	6	85	9	0.73	n. s.
Marc de fruit	Δ	2-3	env. 95	n. s.	0.73	n. s.
	Ø	2.5	95	n. s.	0.73	n. s.
Glycérol brut	[4-1]	100	90	n. s.	n. s.	n. s.
	[4-15]	47	70	n. s.	n. s.	n. s.
Tourteau de soja		92	87	n. s.	n. s.	n. s.
	Ø	env. 13	90	0.5-1	0.1-0.2	1.8
Jus de pommes de terre	Δ	3.7	70-75	4-5	2.5-3	5.5
	Ø	3.7	72.5	4.5	2.8	5.5
Copeaux de betteraves sucrières	Δ	22-26	95	n. s.	n. s.	n. s.
	Ø	24	95	n. s.	n. s.	n. s.
Mélasse	Δ	80-90	85-90	1.5	0.3	n. s.
	Ø	85	87.5	1.5	0.3	n. s.
Marc de pomme	Δ	25-45	85-90	1.1	1.4	n. s.
	Ø	35	87.5	1.1	1.4	n. s.
Marc de raisin	Δ	40-50	80-90	1.5-3	3.7-7.8	n. s.
	Ø	45	85	2.3	5.8	n. s.

Δ: plage des valeurs mesurées ; Ø moyenne

4.4 Données matières et rendements en gaz des sous-produits d'origine purement végétale.

Les tableaux ci-dessous indiquent les données matières et les rendements en gaz de certains substrats

Tableau 4.7 : Rendement en biogaz de certains substrats issus de l'industrie de transformation des produits agricoles (d'après [4-1], [4-2], [4-12] et [4-15], modifié)

Substrat		Rendement en biogaz	Rendement de méthane	Rendement spécifique en méthane sur la base des SV
		[Nm ³ /t substrat]	[Nm ³ /t substrat]	[Nm ³ /t SV]
Drêche	Δ	105-130	62-112	295-443
	∅	118	70	313
Vinasse de céréales	Δ	30-50	18-35	258-420
	∅	39	22	385
Vinasse de pommes de terre	Δ	26-42	12-24	240-420
	∅	34	18	362
Marc de fruit	Δ	10-20	6-12	180-390
	∅	15	9	285
Glycérol brut	Δ	240-260	140-155	170-200
	∅	250	147	185
Tourteau de soja	∅	660	317	396
	Δ	70-90	44-50	358-413
Pulpe de pommes de terre	∅	80	47	336
	Δ	50-56	28-31	825-1100
Jus de pommes de terre	∅	53	30	963
	Δ	60-75	44-54	181-254
Copeaux de betteraves sucrières	∅	68	49	218
	Δ	290-340	210-247	261-355
Mélasse	∅	315	229	308
	Δ	145-150	98-101	446-459
Marc de pomme	∅	148	100	453
	Δ	250-270	169-182	432-466
Marc de raisin	∅	260	176	448

Δ: plage des valeurs mesurées ; ∅ moyenne

de la section 4.2. Lorsque cela est possible, une plage de valeurs et une valeur moyenne des divers paramètres sont données. L'étendue de la plage des données matières et des rendements en gaz est parfois considérable. Il est par conséquent évident que dans les applications réelles la « qualité du substrat » variera considérablement et sera influencée par de nombreux facteurs de production. Les données fournies sont présentées à titre indicatif. Il est à noter que, dans certains cas, les résultats obtenus en pratique peuvent être considérablement plus élevés ou moins élevés.

4.5 Produits de taille et herbe coupée

L'entretien des parcs, des bords de routes et des espaces verts par les autorités municipales produit de grandes quantités de déchets verts sous forme de produits de taille et d'herbe coupée. Ces déchets étant disponibles sur une base saisonnière, si on veut en disposer pendant toute l'année comme substrat d'une centrale de valorisation du biogaz, il faut les ensiler. Mais cela n'a guère de sens compte tenu de la forte dispersion de ces déchets qui peut considérablement augmenter les coûts de transport. Par contre, si les quantités disponibles sont très petites, avec des intervalles entre les livraisons, la matière peut également être ajoutée à l'état frais. Il importe toutefois de prendre toutes les précautions possibles car les bactéries doivent d'abord s'adapter à la qualité du nouveau substrat et on ne peut écarter une perturbation du processus si les quantités ajoutées sont trop grandes. D'importantes données matières, ainsi que le rendement en biogaz et la teneur en méthane, sont présentées dans le tableau 4.8. D'une manière générale, les produits de taille et l'herbe coupée ne sont pas utilisés pour produire du biogaz ; ils sont compostés.

Hormis les difficultés logistiques susmentionnées en ce qui concerne l'ensilage, la manipulation présente peu de problèmes. Il peut être nécessaire de retirer les produits indésirables, par exemple les branches ou les pierres, avant de charger la matière dans la centrale de valorisation du biogaz.

Tableau 4.8 : Propriétés matières des résidus de taille et d'élagage [4-12], [4-19]

Substrat	MS	SV	N	P ₂ O ₅	Rendement en biogaz	Rendement de méthane	Rendement spécifique en méthane sur la base des SV
	[%]	[% MS]	[% MS]		[Nm ³ /t MF]	[Nm ³ /t MF]	[Nm ³ /t SV]
Résidus de taille et d'élagage	12	87	2.5	4	175	105	369

4.6 Matière issue de la gestion du paysage

L'expression « matière issue de la gestion du paysage » est spécifique à une activité et couvre les matières issues des activités agricoles et horticoles associées à la gestion du paysage [4-20]. Les zones dans lesquelles on trouve ce type de matière sont les zones naturelles protégées et celles dans lesquelles des mesures de gestion de la végétation sont appliquées. Les produits de taille et l'herbe coupée provenant de biotopes protégés, de réserves naturelles sous contrat et de zones faisant l'objet de programmes agro-environnementaux ou de programmes de soutien similaires sont par conséquent classés comme matière issue de la gestion du paysage. De plus, les résidus provenant de l'entretien des espaces verts le long des routes, les résidus de taille et d'élagage municipaux et ceux qui proviennent de l'entretien des jardins et des parcs publics et privés, de l'entretien des terrains de sport et des parcours de golf et de l'entretien des terrains le long des cours d'eau sont également classés comme matière issue de la gestion du paysage. L'entretien des zones naturelles protégées ne pouvant généralement être effectué qu'une fois par an, les résidus recueillis ont généralement une forte teneur en matière sèche et en lignine, caractéristique associée à un faible rendement en gaz et à une difficulté d'ensilage. De plus, l'utilisation de ces résidus nécessite des techniques ou méthodes particulières de traitement qui, à l'heure actuelle, sont extrêmement coûteuses ou pas encore très performantes. Par contre, les résidus provenant de la gestion du paysage, et notamment des mesures d'entretien de la végétation, par exemple l'herbe coupée sur les servitudes municipales ou sur les terrains de sports et parcours de golf, ont une faible teneur en bois et sont par conséquent plus facilement digestibles.

Pour donner droit au bonus de 2 cents/kWh_{el} accordé au titre de la gestion du paysage, il faut que, dans une année, plus de 50 % (en poids) des matières utilisées (par rapport à la masse fraîche) proviennent de la gestion du paysage (voir également la section 7.3.3.2).

4.7 Références bibliographiques

- [4-1] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2009 Faustzahlen Biogas; Darmstadt, 2007
- [4-2] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Faustzahlen Biogas; 2e édition, Darmstadt, 2009
- [4-3] Weiland, P.: Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate; VDI-Berichte, No. 1620 'Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven'; pp. 19-32; VDI-Verlag 2001
- [4-4] Weiland, P. et al.: Bundesweite Evaluierung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen; 16. Symposium Bioenergie-Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas; Bad Staffelstein 2007, pp. 236–241
- [4-5] Weiland, P.: Stand und Perspektiven der Biogasnutzung und -erzeugung in Deutschland, Gülzower Fachgespräche, Band 15: Energetische Nutzung von Biogas: Stand der Technik und Optimierungspotenzial, pp. 8-27, Weimar, 2000
- [4-6] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Standortangepasste Anbausysteme für Energiepflanzen; Gülzow, 2008
- [4-7] Karpenstein-Machan, M.: Energiepflanzenbau für Biogasanlagenbetreiber, DLG Verlag; Frankfurt/M., 2005
- [4-8] Dörfler, H. (éd.): Der praktische Landwirt; 4th edition; BLV Verl.-Ges., Munich; 1990
- [4-9] Hassan, E.: Untersuchungen zur Vergärung von Futterrübensilage; BLE-Projekt Az. 99UM031; Abschlußbericht; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig; 2001
- [4-10] Schattauer, A.: Untersuchungen zur Biomethanisierung von Zuckerrüben; Masterarbeit angefertigt im Institut für Technologie und Biosystemtechnik; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL); Braunschweig; 2002
- [4-11] Bischoff, M.: Erkenntnisse beim Einsatz von Zusatz- und Hilfsstoffen sowie Spurenelementen in Biogasanlagen; VDI Berichte, n° 2057; 'Biogas 2009 – Energieträger der Zukunft'; VDI Verlag, Düsseldorf 2009, pp. 111–123 111–123
- [4-12] Wilfert, R.; Schattauer, A.: Biogasgewinnung und -nutzung – Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse; DBU Projekt 1; rapport intermédiaire; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH Leipzig, Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL); Braunschweig, décembre 2002
- [4-13] Anonyme: Die Herstellung von Biodiesel; innovas news; Anwendungsbeispiel Biogas 3/98; Munich, 1998
- [4-14] Wesolowski, S.; Ferchau, E.; Trimis, D.: Untersuchung und Bewertung organischer Stoffe aus landwirtschaftlichen Betrieben zur Erzeugung von Biogas in Co- und Monofermentationsprozessen; Schriftenreihe des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Heft 18/2009; Dresden, 2009
- [4-15] Amon, T.; Kryvoruchko, V.; Amon, B.; Schreiner, M.: Untersuchungen zur Wirkung von Rohglycerin aus der Biodieselerzeugung als leistungssteigerndes Zusatzmittel zur Biogaserzeugung aus Silomais, Körnermais, Rapspresskuchen und Schweinegülle; Universität für Bodenkultur Wien, Department für Nachhaltige Agrarsysteme; Vienne, 2004



- [4-16] Umweltbericht ; Emsland-Stärke ; téléchargé le 16.09.2002 ; www.emsland-staerke.de/d/umwelt.htm
- [4-17] Schnitzel und Melasse – Daten, Fakten, Vorschriften; Verein der Zuckerindustrie ; Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup, 1996
- [4-18] Konzept zur Qualität und Produktsicherheit für Futtermittel aus der Zuckerrübenverarbeitung; Broschüre ; 2e édition ; Verein der Zuckerindustrie ; 2003
- [4-19] KTBL Arbeitspapier 249 – Kofermentation ; Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft – KTBL ; Darmstadt 1998
- [4-20] Recommendation du centre « Clearingstelle » de l'EEG du 24.09.2009, <http://www.clearingstelle-eeg.de/EmpfV/2008/48>



Source : Kuhn (LWG)

4.8 Annexe

Tableau 4.9 : Caractéristiques des substrats

Substrat	MS [%]	SV [% MS]	N ^a	P ₂ O ₅ [% MS]	K ₂ O	Rendement en biogaz [Nm ³ /t MF]	Rendement en CH ₄ [Nm ³ /t MF]	Rendement en CH ₄ [Nm ³ /t SV]
Fumier								
Lisier de bovins	10	80	3.5	1.7	6.3	25	14	210
Lisier de porcins	6	80	3.6	2.5	2.4	28	17	250
Fumier de bovins	25	80	5.6	3.2	8.8	80	44	250
Fumier de volaille	40	75	18.4	14.3	13.5	140	90	280
Fumier de cheval avec/sans paille	28	75	n. s.	n. s.	n. s.	63	35	165
Cultures énergétiques								
Ensilage de maïs	33	95	2.8	1.8	4.3	200	106	340
Ensilage de céréales plante entière	33	95	4.4	2.8	6.9	190	105	329
Ensilage de seigle vert	25	90				150	79	324
Céréales en grains	87	97	12.5	7.2	5.7	620	329	389
Ensilage d'herbe	35	90	4.0	2.2	8.9	180	98	310
Betterave sucrière	23	90	1.8	0.8	2.2	130	72	350
Betterave fourragère	16	90	n. s.	n. s.	n. s.	90	50	350
Ensilage de tournesol	25	90	n. s.	n. s.	n. s.	120	68	298
Sorgho herbacé	27	91	n. s.	n. s.	n. s.	128	70	286
Sorgho à sucre	22	91	n. s.	n. s.	n. s.	108	58	291
Seigle vert ^b	25	88	n. s.	n. s.	n. s.	130	70	319
Substrats issus de l'industrie de transformation								
Drêche	23	75	4.5	1.5	0.3	118	70	313
Vinasse de céréales	6	94	8.0	4.8	0.6	39	22	385
Vinasse de pommes de terre	6	85	9.0	0.7	4.0	34	18	362
Marc de fruit	2.5	95	n. s.	0.7	n. s.	15	9	285
Glycérol brut ^c	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.	250	147	185
Tourteau de soja	92	87	52.4	24.8	16.4	660	317	396
Pulpe de pommes de terre	13	90	0.8	0.2	6.6	80	47	336
Jus de pommes de terre	3.7	73	4.5	2.8	5.5	53	30	963
Pulpe de betterave à sucre pressée	24	95	n. s.	n. s.	n. s.	68	49	218
Mélasses	85	88	1.5	0.3	n. s.	315	229	308
Marc de pomme	35	88	1.1	1.4	1.9	148	100	453
Marc de raisin	45	85	2.3	5.8	n. s.	260	176	448
Produits de taille et herbe coupée								
Résidus de taille et d'élagage	12	87.5	2.5	4.0	n. s.	175	105	369

a. concentration de N dans le digestat, à l'exclusion des pertes au stockage

b. mi-fané

c. Les résultats varient considérablement dans la pratique selon la méthode utilisée pour la production de biodiesel





Fonctionnement des centrales de valorisation du biogaz

L'efficacité économique d'une centrale de valorisation du biogaz se caractérise par la disponibilité du procédé et par l'utilisation optimale des capacités. Les principaux facteurs de cette efficacité sont la fonctionnalité et la fiabilité de la technologie utilisée, ainsi que les performances de dégradation du procédé biologique.

Toutefois, sachant que toute installation technique est inévitablement soumise à des dysfonctionnements, il est important de mettre en place des outils appropriés pour détecter les éventuelles défaillances, les identifier et y remédier. La surveillance du procédé est toujours réalisée en coopération avec le personnel, même si le degré d'automatisation varie fortement d'une centrale à l'autre. Lorsqu'ils sont automatisés, les algorithmes de surveillance et de contrôle présentent l'avantage d'être constamment disponibles et de permettre une certaine indépendance vis-à-vis du personnel spécialisé. La transmission de données à distance permet également de réduire le temps de présence du personnel sur le site. Revers de la médaille, l'automatisation a un coût. Tous ces avantages et inconvénients sont plus ou moins prononcés en fonction des caractéristiques de la centrale. Il n'est donc pas possible de définir un ensemble d'instruments et d'équipements de contrôle susceptible d'être utilisé par toutes les centrales de valorisation du biogaz. Les instruments choisis doivent l'être en fonction des conditions qui prévalent sur chaque site.

Nous allons maintenant étudier les différentes variables qui peuvent être utilisées pour contrôler le procédé biologique.

Les descriptions font référence à des installations à fermentation humide. En cas de divergence, les conditions applicables aux digesteurs à alimentation discontinue (en phase solide) sont explicitement mentionnées.

5.1 Paramètres de surveillance du procédé biologique

La surveillance et le contrôle du procédé biologique sont des procédures compliquées. Dans le secteur agricole, l'objectif du procédé de digestion anaérobie est généralement d'aboutir à une production de méthane constante. Pour ce faire, la technique la plus couramment utilisée est celle du réacteur à alimentation continue (ou semi-continue) avec agitateur. La production de méthane devient régulière une fois l'état d'équilibre du système atteint. Dans cet état d'équilibre, les variables du procédé ne subissent aucune modification, ce qui permet d'atteindre des taux de conversion maximum [5-26].

$$V \frac{dS}{dt} = Q_{in} \cdot S_o - Q_{out} \cdot S + V \cdot r_s = 0$$

Équation 5.1 : État d'équilibre (Q : débit volumétrique ($l \cdot d^{-1}$) (entrée, sortie), V : volume de réaction (l), r_s : vitesse de réaction $g \cdot (d \cdot l)^{-1}$, S_o : concentration du substrat entrant ($g \cdot l^{-1}$), S : concentration du substrat sortant ($g \cdot l^{-1}$))

Les variables telles que le taux de charge organique, le temps de séjour, le degré de dégradation obtenu et le taux de production de gaz sont prédéterminées par la taille de la centrale et par le substrat choisi. L'opérateur de la centrale doit faire en sorte que ces variables restent constantes. L'état d'équilibre est toutefois impossible à atteindre dans la pratique en raison des événements qui viennent inévitablement perturber le procédé (modification des propriétés du substrat, dysfonctionnement des pompes ou autres équipements, introduction de désinfectants, etc.). Ces perturbations entraînent des écarts par rapport à l'état souhaité, écarts qui doivent être rapidement détectés, afin que le problème en cause puisse être identifié et rectifié.

Pour détecter ces écarts par rapport à l'état d'équilibre, on utilise généralement le bilan de masse du procédé. Dans la pratique, il est toutefois difficile de mesurer la composition précise des intrants et du digestat et même la quantité de substrat introduite et la quantité de gaz produite. Il est donc impossible d'obtenir un bilan de masse précis à un coût raisonnable. C'est pour cette raison que de nombreuses centrales utilisent des solutions partielles, personnalisées en fonction des conditions qui prévalent sur le site, même si ces solutions ne sont pas toujours suffisantes pour garantir la stabilité du procédé.

Nous allons maintenant décrire les variables les plus couramment utilisées pour évaluer le procédé biologique.

5.1.1 Taux de production de biogaz

La quantité de biogaz généré est une variable cruciale, qui sert à la fois à évaluer la réaction métabolique et à vérifier si l'objectif prévu a été atteint. Le taux de production de biogaz est la quantité de gaz produite par unité de temps (par exemple, d^{-1}). Associé au volume et à la composition du substrat, il permet de calculer la production spécifique de biogaz (liée au substrat utilisé et au volume). La mesure du taux de production de biogaz est particulièrement importante pour équilibrer les procédés métaboliques et pour évaluer l'efficacité des organismes méthanogènes.

Lors de l'installation de l'équipement destiné à mesurer le débit de gaz, le positionnement des capteurs doit être défini avec soin. Si l'objectif est d'observer l'état du procédé dans plusieurs digesteurs, les taux de production de gaz doivent être enregistrés séparément pour chacun des digesteurs. Si les digesteurs sont équipés de toits en géomembrane, le calcul du taux de production de gaz doit tenir compte du volume de stockage, qui peut être mesuré en se basant sur le niveau de remplissage (par exemple, avec un capteur de déplacement à câble), de la pression interne et de la température dans l'espace de stockage du gaz. Les capteurs installés dans l'espace de stockage du gaz doivent satisfaire aux normes de protection contre les explosions en vigueur et doivent être résistants à la corrosion et à l'humidité. Sachant que les couvertures en géomembrane servent également à stocker le biogaz, il est également particulièrement important de mesurer le taux de production de gaz et le volume de stockage disponible pour pouvoir contrôler le débit de l'unité de cogénération.

En ce qui concerne la mesure du débit de gaz dans les canalisations, les longueurs d'entrée spécifiées par le fabricant doivent être respectées pour permettre la production de flux laminaires. Les instruments de mesure équipés de pièces mobiles placées directement dans le flux de biogaz risquent de tomber en panne en raison des impuretés transportées dans le flux de biogaz. Le secteur de la production de biogaz utilise donc des instruments basés sur le principe de mesure thermique et sur le fluidistor, ainsi que des débitmètres à vortex.

5.1.2 Composition du gaz

La composition du biogaz permet d'évaluer un certain nombre de critères. Ses différents constituants, ainsi que le rôle qu'ils jouent dans le procédé, sont expliqués brièvement ci-dessous.

5.1.2.1 Méthane

La proportion de méthane dans le biogaz sert à évaluer l'état de la biocénose méthanogène. Le taux de production de méthane peut être calculé en fonction du taux de production de gaz : si le taux de production de méthane diminue fortement alors que le niveau d'alimentation reste constant, cela signifie probablement que les archées méthanogènes sont inhibées. Pour évaluer la production de méthane, des points de mesure doivent être installés dans les différents digesteurs. Dans le secteur des technologies du biogaz, la concentration en méthane se mesure au moyen de capteurs à infrarouges ou d'appareils de mesure de la conductivité thermique.

En cas d'utilisation d'une unité de cogénération, il est important que la teneur en méthane du gaz ne descende pas en dessous de 40 % à 45 %, sans quoi les moteurs ne sont plus en mesure d'utiliser le biogaz.

5.1.2.2 Dioxyde de carbone

Le dioxyde de carbone se forme pendant la phase d'hydrolyse/acidogénèse et pendant la formation du méthane. Il se dissout dans l'eau et joue ainsi le rôle crucial de tampon d'hydrogénocarbonate. Si le ratio méthane/dioxyde de carbone du biogaz baisse alors que la composition du substrat n'a pas été modifiée, cela peut être le signe d'une augmentation du taux de formation d'acide par rapport au taux de formation de méthane. L'équilibre des débits massiques dans le procédé de dégradation est alors perturbé. Ce phénomène peut être dû à une variation des

quantités introduites ou à l'inhibition des organismes méthanogènes.

Comme le méthane, le dioxyde de carbone se mesure au moyen de capteurs à infrarouges ou d'appareils de mesure de la conductivité thermique.

5.1.2.3 Oxygène

Le biogaz ne contient de l'oxygène que si celui-ci est ajouté à des fins de désulfuration biologique. Dans ce cas, la mesure du taux d'oxygène peut servir à ajuster la teneur en oxygène nécessaire à la désulfuration. L'oxygène est mesuré au moyen de capteurs électrochimiques et de capteurs paramagnétiques.

5.1.2.4 Sulfure d'hydrogène

Les fabricants des unités de cogénération spécifient toujours une valeur limite pour la concentration en sulfure d'hydrogène, car les produits résultant de son oxydation ont des propriétés hautement corrosives. La mesure de ce composant a donc pour principal objectif de protéger l'unité de cogénération.

Les concentrations élevées en sulfure d'hydrogène n'ont pas d'impact sur les archées méthanogènes tant qu'elles n'atteignent pas un niveau d'environ 20 000 ppm, un phénomène rare dans les centrales agricoles de valorisation du biogaz. Le sulfure d'hydrogène se mesure au moyen de capteurs électrochimiques.

5.1.2.5 Hydrogène

L'hydrogène est un produit intermédiaire qui joue un rôle important dans le procédé de formation du méthane ; il est principalement libéré pendant les phases d'acidogénèse et d'acétogénèse, avant d'être converti en méthane. Plusieurs expériences ont été menées dans le but d'utiliser la concentration en hydrogène du biogaz pour détecter les perturbations du procédé. Dans ce sens, il est particulièrement intéressant de savoir qu'en théorie, la formation d'acide acétique à partir d'acides gras à chaîne longue et l'utilisation d'hydrogène pour former du méthane sont deux réactions qui ne peuvent avoir lieu ensemble que dans une fourchette de concentration très étroite. Toutefois, l'intérêt de ce paramètre est contesté, car il n'est pas toujours possible d'établir une corrélation nette entre la concentration en hydrogène du biogaz et les perturbations du procédé. La concentration en hydrogène du biogaz est facile à mesurer au moyen de capteurs électrochimiques. À ce jour, peu de recherches ont été me-

nées pour étudier l'adéquation de l'utilisation de la pression partielle d'hydrogène dans le substrat de fermentation comme paramètre de contrôle.

La plupart des fabricants d'équipements d'analyse du gaz œuvrant dans le secteur du biogaz proposent des dispositifs modulaires, qui permettent à l'utilisateur de choisir les types de capteurs qu'il souhaite utiliser et le nombre de points de mesure. Il est important de savoir que les capteurs électrochimiques « s'usent » et qu'ils présentent davantage de dérive que les capteurs à infrarouges par exemple. Les capteurs doivent être calibrés régulièrement.

5.1.3 Température

En règle générale, plus la température est élevée, plus le taux de réaction augmente. Toutefois, sachant que les structures organiques (par exemple, les protéines) peuvent devenir instables et perdre leur fonctionnalité lorsque la température augmente, chaque procédé biologique dispose d'une température optimale. Lorsque des procédés anaérobies sont utilisés pour des applications techniques, ils sont généralement répartis en deux fourchettes de températures :

- procédé mésophile : environ 37 °C à 43 °C
- procédé thermophile : environ 50 °C à 60 °C

La fermentation anaérobie produisant très peu de chaleur (sauf dans certaines centrales alimentées aux cultures énergétiques), le substrat doit être chauffé pour atteindre la température de fermentation. Il est important que la température reste constante. Le procédé thermophile, en particulier, est très sensible aux fluctuations de température.

Dans certains cas, les centrales qui utilisent de l'ensilage de maïs enregistrent des hausses de température qui obligent à refroidir le substrat.

Les capteurs utilisés pour mesurer la température doivent être installés à différentes hauteurs, ce qui permet de détecter les problèmes de stratification et de brassage inadéquat. En outre, ils ne doivent pas être installés à proximité de zones mortes ou trop près de l'équipement de stabilisation de la température. Il est possible d'utiliser des capteurs à résistance (PT 1000 ou PT 100, par exemple) ou des thermocouples pour mesurer la température.

5.1.4 Volume d'entrée et niveaux de remplissage

Pour garantir l'équilibre des procédés de dégradation, il est important de mesurer avec précision la quantité de substrat introduite. Outre les substrats liquides, il

arrive que des solides soient introduits dans les digesteurs, ce qui nécessite l'utilisation de systèmes de mesure différents.

Le meilleur moyen de mesurer les solides est de les peser. On utilise pour cela les systèmes de pesage embarqués des chargeurs sur roues ou des dispositifs de pesage installés sur les systèmes de chargement. Ces derniers sont plus précis et plus faciles à intégrer dans les systèmes automatisés de contrôle du procédé. L'équipement de pesage fait appel à des capteurs de pression qui nécessitent l'utilisation de conteneurs « flottants ». Il est donc important d'éviter les salissures à proximité de ces capteurs ou de rajouter du substrat dans les cuves de stockage pendant le processus de chargement.

Pour les substrats liquides, il est possible d'installer des dispositifs de mesure du débit dans les canalisations ou, si la centrale est équipée de préfosse, de mesurer le volume introduit au moyen de dispositifs de mesure du niveau de remplissage.

Les niveaux de remplissage (dans les digesteurs également) sont mesurés au moyen de capteurs de pression (pression hydrostatique dans le digesteur) ou en mesurant la distance par rapport à la surface avec un radar ou un système à ultrasons. Les capteurs choisis doivent être résistants à la corrosion et insensibles à l'encrassement, particulièrement lorsque la maintenance sur site est coûteuse et difficile. En outre, les capteurs doivent être choisis et positionnés de manière à ce que les nuisances éventuelles, telles que l'accumulation de sédiments (sable, etc.) au fond du digesteur, la formation de mousse, les dépôts de soufre dans l'espace de stockage du gaz, etc., n'affectent pas les mesures. Tout doit être mis en œuvre pour garantir la protection contre les explosions.

Pour mesurer le débit, les meilleurs dispositifs sont ceux qui ne nécessitent pas l'installation de composants mobiles dans la substance mesurée. Les capteurs inductifs et capacitifs sont les plus courants, même si des capteurs à ultrasons et à conductivité thermique sont également utilisés dans certains cas. En fonction de la méthode choisie, il faut s'assurer que le dispositif d'écoulement qui entraîne le liquide vers les capteurs produit un flux laminaire dans la canalisation. La mesure du débit présente l'avantage de permettre l'utilisation d'un seul équipement pour mesurer plusieurs dispositifs d'alimentation, à condition qu'un système de vannes permette de canaliser ces différents flux vers un seul et unique tuyau.

5.1.5 Caractéristiques du substrat

Le calcul du bilan de masse nécessite de connaître non seulement la quantité de substrat, mais aussi sa concentration et sa composition.

La concentration est calculée à partir de paramètres tels que la teneur en matière sèche (MS) et la teneur en matières volatiles (MV). Pour les substrats liquides, il est également possible d'utiliser la demande chimique d'oxygène (DCO) et, parfois, le carbone organique total (COT). Dans la pratique, seuls les deux premiers paramètres indiqués sont vraiment pertinents.

Pour déterminer la fraction biodégradable du substrat, la première étape consiste à calculer la teneur en matière sèche. Pour cela, un échantillon est séché à poids constant à 105 °C en laboratoire. Il existe également de nouveaux capteurs basés sur les micro-ondes et sur la spectroscopie proche infrarouge qui permettent d'analyser le contenu du substrat au sein même du procédé.

Pour évaluer la dégradabilité du substrat, un critère utile consiste à calculer la proportion de constituants organiques dans la matière sèche. La teneur en matières volatiles est un paramètre global qui est obtenu en brûlant l'échantillon sec à 550 °C. La perte de masse qui en résulte, appelée perte au feu, correspond à la quantité de matière organique. Cette valeur est un paramètre global, mais elle ne donne aucune indication sur la dégradabilité de la substance testée ou sur la quantité de biogaz qu'elle peut produire. Certaines publications proposent des directives qui peuvent être utilisées pour estimer le volume de production de gaz en se basant sur le substrat et sur sa teneur en matière volatile. En séchant les échantillons, on élimine les substances volatiles (par exemple, élimination des acides volatiles à la vapeur), ce qui signifie que ces substances ne figurent pas dans le résultat analytique. Lorsque les substrats sont particulièrement acides (par exemple, dans le cas des ensilages), ceci peut conduire à des erreurs importantes en termes d'estimation du potentiel de production de gaz. Weissbach a donc mis au point une méthode de correction qui tient compte des substances volatiles. Mais cette méthode est nettement plus complexe [5-18].

Le résidu qui subsiste une fois l'échantillon brûlé est appelé résidu à l'incinération ou résidu sec; il représente la proportion de constituants inertes présents dans le substrat. Si le substrat contient de grandes quantités de sable, le résidu à l'incinération peut être utilisé pour estimer la teneur en sable, ainsi que la granulométrie du sable (en rajoutant une opération de

tamissage) [5-19]. La teneur en sable est importante, car le sable est un élément abrasif qui peut également se déposer dans le digesteur en cas d'utilisation de certains substrats (par exemple, le fumier de volaille).

L'utilisation de la méthode de Weende (fibre brute, protéine brute, lipides bruts et extrait non azoté, qui, associés aux coefficients de digestibilité, indiquent si des substances organiques peuvent être utilisées pour l'alimentation animale ; voir également la section 2.3.4.1) ou de la méthode de van Soest (hémicellulose, cellulose et lignine) pour classer les différents constituants du substrat permet d'obtenir une composition plus précise. Ces constituants déterminent la nature des produits intermédiaires qui se forment. En cas de changement brutal de substrat, une accumulation de produits intermédiaires peut se produire. En effet, ces éléments ne peuvent plus être dégradés car la population de bactéries correspondante n'existe pas ou n'affiche pas un taux de croissance suffisamment élevé. L'analyse de l'alimentation animale permet également de prévoir le rendement en gaz de manière plus précise qu'en se basant sur la simple teneur en matières volatiles. Aussi cette méthode d'analyse est-elle préférable pour évaluer la qualité des substrats.

La concentration du substrat est un critère essentiel pour pouvoir réaliser un bilan de masse fiable ; sa composition, quant à elle, peut être utilisée pour évaluer la qualité du substrat.

5.1.6 Mesure de la concentration en acides organiques

Les acides organiques sont des produits intermédiaires de la formation du biogaz. Les acides se dissocient en solution aqueuse, en fonction de la valeur du pH. Les constituants peuvent être calculés comme suit :

$$f = \frac{10^{pK_s - pH}}{1 + 10^{pK_s - pH}}$$

Équation 5.2 : Calcul du coefficient de dissociation conformément à [5-20] (f : coefficient de dissociation, pK_s : logarithme décimal négatif de la constante d'acidité, pH : valeur du pH)

À l'équilibre, les taux de formation et de transformation d'acides étant identiques, la concentration dans le digesteur est constante. Lorsque le taux de formation d'acides est plus élevé et/ou que la dégradation est inhibée, les acides s'accumulent et la concentra-

tion augmente. Comme l'indiquent les principes décrits par Monod, la croissance bactérienne dépend de la concentration du substrat. Une hausse de la concentration en acides entraîne donc une hausse du taux de croissance et, dans une certaine limite, une stabilisation du procédé. Toutefois, si la vitesse à laquelle les acides se forment excède la capacité de dégradation des acides des microorganismes pendant une période prolongée, la concentration continue à augmenter. Sans intervention, les acides s'accumulent et finissent par excéder la capacité de tampon du substrat, ce qui entraîne une baisse de la valeur du pH. La dégradation des acides est inhibée lorsque la concentration en acides non dissociés est trop élevée ; une réaction qui est renforcée par la baisse du pH.

Il est difficile de définir une valeur limite pour la concentration maximale autorisée en acides à l'état d'équilibre, car la concentration qui résulte du procédé dépend de facteurs tels que le temps de séjour, le substrat utilisé et la présence de substances inhibitrices.

Plusieurs valeurs, tirées de diverses publications, sont toutefois fournies dans le tableau 5.1 à titre d'indication.

En ce qui concerne l'évaluation du procédé, il est impératif que la concentration en acides reste constante. Si la concentration en acides augmente, des précautions doivent être prises. Des modèles sont nécessaires pour évaluer les procédés en conditions dynamiques, c'est-à-dire lorsque la concentration en acides change.

Au-delà du paramètre global qui regroupe tous les acides, il peut être intéressant d'obtenir la concentration de chacun de ces acides. Si le spectre révèle que la teneur en acides à chaîne longue augmente plus rapidement que la teneur en acide acétique, cela signifie que la transformation de ces acides en acide acétique est inhibée. La transformation des acides à chaîne longue en acide acétique est un procédé endogène, qui se produit uniquement lorsque la concentration en hydrogène est faible, sachant, en outre, que le taux de croissance de ces micro-organismes est peu élevé. En raison de ces conditions défavorables, ce sous-procédé peut devenir un goulet d'étranglement pour le procédé. De même, lorsqu'il est en forte concentration, l'acide propionique ne se dégrade que lentement.

Certaines publications évoquent l'utilisation du ratio acide acétique/acide propionique pour évaluer le procédé, mais il n'a pas été possible, à ce jour, d'élaborer un modèle général valable.

Il existe plusieurs méthodes permettant de déterminer la concentration en acides organiques (toutes

Tableau 5.1 : Valeurs limites pour la concentration maximale autorisée en acides

Auteur	Valeur limite Concentration Équivalents d'acide acétique (mg · l ⁻¹)	Méthode, commentaires
[5-20]	200 acide non dissocié	Réacteur avec agitateur fonctionnant en conditions thermophiles avec réacteur d'hydrolyse en amont
[5-20]	300 acide non dissocié (biocénose adaptée)	Réacteur avec agitateur fonctionnant en conditions thermophiles avec réacteur d'hydrolyse en amont
[5-21]	30-60 acide non dissocié	Réacteur à alimentation continue avec agitateur, en conditions mésophiles
[5-2]	80 (augmentation de l'inhibition supérieure à 20) acide non dissocié	Aucune information
[5-22]	100-300 acide total	Fermentation des boues d'épuration, état du procédé normal
[5-22]	1 000-1 500 acide total	Fermentation des boues d'épuration, normale, pendant la phase de mise en service
[5-22]	1 500-2 000 acide total	Fermentation des boues d'épuration, risque de défaillance du procédé, arrêter le chargement ou ajouter des alcalis
[5-22]	4 000 acide total	Fermentation des boues d'épuration, peu de probabilité de reprise à court terme
[5-23]	< 1 000 acide total	Fermentation stable

ces analyses nécessitent le prélèvement d'un échantillon qui sera analysé en laboratoire) :

- sous forme de paramètre global (par exemple, distillation à la vapeur en vertu de la norme DIN 38414-19)
- sous forme de spectre (par exemple, chromatographie en phase gazeuse)
- calculée sur la base de paramètres obtenus de manière empirique à partir du résultat du titrage (AOV – acides organiques volatiles)

Le calcul du paramètre global en vertu de la norme DIN 38414-19 est devenu rare ; il est de plus en plus souvent remplacé par la valeur AOV. En effet, bien que plus précise, la méthode de calcul du paramètre global est plus complexe que celle de la valeur AOV

car elle oblige à distiller les acides volatiles à la vapeur.

Réaliser le spectre des acides par chromatographie en phase gazeuse (ou par chromatographie en phase liquide) requiert une technologie de mesure complexe et une bonne expérience du substrat. La somme des acides n'est pas le seul résultat obtenu ; il est également possible de déterminer les concentrations des fractions individuelles des acides gras inférieurs. Il s'agit de la plus précise des méthodes susmentionnées.

Ces dernières années, l'AOV est devenu un paramètre d'usage courant, qui est facile à déterminer [5-24]. L'AOV est principalement utilisé en association avec la valeur TAC (AOV/TAC).

La valeur AOV/TAC est déterminée par titrage. L'origine de l'abréviation TAC n'est pas clairement établie ; plusieurs désignations figurent dans les publications, mais aucune d'entre elles ne donne une définition précise ou correcte du terme. La valeur TAC correspond à la « consommation A » de 0,1 N d'acide sulfurique pendant le titrage d'un échantillon à pH 5. La quantité d'acide consommée est convertie en une concentration de carbonate correspondante (mg CaCO₃/l). Si le titrage est prolongé jusqu'à un pH de 4,4, il est possible de déduire la concentration en acides organiques de la « consommation d'acides B ». Les formules utilisées pour calculer la concentration en acides sont de nature empirique :

Taille de l'échantillon : 20 ml (centrifugé)

TAC : consommation A x 250 [mg/l CaCO₃]

AOV : ((consommation B x 1,66) – 0,15) x 500 [mg/l HAc]

Le ratio AOV/TAC est souvent utilisé pour évaluer le procédé. Il est cependant important de noter que le caractère empirique de ces formules ne permet pas de comparer les résultats analytiques de différents procédés. L'expérience montre que la valeur AOV/TAC ne doit pas être supérieure à 0,8. Il existe toutefois, là aussi, quelques exceptions, et, comme dans le cas des acides, la variation de cette valeur permet de détecter des problèmes. La méthode de calcul utilisée doit être prise en compte lors de l'évaluation des résultats.

5.1.7 Valeur du pH

Les procédés biologiques dépendent fortement de la valeur du pH. La fourchette de pH optimale pour la génération de méthane se situe approximativement entre 7 et 7,5, même si le gaz peut également se former

au-dessus et en dessous de cette fourchette. Dans les procédés à une seule étape, la règle veut que le pH se situe automatiquement dans la fourchette optimale, car les groupes bactériens forment un système autorégulateur. Dans les procédés à deux étapes, la valeur du pH est beaucoup plus basse pendant l'étape d'hydrolyse, puisqu'elle se situe généralement entre 5 et 6,5, une situation optimale pour les bactéries productrices d'acides. Dans l'étape de méthanogénèse, la valeur du pH remonte dans la zone neutre grâce à la capacité de tampon du substrat et aux activités de dégradation.

Le pH contrôle l'équilibre de dissociation de produits métaboliques importants comme l'ammoniac, les acides organiques et le sulfure d'hydrogène. La capacité de tampon de la substance (principalement hydrogencarbonate et ammonium) garantit en principe un pH stable. Si des changements majeurs interviennent et que le pH sort de la plage optimale, cela indique la présence de perturbations graves auxquelles il faut remédier immédiatement.

5.1.8 Concentrations en oligo-éléments

Les oligo-éléments sont des substances minérales qui apparaissent en très faibles concentrations. Les centrales qui fonctionnent exclusivement aux cultures énergétiques (et celles qui utilisent des vinasses) sont susceptibles d'enregistrer des perturbations du procédé qui peuvent être corrigées par l'ajout d'oligo-éléments. Une baisse de la production de gaz ou une augmentation des niveaux d'acidité sont autant d'indications de ces perturbations. Ces phénomènes ne surviennent pas dans les centrales alimentées au lisier. Jusque-là, personne n'a réussi à identifier les mécanismes précis et les substances qui provoquent l'effet limitatif, mais les concentrations en oligo-éléments dans les cultures énergétiques sont largement inférieures à celles qui ont été détectées dans différents types d'effluents d'élevages [5-26].

Un certain nombre de fournisseurs proposent des mélanges d'oligo-éléments spécifiquement adaptés à l'optimisation du procédé. Certaines études montrent que l'ajout d'ions ferriques sous forme de chlorure de fer ou d'hydroxyde de fer (souvent utilisé pour la désulfuration) peut avoir un effet stabilisateur. Cela est attribué au fait que le sulfure forme des sulfures métalliques peu solubles, ce qui limite la disponibilité des oligo-éléments. Si le sulfure est surtout lié par le fer, la disponibilité des autres métaux augmente. Le tableau ci-dessous propose des valeurs indicatrices pour les différents éléments.

Tableau 5.2 : Valeurs indicatrices pour les oligo-éléments

Élément	Valeurs indicatrices [5-28]	
	mg/kgTS	Concentration mg/l
Cobalt	0.4-10 (optimum 1.8)	0,06
Molybdène	0.05-16 (optimum 4)	0,05
Nickel	4-30 (optimum 16)	0,006
Sélénium	0.05-4 (optimum 0.5)	0,008
Tungstène	0,1-30 (optimum 0,6)	
Zinc	30-400 (optimum 200)	
Manganèse	100-1500 (optimum 300)	0,005-50
Cuivre	10-80 (optimum 40)	
Fer	750-5000 (optimum 2400)	1-10 [5-29]

Une méthode offrant des valeurs indicatives et décrivant la procédure d'ajout d'oligo-éléments a été enregistrée pour un brevet [5-28].

En cas d'apport d'oligo-éléments, il ne faut pas oublier qu'il s'agit de métaux lourds qui peuvent avoir un effet inhibiteur lorsqu'ils sont en fortes concentrations et qui sont classés comme polluants. La quantité ajoutée doit donc toujours être suffisante mais la plus faible possible.

5.1.9 Azote, ammonium, ammoniac

Lorsque des substances organiques contenant de l'azote sont dégradées, l'azote est converti en ammoniac (NH₃). Dans l'eau, l'ammoniac se dissocie pour former de l'ammonium.

L'azote est indispensable à la construction de la structure cellulaire, il s'agit donc d'un nutriment vital.

Par contre, il a été démontré que des concentrations élevées en ammoniac/ammonium dans le substrat ont un effet inhibiteur sur la méthanogénèse. Il n'existe pas encore d'opinion consensuelle sur les mécanismes précis qui provoquent cette inhibition, mais il est évident que les bactéries peuvent s'adapter à des concentrations plus élevées. Il est donc difficile de donner des indications précises en termes de valeurs limites, car la réaction à des concentrations élevées d'ammoniac/ammonium dépend de chaque procédé.

De nombreux facteurs suggèrent que l'effet inhibiteur provient de la fraction non dissociée, en d'autres termes, de l'ammoniac, et qu'un lien de dépendance semble émerger entre, d'une part, l'effet inhibiteur et, d'autre part, la concentration, la température et le pH.

Conséquence, confirmée dans la pratique, les plantes thermophiles sont plus sensibles aux fortes concentrations en ammonium que les plantes mésophiles. La corrélation est démontrée par l'équation ci-dessous.

$$c_{NH_3} = c_{NH_4} \cdot \frac{10^{pH}}{e^{\frac{6344}{273+T}} + 10^{pH}}$$

Équation 5.3 : Calcul de la concentration en ammoniac d'après [5-30] (c_{NH_3} concentration en ammoniac ($g \cdot l^{-1}$), c_{NH_4} concentration en ammonium ($g \cdot l^{-1}$), T température ($^{\circ}C$))

La figure 5.1 décrit l'inhibition et l'équilibre de dissociation tels qu'ils sont expliqués à la section [5-2]. Il serait évidemment erroné de transférer les valeurs absolues de l'inhibition à tous les procédés (voir ci-dessous), mais le principe général de la progression de l'effet inhibiteur, lui, est transférable.

Le tableau 5.3 résume les diverses publications qui traitent du thème de l'inhibition ammoniac/ammonium. Il est clair que les chiffres varient largement, ce qui souligne le fait qu'aucune hypothèse universelle ne peut être émise au sujet de l'inhibition ammoniac/ammonium.

Tableau 5.3 : Références aux concentrations en ammoniac inhibitrices dans la littérature

Auteur	Concentration	Commentaires
[5-33]	> 3000 mg · l ⁻¹ NH ₄	Effet inhibiteur
[5-32]	> 150 mg · l ⁻¹ NH ₃	Effet inhibiteur
[5-31]	500 mg · kg ⁻¹ NH ₃ 1200 mg · l ⁻¹ NH ₃	Fonctionnement stable, fortes concentrations en acides, effet inhibiteur
[5-30]	< 200 mg · l ⁻¹ NH ₃	Fonctionnement stable
[5-21]	Degré de dégradation %	Fonctionnement stable dans tous les cas, mais performances de dégradation limitées et forte concentration en acides
	106 mg · l ⁻¹ NH ₃	71
	155 mg · l ⁻¹ NH ₃	62
	207 mg · l ⁻¹ NH ₃	61
	257 mg · l ⁻¹ NH ₃	56
[5-34]	> 700 mg · l ⁻¹ NH ₃	Effet inhibiteur

Parallèlement aux fortes concentrations en ammonium, [5-21] note, dans le même temps, des concentrations élevées en acides ; cette corrélation est également observée dans la pratique. Les concentrations plus élevées en acides indiquent un taux de croissance proche du maximum pour les populations consommatrices d'acides. Malgré ces conditions défavorables, il est possible d'aboutir un fonctionnement stable, même si des précautions importantes doivent être prises en cas de fluctuations de la charge car le procédé n'est plus en mesure de les amortir par une augmentation de l'activité métabolique. Dans certains cas, la production de gaz peut ensuite rester constante pendant un certain temps, mais l'enrichissement en acides a quand même lieu dans le substrat en fermentation. Les fortes concentrations en ammonium agissent comme un tampon, ce qui signifie que l'augmentation de la concentration en acides organiques n'entraîne pas nécessairement de modification de la valeur du pH.

Étant donné la durée de la période d'ajustement (jusqu'à un an), les micro-organismes peuvent s'adapter à une forte concentration en ammoniac. Des études menées sur des réacteurs à lit fixe ont montré que ces derniers s'adaptent mieux aux fortes concentrations que les réacteurs avec agitateur. Il est possible d'en conclure que l'âge de la bactérie est un facteur d'adaptation et, donc, que les temps de séjour prolongés dans les réacteurs avec agitateur peuvent constituer une stratégie permettant de maîtriser l'effet inhibiteur.

À ce jour, rien ne permet de savoir où se situent les limites en ce qui concerne la concentration en ammoniac, le taux de charge organique et le temps de séjour. L'ajustement prend du temps et entraîne toujours une fluctuation des performances de dégradation. Le processus d'ajustement est donc toujours associé à un risque économique.

L'ammoniac/ammonium peut être mesuré au moyen d'électrodes sélectives d'ions ou de tests cuvette, ou de manière plus conventionnelle par distillation et titrage (DIN 38406, E5). Dans la pratique, l'utilisation d'électrodes n'est pas très répandue ; les analyses d'échantillons en laboratoire sont beaucoup plus courantes. Sachant que la concentration limite dépend du procédé, la concentration en ammoniac offre, en elle-même, peu d'informations sur l'état du procédé dans son ensemble. La détermination de la teneur en ammonium devrait toujours être accompagnée d'un calcul du pH, qui permet d'établir la teneur en ammoniac. Celle-ci aide ensuite à identifier la cause d'éventuelles perturbations.



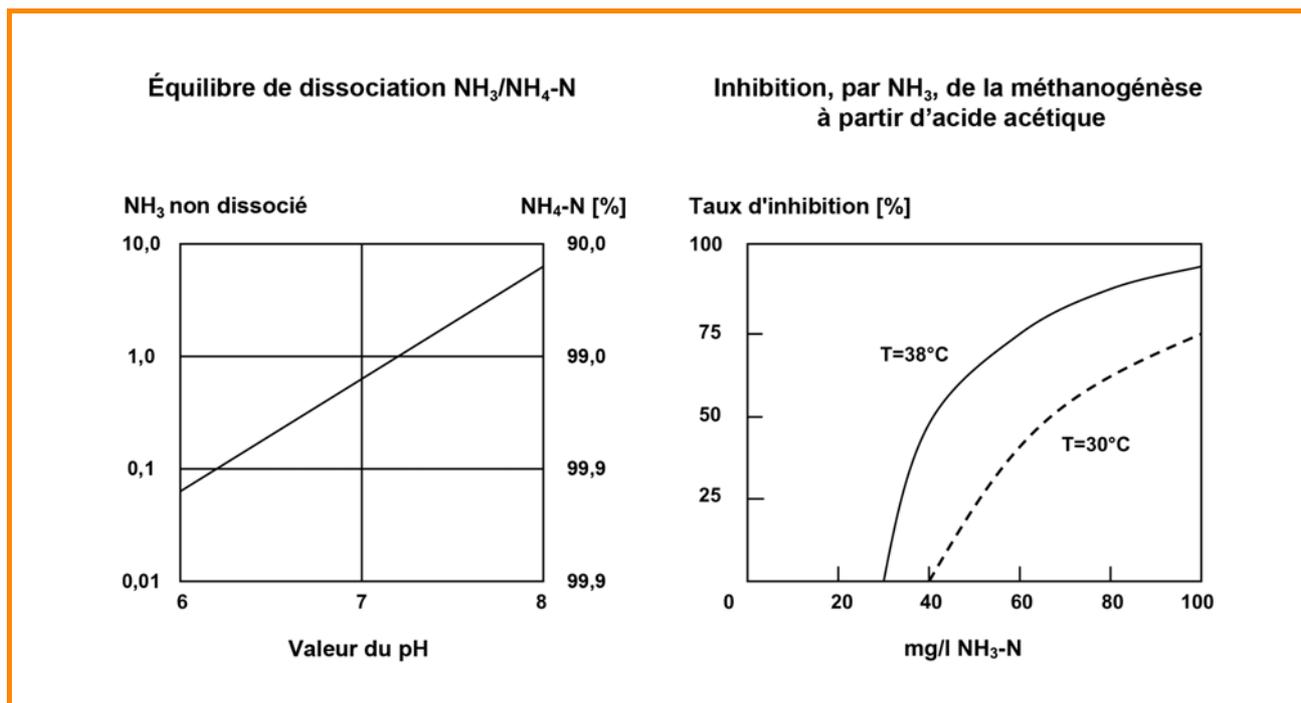


Figure 5.1 : Inhibition, par NH_3 , de la méthanogénèse à partir d'acide acétique (voir section [5-2])

5.1.10 Couches de boue flottantes

La formation de boues flottantes ou de croûtes peut constituer un problème dans les centrales fonctionnant avec des substrats fibreux. Les boues se forment lorsque des matières fibreuses remontent à la surface, s'emmêlent et finissent par former une structure solide. Si la couche n'est pas cassée par des agitateurs adaptés, elle peut finir par atteindre plusieurs mètres d'épaisseur, auquel cas elle doit être retirée manuellement.

Cela dit, une certaine stabilité de la structure de surface est aussi souhaitable dans les centrales qui désulfurent en ajoutant de l'air dans l'espace de stockage du gaz. Dans ce cas, la surface sert de zone de colonisation pour les bactéries responsables de la désulfuration.

Le traitement des boues flottantes devient donc une question d'optimisation, que l'opérateur de la centrale gère généralement en observant régulièrement l'évolution de la surface à travers la fenêtre d'inspection. À ce jour, il n'existe aucune technologie de mesure permettant d'assurer le suivi de la formation des boues flottantes.

5.1.11 Formation de mousse

La formation de mousse est le résultat d'une réduction de la tension superficielle due aux tensioactifs. L'origine précise de la mousse qui se forme lors de la génération du biogaz est inconnue. La réaction se produit lorsque les conditions sont sub-optimales (par exemple, ensilage abîmé ou phénomène de surcharge en association avec une forte concentration en ammonium). Il est possible que le problème provienne d'un enrichissement en tensioactifs intermédiaires ou en groupes bactériens dans le procédé, combiné à une production de gaz vigoureuse.

La mousse peut devenir un problème sérieux, car elle peut boucher les canalisations de gaz ou ressortir par les soupapes de sécurité. À court terme, il est possible d'utiliser des agents anti-mousse, mais, à long terme, la seule solution durable consiste à identifier et à éliminer la cause du problème.

En ce qui concerne les systèmes de mesure, la mousse peut être détectée en utilisant une combinaison de dispositifs de mesure du niveau de remplissage. En effet, un capteur de pression ne réagira pas à la mousse, tandis que les capteurs à ultrasons la détectent puisqu'ils la considèrent comme un changement intervenu à la surface du substrat. La différence entre les mesures des deux systèmes donne donc une bonne indication de l'épaisseur de la mousse.

5.1.12 Évaluation du procédé

L'évaluation du procédé consiste à analyser et à interpréter les valeurs mesurées. Comme nous l'avons déjà indiqué, le bilan de masse est la méthode la plus fiable pour décrire le procédé. Dans la pratique, cependant, cette méthode n'est pas économiquement viable en raison de son coût et de sa complexité. En outre, l'enregistrement des valeurs mesurées est soumis à certains aléas. Les différences entre l'analyse en laboratoire et les capteurs installés au niveau du procédé vont donc être brièvement évoquées ci-dessous. Pour réaliser une analyse en laboratoire, il faut commencer par prélever un échantillon représentatif, puis l'envoyer dans un laboratoire. Les analyses de ce genre sont longues et coûteuses et leurs résultats ne sont jamais immédiats. Au contraire, les capteurs qui effectuent des mesures directement au sein du procédé ont une densité de mesure beaucoup plus élevée et donnent des résultats immédiatement disponibles. Le coût par valeur mesurée est donc beaucoup plus faible et les données peuvent facilement être intégrées à l'automatisation du procédé.

Malheureusement, les variables nécessaires au bilan de masse ne peuvent pas être mesurées au moyen de capteurs. Les analyses en laboratoire sont donc indispensables. Les variables nécessaires et leur disponibilité sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Il serait trop coûteux et surtout inutile de mesurer en continu toutes les variables énumérées. Le plus simple consiste donc à élaborer des solutions partielles en tenant compte des spécificités de chaque centrale. Les critères de contrôle et la technologie de mesure correspondante sont les suivants :

Tableau 5.4 : Variables mesurées et disponibilité

Variables mesurées pour le bilan de masse	Disponible en ligne
Composition des intrants	Calcul de la MS en cours d'élaboration, tous les autres paramètres analysés en laboratoire
Produits intermédiaires (acides organiques)	Analyse en laboratoire nécessaire
Quantité produite	Disponible en ligne
Composition du résidu de fermentation	Calcul de la MS en cours d'élaboration, tous les autres paramètres analysés en laboratoire
Quantité de gaz générée	Disponible en ligne
Composition du biogaz	Disponible en ligne

- écart autorisé
- degré d'automatisation prévu
- propriétés du procédé.

La détection précoce des états critiques (accumulation d'acides, avec ses conséquences en termes d'inhibition et de baisse de la production de gaz) est un des critères de base de contrôle du procédé à mettre en œuvre pour éviter les baisses de production. En outre, le contrôle doit être suffisamment précis pour permettre un asservissement en boucle fermée de la production de gaz et garantir ainsi une utilisation optimale des capacités de l'unité de cogénération.

Le degré d'automatisation requis dépend évidemment de la taille de la centrale : plus la centrale est grande, moins les sous-procédés sont visibles, c'est alors que l'automatisation devient indispensable. L'augmentation du niveau d'automatisation permet de se libérer en partie de la dépendance au personnel spécialisé, de mettre en place un contrôle à distance et de limiter l'erreur humaine.

En ce qui concerne les propriétés du procédé, il est important de noter que le risque de surcharge du procédé est plus important dans les centrales qui fonctionnent avec un taux de charge organique élevé et/ou des temps de séjour réduits, qui enregistrent de fortes concentrations de substances inhibitrices ou qui utilisent des mélanges de substrats variables. Ce risque doit être contrebalancé par des investissements appropriés en dispositifs de contrôle du procédé.

Une estimation des dépenses nécessaires au contrôle du procédé est fournie à la section 5.3.

5.2 Contrôle et automatisation de la centrale

Diverses possibilités s'offrent pour le suivi, la supervision et le contrôle des procédés et des centrales. Les applications les plus couramment utilisées dans la pratique vont des registres d'exploitation aux systèmes de contrôle et d'acquisition de données entièrement automatisés (figure 5.2). Pour décider du degré d'automatisation qui doit être mis en place, vous devez tenir compte du niveau de disponibilité dont vous souhaitez bénéficier au niveau du système de commande du procédé, du degré d'indépendance vis-à-vis du personnel spécialisé et des propriétés du procédé qui doivent obligatoirement être automatisées.

Comme pour la centrale elle-même, la disponibilité du système de commande du procédé augmente avec le degré d'automatisation. Dans les systèmes for-

tement automatisés, l'enregistrement des données et le fonctionnement sont également assurés le week-end et les jours fériés. Le fonctionnement de la centrale dépend alors moins de la présence permanente de personnel spécialisé. En ce qui concerne les propriétés du procédé, il est important de noter que le nombre de paramètres à contrôler augmente proportionnellement à la taille de la centrale. À partir d'une certaine taille, l'automatisation des procédés est indispensable. Il faut également savoir que le risque de perturbations graves est plus important dans les centrales qui présentent un taux de charge organique élevé, une tendance au déficit (par exemple, en oligo-éléments) ou des substances inhibitrices. Dans ce cas, l'automatisation de l'enregistrement des données et du contrôle du procédé permet de détecter et de corriger plus rapidement les perturbations du procédé.

Des solutions très simples telles que l'enregistrement des données dans des registres d'exploitation et le contrôle manuel ou programmé des sous-procédés sont encore très courantes dans les petites centrales fonctionnant au lisier. Toutefois, si les données ne sont pas ensuite saisies sous forme électronique, il est souvent impossible de les évaluer ou de les documenter correctement. L'optimisation du procédé devient alors beaucoup plus difficile.

Diverses solutions d'automatisation sont disponibles. Le choix dépend des caractéristiques de l'application. Le terme « automatisation » couvre la commande en boucle ouverte, la commande (asservissement) en boucle fermée et la visualisation. Pour pouvoir être automatisé, le procédé doit être contrôlé, c'est-à-dire que les données disponibles doivent être enregistrées et stockées en continu.

Dans les centrales de valorisation du biogaz, le procédé est généralement commandé par des automates programmables. Ces dispositifs gèrent la majeure partie des tâches d'automatisation qui entourent le procédé. Dans le cas des centrales de valorisation du biogaz, il s'agit notamment d'assurer le contrôle d'éléments purement techniques comme la durée de fonctionnement des pompes, les intervalles de chargement, les intervalles de brassage, etc., mais aussi les procédés biologiques. Il faut en outre s'assurer que toutes les variables nécessaires sont enregistrées (état d'activation des moteurs, consommation électrique et tours par minute, mais aussi les paramètres du procédé, tels que la valeur du pH, la température, le taux de production de gaz, la composition du gaz, etc.) et que les organes de commande correspondants sont

activés (vannes, moteurs d'agitation et moteurs des pompes). Pour l'acquisition des variables mesurées, les valeurs enregistrées par le capteur sont converties en signaux standard qui peuvent être utilisés par l'automate.

Les organes de commande sont activés au moyen de contacteurs. Les signaux d'activation peuvent être simplement commandés par un système de minuterie ou définis en réponse à des variables entrantes. Il est également possible de combiner ces différentes options d'activation. En ce qui concerne les instruments et les commandes, des régulateurs PID (proportionnel intégrale dérivée) et, dans certains cas, des régulateurs flous sont utilisés par tous les types d'automates programmables. Il est toutefois également possible d'appliquer d'autres algorithmes de régulation avec une programmation dédiée.

L'automate programmable comprend une unité centrale (CPU) dont le composant principal est un microcontrôleur. Les performances de ces microcontrôleurs varient selon la catégorie d'automates utilisée. Les différences sont liées à la vitesse de traitement et à la redondance des fonctions. La gamme proposée va des unités centrales relativement petites et donc peu onéreuses aux systèmes haute disponibilité dotés de contrôleurs haut de gamme et d'une redondance correspondante.

Les barrières en temps réel jouent un rôle important dans le choix de l'automate programmable. Temps réel signifie que l'automate doit répondre dans le délai qui lui est dicté par le procédé. Si cette option est possible, on dit que le système d'automatisation est capable de fonctionner en temps réel. Le procédé de valorisation du biogaz n'étant pas très exigeant dans ce domaine, les automates programmables utilisés dans les centrales de valorisation du biogaz sont généralement choisis dans des fourchettes de prix relativement basses.

Outre l'unité centrale, un large choix de modules est proposé par les fabricants pour l'interface avec l'unité centrale. Il s'agit de modules analogiques et numériques d'entrée, pour les valeurs provenant des émetteurs de signaux et des sondes de mesure, et de sortie vers les différents organes de commande et appareils de mesure analogiques. Dans le secteur du biogaz, il peut être intéressant d'utiliser des connexions spéciales commandées par des interfaces RS-232 pour les instruments de mesure.

Différents contrôleurs de communication sont disponibles pour la communication par bus.

5.2.1 Système de bus

Ces dernières années, les configurations distribuées ont de plus en plus pénétré le secteur de l'automatisation, grâce aux technologies de communication de plus en plus puissantes. Les systèmes de bus sont dorénavant indispensables pour commander les centrales distribuées ; ils assurent la communication entre les différents utilisateurs. Les systèmes de bus permettent de mettre en réseau tous les composants de la centrale.

Comme pour les automates programmables, différents types de bus sont disponibles. La forme que prendra la communication par bus dépend du procédé et des besoins de fonctionnement en temps réel, ainsi que des caractéristiques de l'environnement (atmosphère potentiellement explosive, etc.). PROFIBUS-DP est une norme connue, qui est utilisée dans de nombreuses centrales. Elle permet de relier différentes stations distantes de plusieurs kilomètres. De nombreux dispositifs prennent en charge cette norme de communication par bus. Les formes plus évoluées PROFINET et ETHERNET deviennent également de plus en plus courantes.

5.2.2 Planification de la configuration

L'automate programmable renferme également un programme qui sert de base au système de commande du procédé. Ce programme est mis au point pendant la phase de planification de la configuration, dans un environnement de développement dédié (logiciel de planification de la configuration), puis est chargé sur l'automate programmable. En fonction des caractéristiques de l'automate programmable, ce programme de commande contient des éléments qui vont de simples commandes en boucle ouverte à des mécanismes complexes d'asservissement en boucle fermée. Les modes automatique et manuel peuvent être configurés pour permettre des interventions manuelles.

Il doit être possible de faire fonctionner la centrale manuellement au cas où le procédé évoluerait vers un état qui n'a pas été prévu dans le programme du système de commande, par exemple un état extrême ou une panne au niveau des pompes. L'arrêt automatique de la centrale doit également être prévu en cas d'accident ou de panne majeure. L'ensemble de la centrale ou la partie affectée est alors placé en état de fonctionnement sécurisé suite au déclenchement de certains capteurs ou d'un bouton d'arrêt d'urgence. De même, des mesures de précaution doivent être prises en cas de panne dans l'alimentation électrique du système de

commande. Certains fabricants d'automates proposent ainsi des unités d'alimentation sans interruption qui garantissent l'alimentation électrique de l'automate. Elles permettent à l'automate d'effectuer un arrêt contrôlé de la centrale, afin que celle-ci ne se retrouve pas dans un état non prévu.

5.2.3 Applications/visualisation

Les PC et les différents écrans de visualisation font également partie des solutions d'automatisation modernes. Ils sont reliés par un système de bus et forment, ensemble, le système d'automatisation. Dispositifs de pointe, les solutions de visualisation sont utilisées dans pratiquement toutes les centrales. Il est courant de trouver des écrans, disponibles en différentes versions, qui permettent d'afficher l'une ou l'autre des sous-sections de la centrale.

Il est, par exemple, possible d'utiliser un écran pour visualiser uniquement la pompe d'alimentation du substrat. En mode automatique, toutes les données importantes (vitesse du moteur, température du moteur, débit, erreurs, etc.) sont affichées localement. En passant en mode manuel, il devient possible de contrôler la pompe manuellement. La technologie des écrans est toujours en cours de développement, mais des tâches de visualisation complexes peuvent déjà être gérées par ce biais, notamment des tâches de commande.

La solution de visualisation « classique » est une visualisation basée sur un PC. Elle va de l'affichage de différents sous-procédés à des centres de contrôle sophistiqués. Le centre de contrôle est un lieu où toutes les informations sont rassemblées et/ou les personnes responsables prennent des décisions relatives à l'ensemble du procédé ou de la centrale.

Pour pouvoir accéder aux données de l'automate programmable au moyen d'applications pour PC, une norme régissant les communications entre les applications Windows et l'automate programmable a été introduite. Le serveur OPC est une plate-forme de communication standard qui peut être utilisée pour établir des liens de communication non exclusifs. Il permet de créer un réseau flexible entre un système de commande et d'autres applications sans que les différentes stations aient besoin d'informations précises sur les interfaces de leurs partenaires et sans que l'application ait besoin d'informations au sujet du réseau de communication du système de commande. Il est ainsi possible d'utiliser des applications standard telles que des logiciels d'acquisition de données ou un système de visualisation spécialement adapté.

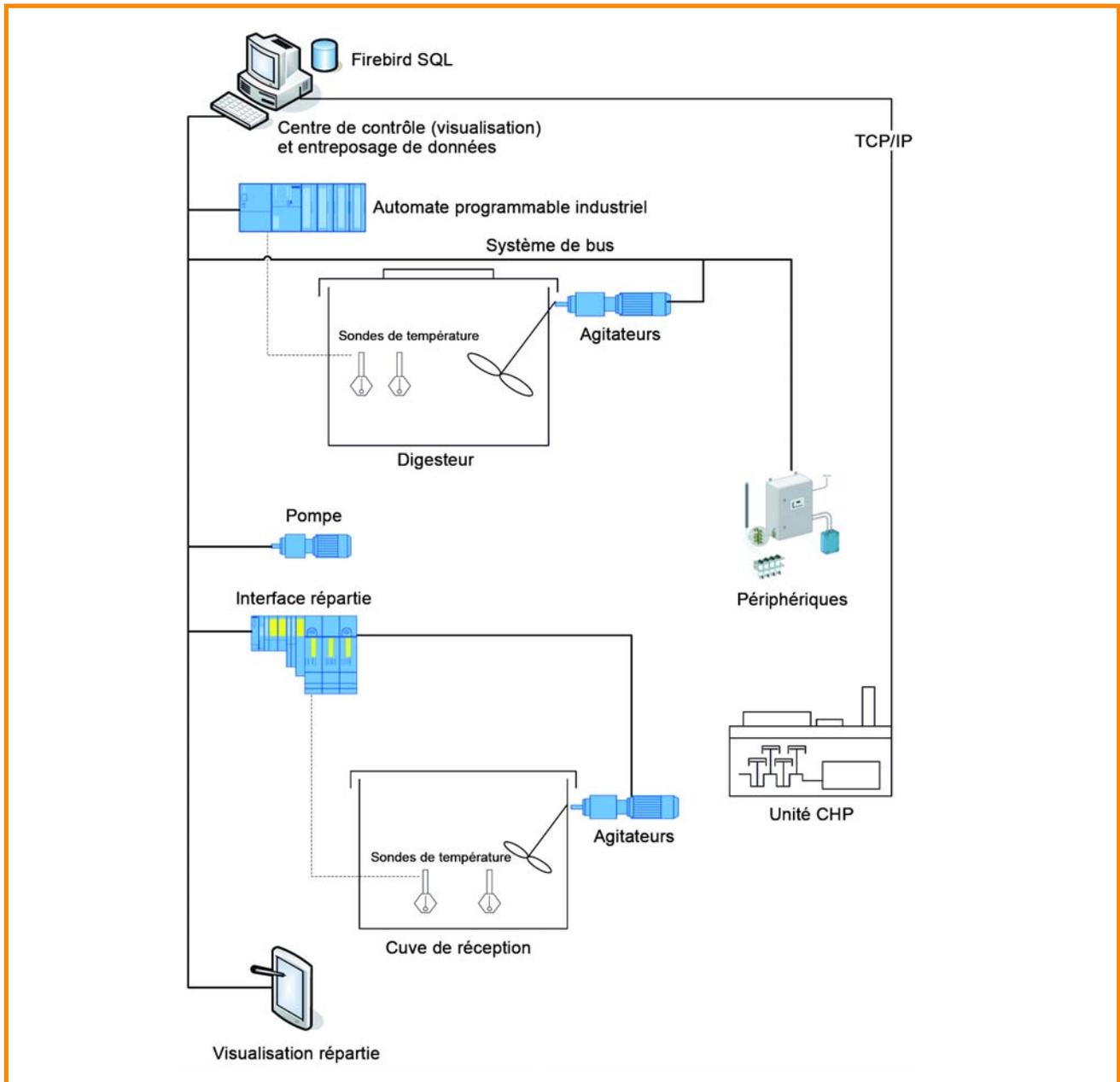


Figure 5.2 : Représentation schématique du système de commande de la centrale

5.2.4 Acquisition de données

Dans les applications techniques à grande échelle, l'acquisition de données s'appuie généralement sur l'utilisation de bases de données. Les fabricants d'automates programmables proposent leurs propres systèmes d'acquisition de données, mais il est préférable d'utiliser des solutions du commerce, car leurs options d'accès sont plus flexibles.

Les données à stocker peuvent être choisies parmi la multitude des données recueillies. Elles permettent

ensuite d'évaluer le fonctionnement de la centrale sur une période plus longue. Il est également possible de stocker des événements, par exemple des messages d'erreur.

La description détaillée du suivi et du contrôle des aspects purement techniques tels que les niveaux de remplissage, les temps de fonctionnement des pompes, etc. n'est pas requise dans le cadre de ce document. La coordination et le contrôle de ces processus sont très fiables et ne posent généralement pas de problème.

Tableau 5.5 : Méthodes de commande en boucle fermée

Méthodes de commande	Application	Commentaires
Régulateur PID (proportionnel intégral dérivé)	Si la quantité de données disponibles est limitée, aucun modèle n'est disponible et le comportement du système est mal connu	Bons résultats, limité à des stratégies d'entrée/sortie simples et à un comportement linéaire
Modèles physiques, axés sur le procédé	Connaissance des flux internes du procédé requise	Détermination précise des paramètres exigée, les données mesurées sont donc essentielles ; adapté aux comportements non linéaires
Réseaux neuronaux	Si aucun modèle de simulation n'est disponible ; aucune compréhension du procédé nécessaire, grandes quantités de données requises	Très bons résultats, mais des précautions à prendre en ce qui concerne le type d'apprentissage, le contrôleur reste une boîte noire
Logique floue	Petites quantités de données requises, expertise nécessaire en l'absence de modèle de simulation	Peut être utilisé lorsque le procédé contient des non-linéarités et dans les scénarios d'entrée/sortie multiples, possibilité d'intégrer de l'expertise, manipulation simple

5.2.5 Commande en boucle fermée

L'objectif de la commande en boucle fermée est de garantir la réalisation de l'objectif prévu. Le contrôleur évalue les données mesurées afin de détecter les écarts par rapport à l'état souhaité, puis applique les mesures nécessaires pour que la centrale revienne à l'état souhaité.

Contrairement à la commande en boucle ouverte, dans un système de commande en boucle fermée, la réaction du procédé est incluse dans l'opération de commande. Les systèmes de commande en boucle ouverte ne sont pas adaptés au procédé de dégradation anaérobie. En effet, en cas de perturbations imprévues, le mécanisme de commande n'enregistre pas les changements intervenus dans le procédé et est donc dans l'incapacité de mettre en œuvre une réponse appropriée. Chaque commande du procédé (même lorsqu'elle est entreprise par l'opérateur) doit être basée sur des mesures préalables permettant de décrire l'état du procédé avec suffisamment de précision, faute de quoi les perturbations ne sont pas détectées en temps voulu, ce qui peut avoir de graves conséquences sur les performances.

Dans les centrales de valorisation du biogaz, la commande du procédé biologique relève généralement de la responsabilité de l'opérateur de la centrale. L'opérateur compare les valeurs mesurées disponibles avec des valeurs empiriques et avec les objectifs de performance afin d'évaluer l'état du procédé. L'efficacité de cette approche dépend fortement de la disponibilité et du niveau d'expertise du personnel.

S'il est prévu de mettre en place un système automatisé de contrôle et de commande du procédé, les demandes en matière d'acquisition et d'évaluation des

valeurs mesurées sont plus importantes car l'opérateur de la centrale n'est pas disponible pour prendre des décisions, ce qui signifie que seules les informations disponibles sous forme électronique peuvent être utilisées pour contrôler la centrale.

Pour les procédés biologiques, les systèmes de commande automatiques ne sont pas encore très au point dans les applications techniques à grande échelle. Mais l'industrialisation croissante du fonctionnement des centrales et la nécessité d'en améliorer l'efficacité devrait les rendre plus courants à l'avenir. Certaines des options existantes sont présentées ci-dessous, de manière relativement succincte. Pour des informations plus détaillées, se reporter aux publications spécialisées correspondantes.

5.2.5.1 Méthodes standard d'asservissement en boucle fermée

Plusieurs méthodes ont déjà fait leurs preuves pour le contrôle du procédé de digestion anaérobie, dont la difficulté réside dans la nature non linéaire du procédé et dans la complexité des procédés concernés.

Régulateur PID

Le principe qui sous-tend le fonctionnement du régulateur PID (proportionnel intégrale dérivée) est l'algorithme le plus largement utilisé dans les applications industrielles d'asservissement en boucle fermée. Il associe trois mécanismes de commande. L'élément proportionnel est le facteur qui détermine l'amplitude du changement de la variable manipulée. La variable manipulée est modifiée proportionnellement à l'écart observé entre l'état du procédé et l'état désiré. Le facteur utilisé pour cela est le coefficient de proportionnalité.



Une composante intégrale peut être ajoutée à ce régulateur proportionnel. Cette composante est nécessaire lorsqu'un écart se produit suite à un changement durable dans le système et que l'écart ne peut pas être compensé par le facteur de proportionnalité. Ce problème a été résolu à l'aide d'un élément qui est proportionnel à l'intégrale de l'écart. La composante dérivée est proportionnelle à l'augmentation de l'écart et permet d'apporter une réponse rapide aux écarts importants.

$$u = u_0 + k_p e + k_i \int e dt + k_d \frac{de}{dt}$$

Équation 5.4 : Régulateur PID (u signal de sortie, u_0 signal de sortie de base, e écart du procédé, k_p coefficient de proportionnalité, k_i coefficient de la composante intégrale, k_d coefficient de la composante dérivée)

Le régulateur PID présente un comportement linéaire non dynamique. Il n'est pas possible d'établir une cartographie des corrélations entre les différentes variables mesurées.

Les régulateurs PID sont largement utilisés et conviennent à de nombreuses applications des centrales de valorisation du biogaz. Ils peuvent notamment être utilisés pour corriger la teneur en oxygène du biogaz nécessaire à la désulfuration ou pour contrôler la température du digesteur. Dans certains cas, cet algorithme simple peut également servir à contrôler la production de biogaz [5-35], [5-37].

En principe, comme cela a été démontré en laboratoire, les systèmes d'asservissement en boucle fermée peuvent être appliqués à toutes les méthodes décrites ci-dessus. Mais les réseaux neuronaux, les systèmes basés sur les connaissances et les systèmes de commande élaborés sur la base de modèles physiques axés sur les procédés sont, pour l'instant, rarement utilisés dans la pratique.

5.2.5.2 Autres approches

De nombreux fabricants de centrales proposent également des services de conseil et des services d'analyse qui visent à optimiser le procédé biologique. Ils sont, en cela, en concurrence avec des sociétés indépendantes spécialisées dans le conseil et dans l'aide d'urgence, qui offrent des services similaires. Une autre possibilité consiste à analyser directement le procédé de manière dynamique (« communication avec le procédé »). Dans ce cas, les performances sont évaluées

sur la base de la réponse dynamique apportée par le procédé à une « erreur » introduite.

Il existe de nombreux forums Internet permettant aux opérateurs d'échanger au sujet des problèmes qu'ils rencontrent. Certaines organisations proposent également des formations pour les opérateurs et le personnel des centrales.

5.3 Contrôle du procédé au démarrage et en phase de fonctionnement normal

5.3.1 Fonctionnement normal

Cette section évoque brièvement les paramètres du procédé dont l'analyse permet d'évaluer la réaction biologique. Deux scénarios sont étudiés, sachant que les investissements à réaliser dépendent largement du type de centrale et du mode d'exploitation choisi. En ce qui concerne l'acquisition des données, peut importe qu'elle soit électronique ou manuelle. Ce qui est important, c'est que les données soient prétraitées pour pouvoir ensuite être correctement analysées.

Scénario 1 : centrale normale, fonctionnant au lisier, faible taux de charge organique (inférieur à 2 kg VS/m³ · d), pas de substances inhibitrices, concentration d'acides inférieure à 2 g/l en fonctionnement normal.

Scénario 2 : centrale avec taux de charge organique élevé, composition et qualité variables du substrat, présence de substances inhibitrices possible (par exemple, teneur en ammonium supérieure à 3 g/l), concentration d'acides supérieure à 2 g/l en fonctionnement normal et modifications possibles du régime de chargement.

Pour les centrales qui subissent des perturbations, c'est-à-dire dont les paramètres évoluent, la densité de mesure de l'échantillonnage doit être au moins équivalente à celle indiquée dans le scénario 2. Les procédés dynamiques présentent toujours le risque de s'éloigner de la fourchette d'auto-stabilisation. Par conséquent, tout changement apporté au régime de fonctionnement, au substrat, aux quantités d'intrants, etc. doit toujours être accompagné d'une augmentation de la densité de mesure.

Si le procédé est exposé à des substances potentiellement inhibitrices (ammoniac, etc.) en raison de la nature des conditions d'exploitation, il est intéressant d'observer également l'évolution de ces substances. Il sera ainsi plus facile d'identifier la cause des perturbations.

Tableau 5.6 : Programme de mesures destiné à la surveillance du procédé biologique (fonctionnement normal)

Paramètres requis pour l'évaluation du procédé	Unité	Scénario 1	Scénario 2
Quantité d'intrants	m ³	quotidien	quotidien
Composition des intrants	kg DM/m ³ ; kg VS/m ³	mensuel	hebdomadaire
Température	°C	quotidien	quotidien
Produits intermédiaires (acides organiques)	g/l	mensuel	hebdomadaire
Quantité produite	m ³	quotidien	quotidien
Composition des résidus de fermentation	kg DM/m ³ ; kg VS/m ³	mensuel	hebdomadaire
Quantité de gaz générée	m ³	quotidien	quotidien
Composition du biogaz	Vol. % méthane, dioxyde de carbone, sulfure d'hydrogène, oxygène (en option)	quotidien	quotidien
Valeur du pH	-lg H ₃ O ⁺	mensuel	hebdomadaire
Mesures supplémentaires			
Concentration en ammonium, azote total	g/l g/kg	mensuel	hebdomadaire
Oligo-éléments	g/l	selon les besoins	selon les besoins
Production de gaz	l/kg VS	mensuel	hebdomadaire
Taux de charge organique	kg VS/m ³ · d	mensuel	hebdomadaire
Temps de séjour	d	mensuel	hebdomadaire
Taux de production de gaz	m ³ /m ³ · d	mensuel	hebdomadaire

Si l'équilibre du procédé entraîne une baisse des performances de dégradation, une analyse doit être réalisée pour tenter de cerner le problème. Les causes des perturbations et les moyens d'y remédier sont évoqués à la section 5.4.1. Il est préférable d'acquérir et de prétraiter les données électroniquement pour faciliter, ensuite, l'identification des corrélations et des tendances à long terme.

Dans la plupart des centrales, l'évaluation du procédé est basée sur l'expérience de l'opérateur. Elle peut toutefois être plus précise et plus objective si elle est réalisée au moyen d'un outil de surveillance. Ces derniers évaluent les données à partir de modèles mathématiques. Lorsque le procédé subit des changements dynamiques (substrat, volume d'alimentation, etc.), il n'est pas possible d'analyser l'évolution du procédé sans modèle. Le même raisonnement s'applique aux prévisions de comportement du procédé qui permettent ensuite de calculer les futurs volumes d'alimentation.

Seuls les systèmes de commande qui s'appuient sur des modèles sont capables de produire des tendances prévisionnelles basées sur l'évaluation du procédé. Si les valeurs mesurées ne sont pas intégrées

dans un modèle, elles permettent au mieux d'obtenir un aperçu ponctuel de l'état du procédé et ne sont donc d'aucune utilité pour le contrôle dynamique du procédé.

Il est de règle de ne modifier le régime d'alimentation d'une centrale que si les effets de ce changement peuvent être compris. Cela signifie qu'il ne faut modifier qu'un seul paramètre à la fois, les autres restant constants. Si cette règle n'est pas respectée, la relation de cause à effet ne peut pas être établie et il devient impossible d'optimiser le procédé.

En fonctionnement normal, il est recommandé d'éviter la monofermentation et de lui préférer l'utilisation d'un substrat de composition variée mais aussi constante que possible. Pour optimiser le procédé, la meilleure solution consiste à modifier les proportions du mélange jusqu'à obtention d'un ratio optimal entre le taux de charge organique et le temps de séjour.

Le procédé biologique est plus efficace lorsque les conditions restent constantes. Il est donc important, pour optimiser le procédé, de définir avec précision les volumes d'alimentation et la composition du substrat, puis de ne plus les modifier.

5.3.2 Procédé de démarrage

Les procédés de démarrage diffèrent de ceux utilisés en fonctionnement normal, car le système n'a pas encore atteint l'état d'équilibre. Au démarrage, les procédés sont confrontés à des modifications constantes des paramètres. Pour pouvoir faire fonctionner le procédé en toute sécurité à pleine charge dans cet état, il faut opter pour une densité de mesure plus importante car le procédé instable est susceptible de s'arrêter beaucoup plus rapidement.

Pendant la phase de démarrage, les digesteurs doivent être chargés le plus rapidement possible jusqu'à ce que toutes les entrées et sorties (joints liquides) soient colmatées par le liquide. Une attention particulière doit être portée aux mélanges de gaz explosifs qui peuvent se former dans l'espace du digesteur réservé au gaz. Le chargement doit donc être réalisé très rapidement. Lorsque la quantité de matière d'ensemencement disponible pour la phase de démarrage est insuffisante, elle doit être diluée dans l'eau afin de limiter la taille de l'espace réservé au gaz. En outre, lorsqu'ils sont activés pendant la phase de démarrage, les agitateurs doivent être entièrement immergés afin d'éviter les étincelles.

Une fois le réservoir rempli, le contenu est porté à une température constante, après quoi le chargement du substrat peut commencer.

Lors de la première utilisation de la centrale, il est possible de raccourcir la phase de démarrage. Il suffit pour cela d'ajouter, comme matière d'ensemencement, une quantité suffisante des bactéries nécessaires au procédé de dégradation. Plus la quantité de matière d'ensemencement ajoutée est importante, plus la phase de mise en service est courte. L'idéal est donc de commencer avec un digesteur entièrement rempli de digestat provenant d'une autre centrale. En fonction des disponibilités, il est également possible d'utiliser un mélange de résidus de fermentation provenant de différentes centrales, auquel on peut ajouter du lisier et de l'eau. En cas d'ajout d'eau, ne pas oublier que plus la dilution augmente, plus la capacité de tampon du système diminue. Par conséquent, si le taux de charge augmente trop rapidement, le procédé peut facilement devenir instable, ce qui accroît de manière significative le risque d'arrêt du procédé dans le digesteur.

L'utilisation de lisier est toujours bénéfique pour le démarrage. En effet, le lisier contient généralement beaucoup d'oligo-éléments, ainsi que de nombreuses populations bactériennes. Le lisier de bovins, en particulier, contient suffisamment d'archées méthanogènes

pour que le procédé se stabilise rapidement de lui-même. Le lisier de porcins n'est pas aussi riche en microorganismes méthanogènes, mais il peut, en principe, être utilisé.

Une fois qu'une température constante a été atteinte, il est préférable d'attendre que le pH se stabilise dans la zone neutre, que la teneur en méthane du biogaz généré soit supérieure à 50 % et que la concentration en acides gras à chaîne courte soit inférieure à 2 000 mg/l. puis augmenter progressivement jusqu'à ce que la pleine charge soit atteinte. Après chaque hausse, il est préférable d'attendre que les paramètres concernés (taux de production de gaz, teneur en méthane, AOV/TAC ou concentration en acides et valeur du pH) se soient stabilisés avant d'augmenter à nouveau le taux de charge organique. La valeur AOV/TAC ne présente pas grand intérêt, mais, au moment du démarrage, elle peut être utilisée comme paramètre de contrôle pour évaluer la stabilité du procédé, car elle est très facile et peu onéreuse à calculer. Pour obtenir des informations fiables sur la stabilité du procédé, il est également conseillé d'analyser le spectre des acides et, de temps en temps, les types d'acides présents.

En principe, toute augmentation du taux de charge est suivie d'une hausse de courte durée de la valeur AOV/TAC. Dans certains cas, la production de gaz baisse même légèrement. La visibilité de cet impact varie en fonction du niveau de l'augmentation. Si le taux de charge reste ensuite constant, la valeur AOV/TAC se stabilise à nouveau, de même que la production de gaz. C'est à ce moment-là, et uniquement à ce moment-là, qu'une nouvelle augmentation du taux de charge peut être envisagée. Si la production de gaz chute pendant un certain temps à charge constante alors que la valeur AOC/TAC augmente, cela signifie que le procédé a subi une perturbation. Dans ce cas, il est préférable de ne plus augmenter la charge et même, si nécessaire, de réduire le volume d'intrants, en fonction de l'évolution de la valeur AOV/TAC.

En résumé, les facteurs suivants ont un impact clairement positif sur la phase de démarrage :

- Utilisation de lisier de bovins frais ou de boue d'ensemencement active provenant d'autres centrales de valorisation du biogaz qui fonctionnent bien
- Programme de mesure des paramètres biologiques soigneusement établi (voir le tableau 5.6)
- Continuité dans l'alimentation et dans la qualité du substrat
- Absence de perturbations.

Il ne suffit pas d'atteindre la pleine charge pour parvenir à l'état d'équilibre. Celui-ci ne se met en place

qu'après une période équivalente à environ trois fois le temps de séjour.

Des mesures spéciales doivent être prises en cas de risque de forte concentration en ammoniac. En effet, le procédé peut alors avoir besoin de longues phases d'adaptation susceptibles de durer plusieurs mois et même une année complète. Il s'agit d'un facteur très important, notamment en termes de planification financière. Dans ce cas, il est toujours conseillé d'utiliser des résidus de fermentation provenant d'une centrale utilisant un substrat similaire. La concentration finale en ammonium doit être établie le plus rapidement possible afin que les bactéries puissent s'adapter immédiatement à l'état définitif, sans quoi une nouvelle période d'adaptation sera nécessaire à chaque hausse de la concentration. Pour atteindre cette concentration finale rapidement, il suffit d'utiliser dès le départ le mélange de substrat définitif prévu.

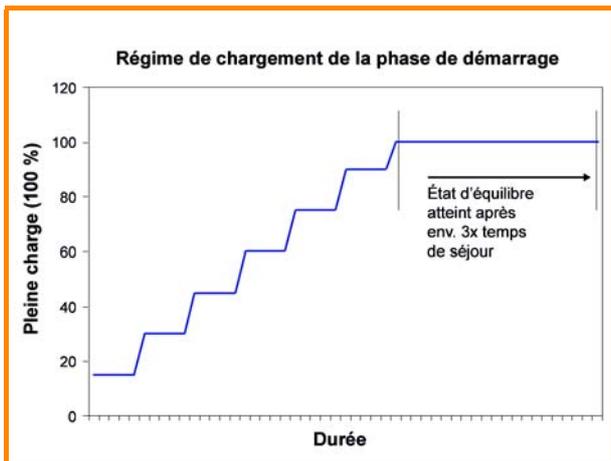


Figure 5.3 : Régime de chargement de la phase de démarrage

Dans les centrales qui fonctionnent uniquement aux cultures énergétiques et qui sont démarrées avec du lisier, les déficits en oligo-éléments ont tendance à n'apparaître qu'au bout de 6 à 12 mois. Ces centrales doivent donc faire l'objet d'une surveillance attentive, même après un démarrage réussi.

Dans tous les cas, le procédé a besoin d'une surveillance plus étroite pendant la première année.

Dans les centrales en voie sèche équipées de digesteurs garage fonctionnant aux cultures énergétiques ou aux déchets végétaux, il est conseillé d'utiliser, pour la phase de démarrage, des matières déjà fermentées provenant de centrales existantes. Le lisier n'est pas adapté au démarrage de la fermentation sèche car les solides en suspension qu'il contient ris-

quent de boucher les buses à lisier des digesteurs. Il est préférable de démarrer le procédé avec de l'eau en guise de liquide d'humidification et avec des digesteurs garage pleins, remplis, de préférence, de matières déjà fermentées.

La phase de démarrage d'une centrale de valorisation du biogaz à trois digesteurs (capacité individuelle de 4 000 m³) est décrite ci-dessous à titre d'exemple. Différentes stratégies de démarrage permettant d'aboutir à un fonctionnement normal de la centrale sont évoquées.

Digesteur 1	Mélange de digestats provenant de deux centrales (20 % chacun), lisier de bovins (10 %), eau (50 %), teneur en matière sèche d'environ 1,5 %, le remplissage et la stabilisation de la température ont pris environ 25 jours
Digesteur 2	Mélange de digestats provenant de 3 centrales différentes (environ 44 %), lisier de bovins (6 %), digestat provenant du digesteur 1 (50 %)
Digesteur 3	Entièrement rempli de digestat provenant des digesteurs 1 et 2

Digesteur 1 : une fois la température de fonctionnement (37 °C) atteinte, le dosage initial de la matière sèche a commencé. Le substrat était composé uniquement d'ensilage de maïs.

Dans la stratégie de démarrage choisie dans cet exemple, des quantités relativement importantes de substrat ont d'abord été ajoutées par lots, les temps d'attente entre les lots variant en fonction du niveau de production de gaz. Des taux de charge organique assez élevés ont été choisis dès le départ et l'intervalle entre les introductions de substrat a été progressivement raccourci. L'avantage de cette stratégie de démarrage est que le fonctionnement à pleine charge peut être atteint plus rapidement qu'avec de petites augmentations continues. La décision d'accélérer le chargement a été prise sur la base de l'évolution du quotient AOV/TAC et de l'observation simultanée de la concentration en acides gras et de la production de gaz du digesteur.

L'évolution du taux de charge organique et du rapport AOV/TAC pendant la phase de démarrage du digesteur 1 est présentée sous forme graphique à la figure 5.4. Il est clair que les brusques augmentations de charge ont entraîné des perturbations considérables du procédé. On constate même un doublement des valeurs AOV/TAC après les premières augmentations de charge, pourtant relativement faibles. Ces fluctuations brutales sont dues à la forte proportion d'eau dans le



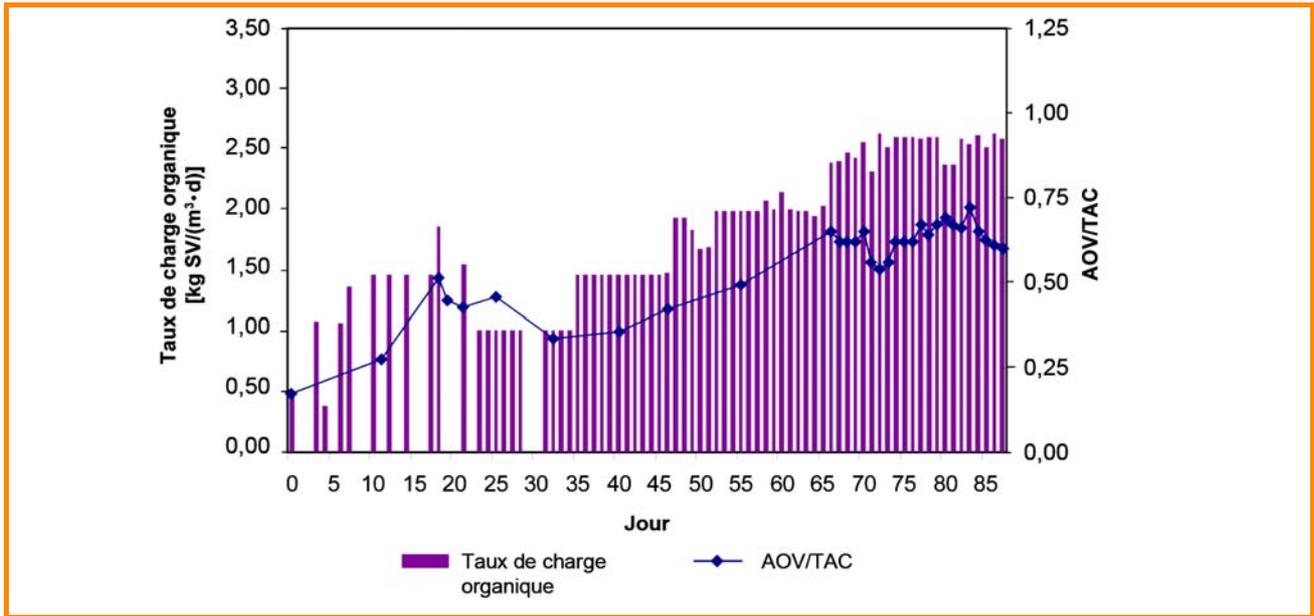


Figure 5.4 : Progression de la phase de démarrage, digesteur 1

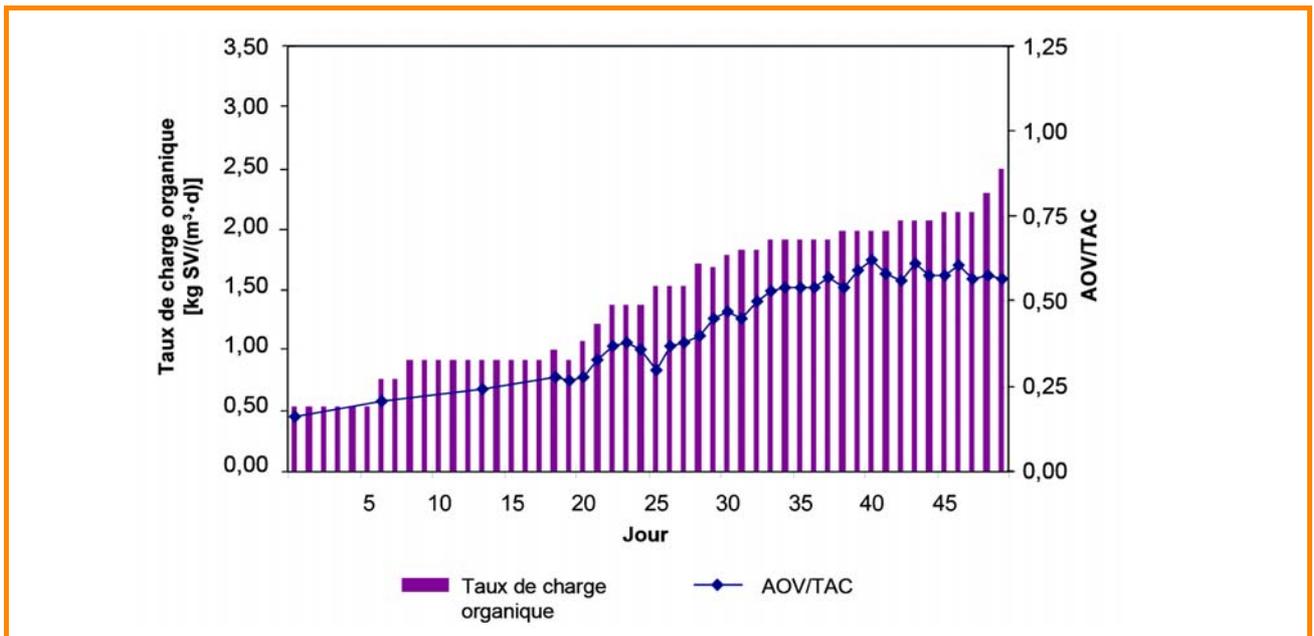


Figure 5.5 : Progression de la phase de démarrage, digesteur 2

système et à la faible capacité de tampon qui en résulte. Cette dernière permet de constater que le pH réagit très rapidement à chaque ajout de substrat. Habituellement, le pH est un paramètre à réaction extrêmement lente, qui n'évolue pratiquement pas en phase de fonctionnement normal. En raison des instabilités constatées, la stratégie de démarrage a été modifiée. À partir du 32e jour, le substrat a été introduit en continu. Grâce à une augmentation lente mais régulière des quantités introduites, il a été possible d'atteindre un taux de charge organique moyen de 2,6 kg

VS/(m³ · d) à compter du 110e jour. La stratégie de démarrage par à-coups permet d'atteindre la pleine capacité plus rapidement lorsque les conditions sont adéquates, c'est-à-dire lorsque l'activité des boues d'ensemencement est forte et la surveillance du procédé intensive. Dans l'exemple montré ici, cette stratégie s'est avérée inappropriée en raison de la faible capacité de tampon du substrat, résultant de sa forte teneur en eau.

Le digesteur 2 a été rempli pendant la phase de démarrage du premier digesteur.

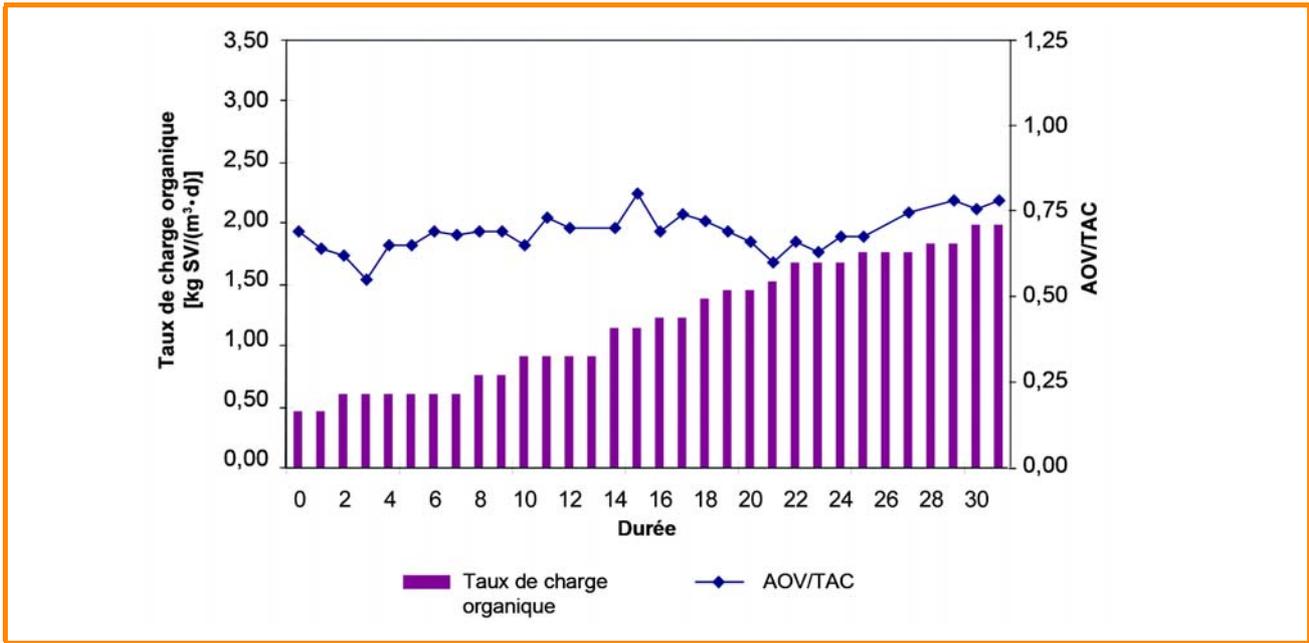


Figure 5.6 : Progression de la phase de démarrage, digesteur 3

La phase de démarrage du digesteur 2 est présentée à la figure 5.5. Au 50e jour, le taux de charge organique avait atteint environ 2,1 kg VS/(m³ · d), avec une tendance à la hausse des valeurs AOV/TAC. Malgré celle-ci, le digesteur a pu être utilisé à pleine capacité rapidement et de manière contrôlée.

Un graphique illustrant la phase de démarrage du digesteur 3 est présenté à la figure 5.6. Dans ce cas, il a été possible d’atteindre un taux de charge organique de 2,1 kg VS/(m³ · d) en 30 jours, sans modification des valeurs AOV/TAC. L’utilisation de résidu de fermentation pour le premier remplissage permet d’évoluer plus rapidement vers un fonctionnement à pleine capacité. Les valeurs AOV/TAC élevées étaient déjà présentes dans les résidus de fermentation.

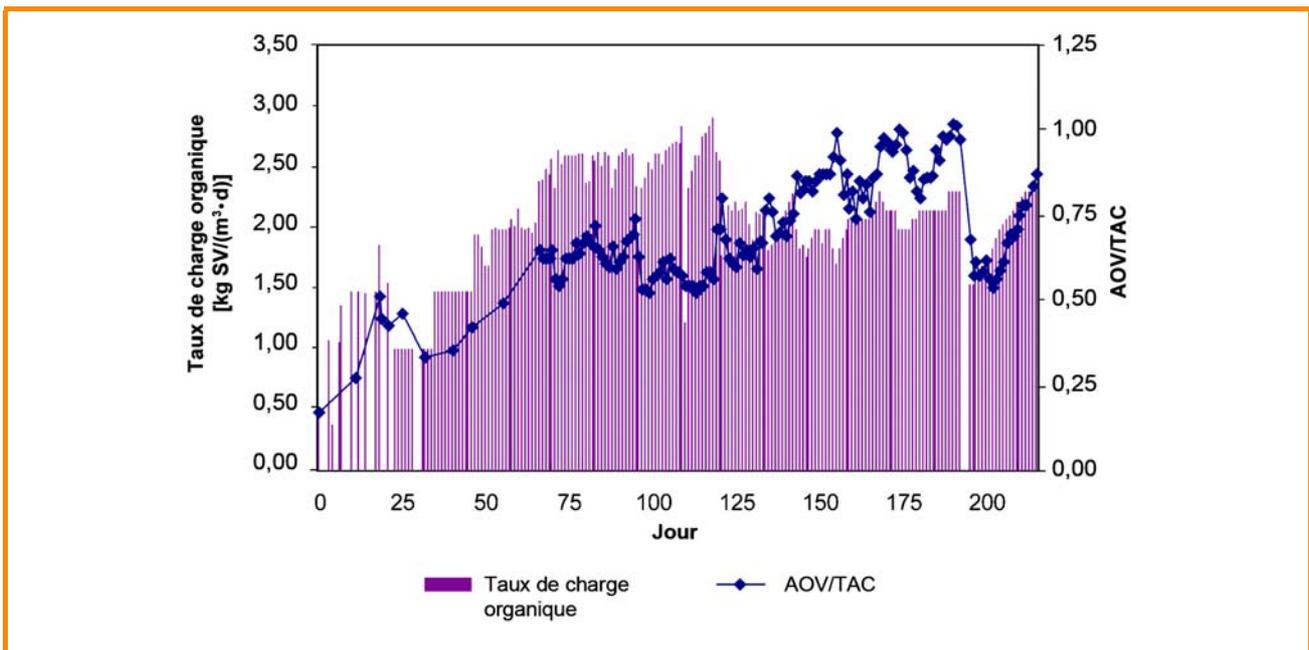


Figure 5.7 : Progression de la phase de démarrage du digesteur 1 avec déficit en oligo-éléments



Les premières charges sont particulièrement importantes pour la stabilité du procédé et pour la vitesse d'accèsion à la pleine charge. Plus la proportion de résidus de fermentation est élevée et plus les micro-organismes sont adaptés aux propriétés du substrat, plus le démarrage du digesteur sera rapide et le procédé stable.

Nous allons maintenant décrire une situation type susceptible de conduire à l'inhibition du procédé en raison d'un déficit en oligo-éléments. Après un démarrage réussi, la centrale fonctionne de manière stable entre le 60e et le 120e jour. Toutefois, au fur et à mesure du temps, la matière d'ensemencement (résidu de fermentation et lisier) s'évacue peu à peu et des concentrations équivalentes à celles du substrat (ensilage de maïs) s'établissent dans le digesteur. Dans le cas présent, le substrat ne contient pas suffisamment d'oligo-éléments. Il en résulte un déficit qui se manifeste par l'inhibition de la méthanogénèse. Conséquence de cette inhibition, les acides formés ne peuvent plus être dégradés et les valeurs AOV/TAC augmentent à partir du 120e jour en dépit du fonctionnement stable et malgré une réduction du taux de charge organique (voir la figure 5.7). Les causes de ce phénomène et les mesures permettant d'y remédier sont décrites plus en détail dans la section 5.4.2. Si rien n'est fait pendant cette phase, l'arrêt du procédé dans le digesteur est inévitable. Il est bon de rappeler, une fois encore, la spécificité de cette perturbation qui ne se produit que plusieurs mois après le début du fonctionnement, en fonction de la substance d'ensemencement utilisée et la manière dont le système est géré.

5.4 Gestion des perturbations

5.4.1 Causes des perturbations du procédé

Le terme « perturbation du procédé » fait référence à une baisse des performances de la digestion anaérobie, qui ne fonctionne alors pas de manière optimale. Résultat, les substrats ne sont pas suffisamment décomposés. Quelle que soit leur ampleur, les perturbations du procédé ont toujours un effet négatif sur la rentabilité de la centrale. Il est donc important de les détecter et de les corriger au plus vite.

Les perturbations du procédé se produisent lorsque les conditions dans lesquelles évoluent les bactéries ou les différents groupes de bactéries ne sont pas optimales. La vitesse à laquelle la perturbation apparaît varie en fonction de l'intensité du problème et de la durée de la période pendant laquelle les condi-

tions se sont dégradées. Dans la plupart des cas, les perturbations se manifestent par une hausse continue de la concentration en acides gras. Cette hausse se produit indépendamment de la cause de la perturbation, car les bactéries acétogènes et méthanogènes sont plus sensibles aux changements de l'environnement que les autres groupes bactériens. Si aucune intervention n'a lieu, la perturbation se déroule généralement ainsi :

- Hausse de la concentration en acides gras :
au départ, l'acide acétique et l'acide propionique, puis, si le problème persiste, l'acide i-butyrique et l'acide i-valérique
- Hausse continue du ratio AOV/TAC (parallèlement à la hausse des acides gras)
- Baisse de la teneur en méthane
- Réduction du rendement de gaz malgré l'alimentation continue
- Baisse du pH, acidification du procédé
- Arrêt complet de la production de gaz.

Les causes possibles des perturbations du procédé, telles que les déficits (oligo-éléments), les fluctuations de température, les substances inhibitrices (ammoniac, désinfectants, sulfure d'hydrogène), les erreurs dans l'alimentation ou la surcharge du procédé, sont décrites dans les sections qui suivent. Pour garantir le bon fonctionnement de la centrale, il est très important de détecter les perturbations du procédé rapidement (voir la section 5.1). C'est, en effet, le seul moyen d'identifier et d'éliminer rapidement la cause et donc de minimiser les conséquences économiques.

Les problèmes liés au déficit en oligo-éléments et à l'inhibition par l'ammoniac ont été évoqués dans les sections 5.1.8 et 5.1.9.

Dans la pratique, la baisse de la température du procédé peut avoir de multiples causes. Dans les climats à température modérée comme celui de l'Allemagne, le chauffage du digesteur joue un rôle crucial. Si le système de chauffage tombe en panne, la température de fermentation peut rapidement chuter de plusieurs degrés. Mais, comme l'illustre le scénario suivant, le coupable n'est pas toujours le système de chauffage.

Si l'unité de cogénération arrête de fonctionner, au bout d'un certain temps, la chaleur des déchets qui sert à chauffer le digesteur n'est plus disponible. La chute de température inhibe alors l'activité des bactéries méthanogènes qui ne survivent que dans une fourchette de température relativement étroite [5-20]. Les bactéries qui interviennent dans l'hydrolyse et l'acidogénèse sont moins spécialisées et peuvent, en

principe, survivre à une baisse de la température. Mais il en résulte, néanmoins, une augmentation de la concentration d'acides dans le digesteur, particulièrement si l'alimentation en substrat n'est pas ralentie ou arrêtée en temps voulu.

Dans ce cas, outre l'inhibition de la température, on enregistre également une baisse du pH et une acidification de tout le contenu du digesteur.

L'ajout de grandes quantités de substrat non préchauffé ou un mauvais chauffage du digesteur à la suite, par exemple, d'une défaillance des capteurs de température peut également entraîner une baisse de la température du digesteur. Ce n'est pas tant la température en valeur absolue qui est cruciale pour la stabilité du procédé, mais le maintien d'une température constante. Toute modification brutale de la température a un impact négatif sur le processus de dégradation. Il est donc très important de vérifier régulièrement la température de fermentation pour garantir le bon fonctionnement de la centrale.

Comme nous l'avons déjà expliqué dans la section 5.1.3, la température du procédé augmente en cas d'utilisation de certains substrats. Elle passe alors de la plage mésophile à la plage thermophile, sans pour autant requérir davantage d'énergie de chauffage. Si la centrale n'est pas gérée correctement, le procédé peut aller jusqu'à s'arrêter complètement au moment de la transition entre la plage de température mésophile et la plage de température thermophile.

Les conditions d'exploitation de la centrale de valorisation du biogaz doivent être aussi constantes que possible. Cela s'applique autant à l'environnement à l'intérieur du réacteur qu'à la nature et au dosage des substrats. Voici quelques exemples d'erreurs couramment commises dans la gestion du substrat :

- apport de trop grandes quantités de substrat sur une période prolongée ;
- irrégularité dans l'introduction du substrat ;
- changement trop rapide entre des substrats de composition différente ;
- ajout d'une quantité trop importante de substrat après une pause dans l'alimentation (due, par exemple, à des problèmes techniques).

La plupart des erreurs liées à l'alimentation sont commises pendant la phase de démarrage, puis au moment des changements de substrat. Il est donc conseillé de surveiller étroitement le procédé et d'intensifier l'analyse des paramètres pendant ces phases. Certains substrats présentent également des compositions extrêmement variables d'un lot à l'autre, ce qui entraîne des fluctuations néfastes du taux de charge organique.

5.4.2 Gestion des perturbations du procédé

Comme nous l'avons déjà indiqué, une perturbation ne peut être durablement corrigée que si la cause en a été identifiée et éliminée. Cela dit, certaines mesures techniques peuvent être mises en œuvre pour atténuer temporairement la situation. Les sections qui suivent décrivent les mesures fondamentales à mettre en œuvre pour stabiliser le procédé, ainsi que leurs conséquences. La réussite de ces mesures dépend généralement du degré de perturbation du procédé, c'est-à-dire de l'impact que le problème a déjà eu sur les micro-organismes. Le procédé doit également faire l'objet d'une surveillance étroite pendant la mise en œuvre des mesures correctives, puis pendant la phase de reprise. Il est ainsi possible d'évaluer rapidement la réussite ou l'échec des actions entreprises et de les compléter si nécessaire. Nous présentons ensuite, pour chacune causes évoquées dans la section précédente, différents moyens permettant d'éliminer les perturbations du procédé.

5.4.2.1 Mesures visant à stabiliser le procédé

Réduction du volume d'intrants

La réduction du volume d'intrants (avec maintien de la composition du substrat) permet de réduire le taux de charge organique. Elle libère ainsi la pression qui pèse sur le procédé. Selon le niveau de réduction de l'apport en substrat, la teneur en méthane du biogaz augmente de manière substantielle. Cela montre que les acides gras qui se sont accumulés jusque-là sont en train de se dégrader, même si l'acide acétique se dégrade très rapidement et l'acide propionique très lentement. Si la concentration en acide propionique est trop forte, il arrive que la substance ne puisse plus se dissocier. D'autres mesures doivent alors être prises pour libérer la pression exercée sur le procédé.

Si la production de gaz reste constante après réduction du volume d'intrants, cela signifie clairement que le digesteur est suralimenté. Il ne faut alors pas réaugmenter le volume d'alimentation tant que la concentration en acides gras et la production de gaz n'ont pas baissé sensiblement.

Recirculation de la matière

La recirculation de la matière signifie que celle-ci est renvoyée dans le digesteur à partir d'un réservoir situé en aval (digesteur secondaire, réservoir de stockage du digestat, etc.). Lorsqu'elle est techniquement possible, la recirculation présente deux avantages. D'une part, elle dilue le substrat, ce qui permet de faire baisser la « concentration en polluants » dans le



digesteur (en fonction de la durée de la recirculation). D'autre part, des bactéries « affamées » sont renvoyées dans le digesteur et peuvent à nouveau jouer un rôle actif dans le processus de dégradation.

Cette approche est surtout recommandée pour les centrales à plusieurs étapes. Dans les centrales à une seule étape, cette méthode ne doit être utilisée que si l'installation dispose de réservoirs de digestat étanches au gaz et, même alors, uniquement en cas d'urgence. Lorsqu'une centrale est équipée d'un dispositif de recirculation de la matière, une attention particulière doit être portée à la température du substrat qui revient dans le digesteur. L'ajout d'un système de chauffage supplémentaire peut s'avérer nécessaire pour garantir une température constante dans le digesteur.

Modification de la composition des intrants

La modification de la composition des intrants permet de stabiliser le procédé de diverses manières. D'une part, le changement peut réduire le taux de charge organique en remplaçant/éliminant les constituants riches en énergie (grains de céréales, etc.), ce qui libère la pression. D'autre part, l'ajout d'effluents liquides ou solides (lisier de bovins, etc., s'ils ne sont pas utilisés à d'autres fins) pour compléter la composition des intrants peut avoir un impact positif grâce aux oligo-éléments et autres groupes bactériens apportés. L'ajout de substrat de fermentation provenant d'une autre centrale de valorisation du biogaz est tout aussi bénéfique. En ce qui concerne la monofermentation des cultures énergétiques, il est à noter que l'ajout d'un autre composant au substrat a, en principe, un impact positif sur la stabilité du procédé.

5.4.2.2 Déficit en oligo-éléments

En règle générale, il est possible de compenser le déficit en oligo-éléments en ajoutant des effluents d'élevage (lisier ou fumier de bovins ou de porcins). Si ces substrats ne sont pas disponibles en quantité suffisante ou s'ils ne peuvent pas être utilisés, il existe de nombreux fournisseurs d'oligo-éléments sur le marché qui proposent des mélanges complets. Toutefois, sachant que les oligo-éléments sont des métaux lourds qui peuvent avoir un effet inhibiteur sur le procédé s'ils sont ajoutés en quantité excessive [5-16] et qui ont également tendance à s'accumuler sur les terres agricoles, les apports en oligo-éléments doivent rester minimes [5-17]. Dans la mesure du possible, il est préférable de n'apporter que les oligo-éléments qui sont en déficit. Pour cela, il est possible d'analyser les

oligo-éléments présents dans le digesteur et dans les matières introduites. Mais cette analyse est complexe et coûteuse.

Pour accroître l'efficacité de l'apport en oligo-éléments, une solution consiste à ajouter des sels de fer au procédé afin de produire une désulfuration chimique avant l'ajout des oligo-éléments (voir la section 2.2.4). Une grande partie du sulfure d'hydrogène dissous est ainsi précipitée et la biodisponibilité des oligo-éléments améliorée. Il va sans dire que les recommandations et les instructions du fabricant doivent toujours être respectées.

5.4.2.3 Réponse aux inhibitions dues à la température

Si le procédé est inhibé en raison d'un échauffement spontané du substrat, il existe deux moyens de remédier au problème : refroidir le procédé ou modifier la température. Dans certains cas, le refroidissement peut être réalisé en utilisant le système de chauffage lui-même, mais cette solution est souvent difficile à mettre en œuvre. L'ajout d'eau froide permet également de refroidir le substrat, mais l'opération requiert beaucoup de précautions. Si l'objectif est de modifier la température pour passer d'un procédé mésophile à un procédé thermophile, une aide biologique ciblée est nécessaire pendant la période de transition. Il faut que les micro-organismes commencent par s'adapter à la hausse de température ou que de nouveaux micro-organismes se forment. Pendant cette période, le procédé est extrêmement instable. Il faut donc éviter à tout prix que l'apport d'une trop grande quantité de substrat ne provoque un arrêt de la fermentation.

5.4.2.4 Réponse à l'inhibition à l'ammoniac

La réduction de l'inhibition à l'ammoniac nécessite une modification en profondeur du fonctionnement de la centrale. En règle générale, les inhibitions à l'ammoniac sont dues à l'utilisation de matières riches en protéines. En présence de ce type d'inhibition, deux solutions sont possibles : baisser la température ou modifier la composition des intrants. La modification de la composition du substrat permet de limiter la charge en azote et donc de réduire de manière durable la concentration en ammoniac inhibiteur dans le digesteur. Si l'acidification est déjà très avancée, il est préférable d'échanger une partie du résidu de fermentation avec du résidu provenant d'un digesteur situé en aval afin de réduire rapidement la concentration en acides.

Quelle que soit la méthode choisie, l'opération doit être réalisée lentement et doit être associée à une surveillance étroite du procédé. Il est extrêmement difficile d'abaisser le pH dans le but de réduire la proportion d'ammoniac non dissocié. Cette méthode n'est donc pas recommandée.

5.4.2.5 Réponse à l'inhibition au sulfure d'hydrogène

L'inhibition au sulfure d'hydrogène est extrêmement rare dans les centrales de valorisation du biogaz agricoles. Cette forme d'inhibition est toujours liée au substrat, c'est-à-dire attribuable à une forte teneur en soufre des matières introduites. En général, les substances utilisées dans les centrales de valorisation du biogaz agricoles ne contiennent pas beaucoup de soufre. Cela dit, la teneur en H₂S du gaz doit toujours rester faible en raison des répercussions négatives que cette substance peut avoir sur l'utilisation du gaz. Les mesures suivantes peuvent être prises pour lutter contre l'inhibition au sulfure d'hydrogène :

- Ajouter des sels de fer pour favoriser la précipitation du sulfure
- Réduire la proportion d'intrants contenant du soufre
- Diluer avec de l'eau.

Il est également possible d'augmenter le pH à l'aide de substances tampon pour réduire la toxicité du H₂S à court terme, mais cette solution n'est pas viable à long terme.

5.4.3 Gestion des problèmes et des défaillances techniques

Étant donné les variations considérables qui existent entre les différentes centrales de valorisation du biogaz agricoles en matière de conception et d'équipements techniques, il est impossible de fournir des recommandations générales sur la résolution des problèmes techniques. L'opérateur doit commencer par consulter les instructions d'utilisation de la centrale, qui contiennent toujours des recommandations sur les mesures à prendre en cas de problèmes sur les différents composants de l'installation.

Quel que soit le problème, il est très important de le détecter et de l'éliminer le plus rapidement possible. La meilleure solution consiste à se doter d'un système d'alerte automatisé. L'état de fonctionnement des principaux composants de la centrale est alors enregistré et surveillé par le système de gestion du procédé. Lorsqu'une défaillance technique se produit,

une alerte est émise dans le système et peut être transmise à l'opérateur de la centrale ou à un autre membre du personnel par téléphone ou par SMS. Cette procédure permet d'agir rapidement. Pour éviter toute perturbation durable des opérations, il est important que l'opérateur de la centrale dispose toujours d'un stock suffisant de pièces de rechange, ce qui permet de limiter les temps d'arrêt et de réparation. En cas d'urgence, l'opérateur de la centrale doit aussi pouvoir faire appel à une équipe de maintenance fiable à tout moment. Ce service est généralement proposé directement par le constructeur de la centrale ou par d'autres entreprises spécialisées. Pour minimiser le risque de défaillance technique, l'opérateur de la centrale effectue des vérifications régulières et respecte les intervalles de maintenance.

5.5 Fiabilité opérationnelle

5.5.1 Sécurité au travail et sécurité de la centrale

Le biogaz est un mélange de gaz composé, en volume, de 50 à 75 % de méthane, de 20 à 50 % de dioxyde de carbone, de 0,01 à 0,4 % de sulfure d'hydrogène et de traces d'autres gaz [5-1], [5-6]. Les propriétés du biogaz sont comparées à celles d'autres gaz dans le tableau 5.7. Les propriétés des différents composants du biogaz sont résumées dans le tableau 5.8.

À certaines concentrations, le biogaz et l'oxygène de l'atmosphère peuvent former un mélange explosif, des règles de sécurité spéciales doivent donc être respectées lors de la construction et de l'utilisation d'une centrale de valorisation du biogaz. D'autres dangers sont également présents, notamment le risque d'asphyxie ou d'empoisonnement et les risques mécaniques (entraînements, etc.).

L'employeur ou l'opérateur de la centrale doit identifier et évaluer les risques des installations et, si nécessaire, prendre des mesures appropriées. Les *Sicherheitsregeln für Biogasanlagen* (règles de sécurité applicables aux systèmes de production de biogaz) publiées par la Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften (Fédération allemande des associations professionnelles agricoles) [5-6] offrent un résumé concis des principales questions de sécurité liées aux centrales de valorisation du biogaz. Elles expliquent et justifient les règles de sécurité en décrivant les procédures opérationnelles associées au 1er paragraphe des règles de prévention des accidents *Arbeitsstätten, bauliche Anlagen und Einrichtungen*



Tableau 5.7 : Propriétés de certains gaz [5-6]

		Biogaz	Gaz naturel	Propane	Méthane	Hydrogène
Pouvoir calorifique	kWh/m ³	6	10	26	10	3
Densité	kg/m ³	1,2	0,7	2,01	0,72	0,09
Densité par rapport à l'air		0,9	0,54	1,51	0,55	0,07
Température d'inflammation	°C	700	650	470	600	585
Limites d'explosivité	vol. %	6-22	4,4-15	1,7-10,9	4,4-16,5	4-77

Tableau 5.8 : Propriétés des composants du biogaz [5-6], [5-7], [5-8]

		CH₄	CO₂	H₂S	CO	H
Densité	kg/m ³	0,72	1,98	1,54	1,25	0,09
Densité par rapport à l'air		0,55	1,53	1,19	0,97	0,07
Température d'inflammation	°C	600	-	270	605	585
Limites d'explosivité	vol. %	4,4-16,5	-	4,3-45,5	10,9-75,6	4-77
Limite d'exposition professionnelle	ppm	n. s.	5000	10	30	n. s.

(Lieux de travail, bâtiments et installations) (VSG 2.1) [5-9] publiées par l'Agence chargée de la santé et de la sécurité au travail. Elles attirent également l'attention sur d'autres codes de bonnes pratiques applicables.

Cette section a pour but d'offrir un aperçu des risques potentiels liés au fonctionnement d'une centrale de valorisation du biogaz et de sensibiliser les publics concernés. L'évaluation des risques et les mesures de sécurité associées sont basées sur les dernières versions des réglementations [5-6], [5-8], [5-9], [5-10].

5.5.1.1 Risque d'incendie et d'explosion

Comme nous l'avons déjà mentionné, le biogaz et l'air peuvent, dans certaines conditions, former un mélange explosif. Les limites d'explosivité du biogaz et de ses différents composants sont présentées, respectivement, dans les tableaux 5.7 et 5.8. Il est, en outre, important de noter que, même si le risque d'explosion est écarté lorsque l'on sort de ces limites, le risque qu'une flamme nue, les étincelles d'un équipement électrique ou la foudre provoque un incendie n'est, lui, pas à exclure.

La formation de mélanges gaz-air explosifs fait donc partie des risques inhérents au fonctionnement d'une centrale de valorisation du biogaz, tout comme le risque d'incendie, particulièrement à proximité immédiate des digesteurs et des réservoirs de stockage du gaz. En fonction de la probabilité de formation d'une atmosphère explosive et en vertu de la directive

BGR 104 (protection contre les explosions), les différentes parties de la centrale sont divisées en catégories de zones dangereuses [5-10], au sein desquelles une signalisation appropriée doit être apposée et des mesures de précaution et de sécurité prises.

Zone 0

Les zones 0 sont les zones qui présentent une atmosphère explosive en permanence, sur de longues périodes ou la plus grande partie du temps [5-6], [5-10]. En principe, aucune zone de ce type n'existe dans les centrales de valorisation du biogaz. Même les digesteurs/réservoirs de fermentation ne sont pas classés dans cette catégorie.

Zone 1

Les zones 1 sont les zones dans lesquelles une atmosphère explosive peut occasionnellement se former dans le cadre du fonctionnement normal de la centrale. Ces zones sont situées à proximité immédiate des trous d'homme qui permettent d'accéder aux réservoirs de stockage de gaz ou à la partie stockage de gaz du digesteur, et à proximité des systèmes d'évacuation, des soupapes de sécurité ou des torchères [5-6]. Les précautions de sécurité liées aux zones de catégorie 1 doivent être mises en place dans un rayon de 1 mètre (avec une ventilation naturelle) autour de ces lieux. Cela signifie que seules des ressources et des équipements (protégés contre les explosions) étiquetés zone 0 ou zone 1 peuvent être utilisés. En tout état de cause, il est toujours préférable d'éviter tout rejet

de biogaz dans des espaces fermés. Si le risque de rejet de gaz existe, la zone 1 est alors élargie à tout l'espace concerné [5-6].

Zone 2

En conditions de fonctionnement normales, aucun mélange gaz-air explosif ne devrait se former dans ces zones. Si le phénomène devait néanmoins se produire, il serait probablement rare et de courte durée (par exemple, à l'occasion d'une opération d'entretien ou d'une panne) [5-6], [5-10].

Ceci s'applique, par exemple, aux trous d'homme et à la partie intérieure du digesteur, mais aussi lorsque des réservoirs de stockage de gaz se trouvent à proximité immédiate de bouches d'aération ou de ventilation. Les mesures applicables aux zones de catégorie 2 doivent être mises en œuvre dans un rayon de 1 à 3 mètres [5-10].

Dans les zones sujettes à un risque d'explosion (zones 0 à 2), des mesures doivent être prises pour éviter la présence de sources d'inflammation, conformément à la directive BGR 104, section E2 [5-10]. Parmi les sources d'inflammation potentielles figurent les surfaces chaudes (turbocompresseurs), les flammes nues et les étincelles générées par des appareils mécaniques ou électriques. Ces zones doivent également être identifiées au moyen d'une signalisation appropriée.

5.5.1.2 Risque d'empoisonnement et d'asphyxie

La génération de biogaz est un processus naturel qui n'a pas lieu uniquement dans les centrales de valorisation du biogaz. Les élevages d'animaux ont notamment souvent été, par le passé, le siège d'accidents, parfois mortels, liés à des gaz biogéniques (fosses à lisier, silos à fourrage, etc.).

Si du biogaz est présent en concentration suffisamment forte, son inhalation peut entraîner des symptômes d'empoisonnement ou d'asphyxie et peut même être fatale. Le gaz le plus toxique, même en faible concentration, est le sulfure d'hydrogène (H₂S) présent dans le biogaz non désulfuré (voir le tableau 5.9).

Dans les espaces clos ou de faible hauteur, l'asphyxie peut également résulter du déplacement de l'oxygène par le biogaz. En effet, bien que celui-ci soit plus léger que l'air, avec une densité relative (D) d'environ 1,2 kg/m³, il a tendance à se dissocier. Au cours de ce processus, le dioxyde de carbone, plus lourd (D = 1,98 kg/m³), se rassemble près du sol, tandis que le méthane, plus léger (D = 0,72 kg/m³), remonte.

Tableau 5.9 : Effet toxique du sulfure d'hydrogène [5-7]

Concentration (dans l'air)	Effet
0,03-0,15 ppm	Seuil de perception (odeur d'œuf pourri)
15-75 ppm	Irritation des yeux et des voies respiratoires, nausées, vomissements, maux de tête, perte de conscience
150-300 ppm (0,015-0,03 %)	Paralysie des nerfs olfactifs
> 375 ppm (0,038 %)	Mort par empoisonnement (en quelques heures)
> 750 ppm (0,075 %)	Perte de conscience et mort par arrêt respiratoire dans un délai de 30 à 60 minutes.
au-dessus de 1 000 ppm (0,1 %)	Mort par paralysie respiratoire en quelques minutes

Les espaces clos tels que les réservoirs de stockage de gaz fermés doivent donc toujours être équipés d'une ventilation permanente. Le personnel doit, en outre, porter des équipements de protection individuelle (détecteurs de gaz, protection respiratoire, etc.) dans les zones potentiellement dangereuses (digesteurs, trappes d'entretien, zones de stockage de gaz, etc.).

5.5.1.3 Maintenance et réparation

De manière générale, la maintenance de l'équipement d'agitation, de pompage et de rinçage doit toujours être effectuée en surface [5-6]. Lorsque cela n'est pas possible, un système permanent de ventilation forcée doit être installé afin d'éliminer tout risque d'asphyxie et d'empoisonnement en cas de rejet de gaz.

5.5.1.4 Manipulation des produits chimiques

Les centrales de valorisation du biogaz utilisent de nombreux produits chimiques. Les plus courants sont les sels de fer destinés à la désulfuration chimique, les additifs utilisés pour stabiliser le pH ou les mélanges complexes d'oligo-éléments ou d'enzymes qui servent à optimiser le procédé. Les additifs se présentent sous forme liquide ou solide (poudre). Ces produits ont généralement des propriétés toxiques et caustiques. Il est donc essentiel de lire les informations qui figurent sur l'étiquette avant de les utiliser et de respecter les instructions de dosage et d'utilisation du fabricant (port d'un masque anti-poussière, de gants résistant aux acides, etc.). L'utilisation de produits chimiques doit être la plus limitée possible.



5.5.1.5 Autres risques d'accidents potentiels

Outre les dangers décrits ci-dessus, il existe d'autres sources d'accidents potentiels, tels que le risque de chute depuis une échelle ou dans une fosse (équipement de dosage des solides, tunnel d'alimentation, trappes de maintenance, etc.). Dans ce cas, la prévention consiste à doter ces équipements de moyens de protection (panneaux, grilles, etc.) ou à les installer en hauteur (> 1,8 m) [5-6]. Les pièces mobiles (arbres d'agitateurs, vis sans fin, etc.) sont également des points de dangers potentiels, qui doivent être clairement identifiés au moyen d'une signalisation appropriée.

En cas d'utilisation incorrecte ou de défaillance, des chocs électriques mortels peuvent se produire à l'intérieur et à proximité des unités de chauffage et d'alimentation électrique qui génèrent des courants de très forte intensité. Ce danger existe aussi à proximité des agitateurs, des pompes, des équipements d'alimentation, etc. qui fonctionnent à l'électricité.

En cas de dysfonctionnement, les systèmes de chauffage et de refroidissement des centrales de valorisation du biogaz (radiateur, système de chauffage du digesteur, échangeur de chaleur, etc.) peuvent, quant à eux, être à l'origine de brûlures. Il en est de même pour certaines parties de l'unité de cogénération et pour les éventuels systèmes d'urgence (torches, etc.).

Pour éviter les accidents de ce type, une signalisation clairement visible doit être apposée dans les lieux concernés et le personnel doit être formé et informé en conséquence.

5.5.2 Protection de l'environnement

5.5.2.1 Conditions d'hygiénisation

L'hygiénisation a pour but de détruire les germes et agents pathogènes éventuellement présents dans le substrat, afin de rendre celui-ci inoffensif sur le plan épidémiologique et phytosanitaire. Cette opération devient obligatoire lorsque des résidus biogéniques provenant d'autres industries viennent s'ajouter aux matières premières et aux résidus de l'agriculture.

Ces règles sont basées sur le règlement (CE) n° 1774/2002 et sur le règlement sur les biodéchets [5-13]. Le règlement (CE) établit des règles sanitaires applicables aux sous-produits animaux non destinés à la consommation humaine [5-11]. Dans les centrales de valorisation du biogaz, sous réserve d'approbation officielle, les matières de catégorie 2 peuvent être utili-

sées après stérilisation à la vapeur haute pression (broyage < 55 mm, 133 °C à une pression de 3 bar pendant au moins 20 minutes [5-12]), le lisier et le contenu du système digestif peuvent être utilisés sans prétraitement, et les matières de catégorie 3 (résidus d'abattoir, etc.) peuvent être utilisées après hygiénisation (chauffage à une température minimum de 70 °C pendant au moins 1 heure). Ce règlement est toutefois rarement appliqué dans les centrales de valorisation du biogaz agricoles. Si les seuls sous-produits animaux utilisés sont des déchets de cuisine, le règlement ne s'applique pas. Si certaines des substances utilisées sont soumises aux dispositions du règlement sur les biodéchets, l'hygiénisation est obligatoire. Dans ce cas, la température minimum à utiliser est de 55 °C et le temps de séjour hydraulique dans le réacteur doit être de 20 jours minimum.

5.5.2.2 Lutte contre la pollution de l'air

Différentes règles de lutte contre la pollution de l'air doivent être observées dans les centrales de valorisation du biogaz. Ces dispositions concernent principalement les odeurs, les polluants et la poussière [5-12]. Le principal texte juridique qui régit ces questions est le Bundesimmissionsschutzgesetz – BImSchG (loi fédérale sur la protection contre les immissions) et ses décrets d'application, auxquels s'ajoutent les TA Luft (Instructions techniques sur le contrôle de la qualité de l'air). Cette législation a pour but de protéger l'environnement contre les impacts nocifs et d'éviter l'émergence de ces impacts nocifs. Ces dispositions s'appliquent uniquement dans le cadre de la procédure d'attribution des licences pour les centrales de valorisation du biogaz à grande échelle dont la capacité de combustion totale est supérieure à 1 MW et pour les centrales destinées au traitement des biodéchets.

5.5.2.3 Lutte contre la pollution de l'eau

La gestion des centrales de valorisation du biogaz doit éviter tout impact nocif sur l'environnement. En ce qui concerne la lutte contre la pollution de l'eau, cela signifie que la centrale doit être construite de manière à éviter toute contamination des eaux de surface et des eaux souterraines. Dans ce domaine, les dispositions légales varient d'une région à l'autre, car les directives liées à la lutte contre la pollution de l'eau dépendent des conditions qui prévalent dans la zone considérée (zone de protection de l'eau, etc.), ce qui incite les autorités à octroyer leurs autorisations au cas par cas.

Les substances les plus couramment utilisées dans les centrales de valorisation du biogaz agricoles (lisier, effluents liquides, jus d'ensilage, etc.) sont classées dans la catégorie 1 (légèrement dangereux pour l'eau), de même que les cultures énergétiques [5-14]. L'installation doit donc éviter toute contamination des eaux souterraines et des eaux de surface par ces substances tout au long de la chaîne du procédé. Dans la pratique, cela signifie que les réservoirs de stockage, les aires de stockage et les cuves de fermentation, ainsi que toutes les canalisations qui relient ces différents éléments, doivent être étanches au liquide et de conception agréée. Une attention particulière doit être portée aux lieux de stockage de l'ensilage, car la quantité d'effluent d'ensilage générée peut vite prendre des proportions considérables si les conditions de récolte sont défavorables et si la pression de compactage est importante. La récupération des liquides de fermentation et des effluents qui s'échappent des équipements est obligatoire. Sachant qu'ils contiennent généralement des quantités importantes de matière organique, il est conseillé d'introduire ces éléments dans les digesteurs. Pour ne pas ajouter de quantités inutiles d'eau non polluée au procédé, particulièrement après de fortes chutes de pluie, l'eau contaminée doit être séparée de l'eau non contaminée. Pour cela, la meilleure solution consiste à installer des systèmes de drainage distincts équipés de deux réseaux d'évacuation différents (avec passage manuel de l'un à l'autre) pour diriger les eaux non contaminées vers le collecteur d'eau de pluie et les effluents et les eaux contaminées vers la centrale de valorisation du biogaz [5-15].

Les interfaces entre les différentes étapes du procédé doivent également faire l'objet d'une attention particulière, notamment le lieu de livraison des substrats (solides et liquides) et le lieu de chargement des digestats dans les véhicules de transport ou d'épandage. Tout déversement involontaire de matières (débordement, quantités résiduelles, etc.) est à proscrire et les éventuelles eaux contaminées provenant de ces zones doivent être recueillies et éliminées de manière adéquate.

Le site où est installée l'unité de cogénération, ainsi que les sites de stockage de l'huile neuve, de l'huile usagée et, le cas échéant, de l'huile d'allumage, doivent respecter la réglementation applicable. Il doit, par exemple, être possible d'identifier et d'éliminer les fuites potentielles d'huile de transmission ou d'huile moteur [5-14].

5.5.2.4 Réduction du bruit

Dans les centrales de valorisation du biogaz, la source de bruit la plus courante est liée à la circulation des véhicules. La fréquence et l'intensité du bruit généré dépend principalement de l'aménagement de la centrale et des substrats utilisés. Dans la majorité des centrales de valorisation du biogaz agricoles, la livraison des substrats (transport, stockage et systèmes de mesure) implique 1 à 2 heures de circulation quotidienne. Le trafic, et donc le bruit, est aussi plus intense au moment de la récolte, de la livraison des substrats et de l'expédition des résidus de fermentation.

Les autres machines bruyantes, par exemple celles qui sont en rapport avec l'utilisation de gaz dans l'unité de cogénération, sont généralement installées dans des bâtiments fermés et insonorisés. Le texte légal qui régit les émissions de bruit est le TA-Lärm (Instructions techniques sur la réduction du bruit).

5.6 Remarques sur l'optimisation des centrales

L'optimisation est une opération qui consiste à ajuster l'une des propriétés d'un procédé en faisant varier certains facteurs, dans le but d'atteindre un état préalablement défini (l'état optimal).

Généralement, le fonctionnement d'une centrale de valorisation du biogaz peut être optimisé dans trois domaines : technique, économique et environnemental (figure 5.8). Ces domaines ne peuvent pas être optimisés indépendamment les uns des autres puisqu'ils s'influencent mutuellement. En outre, il ne faut jamais, pour résoudre un problème d'optimisation, partir du principe qu'il existe une solution unique, mais plutôt toute une série de solutions différentes.

L'opération consiste alors à comparer les différentes solutions possibles sur la base de critères d'évaluation, par exemple, les coûts, le rendement en gaz ou la minimisation de l'impact environnemental. En fonction de l'objectif final visé, une pondération est appliquée aux différents critères d'évaluation et permet de décider de la meilleure voie à suivre.

Dans la pratique, chaque gérant de centrale de valorisation du biogaz doit tenter d'atteindre le fonctionnement le plus optimal possible au regard des conditions générales, mais aussi des conditions spécifiques de sa centrale. Si ces conditions évoluent, il doit analyser la situation et voir si les objectifs précédemment visés peuvent être maintenus ou s'ils doivent être modifiés.



L'optimisation commence par une étape de calcul qui vise à définir l'état actuel de la centrale ainsi que l'état ciblé. Pour définir l'état actuel, l'opérateur doit d'abord recueillir les données relatives au fonctionnement de la centrale dont il a besoin. Par exemple, si l'objectif est de réduire la consommation électrique de la centrale, l'opérateur doit déterminer quels sont les composants qui consomment de l'électricité et en quelle quantité. L'état ciblé peut être défini sur la base de données de planification, d'un comparatif des performances des technologies utilisées dans la centrale, de publications sur les évolutions techniques les plus récentes, d'informations provenant d'autres opérateurs (forums, discussions d'experts, etc.) ou de rapports rédigés par des experts indépendants.

Une fois que l'état actuel et l'état ciblé ont été établis, l'étape suivante consiste à définir des objectifs mesurables précis, puis à mettre en œuvre des mesures permettant d'atteindre ces objectifs, et enfin à valider les mesures afin de s'assurer que les objectifs sont atteints et d'en évaluer les conséquences possibles dans d'autres secteurs de la centrale.

De nombreuses centrales ne disposent pas des équipements dont elles auraient besoin pour pouvoir obtenir des informations sur l'état du procédé ; elles ne peuvent donc pas procéder à une analyse de la situation actuelle. Leurs données sont donc généralement insuffisantes pour générer des valeurs comparatives. Les programmes allemands de mesure du biogaz ont toutefois permis de rassembler une quantité importante de données sur les procédés [5-38] et la KTBL (Association pour la technologie et les structures dans l'agriculture) publie également des indicateurs de performance relatifs au fonctionnement des centrales de valorisation du biogaz.

La directive VDI 4631, Critères de qualité pour les centrales de valorisation du biogaz, énumère, quant à elle, les principaux indicateurs de performance nécessaires à l'évaluation du procédé et propose des listes de contrôle détaillées, qui sont particulièrement utiles pour l'acquisition des données.

Une série de paramètres permettant d'évaluer, puis d'optimiser une centrale de valorisation du biogaz est présentée ci-dessous.

Dans la mesure du possible, les conditions de fonctionnement de la centrale doivent rester constantes. Sans cela, il est impossible de définir correctement l'état actuel du procédé. Lorsqu'un changement de concept est appliqué à la centrale, les objectifs du procédé doivent être modifiés en conséquence.

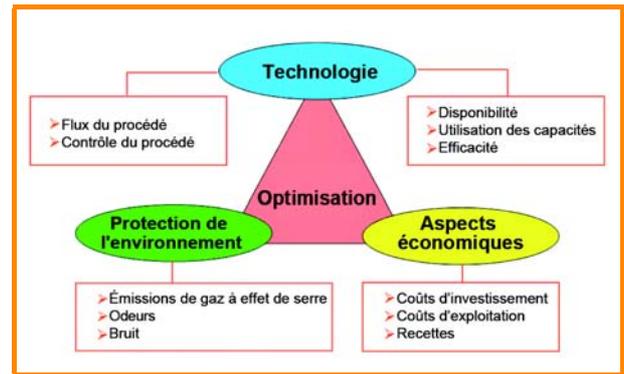


Figure 5.8 : Optimisations possibles

5.6.1 Optimisation technique

L'optimisation des procédures techniques a pour but d'améliorer la disponibilité de la technologie, c'est-à-dire de minimiser les temps d'arrêt et de garantir une gestion régulière du procédé.

Cet objectif a aussi des conséquences indirectes sur l'aspect économique de la gestion de la centrale, car, pour atteindre ses objectifs de performance, celle-ci doit absolument disposer d'un bon taux d'utilisation des capacités. Par contre, la technologie étant onéreuse, il est toujours préférable de réaliser une analyse coûts-bénéfices avant de prendre une décision d'optimisation technique.

Pour évaluer la disponibilité de la centrale dans son ensemble, la première étape consiste à enregistrer et à documenter les heures de fonctionnement et les heures de fonctionnement à pleine charge. Il suffit ensuite d'y ajouter les temps d'arrêt et les causes des dysfonctionnements, ainsi que les heures de travail et le coût des réparations pour pouvoir identifier les points faibles du procédé.

De manière très générale, l'adoption des principes suivants est toujours utile pour améliorer la disponibilité des installations techniques :

- Respecter les intervalles d'entretien
- Réaliser des opérations de maintenance prévisionnelle
- Installer des équipements de mesure pour détecter les perturbations
- Disposer d'un stock important de pièces de rechange
- S'assurer que le fabricant ou un réparateur régional est toujours disponible pour assurer les réparations
- Utiliser une conception redondante pour les composants critiques
- Utiliser des technologies et des matériaux à faible degré d'usure.

La stabilité du procédé de décomposition dépend fortement du bon fonctionnement de la technologie. Toute coupure de courant qui se produit pendant le chargement du digesteur ou pendant le brassage a un impact direct sur le procédé biologique. Pour en savoir plus sur l'optimisation du procédé biologique, voir le chapitre 2 et les sections applicables de ce chapitre.

5.6.2 Analyse de l'efficacité de la centrale (utilisation du substrat en fonction des flux d'énergie)

Si la centrale possède un taux d'utilisation élevé, il est parfois possible d'en améliorer l'efficacité en étudiant la demande énergétique des installations afin de déterminer s'il est possible de limiter les éventuelles pertes énergétiques. La centrale doit alors être considérée dans sa globalité, ce qui permet d'identifier les principaux flux d'énergie et les points faibles. Les éléments suivants doivent être pris en compte :

- approvisionnement en substrat (quantité et qualité du substrat, qualité de l'ensilage, introduction du substrat) ;
- perte d'ensilage (qualité de l'ensilage, taux d'alimentation, taille des surfaces coupées, jus d'ensilage) ;
- réaction biologique (intervalles d'introduction, degré de dégradation atteint, taux de production du biogaz, composition du biogaz, stabilité de la centrale, composition du substrat, concentration en acides) ;
- utilisation du gaz (efficacité de l'unité de cogénération (électrique et thermique), fuites de méthane, réglages des moteurs, intervalles de maintenance) ;
- résidus de fermentation (potentiel de formation de gaz résiduel à partir des résidus de fermentation, utilisation des résidus de fermentation) ;
- pertes de méthane (fuites) ;
- charge de travail liée au fonctionnement de la centrale et aux pannes, temps d'arrêt ;
- consommation d'énergie sur le site ;
 - acquisition régulière des données de mesure (consommation d'énergie, temps de fonctionnement) ;
 - démarcation claire entre les équipements consommateurs d'énergie (agitateurs, systèmes de chargement, unité de cogénération, etc.) ;
 - ajustement des systèmes d'agitation, des temps de fonctionnement des agitateurs et de l'intensité de brassage en fonction des conditions ;
 - pas de pompage de quantités inutiles ;

- technologies de traitement et de chargement du substrat efficaces et économiques.

- Concept de récupération de chaleur.

Il ne faut jamais oublier que chaque centrale de valorisation du biogaz est composée de multiples composants individuels dont les réglages doivent être affinés les uns par rapport aux autres. Tout doit être mis en œuvre dès la phase de planification pour s'assurer que la chaîne fonctionne comme un tout : l'achat de composants individuels performants ne garantit pas l'obtention d'une centrale efficace.

Il est courant de constater la présence, à un point de la chaîne du procédé, d'un goulet d'étranglement qui limite les performances et donc l'efficacité économique d'autres composants situés en aval, par exemple, un niveau de production de gaz insuffisant par rapport à la capacité de l'unité de cogénération. Dans ce cas, des mesures telles que la modification de la composition du substrat ou une meilleure utilisation des capacités du deuxième digesteur peuvent permettre de remédier au problème et d'atteindre le niveau de production de gaz requis.

Outre l'équilibre des flux d'énergie, l'équilibre des flux de matières permet donc également de détecter les points faibles dans la gestion de la centrale.

5.6.3 Optimisation économique

L'optimisation économique a pour but de réduire les coûts et d'augmenter les rendements. Comme l'optimisation technique, l'optimisation économique peut être appliquée à tous les sous-procédés. Ici aussi, la première étape consiste à identifier les principaux facteurs de coûts afin de réduire les coûts associés.

Certaines variables, telles que les coûts de génération de l'électricité (par exemple, en €/kWh) ou les coûts d'investissement (en €/kW_{el} inst.), servent de base à une évaluation initiale des performances de la centrale dans son ensemble. Il existe, pour cela, des études comparatives (par exemple, le programme allemand de mesure du biogaz [5-38]), qui permettent d'évaluer les performances économiques globales de la centrale. Pour réaliser une évaluation approfondie, il est conseillé d'analyser et de comparer les données économiques suivantes :

- Coûts d'exploitation
 - Coûts de personnel
 - Coûts de maintenance
 - Coûts de réparation
 - Coûts énergétiques
 - Coûts d'entretien

- Coûts d'investissement (amortissement), remboursement, intérêts
- Coûts du substrat (liés à la qualité du substrat et aux quantités de substrat utilisées)
- Revenus liés à l'électricité et à la chaleur générées
- Revenus liés aux substrats
- Revenus liés aux résidus de fermentation/engrais.

5.6.4 Minimisation de l'impact environnemental

La minimisation de l'impact environnemental a pour objectif de réduire les effets de la centrale sur l'environnement. Il s'agit notamment des rejets de polluants dans l'air, dans l'eau et dans le sol.

- Eaux d'infiltration (collecte et utilisation des jus d'ensilage, ruissellement provenant des zones de stockage)
- Émissions de méthane de la centrale (installer un réservoir de stockage du digestat équipé d'une couverture étanche au gaz, identifier les fuites, l'échappement de gaz dû à leur utilisation, réglages des moteurs, travaux de maintenance)
- Formaldéhyde, NO_x, oxydes de soufre, monoxyde de carbone (unité de cogénération uniquement, réglages des moteurs, traitement des gaz d'échappement)
- Odeurs (installations de chargement, zones de stockage et réservoir de stockage du digestat couverts, résidus de fermentation séparés)
- Bruit
- Après l'épandage des résidus de fermentation : émissions d'ammoniac, émissions d'oxyde d'azote (techniques d'épandage et incorporation des résidus).

Les émissions incontrôlées de jus d'ensilage, de méthane et d'ammoniac ont non seulement un impact négatif sur l'environnement, mais elles sont également synonymes de perte d'efficacité pour la centrale dans son ensemble. En cela, la mise en œuvre de mesures structurelles ou opérationnelles destinées à limiter les émissions peut certainement être intéressante financièrement (par exemple, une couverture étanche au gaz pour le réservoir de stockage du digestat). En tout état de cause, la présence éventuelle d'émissions doit être régulièrement vérifiée. Outre les considérations environnementales et économiques, il est souvent nécessaire de tenir également compte des questions de sécurité.

5.7 Références bibliographiques

- [5-1] Kloss, R. : Planung von Biogasanlagen ; Oldenbourg Verlag ; Munich, Vienne, 1986
- [5-2] Kroiss, H. : Anaerobe Abwasserreinigung ; Wiener Mitteilungen Bd. 62 ; Technische Universität Wien, 1985
- [5-3] Weiland, P. : Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate ; VDI-Berichte, No. 1620 'Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven' ; pp. 19–32 ; VDI-Verlag 2001
- [5-4] Resch, C. ; Wörl, A. ; Braun, R. ; Kirchmayr, R. : Die Wege der Spurenelemente in 100% NAWARO Biogasanlagen ; 16. Symposium Bioenergie-Festbrennstoffe, Flüssigkraftstoffe, Biogas ; Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2007
- [5-5] Kaltschmitt, M. ; Hartmann, H. : Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren ; Springer Verlag ; Berlin, Heidelberg, New York, 2001
- [5-6] Technische Information 4, Sicherheitsregeln für Biogasanlagen ; Bundesverband der landw. Berufsgenossenschaften e.V. ; Kassel 2008
- [5-7] Falbe, J. et al. (eds.) ; Römpp Chemie Lexikon ; Georg Thieme Verlag ; 9e édition ; Stuttgart, 1992
- [5-8] Arbeitsplatzgrenzwerte (TRGS 900) ; Institut fédéral de sécurité et de santé au travail ; téléchargé le 30 juin 2009 ; http://www.baua.de/nn_5846/de/Themen-von-A-Z/Gefahrstoffe/TRGS/TRGS-900_content.html?_nnc=true
- [5-9] 'Arbeitsstätten, bauliche Anlagen und Einrichtungen' (VSG 2.1) ; Fédération des associations professionnelles agricoles ; téléchargé le 30 juin 2009 ; http://www.lsv.de/lsv_all_neu/uv/3_vorschriften/vsg21.pdf
- [5-10] BGR 104 – Explosionsschutz-Regeln, Sammlung technischer Regeln für das Vermeiden der Gefahren durch explosionsfähige Atmosphäre mit Beispielsammlung zur Einteilung explosionsgefährdeter Bereiche in Zonen ; Carl Heymanns Verlag ; Cologne, 2009
- [5-11] Règlement (CE) n° 1774/2001 du Parlement européen et du Conseil ; Bruxelles 2002
- [5-12] Görsch, U. ; Helm, M. : Biogasanlagen-Planung, Errichtung und Betrieb von landwirtschaftlichen und industriellen Biogasanlagen ; Eugen Ulmer Verlag, 2e édition, Stuttgart 2007
- [5-13] Règlement sur la valorisation des biodéchets sur des sols agricoles, sylvicoles et horticoles (Règlement sur les biodéchets : Bioabfallverordnung - BioAbfV), 1998
- [5-14] 'Errichtung und Betrieb von Biogasanlagen- Anforderungen für den Gewässerschutz' ; Anlagenbezogener Gewässerschutz Band 14 ; ministère de l'Environnement de Basse-Saxe, Hanovre, 2007
- [5-15] Verhülsdonk, C. ; Geringhausen, H. : Cleveres Drainage-System für Fahrhilfen ; top agrar n° 6/2009
- [5-16] Seyfried, C.F. et al. : Anaerobe Verfahren zur Behandlung von Industrieabwässern. Korrespondenz Abwasser 37, pp. 1247–1251, 1990
- [5-17] Bischoff, M. : Erkenntnisse beim Einsatz von Zusatz- und Hilfsstoffen sowie Spurenelementen in Biogasanla-

- gen ; VDI Berichte, n° 2057 ; 'Biogas 2009 – Energieträger der Zukunft' ; VDI Verlag, Düsseldorf 2009, pp. 111–123
- [5-18] Weißbach, F. und C. Strubelt : Die Korrektur des Trockensubstanzgehaltes von Maissilagen als Substrat für Biogasanlagen. *Landtechnik* 63 (2008), H. 2. pp. 82-83
- [5-19] Kranert, M. : Untersuchungen zu Mineralgehalten in Bioabfällen und Gärrückständen, in *Müll und Abfall*, 11/2002, pp. 612-617
- [5-20] Tippe, H. (1999) : Prozessoptimierung und Entwicklung von Regelungsstrategien für die zweistufige thermophile Methanisierung ligno-zellulosehaltiger Feststoffsuspensionen, Thèse de doctorat soutenue à l'université technique de Berlin, Département 15, Biotechnologie et procédés alimentaires.
- [5-21] Kroeker, E.J., Schulte, D.D. (1979) : Anaerobic treatment process stability, in *Journal Water Pollution Control Federation*, Washington D.C. 51 pp. 719-728
- [5-22] Bischofberger, W. ; Böhnke, B. ; Seyfried, C.F. ; Dichtl, N. ; Rosenwinkel, K.H. (2005) : *Anaerobtechnik*; Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York ;
- [5-23] Braun, R. (1984) : *Biogas-Methangärung organischer Abfallstoffe*, 1e édition Springer-Verlag, Vienne, New York.
- [5-24] K. Buchauer ; A comparison of two simple titration procedures to determine volatile fatty acids in influents to waste-water and sludge treatment processes ; *Water SA* Vol. 24 No. 1 ; janvier 1998
- [5-25] Rieger, C. und Weiland, P. (2006) : Prozessstörungen frühzeitig erkennen, in *Biogas Journal* 4/06 pp. 18-20
- [5-26] Braha, A. (1988) : Bioverfahren in der Abwassertechnik: Erstellung reaktionskinetischer Modelle mittels Labor-Bioreaktoren und Scaling-up in der biologischen Abwasserreinigung. Udo Pfriemer Buchverlag in der Bauverlag GmbH, Berlin et Wiesbaden
- [5-27] Sahm, H. *Biologie der Methanbildung*, *Chemie-Ingenieur Technik* 53, No. 11 (1981)
- [5-28] Demande de brevet européen, *Bulletin des brevets* 2008/49, numéro de demande 08004314.4. Oechsner, Hans et al. 2008
- [5-29] Mudrack und Kunst : *Biologie der Abwasserreinigung*, Spektrum Verlag 2003
- [5-30] Dornak, C. (2000) : Möglichkeiten der Optimierung bestehender Biogasanlagen am Beispiel Plauen/Zobes in *Anaerobe biologische Abfallbehandlung*, Tagungsband der Fachtagung 21-22.2. 2000, Beiträge zur Abfallwirtschaft Band 12, Schriftenreihe des Institutes für Abfallwirtschaft und Altlasten der TU Dresden
- [5-31] Resch, C.; Kirchmayer, R.; Grasmug, M.; Smeets, W.; Braun, R. (2005) : Optimised anaerobic treatment of household sorted biodegradable waste and slaughterhouse waste under high organic load and nitrogen concentration in half technical scale. In conference proceedings of 4th international symposium of anaerobic digestion of solid waste, 31.8.05-2.9.05, Copenhagen
- [5-32] McCarty, P.L. ; McKinney (1961) : Salt toxicity in anaerobic digestion, *Journal Water Pollution Control Federation*, Washington D.C. 33, 399
- [5-33] McCarty, P.L. (1964) : *Anaerobic Waste Treatment Fundamentals - Part 3, Toxic Materials and their Control*, Pub. Works novembre 1991
- [5-34] Angelidaki, I. ; Ahring, B.K. (1994) : Anaerobic thermophilic digestion of manure at different ammonia loads: effect of temperature. *Wat Res* 28 : 727-731
- [5-35] Liebetrau, J. : *Regelungsverfahren für die anaerobe Behandlung von organischen Abfällen*, Rhombos Verlag 2008
- [5-36] Holubar, P. ; Zani, L. ; Hager, M. ; Fröschl, W. ; Radak, Z. ; Braun, R. ; (2003) : Start-up and recovery of a biogas-reactor using a hierarchical neural network-based control tool, *J. Chem. Technol. Biotechnol.* 78, 847-854
- [5-37] Heinzle, E. ; Dunn, I.J. ; Ryhiner, G.B. (1993) : *Modelling and Control for Anaerobic Wastewater Treatment*, *Advances in Biochemical Engineering Biotechnology*, Vol. 48, Springer Verlag 1993
- [5-38] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (ed.) : *Biogas-Messprogramm II*, Gülzow, 2009



Traitement du gaz et utilisations possibles

En Allemagne, le biogaz est principalement utilisé brut et converti en électricité sur le lieu même de production. Dans la plupart des cas, cette transformation se fait au moyen d'un moteur à combustion interne qui entraîne un générateur qui, à son tour, produit de l'électricité. Le biogaz peut aussi être utilisé dans des microturbines à gaz, des piles à combustible et des moteurs stirling. Ces technologies convertissent le biogaz en électricité, mais elles sont encore peu utilisées. Le biogaz peut également être utilisé pour produire de l'énergie thermique dans des brûleurs ou des chaudières adaptés.

Ces dernières années, l'injection de biogaz traité dans le réseau de gaz naturel est devenue une solution de plus en plus prisée. En août 2010, 38 centrales fonctionnaient déjà selon ce principe [6-9]. De nombreux autres projets similaires seront mis en œuvre dans les années à venir. Le gouvernement allemand a d'ailleurs défini des objectifs ambitieux dans ce domaine, puisqu'il compte remplacer 6 milliards de mètres cubes de gaz naturel par du biogaz chaque année d'ici à 2020. Le biométhane peut également être utilisé directement comme carburant, mais cette solution n'a jamais été testée à grande échelle en Allemagne.

Le gaz brut généré par les centrales de valorisation du biogaz ne peut pas être utilisé directement en raison des différents constituants spécifiques qu'il contient, notamment le sulfure d'hydrogène. Il doit d'abord passer par différentes étapes de purification, dont certaines sont obligatoires dans le cas des options d'utilisation mentionnées au début de ce chapitre.

6.1 Purification et traitement du gaz

Le biogaz brut est saturé de vapeur d'eau et contient, outre du méthane (CH_4) et du dioxyde de carbone (CO_2), d'importantes quantités de sulfure d'hydrogène (H_2S).

Le sulfure d'hydrogène est un gaz toxique qui a une désagréable odeur d'œuf pourri. Le sulfure d'hydrogène et la vapeur d'eau présents dans le biogaz s'associent pour former de l'acide sulfurique. Or, l'acide est source de corrosion pour les moteurs qui fonctionnent au biogaz, ainsi que pour les composants situés en amont et en aval des moteurs (canalisations, système d'échappement, etc.). Quant au soufre, il diminue les performances des étapes de purification réalisées en aval (élimination du CO_2).

Pour ces différentes raisons, le biogaz généré par les centrales de valorisation agricoles est habituellement désulfuré et séché. En fonction des autres substances qu'il contient ou de la technologie d'utilisation choisie (par exemple, en remplacement du gaz naturel), il passe aussi parfois par d'autres formes de traitement. Les fabricants des unités de cogénération définissent toujours des critères minimum au sujet des gaz qui peuvent être utilisés pour alimenter leurs unités. Les mêmes règles s'appliquent à l'utilisation qui est faite du biogaz. Si les critères ne sont pas respectés, la fréquence des opérations de maintenance augmente et le moteur finit par s'abîmer.

6.1.1 Désulfuration

Plusieurs méthodes de désulfuration existent. En fonction de l'application, il est possible de faire une distinction entre les méthodes biologiques, chimiques et physiques, et entre la désulfuration grossière et fine. La méthode ou la combinaison de méthodes choisie dépend de l'utilisation qui sera faite du bio-

Tableau 6.1 : Aperçu des différentes méthodes de désulfuration [6-32]

Méthode	Demande énergétique		Consommables		Injection d'air	Pureté en ppmv	DVGW respectée ? a	Problèmes
	él.	therm.	Consommation	Élimination				
Désulfuration biologique dans le digesteur	++	o	++	++	Oui	50-2,000	Non	Contrôle imprécis du procédé
Désulfuration chimique interne	-	o	+	+	Oui	50-100	Non	Contrôle imprécis du procédé
Bioépurateur	-	o	-	+	Non	50-100	Non	Procédé complexe et très onéreux
Précipitation du sulfure	o	o	--	o	Non	50-500	Non	Procédé lent
Désulfuration chimique interne	o	o	--	--	Oui	1-100	Non	Effet de purification largement réduit
Charbon actif	o	o	--	-	Oui	< 5	Oui	Volumes importants à éliminer

a. Conformément au code de pratique G 260 de la DVGW
 ++ particulièrement avantageux, + avantageux, o neutre, - désavantageux, -- particulièrement désavantageux

Tableau 6.2 : Caractéristiques et paramètres de la désulfuration biologique dans le digesteur

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Injection d'air à raison de 3 à 6 % en volume du biogaz libéré
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les digesteurs disposant d'un espace suffisant pour le gaz au-dessus du digesteur • Aucun intérêt pour l'injection ultérieure dans le réseau de gaz naturel
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Très rentable + Aucun produit chimique requis + Maintenance minimale, technologie fiable + Le soufre retombe dans le digestat et peut ainsi être utilisé comme engrais dans les champs
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Aucun lien avec la quantité de sulfure d'hydrogène libérée - Optimisation sélective de l'élimination du sulfure d'hydrogène impossible - Interférence avec le procédé et oxydation du méthane possibles en raison de l'introduction d'oxygène - Les variations de température saisonnières et jour/nuit dans l'espace réservé au gaz peuvent nuire aux performances de désulfuration - Incapacité à réagir aux fluctuations de la quantité de gaz libérée - Corrosion dans le digesteur et risque de formation de mélanges de gaz explosifs - Ne permet pas d'atteindre la qualité gaz naturel - Réduction du pouvoir calorifique
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Présence ou ajout de surfaces de croissance pour les bactéries du soufre, car la surface existante n'est généralement pas suffisante pour la désulfuration. • Optimisation possible en contrôlant la quantité d'oxygène injectée dans le réacteur et en mesurant continuellement la teneur en sulfure d'hydrogène
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Mini-compresseur ou pompe d'aération avec vanne de commande et débitmètre en aval pour le contrôle manuel du débit de gaz
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Pratiquement inutile

gaz. Un comparatif des méthodes disponibles est présenté dans le tableau 6.1.

En dehors de la composition du gaz, le principal facteur à prendre en compte est celui du débit de biogaz qui pénètre dans l'installation de désulfuration. En effet, ce débit peut fluctuer considérablement selon le mode de gestion utilisé pour le procédé. Le débit de

biogaz augmente généralement brusquement lorsque du substrat frais a été chargé dans le digesteur ou lorsque les agitateurs sont mis en marche. Ces pics de débit peuvent parfois représenter une augmentation de 50 % par rapport à la valeur moyenne. Pour lutter contre ce phénomène et garantir un procédé de désulfuration fiable, il est courant d'installer des unités de

désulfuration surdimensionnées ou de combiner différentes techniques.

6.1.1.1 Désulfuration biologique dans le digesteur

La désulfuration biologique est souvent réalisée à l'intérieur du digesteur, mais il est aussi possible de réaliser l'opération en aval. En présence d'oxygène, les *sulfobactéries* convertissent le sulfure d'hydrogène en soufre élémentaire, qui se mélange ensuite au digestat. Le processus de conversion nécessite la présence de nutriments, qui sont déjà présents en quantité largement suffisante dans le digesteur. Étant donnée l'omniprésence des bactéries, il n'est pas nécessaire d'en rajouter. Pour apporter l'oxygène nécessaire à la réaction, on injecte de l'air dans le digesteur au moyen d'un mini-compresseur (pompe d'aération) ou autre dispositif similaire. Le gaz désulfuré ainsi obtenu est généralement de qualité suffisante pour pouvoir être brûlé dans une unité de cogénération. Le seul problème qui peut éventuellement se présenter est lié aux variations de la concentration du gaz qui, lorsqu'elles sont trop importantes, entraînent des pics de concentration en soufre néfastes pour l'unité de cogénération. Par contre, cette méthode ne permet pas d'obtenir une qualité équivalente à celle du gaz naturel, car il est difficile d'éliminer les fortes concentrations en azote et en oxygène qui nuisent aux propriétés de combustion du gaz. Les caractéristiques de la méthode de désulfuration biologique dans le digesteur sont présentées dans le tableau 6.2 et un exemple d'installation est proposé à la figure 6.1.

6.1.1.2 Désulfuration biologique dans des réacteurs externes – principe du lit bactérien

Pour éviter les inconvénients évoqués ci-dessus, la désulfuration biologique peut avoir lieu à l'extérieur du digesteur, selon le principe du lit bactérien. Certaines entreprises proposent pour cela des colonnes de désulfuration biologique qui sont installées dans des réservoirs séparés. Cette méthode permet de gérer avec plus de précision les paramètres de la désulfuration tels que l'injection d'air/oxygène. Le soufre ainsi généré peut être réintroduit dans le digestat au niveau du réservoir de stockage afin d'améliorer les propriétés fertilisantes du digestat.

Le principe du lit bactérien, en vertu duquel le sulfure d'hydrogène est absorbé à l'aide d'une substance d'épuration (régénération de la solution par mélange avec l'oxygène atmosphérique), permet d'atteindre des taux d'élimination de 99 %, c'est-à-dire des



Figure 6.1 : Système de contrôle du gaz pour l'injection d'air dans l'espace réservé au gaz du digesteur [DBFZ]

concentrations en soufre inférieures à 50 ppm dans le gaz résiduel [6-24]. Mais, en raison de la quantité d'air introduite (environ 6 %), cette méthode ne convient pas au traitement du biométhane [6-5].

6.1.1.3 Épuration biochimique du gaz – bioépuration

Contrairement au principe du lit bactérien et à la désulfuration interne, la bioépuration est le seul procédé biologique qui permet d'obtenir un gaz de qualité équivalente à celle du gaz naturel. Ce procédé en deux étapes comprend une colonne remplie (absorption du H_2S par une solution de soude caustique diluée), un bioréacteur (régénération de la solution d'épuration grâce à l'oxygène de l'atmosphère) et un séparateur de soufre (rejet de soufre élémentaire). L'utilisation d'une étape de régénération séparée permet de ne pas introduire d'air dans le biogaz. Bien que cette technologie soit capable d'éliminer de très fortes teneurs en soufre (jusqu'à 30 000 mg/m³) avec des résultats similaires à ceux obtenus avec un système à lit bactérien, elle ne convient qu'aux centrales qui présentent des débits de gaz élevés ou de fortes teneurs en H_2S en raison du coût de l'équipement. Les caractéristiques de ce procédé sont présentées dans le tableau 6.4.

6.1.1.4 Précipitation du sulfure

Cette forme de désulfuration chimique a lieu dans le digesteur. Comme les méthodes de désulfuration biologique, elle permet une désulfuration grossière (concentrations en H_2S entre 100 et 150 ppm [6-35]). L'ajout de composés de fer (voir le tableau 6.5) dans le

Tableau 6.3 : Caractéristiques et paramètres des unités externes de désulfuration biologique

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Capacité d'élimination supérieure à 99 % (par exemple, de 6 000 ppm à < 50 ppm) • Disponibles pour toutes les tailles de centrales de valorisation du biogaz
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les systèmes de production de biogaz • Désulfuration grossière • La colonne à lit bactérien ne convient pas pour l'alimentation
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + La taille peut être adaptée à la quantité de sulfure d'hydrogène libérée + Possibilité d'optimisation sélective automatisée de l'élimination du sulfure d'hydrogène grâce à une bonne gestion des nutriments, de l'injection d'air et de la température + Aucune interférence avec le procédé due à l'injection d'oxygène dans le digesteur (puisque l'air est injecté à l'extérieur du digesteur) + Aucun produit chimique requis + La technologie peut facilement être mise aux normes + Si l'unité est suffisamment grande, les fluctuations du volume de gaz à court terme n'ont aucun impact sur la qualité du gaz
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Unité supplémentaire donc coût supplémentaire (température optimale de l'unité à lit bactérien entre 28 °C et 32 °C) - Maintenance supplémentaire (approvisionnement en nutriments) - Unités à lit bactérien avec injection excessive d'air dans le biogaz
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Unités de désulfuration externes
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Sous forme de colonnes, de réservoirs ou de conteneurs en plastique ou en acier, autonomes, remplis de matière filtrante, parfois avec lavage à contre-courant de l'émulsion de micro-organismes (principe du lit bactérien)
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Dans certains cas, les émulsions de micro-organismes biologiques doivent être réapprovisionnées ou la matière filtrante remplacée

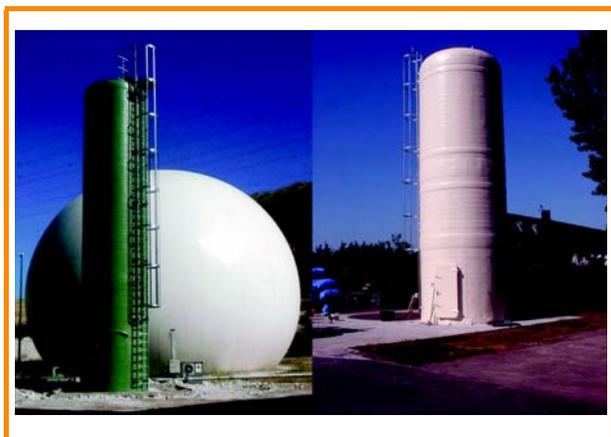


Figure 6.2 : Colonnes de désulfuration biologique externes, à droite d'un réservoir de gaz [S&H GmbH & Co. Umweltengineering KG]

digesteur permet de lier chimiquement le soufre au substrat, ce qui évite qu'il ne soit libéré sous forme de sulfure d'hydrogène. Étant donné les caractéristiques énumérées dans le tableau 6.5, cette méthode convient surtout aux centrales de valorisation du biogaz relativement petites ou aux centrales qui présentent une faible teneur en H_2S (< 500 ppm) [6-35].

6.1.1.5 Adsorption sur charbon actif

Utilisée comme technique de désulfuration fine, l'adsorption sur charbon actif est basée sur l'oxydation catalytique du sulfure d'hydrogène à la surface du charbon actif. Il est possible d'améliorer le taux de réaction et d'augmenter la capacité de chargement en imprégnant ou en dopant le charbon actif avec de l'iodure de potassium ou du carbonate de potassium. Pour être efficace, la désulfuration nécessite la présence de vapeur d'eau et d'oxygène. Le charbon actif imprégné ne peut donc pas être utilisé avec des gaz ne contenant pas d'air. Toutefois, le charbon actif dopé (permanganate de potassium) qui a récemment fait son apparition sur le marché peut également être utilisé pour les biogaz ne contenant pas d'air. Il permet également d'améliorer les performances de désulfuration en éliminant tout blocage des micropores [6-35].

6.1.2 Séchage

Pour protéger l'équipement qui utilise le gaz contre une usure excessive et des dégâts irréversibles et pour satisfaire aux conditions requises par les étapes de purification en aval, le biogaz doit être débarrassé de sa vapeur d'eau. La quantité d'eau ou de vapeur d'eau que le biogaz peut absorber dépend de la température du gaz. Le taux d'humidité relative du biogaz dans le

Tableau 6.4 : Caractéristiques et paramètres des épurateurs de gaz biochimiques externes

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Peut être utilisé avec une solution de soude caustique ou avec de l'hydroxyde de fer • Systèmes existants pour des débits de gaz entre 10 et 1 200 Nm³/h • Si la taille de l'installation est adaptée au débit de gaz brut, il est possible d'obtenir un excellent degré de purification, supérieur à 95 %
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les systèmes de production de biogaz • Désulfuration grossière
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + La taille peut être adaptée à la quantité de sulfure d'hydrogène libérée + Possibilité d'optimisation sélective automatisée de la séparation du sulfure d'hydrogène grâce à une bonne gestion de la température et des solutions d'épuration + Aucun impact négatif sur le procédé dû à l'injection d'oxygène + Évite les problèmes de corrosion sur les composants présents dans l'espace du digesteur réservé au gaz (par rapport à la désulfuration biologique interne)
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Équipement supplémentaire, donc coût supplémentaire (solution de soude caustique, eau douce) - Produits chimiques requis - Apport en eau douce nécessaire pour diluer la solution (inutile en cas d'utilisation d'hydroxyde de fer) - Maintenance supplémentaire nécessaire
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Même si la solution usée doit être éliminée dans une usine de traitement des eaux usées, aucun problème du point de vue chimique (valable uniquement pour la solution de soude caustique) • Unité de désulfuration externe
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Sous forme de colonnes ou de réservoirs en plastique, autonomes, remplis de matière filtrante, avec lavage à contre-courant de la solution
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Réapprovisionnement en produits chimiques de temps à autre • L'hydroxyde de fer peut être régénéré à de multiples reprises par aération avec de l'air ambiant, bien que la libération de chaleur associée puisse être source d'inflammation

digesteur est de 100 %, ce qui signifie que le biogaz est saturé de vapeur d'eau. Plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour sécher le biogaz : séchage par condensation, séchage par adsorption (gel de silice, charbon actif) ou séchage par absorption (déshydratation au glycol). Ces différentes méthodes sont brièvement expliquées ci-dessous.

6.1.2.1 Séchage par condensation

Cette méthode est basée sur la séparation du condensat, par refroidissement du biogaz en dessous du point de rosée. Le biogaz est souvent refroidi directement dans la canalisation. Si la canalisation est installée avec une pente suffisante, il suffit alors de recueillir le condensat dans un séparateur de condensat installé au point le plus bas de la canalisation. Si la canalisation est enterrée, l'effet de refroidissement est encore plus prononcé. Pour garantir un refroidissement suffisant, il faut que la canalisation soit suffisamment longue. Outre la vapeur d'eau, d'autres constituants indésirables, tels que les aérosols et certains gaz solubles dans l'eau, sont également éliminés avec le condensat. Les séparateurs de condensat doivent être vidangés régulièrement ; ils doivent donc être facilement accessibles. Pour éviter tout risque de gel, ils doivent aussi être installés dans un lieu protégé. Si nécessaire, il est possible

d'utiliser de l'eau froide pour accentuer le refroidissement. D'après [6-35], cette méthode permet d'atteindre des points de rosée de 3 à 5 °C, ce qui permet de faire baisser la teneur en vapeur d'eau à 0,15 % en volume (concentration initiale : 3,1 % en volume, 30 °C, pression ambiante). La compression préalable du gaz permet d'accentuer ces effets. Cette méthode est considérée comme la meilleure lorsque le gaz a pour vocation d'être brûlé. Elle ne répond cependant que partiellement aux conditions d'introduction dans le réseau, car elle ne permet pas de satisfaire aux dispositions des codes de pratique G260 et G262 de la DVGW. L'utilisation de techniques de purification par adsorption en aval (procédé PSA, désulfuration par adsorption) permettent de remédier à ce problème [6-35]. Le séchage par condensation peut être utilisé quel que soit le débit de gaz..

6.1.2.2 Séchage par adsorption

Les procédés par adsorption, qui fonctionnent avec des zéolithes, des gels de silice ou de l'oxyde d'aluminium, donnent de meilleurs résultats de séchage. Ils permettent d'atteindre des points de rosée jusqu'à -90 °C [6-22]. Installés sur un lit fixe, les adsorbants sont utilisés alternativement à la pression ambiante et à une pression de 6 à 10 bars ; ils sont particulièrement

Tableau 6.5 : Caractéristiques et paramètres de la désulfuration chimique interne ; d'après [6-13]

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Les substances chimiques utilisées peuvent être des sels de fer (chlorure de fer III, chlorure de fer II, sulfate de fer II) sous forme solide ou liquide ; il est également possible d'utiliser du minerai de fer des marais • Recommandations de [6-20] : ajout de 33 g de Fe par m³ de substrat
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les systèmes à digestion humide • Désulfuration grossière
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Très bons taux d'élimination + Pas d'unité supplémentaire requise pour la désulfuration + Pas de travaux de maintenance supplémentaires requis + Le dosage des substances est proportionnel à la masse d'intrants + Aucun impact négatif sur le procédé dû à l'injection d'oxygène + Évite les problèmes de corrosion sur les composants présents dans l'espace du digesteur réservé au gaz (par rapport à la désulfuration biologique interne) + Les fluctuations dans le débit de gaz libéré n'ont pas d'impact sur la qualité du biogaz + Cette méthode avec désulfuration fine en aval permet ensuite d'injecter le biogaz dans le réseau
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Difficile d'adapter les dimensions à la teneur en soufre des intrants (surdosage généralement nécessaire) - Coûts d'exploitation accrus en raison de la consommation constante de produits chimiques - Augmentation des dépenses d'investissement en raison des mesures de sécurité supplémentaires à prendre
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • La désulfuration chimique dans le digesteur est parfois utilisée lorsque la désulfuration biologique dans l'espace du digesteur réservé au gaz est insuffisante • Le sulfure de fer qui en résulte peut entraîner une rapide augmentation de la concentration en fer dans les sols après épandage du digestat dans les champs
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Dosage manuel ou automatisé avec ajout d'un petit équipement de transport • Introduction sous forme de solution ou de granulés
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Peu ou pas de maintenance requise

Tableau 6.6 : Caractéristiques de la désulfuration au charbon actif

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation de charbon actif imprégné (iodure de potassium, carbonate de potassium) ou dopé (permanganate de potassium)
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les systèmes de production de biogaz • Désulfuration fine avec des teneurs de 150 à 300 ppm
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Très bons taux d'élimination (< jusqu'à 4 ppm [6-25]) + Dépenses d'investissement modérées + En cas d'utilisation de charbon actif dopé, aucun impact négatif sur le procédé dû à l'injection d'oxygène + Évite les problèmes de corrosion sur les composants présents dans l'espace du digesteur réservé au gaz (par rapport à la désulfuration biologique interne) + Méthode permettant l'injection du biogaz dans le réseau
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Ne convient pas aux biogaz ne contenant pas d'oxygène et pas de vapeur d'eau (exception : charbon actif imprégné) - Coûts d'exploitation élevés en raison du coût de la régénération (vapeur à des températures supérieures à 450 °C [6-4]) - Élimination du charbon actif - Impossibilité d'utiliser le soufre
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • La désulfuration au charbon actif est utilisée pour obtenir du gaz à très faible teneur en soufre
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Sous forme de colonnes en plastique ou en acier inoxydable, autonomes, remplies de charbon actif
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Remplacement régulier du charbon actif

bien adaptés aux débits de gaz faibles à moyens [6-35]. Les matériaux d'adsorption peuvent être régénérés à froid ou à chaud. Des informations détaillées sur la régénération sont disponibles dans [6-22] ou [6-35]. Grâce aux résultats qu'elle permet d'obtenir, cette méthode convient à toutes les utilisations possibles.

6.1.2.3 Séchage par absorption

La déshydratation au glycol est une technique utilisée dans le traitement du gaz naturel. Il s'agit d'un procédé d'absorption, c'est-à-dire d'un procédé physique d'injection à contre-courant de glycol ou de triéthylène-glycol dans le biogaz dans une colonne d'absorp-

Tableau 6.7 : Comparaison de différentes méthodes d'enrichissement du méthane [6-5], [6-35]

Méthode	Mode d'action/caractéristiques	Concentration en CH ₄ possible	Commentaires
Procédé PSA	Alternance entre adsorption et désorption physique au moyen de changements de pression	> 97%	Grand nombre de projets existants, désulfuration et séchage préalables requis, peu de flexibilité dans la régulation du système, forte demande énergétique, aucune chaleur requise, grosses pertes de méthane, pas de produits chimiques
Lavage à l'eau	Absorption physique avec de l'eau comme solvant ; régénération par réduction de la pression	> 98%	Grand nombre de projets existants, pas de désulfuration et de séchage requis en amont, adaptation flexible au débit de gaz, forte demande énergétique, aucune chaleur requise, grosses pertes de méthane, pas de produits chimiques
Lavage aux amines	Absorption chimique au moyen de liquides de lavage (amines), régénération à la vapeur de H ₂ O	> 99%	Quelques projets existants, convient aux petits débits de gaz, faible demande énergétique (procédé sans pression), forte demande de chaleur, pertes de méthane minimales, forte demande d'agents de lavage
Épuration au Genosorb	Similaire à l'épuration à l'eau mais avec du Genosorb (ou du Selexol) comme solvant	> 96%	Peu de projets existants, conseillé pour les grandes centrales pour des raisons économiques, pas de désulfuration et de séchage requis en amont, adaptation flexible au débit de gaz, très forte demande énergétique, faible demande de chaleur, grosses pertes de méthane
Méthodes de séparation membranaire	Avec membranes à pores : gradient de pression pour la séparation du gaz, sinon vitesse de diffusion des gaz	> 96%	Peu de projets existants, désulfuration et séchage requis en amont, très forte demande énergétique, aucune chaleur requise, grosses pertes de méthane, pas de produits chimiques
Méthodes cryogéniques	Liquéfaction du gaz par rectification, séparation à basse température	> 98%	Statut de projet pilote, désulfuration et séchage requis en amont, très forte demande énergétique, très faibles pertes de méthane, pas de produits chimiques

tion. Cette opération permet d'extraire la vapeur d'eau et les hydrocarbures supérieurs du biogaz brut. Dans le cas de l'épuration au glycol, la régénération se fait en chauffant la solution d'épuration à 200 °C, ce qui entraîne l'évaporation des impuretés [6-37]. La littérature donne un point de rosée maximal de -100 °C [6-30]. D'un point de vue économique, cette méthode convient à des débits de gaz relativement élevés (500 m³/h) [6-5], ce qui place l'injection de biogaz en deuxième position des solutions envisageables.

6.1.3 Extraction du dioxyde de carbone

L'extraction du dioxyde de carbone est une étape indispensable, surtout lorsque le gaz généré doit ensuite être injecté dans le réseau. L'augmentation de la concentration en méthane permet d'ajuster les propriétés de combustion de manière à satisfaire aux exigences du code de pratique de la DVGW. Depuis 2006, 38 centrales qui injectent du biogaz traité dans le réseau de gaz naturel ont vu le jour en Allemagne. Que ce soit en Allemagne ou dans d'autres pays européens, les méthodes de traitement les plus couramment utilisées sont l'épuration à l'eau et le procédé

PSA, suivis d'une épuration chimique. Le choix de la méthode dépend des propriétés du gaz, de la qualité finale qui peut être obtenue, des pertes de méthane et, enfin, des coûts de traitement qui varient selon les centrales. Les principales caractéristiques des différentes méthodes de traitement sont résumées dans le tableau 6.7 et sont expliquées plus en détail dans les sections qui suivent.

6.1.3.1 Procédé PSA

Le procédé PSA est une technique qui utilise du charbon actif, des tamis moléculaires (zéolithes) et des tamis moléculaires de carbone pour séparer physiquement les gaz. Considérée comme la plus avancée du point de vue technique, cette méthode est fréquemment utilisée. De nombreux projets ont été réalisés avec cette technologie, particulièrement en Allemagne. Pour les centrales de valorisation du biogaz, l'installation est composée de quatre à six absorbeurs installés en parallèle, le nombre variant en fonction de la durée des quatre cycles que sont l'adsorption (extraction de vapeur de H₂O et de CO₂ à une pression d'environ 6 à 10 bars), la désorption (par décompres-

sion), l'évacuation (désorption supplémentaire par rinçage avec du gaz brut ou du gaz traité) et la montée en pression. Cette configuration permet d'obtenir des rendements en CH_4 d'environ 97 % en volume. Le rendement en méthane peut encore être amélioré (avec un coût supplémentaire) avec l'introduction de cycles de rinçage supplémentaires au gaz brut et/ou au gaz traité et d'une recirculation partielle du gaz résiduaire en amont du compresseur. Si le système est utilisé correctement, la durée de vie utile des adsorbants est presque illimitée, bien qu'il faille, pour cela, que le gaz brut soit exempt de soufre et sec, faute de quoi l'eau, le sulfure d'hydrogène et tous les autres composants mineurs sont adsorbés sur les tamis moléculaires de carbone, ce qui risque de perturber durablement l'efficacité de la séparation PSA ou même de l'arrêter complètement. La demande énergétique totale est relativement faible par rapport à d'autres méthodes, malgré les changements constants de pression qui consomment beaucoup d'électricité. Cette méthode présente également l'avantage d'être idéale pour les petites capacités. Par contre, le procédé PSA n'est pas très performant en termes de pertes de méthane (1 à 5 % de méthane dans l'air d'échappement). Étant donné l'impact considérable du méthane sur l'effet de serre, l'ajout d'une étape de post-oxydation de l'air évacué est indispensable.

6.1.3.2 Lavage à l'eau

Le lavage à l'eau sous pression est la méthode la plus répandue pour le traitement du biogaz en Europe (environ 50 % de la totalité des centrales). Cette méthode est basée sur les différentes solubilités du CH_4 et du CO_2 dans l'eau. Le biogaz prétraité (c'est-à-dire, après extraction des éventuelles gouttelettes d'eau provenant du digesteur ou de la buée présente dans le gravier) est amené, dans un premier temps, à une pression d'environ 3 bars, puis, dans deuxième temps, à une pression d'environ 9 bars avant d'être envoyé à contre-courant à travers la colonne d'absorption chargée en H_2O (réacteur à lit bactérien) [6-5]. Dans la colonne, le sulfure d'hydrogène, le dioxyde de carbone et l'ammoniac, ainsi que les éventuelles autres particules et micro-organismes présents dans le gaz brut, sont dissous dans l'eau. Une fois la pression de l'eau retombée, ces substances sont retirées du système. Cette méthode ne nécessite pas de désulfuration/séchage en amont. Elle présente également l'avantage d'être extrêmement flexible. La pression et la température, mais aussi le débit de l'unité (réglable entre 40 % et 100 % de la capacité nominale), peuvent être adap-

tés en fonction de la concentration en CO_2 du gaz brut [6-5]. Cette méthode présente d'autres aspects positifs, notamment son fonctionnement continu et entièrement automatisé, sa facilité d'entretien, sa capacité à traiter même le gaz saturé en humidité (grâce à l'étape de séchage postérieure), sa fiabilité reconnue, la coabsorption du H_2S et du NH_3 et l'utilisation d'eau comme absorbant (substance toujours disponible, sûre et peu onéreuse) [6-5]. Par contre, elle présente l'inconvénient de consommer beaucoup d'électricité et d'entraîner des pertes de méthane relativement importantes (environ 1 %), ce qui oblige à rajouter une étape de post-oxydation.

6.1.3.3 Épuration chimique (amine)

L'épuration aux amines est un procédé d'absorption chimique dans lequel le biogaz (non comprimé) est mis en contact avec un liquide de lavage qui absorbe le dioxyde de carbone. Les amines généralement utilisées pour la séparation du CO_2 sont la monoéthanolamine (MEA) (dans les procédés basse pression et lorsque la seule substance à éliminer est le CO_2) et la diéthanolamine (DEA) (dans les procédés haute pression sans régénération). La méthyldiéthanolamine (MDEA) ou parfois la triéthanolamine (TEA) peuvent être utilisées pour séparer à la fois le CO_2 et le H_2S [6-5]. Pour récupérer l'agent de lavage, une étape de désorption ou de régénération, qui fonctionne généralement à la vapeur d'eau, est incluse en aval de l'étape d'absorption. La forte demande d'énergie thermique qui en résulte est le principal inconvénient de ce procédé. Il faudrait donc, pour optimiser cette technologie, réussir à mettre au point des concepts de chauffage intelligents. La méthode présente toutefois un autre inconvénient puisqu'elle ne permet pas de régénérer totalement l'agent de lavage, ce qui entraîne une consommation continue de solvants. D'un autre côté, l'épuration aux amines a l'avantage de produire un gaz de très bonne qualité (> 99 %) assorti de pertes de méthane minimales (< 0,1 %). Autrefois, ce procédé n'était que très rarement utilisé en Allemagne et en Europe, mais les centrales d'épuration aux amines ont maintenant tendance à se développer, notamment en Allemagne. Le procédé est principalement utilisé pour les centrales à faible débit situées dans des lieux dotés de sources de chaleur.

6.1.3.4 Épuration physique (Selexol, Genosorb)

Le procédé au Genosorb, qui est un prolongement du procédé au Selexol, fonctionne selon un principe si-





Figure 6.3 : Centrale de traitement du biogaz (épuration Genosorb) à Ronnenberg [Urban, Fraunhofer UMSICHT]

milaire à celui du lavage à l'eau sous pression. L'eau est remplacée par une solution d'épuration (en l'occurrence, du Genosorb) qui est mise en contact avec le biogaz à une pression de 7 bars. Outre le dioxyde de carbone et le sulfure d'hydrogène, le procédé permet de séparer l'eau. L'épuration au Genosorb est donc la seule méthode capable d'extraire les trois impuretés en une seule étape. Toutefois, pour des raisons économiques, il est préférable d'utiliser du biogaz désulfuré et séché. La régénération de la solution d'épuration a lieu à 50 °C au moyen d'une réduction progressive de la pression puis d'un rinçage à l'air ambiant. Selon [6-35], la chaleur nécessaire au procédé peut provenir de la chaleur dégagée lors de la compression du gaz. Le fabricant évoque 1 % à 2 % de pertes de méthane, ce qui nécessite la mise en place d'une étape d'oxydation thermique supplémentaire. Du point de vue énergétique, cette méthode a des besoins légèrement supérieurs à ceux du procédé de lavage à l'eau ou du procédé PSA [6-35].

6.1.3.5 Séparation membranaire

La technologie membranaire est une approche relativement nouvelle dans le secteur du traitement du biogaz. Elle est encore en phase de développement, bien que quelques systèmes de séparation membranaire soient déjà en activité (par exemple, en Autriche et à Kisslegg-Rahmhaus). Les techniques membranaires séparent le méthane et les autres composants du gaz en utilisant les différences de vitesse de diffusion qui existent entre les molécules de gaz de différente taille. Par exemple, le méthane, qui est une molécule relativement petite, se diffuse plus rapidement à travers la plupart des membranes que le dioxyde de carbone ou le sulfure d'hydrogène. Il est possible d'ajuster la pureté du gaz en faisant varier le type de membrane, la surface membranaire, le débit et le nombre d'étapes de séparation.

6.1.3.6 Séparation cryogénique

Le traitement cryogénique du gaz (c'est-à-dire, la séparation du CH₄ et du CO₂ à basse température) asso-

cie deux phénomènes : la rectification (liquéfaction du gaz) qui produit du CO₂ et la séparation à basse température, qui entraîne le gel du CO₂ [6-5]. Ces deux opérations sont des procédés très délicats qui exigent que le gaz soit préalablement désulfuré et séché. Leur utilisation dans le traitement du biogaz n'a pas encore été testée sur le terrain. Le problème majeur de cette méthode est la quantité d'énergie qu'elle requiert. Cependant, ses excellents résultats (qualité proche de >99 % et pertes de méthane minimales (<0,1 %)) incitent à poursuivre les recherches.

6.1.4 Extraction de l'oxygène

L'extraction de l'oxygène présent dans le biogaz brut est parfois nécessaire lorsque le biométhane doit être injecté dans le réseau de gaz naturel. Outre les codes de pratique de la DVGW, cette opération doit être réalisée dans le respect des accords transnationaux en vigueur. Deux procédés ont fait leurs preuves dans ce domaine : l'extraction catalytique avec des catalyseurs de palladium-platine et la chimisorption sur catalyseur cuivre. De plus amples informations sont fournies dans [6-35].

6.1.5 Extraction des autres gaz présents à l'état de traces

Parmi les gaz présents à l'état de traces dans le biogaz, on trouve généralement de l'ammoniac, des siloxanes et des BTX (benzène, toluène, xylène). Mais ces substances sont rarement présentes en quantités importantes dans les centrales de valorisation du biogaz agricoles. En règle générale, leurs teneurs, quand elles sont détectables, sont inférieures aux niveaux mentionnés dans les codes de pratique de la DVGW [6-35]. Sans compter que la plupart de ces substances sont également séparées par les procédés de purification mentionnés ci-dessus (désulfuration, séchage et enrichissement en méthane).

6.1.6 Obtention d'un gaz comparable au gaz naturel

Lorsque le biogaz doit être injecté dans un réseau après avoir franchi les différentes étapes de purification, il doit subir un dernier ajustement afin de satisfaire aux critères de qualité exigés pour le gaz naturel. Le producteur de biogaz doit savoir que, même si ces spécifications sont définies en fonction des propriétés du gaz naturel disponible, la seule chose qui compte pour lui est de respecter les codes de pratique G 260 et

G 262 de la DVGW. Il relève ensuite de la responsabilité de l'opérateur du réseau de réaliser l'ajustement final et de prendre en charge les coûts d'exploitation (pour plus d'informations, voir la section 7.4.3). Les différents critères à prendre en considération à cette étape sont expliqués ci-dessous.

6.1.6.1 Odorisation

Le biométhane est un gaz inodore qui doit pourtant pouvoir être détecté en cas de fuite. Il faut donc lui ajouter des odorisants. Les principaux éléments utilisés à cette fin sont des composés organiques sulfurés tels que les mercaptans ou le tétrahydrothiophène (THT). Depuis quelques années toutefois, pour des raisons écologiques et techniques, les odorisants sans soufre semblent être privilégiés. Ces odorisants peuvent être mélangés au gaz par injection ou au moyen d'une dérivation. Des informations plus détaillées sur la technologie d'odorisation figurent dans le code de pratique G 280-1 de la DVGW.

6.1.6.2 Ajustement du pouvoir calorifique

Le biométhane qui est injecté dans le réseau doit avoir les mêmes propriétés de combustion que le gaz naturel déjà présent dans les canalisations, notamment en termes de pouvoir calorifique, de densité relative et d'indice de Wobbe. Les valeurs correspondantes ne doivent pas sortir des plages définies, même si la densité relative peut temporairement excéder la valeur maximale autorisée et que l'indice de Wobbe peut temporairement descendre en dessous de la valeur minimale autorisée. Des informations plus détaillées sont fournies dans les codes de pratique G 260 et G 685 de la DVGW. Pour ajuster les paramètres, la solution la plus courante consiste à ajouter de l'air (si le pouvoir calorifique du biogaz est trop élevé) ou du gaz liquéfié généralement sous la forme d'un mélange propane-butane (si le pouvoir calorifique du biogaz est trop faible). L'apport de gaz liquéfié est toutefois limité, d'une part, à cause du risque de re-liquéfaction possible dans les applications haute pression connectées au réseau (réservoirs de stockage, stations de remplissage de gaz naturel sous pression), d'autre part, par les dispositions figurant dans le code de pratique G 486 de la DVGW. En raison des limites des méthodes mathématiques utilisées pour la conversion, les quantités maximales de propane et de butane qu'il est possible d'ajouter sont limitées, respectivement, à 5 mol% et à 1,5 mol%.



6.1.6.3 Ajustement de la pression

Le biométhane doit être amené à une pression légèrement supérieure à la pression du réseau afin de pouvoir être injecté dans les différents niveaux du réseau. Les niveaux d'injection possibles sont les réseaux basse pression (< 0,1 bar), les réseaux moyenne pression (0,1 à 1 bar) et les réseaux haute pression (1 bar ou plus). Lorsque la pression est supérieure ou égale à 16 bars, on parle de très haute pression [6-5]. Le biogaz est généralement comprimé au moyen de compresseurs hélicoïdaux ou de compresseurs alternatifs. Il est important de noter que certains procédés (PSA, lavage à l'eau) génèrent déjà du biogaz traité à une pression de 5 à 10 bars, ce qui signifie qu'il n'est pas toujours nécessaire (selon la pression du réseau) d'ajouter une station de compression à l'installation.

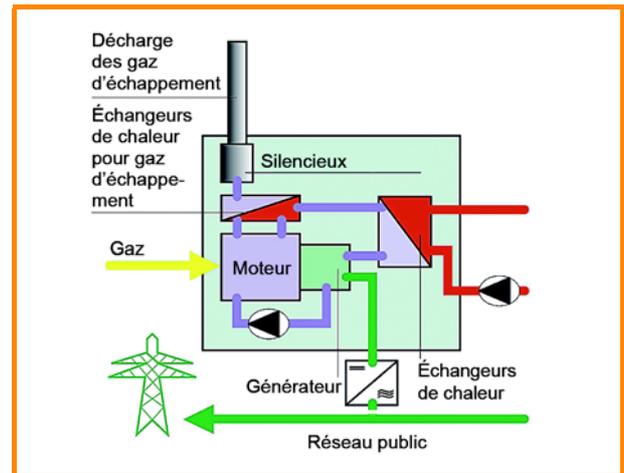


Figure 6.4 : Présentation schématique d'une unité de cogénération [ASUE]

6.2 Utilisation pour la production combinée de chaleur et d'électricité

La cogénération fait référence à la génération simultanée de chaleur et d'électricité. Selon le cas, on peut faire la distinction entre les unités de cogénération à dominante électricité et les unités de cogénération à dominante chaleur. Les unités à dominante chaleur sont préférables en raison de leur meilleure efficacité. Dans la plupart des cas, les installations sont composées de petites unités de cogénération dotées de moteurs à combustion interne couplés à un générateur. Les moteurs tournent à vitesse constante pour permettre au générateur de fournir une énergie électrique compatible avec la fréquence du système. À l'avenir, le générateur pourra être alimenté par des microturbinés à gaz, par des moteurs stirling ou par des piles à combustible qui remplaceront les moteurs à injection pilotée et les moteurs à allumage commandé.

6.2.1 Petites unités de cogénération intégrées, avec moteurs à combustion interne

Outre le moteur à combustion interne et le générateur associé, le module de cogénération est composé de systèmes d'échange de chaleur pour la récupération de l'énergie thermique du gaz d'échappement, de circuits d'eau de refroidissement et d'huile de lubrification, de systèmes hydrauliques pour la distribution de la chaleur et d'équipements de commande et de commutation électrique pour la distribution de l'électricité et le contrôle de l'unité de cogénération. Les moteurs



Figure 6.5 : Unité de cogénération, module autonome compact avec torche [Haase Energietechnik AG]

utilisés dans ces unités sont des moteurs à allumage commandé ou des moteurs à injection pilotée. Alors que ces derniers étaient plus courants par le passé, deux ou trois nouvelles centrales ont été équipées de moteurs à allumage commandé, qui fonctionnent selon le principe du moteur à essence, sans huile d'allumage ; la seule différence réside dans la compression. La présentation schématique d'une unité de cogénération et un exemple d'installation sont présentés, respectivement, aux figures 6.4 et 6.5.

6.2.1.1 Moteurs à allumage commandé

Les moteurs à allumage commandé sont des moteurs qui fonctionnent selon le principe du moteur à es-

Tableau 6.8 : Caractéristiques et paramètres des moteurs à allumage commandé

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Production électrique jusqu'à > 1 MW, rarement inférieure à 100 kW • Rendement électrique 34 % à 42 % (pour une production électrique nominale de > 300 kW) • Durée de vie : environ 60 000 heures de fonctionnement • Concentration en méthane du gaz : environ 45 % ou plus
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Pratiquement toutes les centrales de valorisation du biogaz, mais plus économiques dans les grandes centrales
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Spécialement conçus pour fonctionner au gaz + Normes d'émission largement respectées (il est toutefois possible que les limites d'émissions de formaldéhyde soient dépassées) + Maintenance limitée + Efficacité globale supérieure à celle des moteurs à injection pilotée
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Dépenses d'investissement initiales légèrement supérieures à celles des moteurs à injection pilotée - Coût plus élevé car ces moteurs sont produits en séries limitées - Rendement électrique inférieur à celui des moteurs à injection pilotée dans le bas de la gamme de puissance
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Un refroidisseur d'urgence doit être installé pour éviter tout risque de surchauffe lorsque la demande de chaleur est faible • La régulation de la puissance en fonction de la qualité du gaz est possible et recommandée
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Unité autonome à l'intérieur d'un bâtiment ou sous forme d'unité compacte fermée
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Voir la section relative à la maintenance

sence et qui ont été adaptés pour fonctionner au gaz. Pour minimiser les émissions d'oxyde d'azote, les moteurs fonctionnent comme des moteurs à gaz pauvre, avec un fort excès d'air. Dans les moteurs à gaz pauvre, la quantité de carburant qui peut être convertie dans le moteur est moindre, ce qui limite la puissance du moteur. Ce phénomène est compensé par l'utilisation d'un turbocompresseur. Le moteur à allumage commandé exige une concentration minimale d'environ 45 % de méthane dans le biogaz. Si la concentration en méthane est inférieure, le moteur s'arrête.

En l'absence de biogaz, le moteur à allumage commandé peut également être alimenté avec d'autres types de gaz, par exemple du gaz naturel [6-12]. Cette solution peut s'avérer utile, notamment au démarrage de la centrale de valorisation du biogaz afin de produire la chaleur nécessaire au procédé (chaleur résiduelle du moteur). Outre le système de régulation du gaz destiné au biogaz, un autre système de régulation doit alors être installé pour le gaz de substitution.

Les principaux paramètres liés à l'utilisation des moteurs à allumage commandé avec du biogaz sont présentés dans le tableau 6.8.

6.2.1.2 Moteurs à injection pilotée

Les moteurs à injection pilotée fonctionnent selon le même principe que les moteurs diesel. Ils ne sont pas toujours conçus pour fonctionner au gaz et doivent

donc être modifiés. Un mélangeur de gaz injecte le biogaz dans l'air de combustion, puis le mélange est enflammé par l'huile d'allumage qui pénètre dans la chambre de combustion par un système d'injection. Le système est généralement réglé de manière à obtenir une concentration en huile d'allumage d'environ 2 % à 5 % de la quantité de carburant. En raison de la quantité relativement faible d'huile d'allumage injectée, les injecteurs ne sont pas suffisamment refroidis et risquent de s'encrasser [6-12] et donc de s'user plus rapidement. Les moteurs à injection pilotée fonctionnent également avec un fort excès d'air. La régulation de la charge s'effectue en contrôlant la quantité d'huile d'allumage ou de gaz injectée.

Si l'approvisionnement en biogaz se tarit, les moteurs à injection pilotée peuvent fonctionner à l'huile d'allumage ou au diesel. Le changement de carburant se fait sans difficulté et peut s'avérer nécessaire au démarrage de la centrale de valorisation du biogaz pour apporter la chaleur nécessaire au procédé.

D'après la loi sur les sources d'énergie renouvelable, seules les huiles d'allumage provenant de sources renouvelables, telles que l'ester méthylique de colza ou autres biomasses approuvées, peuvent être utilisées comme huile d'allumage. Les critères de qualité exigés par le fabricant du moteur doivent toutefois être respectés. Les caractéristiques et paramètres des moteurs à injection pilotée sont présentés dans le tableau 6.9.

Tableau 6.9 : Caractéristiques et paramètres des moteurs à injection pilotée

Caractéristiques	<ul style="list-style-type: none"> • Concentration d'huile d'allumage de 2 à 5 % pour la combustion • Puissance électrique maximale d'environ 340 kW • Durée de vie : environ 35 000 heures de fonctionnement • Rendement électrique de 30 % à 44 % (rendement d'environ 30 % pour les petites centrales uniquement)
Utilisation	<ul style="list-style-type: none"> • Pratiquement toutes les centrales de valorisation du biogaz, mais plus économiques dans les petites centrales
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> + Moteurs standard, donc peu onéreux + Rendement électrique supérieur à celui des moteurs à allumage commandé dans le bas de la gamme de puissance
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - L'encrassement des injecteurs risque d'accroître les émissions de gaz d'échappement (NO_x) et les opérations de maintenance - Les moteurs ne sont pas spécifiquement conçus pour fonctionner au biogaz - Rendement global inférieur à celui des moteurs à allumage commandé - Carburant supplémentaire (huile d'allumage) requis - Les émissions de polluants dépassent souvent les normes fixées par les TA Luft (Instructions techniques pour le contrôle de la qualité de l'air) - Durée de vie relativement courte
Spécificités	<ul style="list-style-type: none"> • Un refroidisseur d'urgence doit être installé pour éviter tout risque de surchauffe lorsque la demande de chaleur est faible • La régulation de la puissance en fonction de la qualité du gaz est possible et recommandée
Conception	<ul style="list-style-type: none"> • Unité autonome à l'intérieur d'un bâtiment ou sous forme d'unité compacte fermée
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Voir la section relative à la maintenance

Tableau 6.10 : Normes d'émission publiées par les TA Luft le 30 juillet 2002 pour les centrales dotées de moteurs à combustion d'après le n° 1.4 (y compris 1.1 et 1.2), 4e règlement d'application de la loi allemande sur la pollution (4. BImSchV) [6-16]

Polluant	Unité	Moteurs à allumage commandé		Moteurs à injection pilotée	
		Puissance thermique nominale			
		< 3 MW	≥ 3 MW	< 3 MW	≥ 3 MW
Monoxyde de carbone	mg/m ³	1,000	650	2,000	650
Oxyde d'azote	mg/m ³	500	500	1,000	500
Dioxyde de soufre et trioxyde de soufre donné comme du dioxyde de soufre	mg/m ³	350	350	350	350
Particules totales	mg/m ³	20	20	20	20
Substances organiques : formaldéhyde	mg/m ³	60	20	60	60

6.2.1.3 Réduction de la quantité de polluants et traitement des gaz d'échappement

Les moteurs à combustion fixes conçus pour fonctionner au biogaz doivent être approuvés par les autorités, en vertu des dispositions de la loi fédérale allemande de lutte contre la pollution (BImSchG), si leur puissance thermique nominale est supérieure ou égale à 1 MW. Les Instructions techniques sur le contrôle de la qualité de l'air (TA Luft) précisent les normes d'émission applicables qui doivent être respectées. Si la puissance thermique nominale de l'installation est inférieure à 1 MW, l'approbation des autorités n'est pas nécessaire en vertu

de la BImSchG. Dans ce cas, ce sont les valeurs publiées dans les TA Luft qui doivent être utilisées comme source d'information pour vérifier que les opérateurs respectent les obligations auxquelles ils sont soumis. Une disposition oblige, par exemple, les opérateurs à minimiser les impacts environnementaux nocifs inévitables en utilisant le meilleur de la technologie, bien que les autorités gèrent ce problème de manière différente [6-33]. Les normes d'émission publiées dans les TA Luft font la distinction entre les moteurs à injection pilotée et les moteurs à allumage commandé. Les limites publiées dans les TA Luft à la date du 30 juillet 2002 sont présentées dans le tableau 6.10.

Pour minimiser la concentration en polluants dans le gaz d'échappement, le plus simple consiste à alimenter le moteur avec du gaz soigneusement traité. Le dioxyde de soufre, par exemple, résulte de la combustion du sulfure d'hydrogène (H_2S) présent dans le biogaz. Si les concentrations en constituants indésirables présents sous forme de traces dans le biogaz sont faibles, les concentrations des produits de leur combustion dans le gaz d'échappement seront également faibles.

Pour minimiser les émissions d'oxyde d'azote, les moteurs fonctionnent en mélange pauvre. Grâce à cette méthode, il est possible de réduire la température de combustion et donc de limiter la formation d'oxyde d'azote.

Il est rare que des catalyseurs soient utilisés en association avec les unités de cogénération alimentées au biogaz. En effet, les impuretés présentes dans le biogaz, telles que le sulfure d'hydrogène, désactivent les catalyseurs et peuvent les endommager de manière irréversible.

Les moteurs à allumage commandé à mélange pauvre respectent généralement sans problèmes les normes d'émission des TA Luft. Ce n'est pas toujours le cas des moteurs à injection pilotée qui présentent des niveaux d'émission moins favorables que ceux des moteurs à allumage commandé. Les émissions d'oxyde d'azote (NO_x) et de monoxyde de carbone (CO) peuvent, dans certains cas, dépasser les limites fixées dans les TA Luft. En raison de l'utilisation d'huile d'allumage, le gaz d'échappement contient également des particules de suie [6-33], [6-7], [6-26]. Les dernières études réalisées montrent aussi que les normes d'émissions de formaldéhyde sont souvent dépassées [6-15]. Il existe pourtant des systèmes de post-oxydation et des filtres à charbon actif qui permettent de se conformer aux normes d'émission des TA Luft et de l'EEG 2009 (40 mg/m^3), mais leur utilisation n'est pas encore très répandue.

6.2.1.4 Générateurs

Les unités de cogénération sont généralement équipées de générateurs synchrones ou asynchrones (induction). Étant donné leur forte consommation de courant réactif, il semble préférable de limiter l'utilisation des générateurs asynchrones aux unités dont la puissance nominale est inférieure à 100 kW_{el} [6-27]. Les générateurs les plus courants dans les centrales de valorisation du biogaz sont donc les générateurs synchrones.

6.2.1.5 Rendement et puissance électriques

Le rendement d'une unité de cogénération mesure le niveau d'efficacité de la conversion de l'énergie d'alimentation. Le rendement global associe le rendement électrique et le rendement thermique et se situe habituellement entre 80 % et 90 %. En théorie, donc, 90 % de la puissance thermique nominale totale peut être utilisée pour la conversion d'énergie.

La puissance thermique nominale se calcule ainsi :

$$\dot{Q}_F = (\dot{v}_B \cdot H_i)$$

Équation 6.1 : Q_F = puissance thermique nominale [kW] ;
 v_B = débit de biogaz [m^3/h] ; H_i = pouvoir calorifique du biogaz [kWh/m^3]

En règle générale, le rendement électrique et le rendement thermique des moteurs à allumage commandé et des moteurs à injection pilotée représentent chacun 50 % du rendement global. Le rendement électrique associe le rendement mécanique du moteur et le rendement du générateur et se calcule en multipliant ces deux valeurs. Un aperçu des rendements qu'il est possible d'atteindre est présenté à la figure 6.6.

Le rendement électrique des unités de cogénération alimentées par des moteurs à injection pilotée se situe entre 30 % et 43 %. Dans la partie basse de la gamme de puissance, il est plus élevé que celui des unités de cogénération à moteurs à allumage commandé de même puissance électrique. Le rendement des unités de cogénération fonctionnant avec des moteurs à allumage commandé se situe entre 34 % et 40%. Le rendement électrique des deux types de moteurs augmente parallèlement à la puissance électrique. Sachant que les rendements indiqués par les fabricants des unités de cogénération sont calculés sur le banc d'essai (fonctionnement continu au gaz naturel), les résultats obtenus en conditions réelles sont généralement inférieurs. Il est notamment extrêmement rare de pouvoir fonctionner de manière continue à pleine charge, le rendement à charge partielle étant plus faible qu'à pleine charge. Cette dépendance diffère pour chaque unité et peut être calculée en utilisant les fiches techniques de l'unité concernée.

De multiples facteurs influencent le rendement électrique, les performances et les émissions de gaz nocifs d'une unité de cogénération. Les composants moteur, tels que les bougies, l'huile moteur, les soupapes et les pistons, mais aussi les filtres à air, les filtres à gaz et les filtres à huile s'usent avec l'âge. Ces pièces d'usure doivent être remplacées à intervalles réguliers afin de pro-



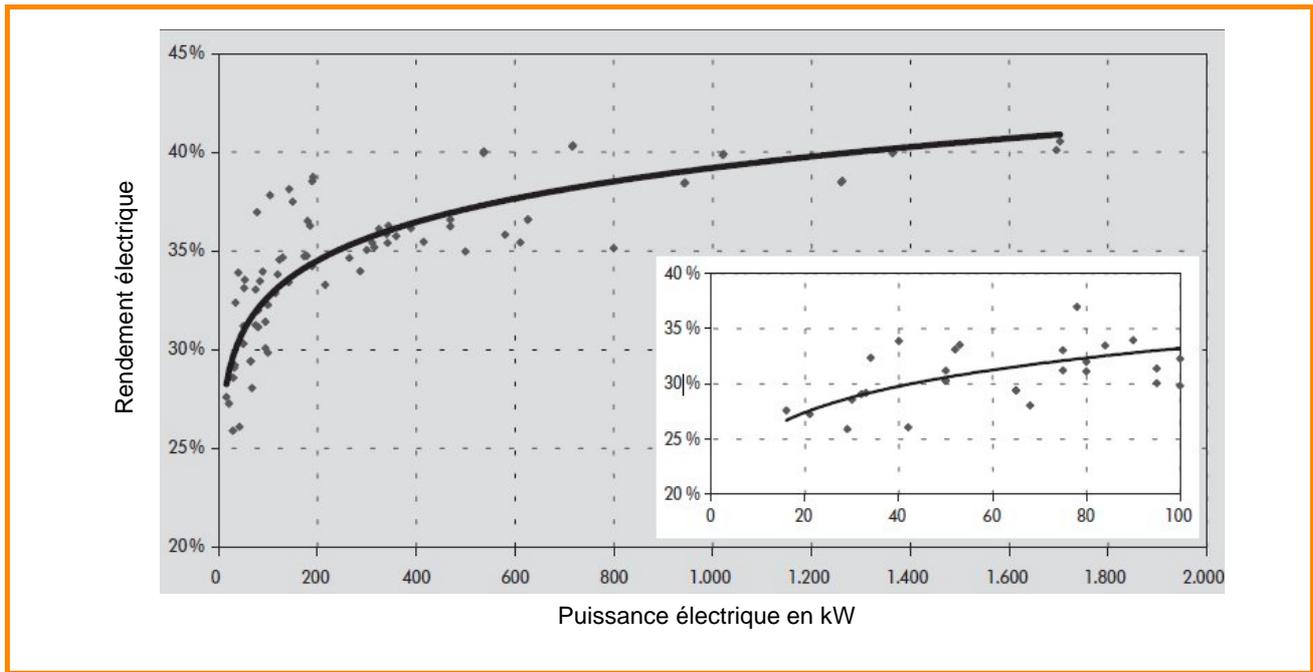


Figure 6.6 : Rendement électrique des unités de cogénération [6-41]

longer la durée de vie de l'unité de cogénération. Les intervalles de maintenance nécessaires sont généralement spécifiés par le fabricant de l'unité. Le réglage de l'unité de cogénération, notamment le rapport lambda, l'avance à l'allumage et le jeu des soupapes, a également une influence substantielle non seulement sur le rendement et la production électrique, mais aussi sur le niveau d'émission de gaz nocifs. Les opérations de maintenance et de réglage relèvent de la responsabilité de l'opérateur de la centrale. Elles peuvent être réalisées soit par l'opérateur lui-même, soit par le biais d'un contrat de maintenance souscrit auprès du fabricant de l'unité de cogénération ou d'un autre prestataire de services. De manière générale, si l'unité de cogénération est réglée de manière à ce que le niveau d'émissions se situe dans la plage stipulée dans les TA Luft, cela aura une influence considérable sur la qualité de la combustion, sur la production électrique et sur le rendement électrique [5-26].

6.2.1.6 Extraction de chaleur

Pour pouvoir utiliser la chaleur produite pendant la production de l'électricité, il faut d'abord l'extraire au moyen d'échangeurs de chaleur. Dans une unité de cogénération fonctionnant avec un moteur à combustion interne, la chaleur est produite à diverses températures. La plus grande partie de la chaleur provient du système d'eau de refroidissement du moteur. La température obtenue à ce niveau permet d'utiliser la

chaleur comme énergie de chauffage ou comme énergie de procédé. Un distributeur de chaleur est présenté à la figure 6.7. Dans la plupart des cas, la chaleur du circuit de refroidissement est extraite au moyen d'échangeurs de chaleur à plaques [6-13]. La chaleur extraite est ensuite distribuée aux différents circuits de chauffage.



Figure 6.7 : Distributeur de chaleur [MT-Energie GmbH]

La température du gaz d'échappement se situe entre 460 °C et 550 °C. Des échangeurs de chaleur pour gaz d'échappement en acier inoxydable (généralement des échangeurs à tubes et calandre) sont utilisés pour extraire la chaleur résiduelle des gaz d'échappement [6-13]. Le fluide utilisé pour le trans-

fert peut être de la vapeur à différentes pressions, de l'eau chaude ou de l'huile thermique.

La chaleur résiduelle de l'unité de cogénération est généralement suffisante pour couvrir les besoins de chaleur de la centrale. Ces besoins se limitent d'ailleurs généralement à la saison hivernale. L'été, le système de refroidissement de secours doit souvent entrer en action pour dissiper la plus grande partie de la chaleur résiduelle, sauf si elle peut être utilisée à l'extérieur. Outre la chaleur nécessaire pour chauffer le digesteur, qui représente entre 20 % et 40 % de la chaleur totale produite, il est également possible de chauffer des locaux professionnels ou des logements résidentiels. Les unités de cogénération sont intégralement compatibles avec les systèmes de chauffage standard et peuvent donc facilement être connectées à un circuit de chauffage. Il est toutefois préférable de conserver une chaudière (en général, déjà présente) à utiliser en cas de panne de l'unité de cogénération.

En association avec les autres puits de chaleur présents sur le site (chaleur de la stabulation ou refroidissement du lait), il peut s'avérer économiquement intéressant de fournir de la chaleur à d'autres utilisateurs extérieurs à l'exploitation agricole. Étant donné la hausse du coût des substrats utilisés comme ressources renouvelables, la vente de chaleur est parfois le seul moyen d'assurer la rentabilité de la centrale. Cette solution permet également de bénéficier d'une prime en vertu de la loi sur les sources d'énergie renouvelable (EEG). En effet, en vertu de cette loi, les installations existantes reçoivent 2 centimes par kilowattheure d'électricité générée si la chaleur est utilisée conformément aux dispositions de l'EEG 2004. Pour les nouvelles installations, cette prime passe à 3 centimes par kilowattheure si la chaleur est utilisée conformément à la Liste positive de l'EEG 2009. Les mêmes conditions s'appliquent aux installations existantes qui satisfont aux dispositions de l'EEG 2009.

S'il existe un marché pour la chaleur, il peut également s'avérer intéressant d'économiser de la chaleur en améliorant l'isolation du digesteur ou l'efficacité du système de chauffage du digesteur. En cas de vente de chaleur, il est toutefois important de noter qu'il faut parfois garantir la continuité de l'approvisionnement en chaleur, même pendant les périodes de maintenance et les temps d'arrêt de la centrale. Les utilisateurs potentiels de la chaleur sont les installations municipales, les entreprises voisines (entreprises horticoles, exploitations piscicoles, installations de séchage du bois, etc.) ou certains bâtiments résidentiels. Les utilisateurs les plus intéressants sont les procédés de finition et de séchage qui ont généralement besoin

d'importantes quantités d'énergie thermique. Il est également possible de combiner le refroidissement, la chaleur et l'électricité (voir 6.2.5.2).

6.2.1.7 Système de régulation du gaz

Pour qu'un moteur à gaz puisse fonctionner efficacement au biogaz, les propriétés physiques du biogaz utilisés doivent satisfaire à certains critères, notamment en termes de pression (généralement 100 mbar) et de débit. Si ces paramètres ne sont pas conformes aux critères établis, par exemple, si la quantité de gaz émise par le digesteur est insuffisante, les moteurs risquent de ne fonctionner que partiellement ou même de s'arrêter. Pour garantir une alimentation la plus constante possible et satisfaire aux règles de sécurité, on installe généralement un système de régulation du gaz en amont de l'unité de cogénération.

Le système de régulation du gaz et toutes les canalisations associées doivent être approuvés, conformément aux directives de la DVGW (Association allemande scientifique et technique de l'industrie du gaz et de l'eau). Toutes les canalisations de gaz doivent être de couleur jaune ou identifiées par des flèches jaunes. Le système de régulation comprend deux vanes de fermeture automatiques (électrovannes), une vanne d'arrêt à l'extérieur de la pièce dans laquelle se trouve le dispositif, un pare-flammes et un vacuostat. Il est utile d'y ajouter un compteur de gaz pour mesurer la quantité de gaz utilisée, ainsi qu'un filtre à particules. Si nécessaire, on peut aussi inclure un compresseur. Un exemple de système de régulation du gaz est présenté à la figure 6.8.

Les canalisations de gaz doivent absolument être équipées d'un système de purge du condensat, car la présence de condensat, même en quantité minime, risque de boucher la canalisation de gaz en raison de la faible pression du gaz.

6.2.1.8 Exploitation, maintenance et sites d'installation

L'utilisation de biogaz dans une unité de cogénération est soumise à certaines contraintes d'ordre général. Outre la gestion quotidienne de l'installation, il faut respecter les intervalles de maintenance prescrits et s'assurer que le site sur lequel l'unité de cogénération est installée répond à certains critères.

Exploitation

Grâce à divers systèmes de commande et de contrôle, le fonctionnement des unités de cogénération est large-





Figure 6.8 : Unité de cogénération avec système de régulation du gaz [DBFZ]

ment automatisé. Pour permettre l'évaluation ultérieure du fonctionnement de l'unité de cogénération, les informations suivantes doivent être enregistrées et conservées :

- Nombre d'heures de fonctionnement
- Nombre de démarrages
- Température de l'eau de refroidissement du moteur
- Température d'entrée et de sortie de l'eau de chauffage
- Pression de l'eau de refroidissement
- Pression d'huile
- Température des gaz d'échappement
- Contre-pression des gaz d'échappement
- Consommation de carburant
- Production globale (thermique et électrique).

En principe, les données sont enregistrées par le système de commande de l'unité de cogénération. Il est généralement possible de connecter ce système de commande avec celui de la centrale de valorisation du biogaz et d'instaurer un échange de données avec un système de commande central ou de transmettre des données par Internet, ce qui permet aux fabricants d'effectuer des diagnostics à distance. Malgré la présence des multiples dispositifs de contrôle électroniques, il est important de réaliser une inspection visuelle quotidienne de l'installation. Dans les unités de cogénération équipées de moteurs à injection pilotée, la consommation d'huile d'allumage doit également être mesurée.

Pour pouvoir obtenir des informations sur le rendement thermique de l'unité de cogénération, des compteurs de chaleur doivent être installés afin de mesurer la quantité de chaleur produite. Ces données permettent également d'obtenir des informations relativement

précises sur la quantité de chaleur requise par le procédé ou par les autres installations (stabilisations, etc.) reliées au circuit de chauffage de l'unité de cogénération.

Pour s'assurer que les moteurs sont suffisamment approvisionnés en gaz, la centrale doit pouvoir amener le gaz à la pression requise avant qu'il ne pénètre dans le système de régulation du gaz. Si le biogaz n'est pas stocké sous pression, l'installation doit alors être équipée de compresseurs pour amener le gaz à la pression souhaitée.

L'huile de lubrification joue un rôle important pour la sécurité et la fiabilité des moteurs puisqu'elle neutralise les acides qui résultent de la combustion du carburant dans le moteur. Pour des raisons de vieillissement, de contamination, de nitruration et de réduction de sa capacité de neutralisation, l'huile de lubrification doit être changée à intervalles réguliers, intervalle qui dépend du type de moteur, du type d'huile et du nombre d'heures de fonctionnement. Un échantillon doit être prélevé avant chaque vidange et analysé dans un laboratoire spécialisé. Les résultats de l'analyse permettent de décider de l'intervalle optimal entre les vidanges d'huile et fournissent des informations sur l'usure du moteur [6-12]. Ces opérations sont souvent intégrées aux contrats de maintenance. Pour rallonger l'intervalle entre les vidanges d'huile, il est possible d'augmenter la quantité d'huile utilisée en installant des carters d'huile plus grands (en vente chez de nombreux fabricants).

Maintenance

Les intervalles de maintenance définis pour les unités de cogénération fonctionnant aux biogaz doivent être scrupuleusement respectés. Cette règle vaut aussi pour les interventions de maintenance préventive, notamment les vidanges d'huile et le remplacement des pièces d'usure. Mal entretenue, l'unité de cogénération s'abîme vite, ce qui peut entraîner des frais de réparation considérables [6-12], [6-23].

Tous les fabricants d'unités de cogénération définissent des programmes d'inspection et de maintenance. Ces programmes indiquent quels travaux doivent être réalisés et à quel rythme pour garantir le bon fonctionnement de l'équipement. L'intervalle entre les différentes interventions de maintenance dépend notamment du type de moteur utilisé. Les fabricants des unités de cogénération proposent souvent des sessions de formation pour permettre aux opérateurs des centrales de réaliser une partie du travail eux-mêmes [6-12].

Outre les programmes de maintenance, les fabricants proposent également des contrats d'entretien.



Figure 6.9 : Installation d'une unité de cogénération dans un bâtiment et dans un conteneur spécialement conçu à cet effet [Seva Energie AG]

L'opérateur de la centrale doit étudier soigneusement le contrat d'entretien proposé avant d'acheter l'unité de cogénération, en faisant particulièrement attention aux points suivants :

- les travaux qui devront être réalisés par l'opérateur lui-même ;
- le type de contrat d'entretien ;
- la personne qui est chargée de fournir les pièces ;
- la durée du contrat ;
- l'inclusion d'une révision générale dans le contrat ;
- la gestion des problèmes imprévus.

Les services qui figurent dans le contrat d'entretien dépendent, entre autres, des tâches qui peuvent être exécutées par l'opérateur lui-même. La VDMA (Fédération allemande de la construction mécanique et de l'ingénierie) a préparé des spécifications et un modèle de contrat de maintenance et d'entretien. Ces spécifications forment la base de la directive VDI 4680 'Combined heat and power systems (CHPS) – Principles for the drafting of service contracts' (systèmes de production combinée de chaleur et d'électricité - principes applicables à la rédaction de contrats de service) de l'Association des ingénieurs allemands. Des informations sur le contenu et la structure de ces contrats sont disponibles dans [6-2]. D'après la VDMA, différentes formes de contrats d'entretien sont possibles.

Le **contrat d'inspection** couvre les travaux nécessaires pour évaluer l'état de la centrale. Dans ce type de contrat, la rémunération peut être forfaitaire ou proportionnelle aux dépenses réelles engagées, et les inspections peuvent être ponctuelles ou réalisées à intervalles réguliers.

Le **contrat de maintenance préventive** couvre les mesures nécessaires pour maintenir la centrale dans un état souhaité. Les travaux à réaliser doivent être

décrits dans une liste qui devient partie intégrante du contrat. Les travaux peuvent être réalisés à intervalles réguliers ou selon l'état de la centrale. Les parties au contrat se mettent d'accord sur une rémunération forfaitaire ou proportionnelle aux dépenses engagées. Selon la nature du contrat, les réparations qui ne peuvent pas être effectuées par l'opérateur peuvent également être incluses dans la prestation de services.

Le **contrat de maintenance corrective** couvre les mesures requises pour que la centrale retrouve l'état souhaité. Les travaux à réaliser varient en fonction des défaillances constatées. La rémunération varie généralement selon les dépenses engagées [6-1].

Le **contrat de maintenance** couvre toutes les mesures nécessaires pour garantir un fonctionnement sûr et fiable de la centrale [travaux de maintenance et de réparation, installation des pièces de rechange et consommables (hors carburant)]. En raison de la durée du contrat (généralement de 10 ans), une révision générale est également incluse dans le contrat. Ce type de contrat se rapproche davantage d'une garantie. La rémunération est généralement forfaitaire [6-1].

La durée de vie moyenne d'un moteur à injection pilotée est de 35 000 heures de fonctionnement [6-28] [6-29], ce qui, à raison de 8 000 heures de fonctionnement par an, équivaut à environ quatre années et demie d'utilisation. Au bout de cette période, une révision générale s'impose. Cette opération consiste généralement à remplacer le moteur, car le prix d'une révision générale est souvent supérieur à celui d'un moteur neuf. La durée de vie d'un moteur à allumage commandé est d'environ 60 000 heures de fonctionnement, soit à peu près sept ans et demi d'utilisation. Là aussi, une fois cette durée écoulée, le moteur doit subir une révision générale, au cours de laquelle prati-



quement tous les composants seront changés en dehors du châssis du moteur et du vilebrequin. Après une révision générale, le moteur peut normalement fonctionner à nouveau pendant la même durée [6-2]. La durée de vie du moteur dépend en grande partie des conditions d'entretien. Elle peut donc varier considérablement.

Sites d'installation

L'unité de cogénération doit toujours être installée dans un bâtiment adapté. Pour limiter le bruit, le bâtiment doit être tapissé de matériaux d'isolation acoustique et l'unité de cogénération elle-même doit être équipée d'un capot insonorisant. Outre l'espace nécessaire pour réaliser les travaux de maintenance, le bâtiment doit disposer d'un approvisionnement en air suffisant pour satisfaire à la demande des moteurs. Pour cela, il faut parfois installer un système de ventilation avec entrée d'air frais et évacuation de l'air vicié. De plus amples informations sur les caractéristiques des sites d'installation des unités de cogénération figurent dans les règles de sécurité des centrales de valorisation du biogaz agricoles.

Il est également possible de placer les unités de cogénération dans des conteneurs installés dehors. En principe, ces conteneurs satisfont aux conditions définies par les fabricants des unités de cogénération. Ces installations ont l'avantage d'être entièrement assemblées et testées dans les locaux du fabricant de l'unité de cogénération. L'installation et la mise en service sur le site ne prennent donc pas plus d'un ou deux jours. Des exemples d'installations d'unités de cogénération sont présentés à la figure 6.9.

6.2.2 Moteurs stirling

Le moteur stirling est une variante du moteur à air chaud. Dans ce moteur, contrairement à ce qui se passe dans un moteur à combustion interne, le piston n'est pas entraîné par l'expansion des gaz de combustion issus de la combustion à l'intérieur du moteur, mais par l'expansion d'un gaz enfermé, expansion qui est provoquée par un apport d'énergie ou de chaleur depuis une source externe. Cette séparation entre la source d'énergie ou de chaleur et le processus de génération de puissance signifie que la chaleur nécessaire peut provenir de différentes sources d'énergie, par exemple d'un brûleur à gaz alimenté au biogaz.

Le moteur stirling est basé sur le principe selon lequel le gaz fournit un travail lorsqu'il change de température. Si ce gaz au travail passe continuellement

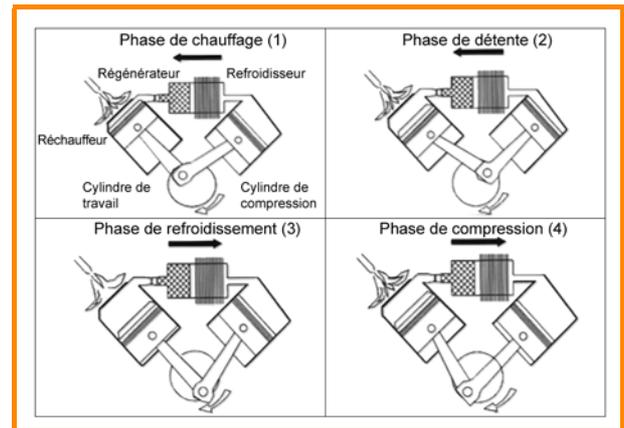


Figure 6.10 : Principe de fonctionnement d'un moteur stirling d'après [6-14] et [6-21]

d'un espace chaud à un espace froid, le moteur peut fonctionner en continu. L'idée est donc de faire circuler le gaz qui se trouve à l'intérieur du moteur. Le principe de fonctionnement est présenté à la figure 6.10.

Grâce au procédé de combustion continue, les moteurs stirling émettent peu de polluants, sont peu bruyants et ne demandent pas beaucoup d'entretien. Étant donné le peu de contraintes auxquelles les composants sont exposés et le maintien du gaz en circuit fermé, l'opérateur est en droit d'espérer des coûts de maintenance faibles. Le rendement électrique de ces moteurs est moins bon que celui des moteurs à allumage commandé traditionnels, puisqu'il se situe entre 24 % et 28 %. La puissance d'un moteur stirling est généralement inférieure à 100 kW_{el} [6-34].

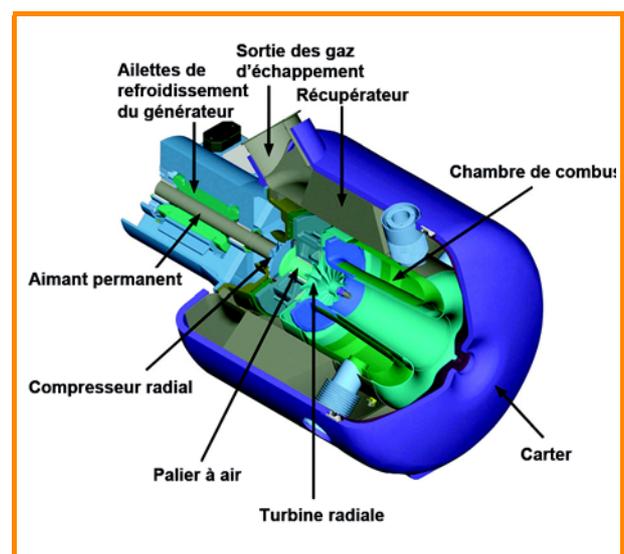


Figure 6.11 : Présentation d'une microturbine à gaz [Energietechnologie GmbH]

Sachant que la combustion a lieu à l'extérieur du moteur, la qualité du biogaz n'est pas très importante, ce qui permet d'utiliser du gaz à faible teneur en méthane [6-14]. Le principal avantage du moteur stirling par rapport à un moteur à combustion interne alimenté au biogaz réside donc dans le fait que le biogaz n'a pas besoin d'être purifié. Par contre, l'inertie qui résulte des éventuelles modifications de charge peut s'avérer problématique, quoi que ce facteur soit moins important dans les installations fixes que sont les unités de cogénération que dans les véhicules à moteur.

Des moteurs stirling fonctionnant au gaz naturel sont disponibles sur le marché dans les catégories à très faible puissance. Mais ils devront subir des améliorations techniques avant de pouvoir être utilisés de manière rentable avec du biogaz. Une unité de cogénération peut fonctionner avec un moteur stirling comme elle le ferait avec un moteur à injection pilotée ou avec un moteur à allumage commandé. Pour le moment, cependant, seuls quelques projets pilotes ont été lancés en Allemagne.

6.2.3 Microturbines à gaz

Une microturbine à gaz est une petite turbine rapide, fonctionnant avec un faible rapport de compression et dont la puissance ne dépasse pas 200 kW_{el}. Il existe actuellement un certain nombre de fabricants de microturbines à gaz aux États-Unis et en Europe. Contrairement aux turbines à gaz « normales », les microturbines à gaz sont équipées d'un récupérateur pour préchauffer l'air de combustion, ce qui permet d'améliorer le rendement de la turbine. Une microturbine à gaz est présentée à la figure 6.11.

Dans une turbine à gaz, l'air ambiant est aspiré et comprimé au moyen d'un compresseur. L'air pénètre dans la chambre de combustion dans laquelle il est mélangé à du biogaz. La hausse de température qui résulte de la combustion entraîne une augmentation du volume. Les gaz chauds passent ensuite dans une turbine où ils se détendent. Cette étape libère une quantité d'énergie beaucoup plus importante que celle nécessaire au fonctionnement du compresseur. L'excès d'énergie est alors utilisé pour alimenter un générateur et produire de l'électricité.

Tournant à une vitesse d'environ 96 000 tr/min, le générateur produit un courant alternatif haute fréquence qui peut, après passage dans des convertisseurs, être injecté dans le réseau d'électricité. Lorsqu'une microturbine à gaz est alimentée au biogaz au lieu du gaz naturel, elle doit subir quelques modifications, notamment au niveau de la chambre

de combustion et des injecteurs [6-8]. Les émissions sonores d'une microturbine à gaz se situent dans une plage de fréquence élevée et peuvent facilement être insonorisées.

Pour pouvoir être injecté dans la chambre de combustion d'une microturbine à gaz, dans laquelle la pression peut atteindre plusieurs bars, le biogaz doit être préalablement comprimé, sachant qu'il faut tenir compte des pertes de pression qui peuvent se produire dans la canalisation, dans les soupapes et dans les brûleurs, ce qui signifie que l'augmentation de pression peut atteindre 6 bars. Pour cela, un compresseur est installé en amont de la microturbine à gaz, côté alimentation.

Les substances indésirables présentes dans le biogaz (particulièrement l'eau et les siloxanes) peuvent endommager la microturbine. Pour éviter ce phénomène, le gaz doit être préalablement séché et filtré (si la concentration en siloxanes dépasse 10 mg/m³ CH₄). Par contre, les microturbines ont une meilleure tolérance au soufre que les moteurs à gaz. Elles peuvent fonctionner avec une concentration en méthane de 35 % à 100 % [6-7], [6-8].

Grâce à la combustion continue assortie d'un fort excès d'air et d'une pression basse dans la chambre de combustion, les microturbines émettent beaucoup moins de gaz d'échappement que les moteurs. Il est ainsi possible d'utiliser autrement les gaz d'échappement, par exemple pour le séchage direct du fourrage ou la fertilisation en CO₂ des plantes cultivées en serre. La chaleur résiduelle est disponible à des températures relativement élevées et est intégralement transportée dans les gaz d'échappement. Il est ainsi techniquement plus facile et moins onéreux d'utiliser la chaleur que dans le cas d'un moteur à combustion interne [6-8], [6-39], [6-37].

Les intervalles de maintenance sont beaucoup plus longs que pour les moteurs, au moins dans le cas des microturbines à gaz alimentées au gaz naturel. Les fabricants conseillent un intervalle de maintenance de 8 000 heures, avec une durée de vie d'environ 80 000 heures. Une révision générale est prévue au bout de 40 000 heures de fonctionnement, avec remplacement de la partie chaude.

L'inconvénient de la microturbine à gaz est son faible rendement électrique qui ne dépasse pas 30 %. Ce problème est cependant compensé par un bon comportement en charge partielle (50 à 100 %) et par un rendement constant entre les différentes opérations de maintenance. Les coûts d'investissement sont de 15 % à 20 % plus élevés, à puissance équivalente, que ceux des concepts d'utilisation du biogaz basés



sur des moteurs [6-39]. Ces coûts devraient toutefois baisser une fois que les microturbines à gaz seront plus répandues sur le marché. La loi EEG 2009 permet d'obtenir une prime technique de 1 ct/kWh_{el} pour l'utilisation de microturbines à gaz. Des essais sont actuellement en cours avec des microturbines alimentées au biogaz, mais leur intérêt pratique n'a pas encore été prouvé.

6.2.4 Piles à combustible

Le fonctionnement des piles à combustible est fondamentalement différent des méthodes conventionnelles utilisées pour produire de l'énergie à partir du biogaz. En effet, elles permettent de convertir directement l'énergie chimique en électricité. Les piles à combustible garantissent un rendement électrique qui peut atteindre 50 %, assorti d'une absence quasiment totale d'émissions en fonctionnement. Elles offrent également un bon rendement à charge partielle.

Le principe de la pile à combustible est l'inverse de celui de l'électrolyse de l'eau. Dans l'électrolyse, le courant électrique dissocie la molécule d'eau en dihydrogène (H₂) et en dioxygène (O₂). Dans une pile à combustible, le H₂ et le O₂ réagissent pour former de l'eau (H₂O), réaction qui produit de l'électricité et de la chaleur. Pour que cette réaction électrochimique ait lieu, la pile à combustible a donc besoin d'hydrogène et d'oxygène comme « carburant » [6-17]. Le montage de la pile à combustible est pratiquement toujours identique. La pile elle-même est composée de deux plaques perméables au gaz (anode et cathode), séparées par une membrane qui fait fonction d'électrolyte. Diverses substances sont utilisées comme électrolyte, en fonction du type de pile à combustible. Un exemple de pile à combustible illustrant ce principe de fonctionnement est présenté à la figure 6.12.

Avant de pouvoir être utilisé dans une pile à combustible, le biogaz doit être conditionné. Il est particulièrement important d'en extraire le soufre en utilisant l'une des méthodes décrites à la section 6.1.1. Ce procédé comprend plusieurs étapes, selon le type de pile à combustible utilisé. Ces étapes sont détaillées dans [6-31]. Les différents types de piles à combustible ont été baptisés en fonction du type d'électrolyte utilisé. On fait la distinction entre les piles basse température (AFC, PEMFC, PAFC, DMFC) et les piles haute température (MCFC, SOFC). Le choix de la pile dépend de la manière dont la chaleur est utilisée ainsi que des gammes de puissance disponibles.

La pile à combustible à membrane d'échange de protons (PEMFC) est une option prometteuse pour les

petites centrales de valorisation du biogaz. Elle fonctionne à 80 °C, ce qui signifie que la chaleur peut être injectée directement dans un système d'eau chaude existant. La nature de l'électrolyte laisse à penser que cette pile à combustible aura une durée de vie relativement longue, bien qu'elle soit extrêmement sensible aux impuretés présentes dans le gaz. Pour le moment, l'élimination du monoxyde de carbone généré pendant le reformage est toujours considérée comme un problème critique.

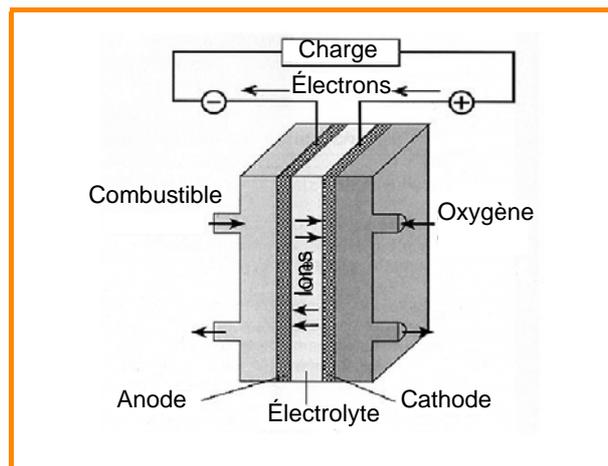


Figure 6.12 : Principe de fonctionnement d'une pile à combustible [vTI]

Pour l'instant, la pile à combustible la plus développée est la PAFC (pile à combustible à acide phosphorique). Il s'agit de la pile la plus couramment utilisée en association avec du gaz naturel, mais aussi de la seule pile à combustible disponible sur le marché à avoir fonctionné pendant 80 000 heures lors d'essais pratiques [6-31]. Il existe actuellement des piles à combustible PAFC qui peuvent être utilisées avec du biogaz et qui couvrent la gamme de puissance 100-200 kW_{el}. Leur rendement électrique peut atteindre 40 %. La PAFC est moins sensible au dioxyde de carbone et au monoxyde de carbone.

La MCFC (pile à combustible à carbonate fondu) utilise du carbonate fondu comme électrolyte ; elle est insensible au monoxyde de carbone et tolère une concentration en dioxyde de carbone de 40 % en volume. En raison de sa température de fonctionnement élevé (entre 600 °C et 700 °C), le reformage peut avoir lieu à l'intérieur de la pile. La chaleur résiduelle peut, par exemple, être utilisée dans des turbines installées en aval. La MCFC atteint un rendement de 50 % pour une gamme de puissance de 40 à 300 kW_{el}. Elle est actuellement en cours d'introduction sur le marché [6-31].

La SOFC (pile à combustible à oxyde solide) est un autre type de pile à combustible haute température. Sa température de fonctionnement se situe entre 600 °C et 1 000 °C, avec un rendement électrique élevé pouvant atteindre 50 %. Là encore, le reformage du méthane qui produit de l'hydrogène peut avoir lieu à l'intérieur de la pile. Sa sensibilité au soufre est faible, ce qui constitue un avantage vis-à-vis du biogaz. Pour l'instant, cependant, son application à la production de biogaz est encore en phase de recherche ou de projet pilote. Il est cependant possible d'imaginer une utilisation des SOFC dans des systèmes à petite échelle pour micro-réseaux de biogaz.

À l'heure actuelle, les fabricants privilégient la PEMFC, qui est en concurrence avec la SOFC dans les gammes de puissance les plus basses (la SOFC possède un meilleur rendement, mais aussi un coût plus élevé) [6-31]. Mais la PAFC continue à dominer le marché.

Quel que soit le type de pile à combustible, les coûts d'investissement restent très élevés, largement au-dessus de ceux des unités de cogénération à moteur. Selon [6-31], le coût d'une PEMFC se situe entre €4 000 et 6 000/kW. L'objectif est d'atteindre €1 000 à 1 500/kW. Plusieurs projets pilotes se penchent actuellement sur une possible baisse des coûts d'investissement et tentent de trouver des moyens d'éliminer les problèmes techniques qui subsistent, particulièrement en lien avec l'utilisation du biogaz.

6.2.5 Utilisation de la chaleur résiduelle dans les unités de cogénération à dominante électricité

Dans la plupart des cas, la variable qui régit le fonctionnement d'une unité de cogénération alimentée au gaz naturel ou au biométhane est la demande de chaleur. Cela signifie que l'électricité peut être exportée sans restriction, tandis que l'unité de cogénération est gérée de manière à répondre à la demande de chaleur. Dans la plupart des cas, l'unité de cogénération à dominante chaleur a pour but de répondre à la majeure partie de la demande de chaleur d'un client (70 % à 80 % de la demande annuelle), les pics de demande étant couverts par des chaudières supplémentaires. À l'opposé, une unité de cogénération est considérée comme étant à dominante électricité lorsque ses courbes de charge sont définies en fonction de la demande d'électricité. Cela peut être le cas lorsque l'électricité n'est pas injectée dans le réseau ou que la demande d'électricité est relativement constante. Les grandes installations ou les sites industriels disposant de puits de chaleur suffisants sont parfaits pour ce genre d'organisation.

Pour parvenir à atteindre des temps de fonctionnement élevés, il faut disposer d'accumulateurs de chaleur et se contenter de répondre à la charge de base. Les installations sont souvent équipées d'un système de gestion de la charge. Cela signifie que l'unité de cogénération peut passer de l'une à l'autre des deux solutions en fonction des besoins, ce qui est important lorsque la centrale alimente des hôpitaux ou des logements, par exemple.

En pratique, la majorité des centrales de valorisation du biogaz destinées à la production d'énergie décentralisée sont à dominante électricité, c'est-à-dire que la quantité d'électricité produite est basée sur la quantité maximale qui peut être injectée dans le réseau. Ce fonctionnement est limité par deux facteurs : la quantité de gaz disponible et la taille de l'unité de cogénération. Un aperçu du rendement économique des différents concepts d'utilisation de la chaleur est fourni à la section 8.4.

Un troisième mode de fonctionnement d'avenir, mais qui n'est pas étudié en détail ici, est l'utilisation à dominante réseau. Ce mode de fonctionnement consiste à définir un niveau de production pour plusieurs centrales groupées autour d'un lieu central (centrale électrique virtuelle). Le choix entre les deux modes de fonctionnement est principalement basé sur des critères économiques.

6.2.5.1 Apport et distribution de chaleur (systèmes de chauffage collectif)

Un des principaux facteurs de rentabilité économique d'une centrale de valorisation du biogaz avec production d'énergie sur place concerne la vente de la chaleur produite par le procédé de génération d'électricité. Dans les zones rurales, cette chaleur peut être vendue aux habitations voisines, en utilisant un système de chauffage collectif (réseau de chauffage local) qui vend la chaleur dans un périmètre donné. Le réseau est composé d'une double canalisation isolée en acier ou en plastique qui transporte de l'eau à 90 °C (aller) et à 70 °C (retour). Le transfert de la chaleur entre la centrale de valorisation du biogaz et le réseau se fait au moyen d'échangeurs de chaleur. Des stations de transfert et des compteurs de chaleur sont ensuite installés dans chaque bâtiment. Les canalisations du réseau local doivent être protégées par un système de détection des fuites et installées à une profondeur suffisante (1 m) pour pouvoir supporter le trafic de véhicules et les chutes de température. Autres points à prendre en considération :

- Planification et conception préalables



- Niveau minimal de consommation de chaleur
- Nombre suffisant de logements résidentiels connectés (au moins 40)
- Densité maximale potentielle de logements résidentiels connectés dans le périmètre choisi.

Les personnes reliées au réseau ont l'avantage de ne plus être dépendantes des grands marchés de l'énergie. Ce système leur offre davantage de sécurité en termes d'approvisionnement et généralement un prix plus intéressant. À ce jour, cette forme de commercialisation de la chaleur a été mise en œuvre dans un certain nombre de localités appelées « villages bioénergétiques » (par exemple, Jühnde, Freiamt et Wolpertshausen). La longueur des canalisations varie entre 4 km et 8 km. Le rendement économique des programmes de chauffage collectif est détaillé à la section 8.4.3.

6.2.5.2 Réfrigération

Pour utiliser la chaleur provenant de la combustion du biogaz, une autre solution consiste à la convertir en froid. On utilise pour cela la sorption, c'est-à-dire la réfrigération par adsorption ou par absorption. La méthode décrite ici (en raison de l'intérêt qu'elle présente) est la réfrigération par absorption, c'est-à-dire celle qui était utilisée dans les anciens réfrigérateurs. Le principe du procédé est présenté à la figure 6.13.

Un exemple d'utilisation d'une unité de ce genre dans une centrale de valorisation du biogaz est présenté à la figure 6.14.

Deux fluides (un fluide réfrigérant et un solvant) sont utilisés pour produire l'effet de réfrigération. Le solvant absorbe le réfrigérant puis en est à nouveau séparé. Les deux fluides peuvent être de l'eau (réfrigérant) et du bromure de lithium (solvant) pour une plage de température de 6/12 °C ou de l'ammoniac (réfrigérant) et de l'eau (solvant) pour une plage de température pouvant descendre jusqu'à -60 °C.

Le solvant et le réfrigérant sont séparés l'un de l'autre dans le générateur. La solution doit, pour cela, être chauffée, ce qui permet d'utiliser la chaleur provenant de l'unité de cogénération. Sachant qu'il a un point d'ébullition plus bas, le réfrigérant s'évapore en premier et pénètre dans le condenseur. Le solvant, qui ne contient presque plus de réfrigérant, passe dans l'absorbeur. Une fois dans le condenseur, le réfrigérant est refroidi et donc liquéfié. Il passe ensuite dans un détendeur qui l'amène à la pression d'évaporation correspondant à la température requise. Dans l'évaporateur, le réfrigérant s'évapore en absorbant la

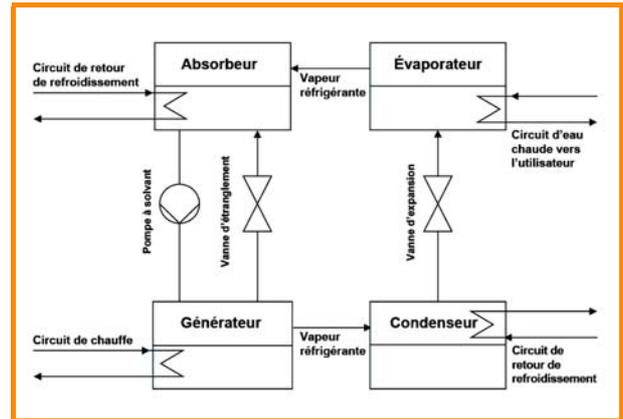


Figure 6.13 : Schéma de fonctionnement d'un réfrigérateur à absorption



Figure 6.14 : Exemple de réfrigérateur à absorption dans une centrale de valorisation du biogaz [DBFZ]

chaleur. C'est à ce moment-là que la réfrigération a lieu et que les charges sont connectées. La vapeur de réfrigérant qui en résulte retourne ensuite dans l'absorbeur, où le réfrigérant est absorbé par le solvant, ce qui marque la fin du cycle [6-13], [6-38].

Sachant que la seule pièce mobile est la pompe à solvant, le système subit très peu d'usure et ne nécessite donc que très peu d'entretien. Les unités de réfrigération par absorption ont aussi l'avantage de consommer très peu d'électricité par rapport aux systèmes de réfrigération par compression, même si ces derniers peuvent produire des températures plus basses. Cette méthode est utilisée dans de nombreuses applications agricoles, par exemple pour refroidir le lait ou rafraîchir les stabulations.

6.2.5.3 Concepts destinés à la production d'électricité à partir de la chaleur résiduelle

Le cycle organique de Rankine (ORC) est un procédé qui permet de convertir une partie de la chaleur résiduelle d'une unité de cogénération, même à basse température, en énergie électrique. Cette technologie est basée sur le principe du cycle de la vapeur (voir [6-14]), mais l'eau est remplacée par des substances qui arrivent à ébullition et se condensent à basse température. Ce procédé est utilisé avec succès depuis de nombreuses années pour produire de l'électricité dans des applications géothermiques. Des essais sont actuellement en cours avec des substances écologiques (huile de silicone). Ces substances sont destinées à remplacer celles qui étaient auparavant disponibles sur le marché et qui sont soit hautement inflammables (toluène, pentane, propane, etc.), soit dangereuses pour l'environnement (CFC) [6-14]. Bien que le procédé ORC soit souvent utilisé en association avec des centrales électriques alimentées au bois, son utilisation en association avec la combustion de biogaz dans des centrales à moteur est encore en cours de développement.

On estime que le procédé ORC permet d'augmenter la production d'électricité d'environ 70 à 100 kW_{el} (7 à 10 %) dans une unité de cogénération d'une puissance nominale de 1 MW_{el} [6-28].

D'après [6-19], un prototype d'ORC d'une puissance nominale de 100 kW_{el} fonctionnant avec un rendement de 18,3 % a pu être mis au point. Depuis, quelques centrales de valorisation du biogaz équipées de la technologie ORC en aval ont été mises en service.

La technologie ORC pourrait également être remplacée par un générateur supplémentaire directement relié à la turbine du gaz d'échappement, ce qui permettrait de générer de l'électricité et d'améliorer le rendement du moteur.

6.3 Injection de gaz dans un réseau

6.3.1 Injection dans le réseau de gaz naturel

En Allemagne, le biométhane est injecté dans un réseau de gaz naturel particulièrement important. L'Allemagne de l'Ouest comme l'Allemagne de l'Est sont équipées de systèmes de transmission de gaz naturel à grande échelle. Ces systèmes permettent d'approvisionner l'ensemble du pays, mais aussi de récupérer du biométhane. La longueur totale du réseau est d'en-

viron 375 000 km [6-5]. La majeure partie du gaz naturel est importée d'autres pays européens (85 %). Les principaux fournisseurs sont la Russie (35 %), la Norvège (27 %) et le Danemark (19 %) [6-10]. La diversité géographique des sources d'approvisionnement a donné naissance à cinq réseaux de distribution de gaz naturel en Allemagne. La différence entre les réseaux réside dans la qualité du gaz qu'ils transportent (réseaux de gaz H et L).

Le biogaz traité peut être injecté dans différents types de réseaux à différentes pressions. Une distinction est faite entre les réseaux basse pression (jusqu'à 100 mbar), les réseaux moyenne pression (100 mbar à 1 bar) et les réseaux haute pression (1 à 120 bar). Quatre niveaux d'approvisionnement sont également possibles : réseau de transmission longue distance international, réseau de transmission suprarégional, réseau de transmission régional et réseau de distribution régional [6-5]. Pour optimiser les coûts d'approvisionnement en gaz, la pression de sortie du procédé de traitement doit être adaptée à la pression du réseau, ce qui permet de minimiser les coûts de compression ultérieurs. Avant de pouvoir injecter le biogaz traité dans le réseau, il faut amener sa pression à un niveau supérieur à celui du point d'entrée dans la canalisation de transmission. Chaque point d'entrée doit donc être équipé de sa propre station de contrôle et de mesure de la pression.

Les réglementations qui régissent l'injection de biogaz dans le réseau ont récemment été assouplies. Les amendements de GasNZV (règlement sur l'accès au réseau de gaz) en 2008, de GasNEV (règlement sur la tarification des réseaux de gaz) en 2010 et de la loi sur les sources d'énergie renouvelable le 1er janvier 2009 ont permis de régler certaines questions techniques et économiques controversées en faveur de l'injection du biogaz. Il a notamment été établi que, lorsque la centrale de valorisation du biogaz est située à moins de 10 km du réseau, les coûts d'investissement liés au raccordement au réseau, notamment le système de contrôle et de mesure de la pression du gaz, les compresseurs et les canalisations de raccordement au réseau public de gaz naturel, doivent être partagés à 75/25 entre l'opérateur du réseau et l'installation de production du biogaz. En outre, les coûts de raccordement au réseau pour l'installation de production du biogaz sont limités à €250 000 pour les distances inférieures à un kilomètre. Quant aux coûts d'exploitation récurrents, ils relèvent de la responsabilité de l'opérateur du réseau. La principale innovation, fruit du premier amendement de 2008, est qu'à l'avenir, les producteurs de biomé-



thane seront prioritaires pour le raccordement au réseau et la transmission de gaz [6-11]. Dans les secteurs du réseau à faible débit (réseau de distribution) ou lorsque le débit est limité (« douces soirées d'été »), il arrive ainsi que la quantité à injecter dépasse la capacité de réception du réseau, auquel cas l'opérateur du réseau doit comprimer l'excédent de gaz et l'injecter dans le réseau de niveau supérieur. La technologie d'injection dans des réseaux haute pression n'est pas encore au point. Des compresseurs de conceptions diverses et adaptés à différents débits sont toutefois disponibles sur le marché. Des informations plus détaillées sur le cadre juridique sont fournies au chapitre 7.

Le biogaz injecté doit également respecter certains critères de qualité définis dans les réglementations de la DVGW. Le code de pratique G 262 traite des propriétés des gaz provenant de sources renouvelables ; le G 260 régit la qualité du gaz et le G 685 la facturation du biométhane injecté. Il est de la responsabilité du producteur de biogaz de faire en sorte que le biométhane satisfasse aux critères définis dans ces réglementations, mais l'ajustement final (ajustement du pouvoir calorifique, odorisation et ajustement de la pression) revient à l'opérateur du réseau. Cet ajustement doit être le plus précis possible afin d'éviter la formation de zones mixtes et de zones fluctuantes.

Si l'objectif de la centrale est d'injecter le biogaz dans un réseau et non de l'utiliser sur place, la seule différence en terme de configuration est l'absence d'unité de cogénération. Il faut alors simplement trouver d'autres moyens d'alimenter le procédé en électricité et en chaleur. L'énergie électrique peut provenir du réseau d'électricité, tandis que le chauffage du digesteur et la chaleur éventuellement nécessaire aux opérations de traitement (épuration aux amines, etc.) peuvent être générés par des chaudières. Il est également possible d'exploiter parallèlement une unité de cogénération, conçue pour apporter l'énergie nécessaire au procédé. Le reste du biogaz peut ensuite être injecté dans le réseau.

6.3.2 Injection dans des micro-réseaux de gaz

Un micro-réseau de gaz est un système qui permet de relier une centrale de valorisation du biogaz à une ou plusieurs installations d'utilisation du gaz (unités de cogénération satellites) au moyen de canalisations. Cette solution est intéressante lorsque le biogaz ne peut pas être intégralement utilisé sur le site et que des acheteurs potentiels existent dans un rayon acceptable. Le principe est similaire à celui de l'injection du



Source : Paterson (FNIR)

biométhane dans un réseau de gaz naturel. La seule différence tient dans le fait que les exigences de traitement sont moindres. Sachant que la teneur en énergie du gaz n'a pas besoin d'être modifiée, il suffit de sécher et de désulfurer le gaz en utilisant les méthodes décrites dans les sections 6.1.1 et 6.1.2. Cette solution présente également l'avantage de mieux utiliser la chaleur et donc d'améliorer le rendement global de la centrale.

Il existe deux grandes variantes à cette approche : d'une part, l'utilisation exclusive de biogaz, d'autre part, le mélange avec du gaz naturel, que ce soit de manière continue (pour amener le gaz au niveau de qualité requis) ou ponctuellement (pour répondre aux pics de demande). Parmi les applications possibles, on trouve les unités à facturation autonome, les installations municipales, les processus industriels et les grandes entreprises agricoles.

Il n'a pas été possible, jusqu'à présent, de promouvoir les micro-réseaux de gaz dans le cadre de la loi sur les sources d'énergie renouvelable, car la charge financière résulte principalement des coûts d'investissement. Les coûts d'exploitation, eux, sont plutôt faibles. Il est toutefois possible de favoriser les investissements par l'intermédiaire du programme d'incitation. Celui-ci accorde une subvention de 30 % aux canalisations de biogaz brut d'une longueur minimum de 300 mètres [6-6].

Plusieurs micro-réseaux de gaz ont déjà été créés en Allemagne, par exemple, à Braunschweig et au centre agricole d'Eichhof. Sachant que toutes les primes mentionnées dans la loi EEG de 2009 s'appliquent aux micro-réseaux de gaz, cette forme d'utilisation du biogaz est une solution rentable pour l'injection du biogaz dans le réseau.

6.4 Carburant pour véhicules motorisés

En Suède et en Suisse, le biogaz est utilisé, depuis plusieurs années, comme carburant pour des autobus et des camions, ainsi que dans le secteur privé. Un certain nombre de projets ont également vu le jour en Allemagne, même s'ils restent encore confidentiels. Outre la station-service de biométhane de Jameln qui vend du biométhane pur, depuis 2009, plus de 70 stations-service ont commencé à incorporer une certaine quantité de biométhane au gaz naturel qu'elles vendent [6-3]. Jusqu'à présent, ces actions sont davantage menées pour des raisons politiques (publicité) que pour des raisons économiques.

Si l'objectif est d'alimenter des véhicules en carburant, le biogaz qui sort de la centrale doit être d'une qualité permettant de l'utiliser dans les moteurs qui équipent les véhicules d'aujourd'hui. Outre les substances corrosives comme le sulfure d'hydrogène, il faut donc éliminer également le dioxyde de carbone (CO_2) et la vapeur d'eau. Sachant que les véhicules disponibles fonctionnent pour la plupart au gaz naturel, il est conseillé d'obtenir un biogaz de qualité équivalente à celle du gaz naturel (voir la section 6.3.1).

Tous les grands constructeurs automobiles vendent des véhicules fonctionnant au gaz sur le marché mondial, même si le nombre de modèles proposés en Allemagne est encore limité. Les modèles disponibles peuvent être de deux types : monovalent ou bivalent. Les véhicules monovalents sont alimentés exclusivement au gaz mais disposent d'un petit réservoir d'essence à utiliser en cas d'urgence. Dans un véhicule bivalent, le moteur peut être alimenté au gaz ou à l'essence, en fonction des besoins. En raison de la place considérable qu'occupe le biogaz non comprimé, ces véhicules ne disposent pas d'une grande autonomie. Le biogaz est donc stocké dans des réservoirs sous pression (environ 200 bars), à l'arrière du véhicule ou sous le plancher.

Depuis juin 2002, les biocarburants sont exemptés de taxes, ce qui permet de construire des stations-service de biogaz avec une certaine garantie pour l'ave-

nir. Le coût de mise aux normes du biogaz est similaire à celui qui doit être engagé pour pouvoir injecter le biogaz dans un réseau, auquel il faut ajouter les frais de compression pour amener le biométhane à la pression requise.

6.5 Utilisation thermique du biogaz

Le biogaz traité peut facilement être brûlé pour fournir de la chaleur. On utilise généralement pour cela des brûleurs fonctionnant intégralement au gaz qui peuvent être adaptés à tout type de combustible. Si le biogaz n'a pas été suffisamment traité pour être d'une qualité équivalente à celle du gaz naturel, l'appareil doit être spécialement adapté afin de pouvoir brûler du biogaz. Il existe un risque de corrosion dû au sulfure d'hydrogène si l'appareil contient des composants en métaux lourds non ferreux ou en aciers à faible teneur en alliages. Il faut alors remplacer ces métaux ou purifier le biogaz.

Il existe deux types de brûleurs : les brûleurs atmosphériques et les brûleurs à air soufflé. Dans les brûleurs atmosphériques, l'air nécessaire à la combustion est fourni par simple aspiration d'air ambiant. La pression d'alimentation en gaz est d'environ 8 mbar et peut généralement être apportée par la centrale de valorisation du biogaz. Dans un brûleur à air soufflé, l'air nécessaire à la combustion est fourni par un ventilateur. La pression d'alimentation est d'au moins 15 mbar. Il est parfois nécessaire d'utiliser un compresseur à gaz pour atteindre la pression d'alimentation nécessaire [6-13].

L'amendement de la loi sur les sources d'énergie renouvelable a mis l'accent sur l'utilisation du biogaz pour générer de la chaleur. La loi stipule que tout propriétaire d'un bâtiment construit après le 1er janvier 2009 doit s'assurer que la chaleur produite pour le bâtiment provient d'une source d'énergie renouvelable. Toutefois, outre le fait qu'elle est limitée aux bâtiments neufs (sauf dans le Baden-Württemberg), la loi concerne uniquement la chaleur provenant d'unités de cogénération alimentées au biogaz.

6.6 Références bibliographiques

- [6-1] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) [Association pour l'utilisation économe et écologique de l'énergie], division de l'Énergie de la ville de Francfort, service 79A.2, paramètres des unités de cogénération 2001



- [6-2] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) [Association pour l'utilisation économe et écologique de l'énergie], division de l'Énergie de la ville de Francfort, service 79A.2, paramètres des unités de cogénération 2005
- [6-3] Biogaz en vente dans les stations-service à gaz naturel de la région de Karlsruhe, <http://www.stadtwerke-karlsruhe.de/swka/aktuelles/2009/07/20090711.php>, dernier accès : 6 août 2009
- [6-4] Brauckmann, J. : Planung der Gasaufbereitung eines mobilen Brennstoffzellenstandes. Thèse, Fraunhofer UMSICHT et FH Münster, 2002
- [6-5] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (ed.) : Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Leipzig, 2006
- [6-6] Daniel, J. ; Scholwin, F. ; Vogt, R. : Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland, Materialband : D – Biogasnutzung, 2008
- [6-7] Dielmann, K. P. ; Krautkremer, B. : Biogasnutzung mit Mikrogasturbinen in Laboruntersuchungen und Feldtests, Stand der Technik und Entwicklungschancen, Elfte Symposium Energie aus Biomasse Biogas, Pflanzenöl, Festbrennstoffe, Ostbayerisches Technologie- Transfer-Institut e. V. (OTTI) Regensburg, travaux de la conférence, 11/2002
- [6-8] Dielmann K. P. : Mikrogasturbinen Technik und Anwendung, BWK Das Energie-Fachmagazin, 06/2001, Springer VDI Verlag, 2001
- [6-9] Einspeiseatlas, <http://www.biogaspartner.de/index.php?id=10104> dernier accès : juillet 2010
- [6-10] FORUM ERDGAS : Sichere Erdgasversorgung in Deutschland (Forum sur le gaz naturel: approvisionnement sûr en gaz naturel en Allemagne. http://www.forum-erd-gas.de/Forum_Erdgas/Erdgas/Versorgungssicherheit/Sichere_Erdgasversorgung/index.html, (dernier accès : 6 août 2009)
- [6-11] Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV – règlement sur l'accès aux réseaux de gaz) du 25 juillet 2005 (BGBl. I p. 2210), amendé par l'article 2, paragraphe 3, du décret du 17 octobre 2008 (BGBl. I p. 2006
- [6-12] Heinze, U. ; Rockmann, G. ; Sichtung, J. : Energetische Verwertung von Biogasen, Bauen für die Landwirtschaft, Heft Nr. 3, 2000
- [6-13] Jäkel, K. : Document de travail 'Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung', Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft, 1998/2002
- [6-14] Kaltschmitt, M. ; Hartmann, H. : Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren, Springer Verlag, 2009
- [6-15] Neumann, T. ; Hofmann, U. : Studie zu Maßnahmen zur Minderung von Formaldehydemissionen an mit Biogas betriebenen BHKW; publié dans le Schriftenreihe des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie, Heft 8/2009, Dresde
- [6-16] Novellierung der TA-Luft beschlossen, Biogas Journal Nr. 1/2002, Fachverband Biogas e.V., 2002
- [6-17] Mikro-KWK Motoren, Turbinen und Brennstoffzellen, ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V., Verlag Rationeller Erdgaseinsatz
- [6-18] Mitterleitner, Hans : communication personnelle 2004
- [6-19] ORC-Anlage nutzt Abwärme aus Biogasanlagen, <http://www.energynet.de/2008/04/23/orc-anlage-nutzt-abwarmeraus-biogasanlagen/> dernier accès : 5 août 2009
- [6-20] Polster, A. ; Brummack, J. ; Mollekopf, N. : Abschlussbericht 2006 – Verbesserung von Entschwefelungsverfahren in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, TU Dresden
- [6-21] Raggam, A. : Ökologie-Energie ; lecture script ; Institut für Wärmetechnik ; Technische Universität Graz, 1997
- [6-22] Ramesohl, S. ; Hofmann, F. ; Urban, W. ; Burmeister, F. : Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Étude au nom du BGW et du DVGW. 2006
- [6-23] Rank, P. : Wartung und Service an biogasbetriebenen Blockheizkraftwerken, Biogas Journal Nr. 2/2002, Fachverband Biogas e. V., 2002
- [6-24] Richter, G., Grabbert, G., Shurrab, M. : Biogaserzeugung im Kleinen. Gwf-Gas Erdgas (1999), Nr. 8, p. 528-535
- [6-25] Centre du gaz suédois : Rapport SGC 118 – Injecter du gaz issu de la biomasse dans le réseau de gaz. Malmö, 2001, disponible à l'adresse : <http://www.sgc.se/dokument/sgc118.pdf>
- [6-26] Schlattmann, M. ; Effenberger, M. ; Gronauer, A. : Abgasemissionen biogasbetriebener Blockheizkraftwerke, Landtechnik, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 06/2002
- [6-27] schmittenerotec GmbH, http://www.schmitt-enertec.de/deutsch/bhkw/bhkw_technik.htm, (dernier accès 31 juillet 2009)
- [6-28] Schneider, M. : Abwärmenutzung bei KWK – innovative Konzepte in der Verbindung mit Gasmotoren, Kooperationsforum Kraft-Wärme-Kopplung – Innovative Konzepte für neue Anwendungen, Nuremberg, 28 septembre 2006
- [6-29] Schnell, H-J. : Schulungen für Planer- und Servicepersonal, Biogas Journal Nr. 2/2002, Fachverband Biogas e. V.
- [6-30] Schönbucher, A. : Thermische Verfahrenstechnik : Grundlagen und Berechnungsmethoden für Ausrüstungen und Prozesse. Springer-Verlag, Heidelberg, 2002
- [6-31] Scholz, V ; Schmersahl, R.; Ellner J. : Effiziente Aufbereitung von Biogas zur Verstromung in PEM-Brennstoffzellen, 2008
- [6-32] Solarenergieförderverein Bayern e. V. : Biogasaufbereitungssysteme zur Einspeisung in das Erdgasnetz – Ein Praxisvergleich, Munich, 2008
- [6-33] Termath, S. : Zündstrahlmotoren zur Energieerzeugung Emissionen beim Betrieb mit Biogas, Elfte Symposium Energie aus Biomasse Biogas, Pflanzenöl,

- Festbrennstoffe, Ostbayrisches Technologie-Transfer-Institut e. V. (OTTI) Regensburg, travaux de la conférence, 11/2002
- [6-34] Thomas, B. : Stirlingmotoren zur direkten Verwertung von Biobrennstoffen in dezentralen KWK-Anlagen, conférence au Staatskolloquium BWPLUS, Forschungszentrum Karlsruhe, 7 mars 2007
- [6-35] Urban, W., Girod, K., Lohmann, H. : Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Résultats d'une étude de marché 2007-2008
- [6-36] Weiland, P. : Neue Trends machen Biogas noch interessanter, Biogas Strom aus Gülle und Biomasse, top agrar Fachbuch, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 2002
- [6-37] Weiland, P. : Notwendigkeit der Biogasaufbereitung, Ansprüche einzelner Nutzungsrouten und Stand der Technik. Présentation à l'atelier FNR 'Aufbereitung von Biogas' les 17 et 18 juin 2003 à Braunschweig.
- [6-38] Wie funktioniert eine Absorptionskältemaschine, <http://www.bhkw-info.de/kwkk/funktion.html> accès le 5 août 2009
- [6-39] Willenbrink, B. : Einsatz von Micro-Gasturbinen zur Biogasnutzung, Erneuerbare Energien in der Land(wirt)schaft 2002/2003 – Band 5, 1e édition décembre 2002, Verlag für land(wirt)schaftliche Publikationen, Zeven
- [6-40] Willenbrink, B. : Einsatz von Micro-Gasturbinen zur Biogasnutzung, Firmenschrift PRO2
- [6-41] ASUE (2005) : BHKW Kenndaten (paramètres de l'unité de cogénération)
- [6-42] Aschmann V., Kissel R., Gronauer, A. : Umweltverträglichkeit biogasbetriebener BHKW in der Praxis, Landtechnik 2/2008, pp. 77-79 77-79



Source : Paterson (left), Schüsseler (FNR)





Cadre juridique et administratif

Les opérateurs de centrale doivent faire face à divers problèmes juridiques lors de la planification et de l'exploitation des centrales de valorisation du biogaz. Avant de se lancer dans la construction de la centrale, ils doivent réfléchir à la question du raccordement au réseau, au choix du contrat et aux exigences légales qui doivent être respectées. Pendant la phase de planification de la centrale, les opérateurs comparent les différentes options qui s'offrent à eux pour la conception de la centrale, le choix des intrants, la technologie à employer et la manière dont la chaleur sera utilisée, le tout en tenant compte des tarifs d'achat et des primes définis par la loi sur les sources d'énergie renouvelable (EEG). Enfin, une fois que la centrale est entrée en service, l'opérateur doit se conformer à toutes les réglementations applicables, exploiter la centrale conformément aux dispositions de l'EEG et fournir toutes les certifications légales nécessaires.

7.1 Promotion de l'électricité issue de la biomasse

La loi sur les sources d'énergie renouvelable (EEG) joue un rôle essentiel pour promouvoir les centrales de valorisation du biogaz en Allemagne.

Amendée le 1er janvier 2009, cette loi a notamment pour objectif d'accroître la part d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelable afin qu'elle atteigne au moins 30 % d'ici à 2020, dans le but d'atténuer les effets du changement climatique et de protéger l'environnement. La production décentralisée d'électricité à partir de la biomasse (qui, d'après le décret sur la biomasse « BiomasseV », comprend également le biogaz issu de la biomasse) a un rôle important à jouer à ce niveau.

En vertu de l'EEG, l'opérateur d'une centrale de valorisation du biogaz est en droit de raccorder la centrale à un réseau public d'électricité et d'injecter l'élec-

tricité produite par la centrale sur le réseau. Outre les privilèges dont ils bénéficient par rapport aux producteurs d'électricité conventionnels en ce qui concerne le raccordement au réseau, les opérateurs des centrales fonctionnant au biogaz bénéficient également d'un tarif d'achat fixé par la loi pour l'électricité qu'ils injectent sur le réseau, et ce, pour une durée de 20 ans. Le niveau de prix est défini en fonction de la taille de la centrale, de sa date de mise en service et du type d'intrant. Les diverses primes octroyées en vertu de l'EEG 2009 jouent un rôle particulièrement important dans le calcul du tarif d'achat de l'électricité.

7.1.1 Système de primes de l'EEG

Les différentes primes proposées en vertu de l'EEG ont pour but d'instaurer un système sophistiqué pour inciter les opérateurs à adopter des technologies innovantes, efficaces, écologiques et respectueuses du climat pour produire de l'électricité à partir de la biomasse. Un soutien particulier est donc apporté à la production d'électricité à partir de ressources renouvelables telles que les cultures énergétiques. La prime NawaRo (ou 'nachwachsende Rohstoffe', c'est-à-dire, ressources renouvelables) a été introduite en 2004. En anglais, elle est parfois appelée « prime sur les cultures énergétiques ». Avec cette prime, le législateur souhaite soutenir à la fois la production de cultures énergétiques et l'utilisation du lisier, afin d'atténuer les effets du changement climatique. Plusieurs autres dispositions de l'EEG s'intéressent au changement climatique, notamment la prime liée à l'utilisation d'unités de cogénération. Cette prime offre un tarif d'achat plus élevé aux opérateurs de centrales qui font bon usage de la chaleur résiduelle résultant de la production d'électricité et évitent ainsi de brûler des carburants fossiles, généralement sources d'émissions de CO₂. Une autre prime, la prime technologie, soutient les nouvelles technologies prometteuses, qui de-

vraient permettre de produire de l'électricité de manière plus efficace à moyen ou à long terme, mais qui ne sont pas encore rentables.

7.2 Raccordement au réseau et injection de l'électricité

Pour pouvoir bénéficier des aides prévues par l'EEG, l'opérateur de la centrale doit injecter l'électricité produite par la centrale sur le réseau public et la mettre à la disposition du distributeur d'énergie. La première étape consiste donc à raccorder physiquement la centrale au réseau d'électricité.

7.2.1 Raccordement au réseau

Il est très important que l'opérateur de la centrale contacte le distributeur d'énergie dès les premiers stades de la planification et de la construction de la centrale afin d'obtenir des éclaircissements sur les modalités de raccordement au réseau. L'opérateur de la centrale devra commencer par informer le distributeur d'énergie de son intention de construire une unité de cogénération fonctionnant au biogaz sur le site en question. Il devra également lui indiquer la capacité électrique installée prévue.

Avant de se lancer dans les travaux de raccordement au réseau, l'opérateur doit commencer par effectuer un test de compatibilité avec le réseau. Ce test a pour objectif de déterminer si et, le cas échéant, dans quelles conditions, l'injection sur le réseau est physiquement et techniquement possible en fonction de la puissance électrique prévue. En général, le test de compatibilité avec le réseau est réalisé par le distributeur d'énergie, mais l'opérateur de la centrale peut également demander à une tierce partie de s'en charger. Dans ce cas, le distributeur d'énergie est dans l'obligation de transmettre à l'opérateur de la centrale toutes les données nécessaires à la réalisation du test.

L'opérateur de la centrale doit s'efforcer de minimiser les coûts de raccordement au réseau et d'injecter l'électricité au point du réseau le plus proche de la centrale. Cette condition fait également partie des dispositions standard de l'EEG. Il arrive toutefois, dans certaines circonstances particulières, que le point de raccordement, c'est-à-dire l'endroit où l'électricité est injectée sur le réseau, soit plus éloigné. Le choix du point de raccordement au réseau est une question très importante puisque les coûts associés sont partagés entre l'opérateur de la centrale et le dis-

tributeur d'énergie, ce qui donne souvent lieu à des litiges (pour plus d'informations sur la localisation du point de raccordement au réseau, voir 7.2.1.1).

Il est parfois nécessaire d'optimiser, de moderniser ou de renforcer le réseau afin que l'électricité injectée au point de raccordement puisse être reçue et transportée sans difficulté. La loi parle alors d'expansion de capacité. L'opérateur de la centrale est en droit de demander au distributeur d'énergie de réaliser l'expansion de capacité immédiatement, dans la mesure où l'opération est économiquement raisonnable, si cette expansion est nécessaire à la prise en charge de l'électricité produite par l'unité de cogénération. Si le distributeur d'énergie ne répond pas à la demande de l'opérateur de la centrale, ce dernier est en droit de réclamer une compensation (pour plus d'informations sur l'expansion de capacité, voir 7.2.1.2).

Une fois que l'opérateur de la centrale et le distributeur d'énergie se sont mis d'accord sur un point de raccordement, l'opérateur de la centrale dépose une demande qui fait office de réservation ferme de capacité de raccordement au réseau. Les travaux de **raccordement** peuvent alors commencer, même si la construction de la centrale n'a pas encore débuté. L'opérateur de la centrale délègue souvent ces travaux au distributeur d'énergie, mais il peut aussi faire appel à un spécialiste extérieur. Il en va de même pour la mesure de l'électricité injectée sur le réseau. Le coût du raccordement est généralement à la charge de l'opérateur de la centrale (voir également 7.2.1.3 pour savoir qui paie quoi).

Le droit de l'opérateur de la centrale à bénéficier d'un raccordement au réseau résulte directement de l'EEG. Il n'est donc pas indispensable de rédiger un contrat de raccordement au réseau. Les contrats permettent toutefois de clarifier toutes les questions techniques pour les deux parties. Il est recommandé à l'opérateur de la centrale de faire vérifier le contrat par un juriste avant de le signer.

7.2.1.1 Choix du point de raccordement au réseau

La loi appelle l'endroit où l'électricité est injectée sur le réseau point de raccordement au réseau. D'après l'EEG, le raccordement doit être réalisé à un point du réseau techniquement capable de recevoir l'électricité (tension) et au plus près de la centrale de valorisation du biogaz. Toutefois, s'il apparaît que le raccordement pourrait être fait à moindre coût sur un réseau plus éloigné, c'est la deuxième solution qui doit être choisie. La loi EEG, telle qu'amendée le 1er janvier 2009 ne précise toutefois pas si cette disposition s'applique



aussi lorsque le raccordement peut être effectué à moindre coût à un point plus distant du même réseau.

Pour comparer le coût des différentes options, il est important d'adopter une vision globale et de ne pas tenir compte, au moins au départ, du partage du coût des travaux en fonction des différentes options considérées. Le point légal de raccordement au réseau doit être déterminé en se basant sur une comparaison macro-économique. Le débat sur la prise en charge du coût des travaux par l'un ou l'autre des acteurs concernés aura lieu plus tard.

Ce principe peut être illustré au moyen d'un exemple : l'opérateur de la centrale A construit une centrale de valorisation du biogaz d'une puissance de 300 kW à proximité immédiate de son exploitation agricole et voudrait la raccorder au réseau public d'électricité. La ligne électrique la plus proche de l'unité de cogénération (15 mètres) est une ligne basse tension. Ce niveau de tension ne permet pas à la ligne de recevoir l'électricité produite. Il faut donc trouver le point de raccordement le plus proche à un réseau moyenne tension. Toutefois, s'il existait un deuxième réseau moyenne tension plus éloigné, sur lequel la centrale pouvait se raccorder à moindre frais (en raison, par exemple, du coût des travaux à réaliser pour moderniser le premier réseau moyenne tension), alors la centrale devrait être raccordée au réseau le plus éloigné, mais le moins onéreux. La question du partage des coûts est à mettre de côté pour l'instant (pour de plus amples informations, voir 7.2.1.3).

L'opérateur de la centrale est cependant libre de choisir un point de raccordement différent de celui défini en vertu des principes mentionnés ci-dessus. Cette solution peut, par exemple, être intéressante si l'opérateur de la centrale est en mesure d'obtenir un raccordement beaucoup plus rapide et donc de commencer à injecter de l'électricité plus tôt. Dans ce cas, l'opérateur de la centrale prend à sa charge le supplément de coût par rapport à la solution légale.

La décision finale revient toutefois au distributeur d'énergie qui est en droit de décider unilatéralement du point de raccordement définitif. Si le distributeur d'énergie fait usage de ce droit, il prend alors à sa charge le supplément de coût par rapport au coût calculé pour le raccordement au point de raccordement légal, c'est-à-dire au point de raccordement le plus proche et le plus économiquement avantageux.

7.2.1.2 Expansion de capacité

Si l'électricité ne peut pas être injectée au point de raccordement légal en raison d'un problème de capacité

du réseau, l'opérateur de la centrale peut exiger que le distributeur d'énergie optimise, consolide ou modernise le réseau rapidement, en utilisant les technologies les plus modernes disponibles. Ce droit s'applique avant même qu'un permis ait été obtenu dans le cadre de la législation sur la construction ou sur la lutte contre la pollution, ou avant qu'une décision officielle provisoire ait été prise. Il faut, cependant, que la phase de planification de la centrale ait atteint un stade suffisamment avancé, par exemple, que des plans détaillés aient été commandés ou des contrats de production signés.

Le distributeur d'énergie n'est pas obligé de commencer les travaux de modernisation tant que l'opérateur de la centrale ne l'a pas expressément demandé.

7.2.1.3 Coûts du raccordement au réseau et de l'expansion de capacité du réseau

En ce qui concerne les coûts de raccordement d'une centrale de valorisation du biogaz au réseau public d'électricité, la loi fait la distinction entre les coûts de raccordement au réseau et les coûts de modernisation du réseau. Les coûts de raccordement sont à la charge de l'opérateur de la centrale, tandis que les coûts d'optimisation, de renforcement et de modernisation du réseau sont à la charge du distributeur d'énergie. Dans la pratique, la répartition de certains travaux (installation d'une ligne électrique, construction d'un transformateur, etc.) entre les deux parties fait souvent l'objet de litiges. Pour résoudre ce genre de problème, il faut réussir à déterminer, d'une part, si les travaux réalisés étaient indispensables au fonctionnement du réseau et, d'autre part, qui est ou va devenir propriétaire des lignes ou autres composants installés. Ces questions ne sont pas toujours faciles à résoudre. Dans tous les cas, l'opérateur de la centrale doit éviter d'assumer la propriété des lignes, des transformateurs ou autres installations dont il estime qu'elles appartiennent au réseau et qu'elles ne font pas partie de l'équipement nécessaire au raccordement.

Sachant que les coûts des travaux de construction nécessaires pour raccorder la centrale au réseau varient considérablement et dépendent largement du point de raccordement, il est clair que le choix du point de raccordement est, lui aussi, particulièrement important pour l'opérateur de la centrale.

7.2.2 Gestion de l'injection

Dans le cadre de l'EEG, les opérateurs de centrales de valorisation du biogaz ou autres centrales EEG d'une

puissance supérieure à 100 kW sont dans l'obligation d'équiper leur centrale de dispositifs techniques permettant au distributeur d'énergie de gérer efficacement l'injection d'électricité. La gestion de l'injection a pour but d'éviter une éventuelle surcharge du réseau. Le distributeur d'énergie a ainsi le droit, dans certaines circonstances définies par la loi, de réduire la production des centrales de capacité supérieure à 100 kW ou de les déconnecter du réseau. Le distributeur d'énergie doit cependant tenir compte de la priorité dont bénéficie l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelable et d'unités de cogénération par rapport à l'électricité produite de manière conventionnelle. En cas de risque de surcharge du réseau, le distributeur d'énergie doit donc commencer par réguler la production des centrales électriques conventionnelles.

La loi stipule que les centrales de valorisation du biogaz d'une puissance supérieure à 100 kW doivent être équipées d'un système technique ou opérationnel permettant de réduire à distance la quantité d'électricité injectée sur le réseau, mais aussi de mesurer la quantité d'électricité injectée et de transmettre ces informations au distributeur d'énergie. Les centrales de valorisation du biogaz entrées en service avant le 1er janvier 2009 ont dû se mettre aux normes avant fin 2010. Si le distributeur d'énergie diminue la production d'une centrale pendant une période donnée, il doit indemniser l'opérateur de la centrale de la rémunération due en vertu de l'EEG, ainsi que du manque à gagner lié à la vente de chaleur. Pour sa part, l'opérateur de la centrale doit déduire de ce montant les éventuelles économies réalisées, notamment les économies de carburant.

7.2.3 Injection d'électricité et vente directe

Pour que l'opérateur de la centrale puisse bénéficier du tarif d'achat EEG, l'électricité doit être injectée sur le réseau public et mise à la disposition du distributeur d'énergie. Si la centrale est raccordée à son propre réseau (par exemple, un réseau d'entreprise) ou à un réseau appartenant à une tierce partie, l'injection sur le réseau public peut se faire sur une base commerciale.

Bien que l'opérateur de la centrale soit libre d'utiliser tout ou partie de l'électricité produite pour satisfaire à ses propres besoins ou pour fournir de l'énergie à des tiers au moyen d'un raccordement direct à sa centrale, il ne pourra pas, dans ce cas, bénéficier des subventions accordées en vertu de l'EEG.

Les opérateurs de centrales peuvent également renoncer temporairement au tarif d'achat EEG et vendre

directement l'électricité qu'ils injectent sur le réseau public, que ce soit sur le marché de gros de l'électricité ou directement à des tiers. Si l'électricité est vendue sur une bourse de l'électricité, elle est cédée sans qu'il soit fait référence à la méthode de production, c'est-à-dire sous forme d'électricité grise. Les opérateurs de centrales ont toutefois aussi la possibilité de commercialiser la valeur ajoutée écologique de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable en utilisant des certificats d'électricité verte. Les contrats d'approvisionnement bilatéraux permettent également de vendre l'électricité directement sous forme d'« électricité verte ». La vente directe d'électricité ne présente cependant aucun intérêt si les revenus qu'il est possible d'en tirer ne sont pas supérieurs aux tarifs d'achat EEG.

Si l'opérateur de la centrale décide de vendre l'électricité directement, il doit le faire par mois entiers. Il peut passer du tarif d'achat EEG à la vente directe d'un mois à l'autre, mais il doit en avertir le distributeur d'énergie avant le début du mois précédent. Par exemple, si l'opérateur d'une centrale souhaite passer à la vente directe à compter du 1er octobre 2010, il doit en informer le distributeur d'énergie au plus tard le 31 août 2010. S'il souhaite ensuite revenir au tarif d'achat EEG à compter du 1er novembre 2010, il doit en avertir le distributeur d'énergie au plus tard le 30 septembre 2010.

Les opérateurs de centrales ont également la possibilité de vendre directement un pourcentage de l'électricité produite au cours d'un mois donné tout en continuant à bénéficier du tarif d'achat EEG pour la partie restante de l'électricité produite. Comme précédemment, ils doivent alors avertir le distributeur d'énergie, avant le début du mois précédent, du pourcentage d'électricité qui sera vendu directement et ils doivent pouvoir justifier du respect de cette valeur à tout moment. Le pourcentage doit être maintenu pour chaque quart d'heure du mois.

7.3 Tarifs d'achat EEG

Le droit à bénéficier du tarif d'achat EEG débute dès que l'électricité produite exclusivement à partir de sources d'énergie renouvelable commence à être injectée sur le réseau public d'électricité. Ce droit s'applique à l'opérateur de la centrale, c'est-à-dire à la personne qui utilise la centrale pour produire de l'électricité, qu'il s'agisse ou non du propriétaire de la centrale, et est à faire valoir à l'encontre du distributeur d'énergie qui reçoit l'électricité.



7.3.1 Mécanisme de fixation des prix

Les sections qui suivent décrivent en détail les mécanismes utilisés pour déterminer le prix de l'électricité et la période durant laquelle ce prix est payé. Après une rapide présentation des principes fondamentaux, la définition des termes « centrale » et « mise en service » est affinée, car ces termes jouent un rôle crucial dans le calcul du prix de l'électricité et de la durée des paiements. Les dernières sections étudient de manière plus approfondie les différentes primes qui peuvent être versées pour l'électricité produite à partir du biogaz, en vertu de l'EEG.

7.3.1.1 Niveau de prix

Le tarif EEG est défini, entre autres, en fonction de la taille de la centrale, de sa date de mise en service et de la source d'énergie utilisée. La loi prévoit également un système de primes différenciées pour inciter les opérateurs à utiliser de préférence certains intrants, à employer des technologies innovantes et à faire bon usage de la chaleur.

Lors du calcul du prix, le premier élément pris en compte est la taille de la centrale de valorisation du biogaz : plus la capacité électrique installée est élevée, plus le prix de l'électricité est faible. La loi tient ainsi compte du fait que le prix de revient du kilowattheure baisse au fur et à mesure de l'augmentation de la taille de la centrale. Pour compenser ce phénomène, les petites centrales (privilegiées par le législateur) bénéficient d'un tarif d'achat plus intéressant.

L'EEG établit ainsi une échelle de prix dégressive basée sur les tranches de puissance définies par la loi. Si la puissance électrique de la centrale dépasse un certain seuil, lors du calcul du prix, l'électricité produite doit être définie en lien avec les seuils de puissance correspondants. Le prix EEG moyen payé pour l'électricité produite par une centrale de valorisation du biogaz correspond donc à la moyenne des tarifs fixés pour chacune des tranches de puissance. Ce système permet de modérer la baisse du tarif d'achat de l'électricité lorsque le niveau de production passe dans la tranche supérieure alors que l'installation d'une centrale plus grande, spécifiquement adaptée au site, semble économiquement rentable.

Ce n'est pas la capacité électrique installée de la centrale, mais sa production annuelle moyenne qui est utilisée pour répartir l'électricité injectée entre les différentes tranches de puissance. La production annuelle moyenne est calculée en divisant la quantité totale d'électricité injectée sur le réseau au cours d'une

année civile par le nombre total d'heures entières que compte l'année, donc généralement 8 760. Cette règle présente le seul inconvénient de permettre aux centrales qui n'ont pas produit d'électricité pendant un certain temps en raison de travaux de maintenance ou pour une autre raison de bénéficier d'un prix moyen plus élevé par kilowattheure que celui qu'elles auraient obtenu si elles avaient fonctionné en continu.

7.3.1.2 Durée des contrats

Le droit à bénéficier du prix d'achat EEG n'est pas éternel ; le contrat est limité à une durée de 20 années civiles auxquelles il faut rajouter la partie restante de l'année au cours de laquelle la centrale de valorisation du biogaz a été mise en service. Par exemple, si une centrale est mise en service le 1er juillet 2010, le contrat entre en vigueur le 1er juillet 2010 et se termine le 31 décembre 2030. La date de mise en service est la date à laquelle la centrale commence à fonctionner, quel que soit le combustible utilisé. Par exemple, si une centrale commence par fonctionner au gaz naturel ou au fioul, avant d'être convertie au biogaz, le contrat commence à la date à laquelle la centrale a commencé à fonctionner au gaz naturel ou au fioul.

Le contrat légal continue à courir même si l'opérateur de la centrale décide de vendre l'électricité directement. La loi ne prévoit pas de prolongation de la durée du contrat. Il n'est pas non plus possible de prolonger le contrat en réalisant des investissements supplémentaires substantiels puisque, depuis le 1er janvier 2009, l'EEG n'autorise plus la remise en service des centrales. Le remplacement du générateur ne permet pas non plus de signer un nouveau contrat.

Une fois que le contrat légal expire, le droit à bénéficier du prix d'achat EEG s'éteint. Même si l'opérateur de la centrale peut continuer à injecter son électricité sur le réseau en ayant priorité sur d'autres fournisseurs, il doit s'occuper lui-même de la vente de l'électricité.

7.3.1.3 Dégressivité

Le tarif d'achat payé à une centrale l'année de sa mise en service reste valable pendant toute la durée du contrat.

Par contre, les centrales mises en service ultérieurement bénéficient de tarifs inférieurs. L'EEG prévoit, en effet, une réduction annuelle du tarif d'achat minimum, avec différents degrés de réduction en fonction du type d'énergie renouvelable. Cette procédure est destinée à compenser non seulement la rentabilité

croissante de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable au fur et à mesure de l'évolution de la technologie, mais aussi l'augmentation du nombre de centrales qui ne peut que faire baisser les prix.

Limitée à 1 %, la réduction annuelle du prix d'achat de l'électricité issue du biogaz (tarif de base et primes) se situe en bas de l'échelle de dégressivité. Elle incite toutefois l'opérateur à s'arranger pour que la centrale soit mise en service avant la fin de l'année. D'un autre côté, si une centrale est mise en service juste avant la fin d'une année civile, l'avantage économique obtenu en évitant le phénomène de dégressivité risque d'être annulé par le préjudice économique que constitue le raccourcissement de la durée du contrat EEG, puisque la première année sera extrêmement courte.

Par exemple, l'opérateur d'une centrale de 150 kW mise en service le 31 décembre 2009 bénéficie d'un tarif d'achat de base de 11,67 c€/kWh. Si la centrale n'est mise en service que le 1er janvier 2010, le tarif d'achat descend à 11,55 c€/kWh. Dans le premier cas, toutefois, le tarif est payé pour une durée de 20 ans et un jour, tandis que dans le deuxième cas, il est versé pour une durée de 20 ans et 364 jours. Globalement, les versements obtenus en vertu de l'EEG seront supérieurs dans le deuxième cas, malgré le prix d'achat inférieur. Il ne faut cependant pas oublier qu'il est impossible de prédire l'évolution des prix de l'électricité. Il se peut, par exemple, qu'au bout de 10 ans, la vente directe devienne plus intéressante que le prix d'achat EEG, auquel cas l'avantage tiré de la durée du contrat n'est plus valable.

7.3.2 Définitions des termes « centrale » et « date de mise en service » – détermination du tarif applicable

La définition du terme « centrale » et la date de mise en service de la centrale sont des éléments cruciaux pour déterminer le niveau de prix qui s'appliquera dans chaque cas.

7.3.2.1 Définition du terme « centrale » dans l'EEG

Selon l'EEG, une centrale est une installation qui génère de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, une définition qui englobe pratiquement toutes les centrales de valorisation du biogaz équipées d'une unité de cogénération. Contrairement au texte précédent, en vigueur avant 2009, il n'est plus nécessaire que la centrale soit capable de produire de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable « de

manière indépendante ». D'après l'exposé des motifs de la loi, cette évolution a pour but d'introduire une définition plus large du terme « centrale ».

Les configurations dans lesquelles plusieurs unités de cogénération sont raccordées à une même centrale de valorisation du biogaz ne sont pas faciles à situer dans le cadre de la loi. De nombreux litiges sont toujours en cours à ce sujet, malgré une recommandation émise par le centre « Clearingstelle » de l'EEG le 1er juillet 2010 (réf. 2009/12). Les commentaires présentés ci-dessous reflètent l'opinion personnelle de l'auteur, ils ne sont pas légalement contraignants et ne peuvent en aucun cas se substituer à des conseils juridiques personnalisés.

De l'avis de l'auteur et contrairement à la recommandation 2009/12 du centre « Clearingstelle » de l'EEG, lorsque plusieurs unités de cogénération sont exploitées sur le site d'une centrale de valorisation du biogaz et qu'elles utilisent conjointement les mêmes installations de production de biogaz (digesteur, réservoir à digestat, etc.), elles ne peuvent pas être considérées comme des centrales distinctes, et ce, pour différentes raisons, notamment si l'on se réfère à la définition élargie du terme « centrale ». Ces unités font, au contraire, partie d'une même centrale conjointe. Si l'on s'en tient à ce principe, il n'est plus nécessaire de tenter de savoir si les conditions supplémentaires figurant à la section 19, paragraphe 1, de l'EEG sont respectées. La puissance moyenne de la centrale, qui est cruciale pour déterminer le niveau de prix, doit donc être calculée sur la base de la quantité totale d'électricité injectée sur le réseau au cours d'une année civile. En d'autres termes, pour calculer le tarif d'achat, les quantités d'électricité produites par les différentes unités de cogénération (qui sont, en règle générale, injectées sur le réseau au moyen d'une ligne commune) sont prises en compte ensemble, sous la forme d'une seule valeur. Par conséquent, en partant du principe que les unités de cogénération fonctionnent pendant le même nombre d'heures, une centrale de valorisation du biogaz équipée d'une unité de cogénération de 300 kW bénéficiera du même tarif d'achat qu'une centrale équipée de deux unités de 150 kW chacune.

Le cas des **unités de cogénération satellites** doit être traité à part. Ce cas concerne les modules de cogénération complémentaires qui sont raccordés directement à la centrale de valorisation du biogaz par une canalisation de biogaz brut. Si elle est située à une distance suffisante de l'unité de cogénération principale installée sur le site même de la centrale, l'unité de cogénération satellite peut être considérée



Tableau 7.1 : Tarifs d'achat pour les centrales de valorisation du biogaz mises en service en 2011

	Puissance de la centrale telle qu'elle est définie dans la section 18, paragraphe 2 de l'EEG	Tarif en c€/kWh (mise en service en 2011)^a
Tarif de base pour l'électricité issue de la biomasse	jusqu'à 150 kW	11,44
	jusqu'à 500 kW	9,00
	jusqu'à 5 MW	8,09
	jusqu'à 20 MW	7,63
Prime qualité de l'air	jusqu'à 500 kW	+0,98
Prime NawaRo	jusqu'à 500 kW	+6,86
	jusqu'à 5 MW	+3,92
Prime lisier	jusqu'à 150 kW	+3,92
	jusqu'à 500 kW	+0,98
Prime aménagement paysager	jusqu'à 500 kW	+1,96
Prime cogénération	jusqu'à 20 MW	+2,94
Prime technologie	jusqu'à 5 MW	+1,96/+0,98 ^b

- a. D'après l'exposé des motifs de la loi, les tarifs d'achat définis dans l'EEG sont d'abord additionnés, puis diminués du taux de dégressivité annuel de 1 %, avant d'être finalement arrondis à deux décimales près. Dans certains cas, il est donc possible que le tarif d'achat applicable soit différent du total des tarifs indiqués ici.
- b. Le chiffre le plus bas s'applique aux centrales de traitement du gaz d'une capacité maximale comprise entre 350 mètres cubes normaux et 700 mètres cubes normaux de gaz brut traité par heure.

comme une centrale indépendante. Cependant, aucune disposition de l'EEG ne définit de critères permettant de déterminer à partir de quel moment une centrale peut être considérée comme une entité juridiquement indépendante. Dans la pratique, il est de plus en plus courant de considérer que toute distance inférieure à 500 mètres est un critère de « proximité spatiale directe ». Au-delà de cette distance, une unité de cogénération satellite doit toujours être considérée comme une centrale indépendante. Cette définition n'est toutefois pas clairement exprimée dans le texte de loi, comme le souligne le centre « Clearingstelle » de l'EEG dans sa recommandation du 14 avril 2009 (réf. 2008/49). L'auteur estime donc qu'il est indispensable d'obtenir l'avis d'une tierce partie objective et d'évaluer chaque situation individuellement en fonction de ses mérites. En cas de gestion efficace de la chaleur, par exemple, il peut être considéré que l'unité de cogénération satellite est indépendante du point de vue juridique.

Le statut juridique des éventuelles unités de cogénération satellites doit être clarifié auprès du distributeur d'énergie concerné avant le début de la construction.

7.3.2.2 Groupement de plusieurs centrales

Dans certains cas, plusieurs centrales de valorisation du biogaz peuvent être considérées comme une seule entité pour le calcul du tarif d'achat, même si chacune d'entre elle est considérée comme une centrale distincte en vertu de la définition ci-dessus.

Cette disposition a pour objectif d'éviter que des centrales ne soient installées ainsi dans le seul but de bénéficier d'un avantage injuste. La législation tente ainsi d'éviter qu'un projet de grande centrale de valorisation du biogaz ne soit divisé, contre toute logique macroéconomique, en plusieurs petites centrales dans le seul but d'optimiser le tarif d'achat de l'électricité. En effet, en vertu de l'échelle des tarifs, plusieurs petites centrales bénéficieraient d'un tarif d'achat beaucoup plus intéressant qu'une seule grande centrale (voir 7.3.1.1).

L'EEG définit des critères clairs qui permettent de déterminer si plusieurs centrales seront considérées comme une seule entité ou non. Si toutes ces conditions sont satisfaites, les centrales sont considérées comme une seule entité.

En vertu de la section 19, paragraphe 1, de l'EEG, plusieurs centrales de valorisation du biogaz indépendantes sont considérées, quels qu'en soient les propriétaires, comme une seule entité pour le calcul du prix d'achat lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- les centrales ont été construites sur la même parcelle de terrain ou à proximité directe les unes des autres ;
- chacune des centrales produit de l'électricité à partir du biogaz ou de la biomasse ;
- l'électricité produite dans chacune des centrales est achetée conformément aux dispositions de l'EEG, en fonction de la puissance de la centrale ;
- les différentes centrales ont été mises en service au cours d'une même période de 12 mois civils consécutifs.

Toutefois, selon les termes de la section 19, paragraphe 1, de l'EEG, le regroupement de plusieurs centrales en une entité unique sert uniquement à déterminer le tarif d'achat applicable au dernier générateur mis en service. En règle générale, le générateur est identique à l'unité de cogénération.

Exemple : lorsque trois centrales sont regroupées d'un point de vue juridique, le droit à bénéficier du tarif d'achat reste inchangé pour la première centrale mise en service, même une fois que la deuxième centrale a été mise en service.

Par contre, au moment de déterminer le tarif d'achat ap-

plicable à la deuxième centrale, si les conditions légales sont toutes réunies, la section 19, paragraphe 1, de l'EEG s'applique et les deux centrales sont alors regroupées.

De même, le droit de la deuxième centrale à bénéficier du tarif d'achat fixé reste inchangé lorsque la troisième centrale est mise en service. Au moment de déterminer le tarif d'achat applicable à la troisième centrale, si les conditions légales sont satisfaites, les trois centrales de valorisation du biogaz sont considérées comme une seule entité.

La section 19, paragraphe 1, de l'EEG s'applique à la fois aux tarifs d'achat de base et à toutes les primes, dont le niveau dépend pratiquement toujours de la puissance de la centrale. C'est notamment le cas de la prime qualité de l'air, de la prime cultures énergétiques, de la prime lisier, de la prime aménagement paysager et de la prime technologie.

7.3.2.3 Exemples de configurations

Les quelques exemples suivants ont pour but de montrer l'impact que différentes configurations peuvent avoir sur le statut des centrales et donc sur les tarifs d'achat applicables. L'analyse des exemples reflète purement l'opinion personnelle de l'auteur, ne prétend pas pouvoir être généralisée et ne peut en aucun cas se substituer à des conseils juridiques personnalisés.

Exemple 1 : une centrale de valorisation du biogaz comprend un digesteur, un digesteur secondaire, un réservoir de stockage du digestat et plusieurs unités de cogénération installées sur le même site que la centrale.

Du point de vue de l'auteur, il s'agit d'une seule et même centrale, quel que soit le nombre d'unités de cogénération ou leur date de mise en service. Par contre, selon le centre EEG, cela ne sera le cas que si les unités de cogénération ont été mises en service au cours d'une même période de 12 mois consécutifs (section 19, paragraphe 1, de l'EEG).

Exemple 2 : une centrale de valorisation du biogaz est raccordée, au moyen de canalisations de biogaz brut, à deux unités de cogénération situées sur le même site que la centrale et à une troisième unité distante de 150 mètres, installée sur une parcelle adjacente à celle sur laquelle la centrale est construite. Toutes les unités de cogénération ont été mises en service en 2009.

Dans ce cas, les deux premières unités de cogénération sont considérées comme une seule et même centrale, comme dans l'exemple 1. En ce qui concerne la loi qui régit les tarifs d'achat, la troisième unité de cogénération devrait également être regroupée avec cette centrale, car il ne s'agit pas d'une centrale indé-

pendante. La séparation spatiale et fonctionnelle avec la centrale de valorisation du biogaz est insuffisante.

Exemple 3 : une centrale de valorisation du biogaz est raccordée, au moyen de canalisations de biogaz brut, à deux unités de cogénération situées sur le même site que la centrale et à une troisième unité distante de 800 mètres, installée sur une parcelle qui n'est pas adjacente à celle sur laquelle la centrale est construite. La troisième unité de cogénération est installée dans un village voisin, la chaleur résiduelle étant utilisée pour chauffer des logements résidentiels. Toutes les unités de cogénération ont été mises en service en 2009.

Dans ce cas aussi, les deux premières unités de cogénération sont considérées comme une seule et même centrale. Mais, contrairement à l'exemple 2, la troisième unité de cogénération est considérée comme une centrale indépendante en raison de sa séparation spatiale et fonctionnelle avec la centrale. Cette configuration associe donc deux centrales : la centrale de valorisation du biogaz associée à deux unités de cogénération et la troisième unité de cogénération indépendante. Le regroupement des trois installations en une seule centrale en vertu de la section 19, paragraphe 1, de l'EEG est impossible, car la troisième unité de cogénération ne se situe pas à « proximité spatiale directe » de la centrale principale.

Exemple 4 : dix centrales de valorisation du biogaz (chacune composée d'un digesteur, d'un digesteur secondaire, d'un réservoir de stockage du digestat et d'une unité de cogénération de puissance identique), qui ne sont aucunement reliées entre elles, sont situées à 20 mètres les unes des autres sur un terrain qui a été divisé en plusieurs parcelles. Toutes les centrales ont été mises en service en 2009.

Dans ce cas, il est vrai que chacune des centrales est une unité complète et distincte aux termes de la section 3, n° 1 de l'EEG. Toutefois, pour déterminer le tarif d'achat, les centrales sont considérées comme une entité unique en vertu de la section 19, paragraphe 1, de l'EEG, car elles sont à « proximité spatiale directe » les unes des autres et qu'elles ont été mises en service au cours d'une même période de 12 mois consécutifs.

La section 19, paragraphe 1, de l'EEG s'applique également aux centrales mises en service avant 2009. Les sites qui peuvent être décrits comme des « parcs de centrales » ont donc été confrontés à des baisses considérables des tarifs d'achat qui leur étaient appliqués après le 1er janvier 2009. Toutefois, depuis l'introduction de la section 66, paragraphe 1a, de l'EEG, qui a été intégrée à la loi du 1er janvier 2010, les centrales qui fonctionnaient déjà sous forme de centrales



modulaires avant le 1er janvier 2009 sont considérées comme des entités séparées, sans préjudice de la section 19, paragraphe 1, de l'EEG. D'après l'exposé des motifs de la loi, les opérateurs de ces centrales peuvent demander le versement rétrospectif du montant total correspondant au tarif d'achat ainsi défini, avec effet au 1er janvier 2009. Avant l'adoption de cette loi, plusieurs opérateurs de centrales avaient déposé plainte contre l'application de la section 19, paragraphe 20, de l'EEG aux centrales existantes et, n'ayant pas obtenu satisfaction, avait demandé une mesure de protection juridique temporaire à la Cour constitutionnelle fédérale.

7.3.2.4 Date de mise en service

Outre la puissance de la centrale, l'année de mise en service de la centrale est particulièrement importante pour déterminer le niveau de prix, sachant que les tarifs d'achat baissent chaque année en raison du principe de dégressivité des tarifs (voir ci-dessus 7.3.1.3).

En vertu de l'EEG, une centrale est considérée comme ayant été mise en service lorsqu'elle fonctionne pour la première fois après avoir été déclarée techniquement apte au service. Depuis le 1er janvier 2009, il n'est plus nécessaire que le générateur soit alimenté avec des sources d'énergie renouvelable dès le démarrage. Il est dorénavant possible d'utiliser d'autres carburant, par exemple des carburants fossiles, pendant la phase de démarrage. Il n'est pas non plus nécessaire, pour que la centrale soit considérée comme mise en service, que l'injection d'électricité sur le réseau ait commencé, à condition, toutefois, que la centrale soit prête à fonctionner et que l'opérateur ait fait tout ce qui était nécessaire pour permettre l'injection d'électricité sur le réseau. La phase d'essai n'est pas considérée comme la véritable mise en service de la centrale.

Le déplacement vers un autre site d'un générateur qui avait déjà été mis en service ne change rien à la date de mise en service. Même si un générateur ayant déjà fonctionné est installé dans une nouvelle unité de cogénération, la date de mise en service de cette nouvelle unité de cogénération est réputée être la même que celle du générateur d'occasion, la durée du contrat d'achat d'électricité en vertu de l'EEG étant raccourcie en conséquence.

7.3.3 Détails des niveaux de prix

Le tarif de base et les différentes primes sont décrits en détail dans les sections suivantes, ainsi que les obli-

gations d'achat correspondantes. Un aperçu du niveau de prix applicable aux centrales de valorisation du biogaz mises en service en 2011 est présenté dans le tableau 7.1.

7.3.3.1 Tarif de base

En ce qui concerne la conversion du biogaz en électricité, le droit à bénéficier du tarif d'achat de base pour les centrales de valorisation du biogaz mises en service en 2011 est le suivant : 11,44 c€/kWh jusqu'à une puissance de 150 kW, 9 c€/kWh entre 150 kW et 500 kW, 8,09 c€/kWh entre 500 kW et 5 MW et 7,63 c€/kWh entre 5 MW et 20 MW.

Le calcul du tarif d'achat de base peut être illustré à l'aide de l'exemple suivant : l'unité de cogénération d'une centrale de valorisation du biogaz mise en service en 2011 possède une capacité électrique installée de 210 kW. En 2011, l'unité de cogénération a fonctionné à pleine charge pendant 8 322 heures. La puissance annuelle moyenne telle qu'elle est définie dans l'EEG est donc de 200 kW. En vertu du tarif d'achat dégressif, trois quarts de l'électricité (150 kW sur 200 kW) sont achetés au prix de 11,44 c€/kWh et un quart de l'électricité (50 kW sur 200 kW) au prix de 9 c€/kWh. Le tarif d'achat moyen s'élève donc à environ 10,83 c€/kWh.

Pour que la centrale puisse bénéficier du tarif de base, l'électricité doit être issue de la biomasse au sens du décret sur la biomasse « BiomasseV ». Le décret sur la biomasse définit la biomasse comme une source d'énergie issue de la phytomasse et de la zoomasse ainsi que des sous-produits et des produits résiduels dont la teneur en énergie dérive de la phytomasse et de la zoomasse. Le gaz issu de la biomasse est donc également considéré comme de la biomasse.

Tous les intrants couramment utilisés dans les centrales de valorisation du biogaz sont couverts par la définition de la biomasse. Toutefois, en vertu de la section 3 de BiomasseV, certaines substances ne sont pas reconnues comme de la biomasse au sens du décret sur la biomasse. Outre certains sous-produits animaux, il s'agit notamment des boues d'épuration, du gaz de station d'épuration et du gaz de décharge.

Depuis 2009, les centrales EEG peuvent utiliser des substances qui, bien qu'elles ne soient pas conformes au décret sur la biomasse, peuvent être considérées comme de la biomasse au sens large du terme (par exemple, les boues d'épuration). Toutefois, le tarif d'achat s'applique uniquement à la partie de l'électricité qui peut être attribuée à l'utilisation de biomasse au sens du décret sur la biomasse.

D'après l'exposé des motifs de la loi, cet assouplissement du « principe d'exclusivité » ne s'applique pas à la production de biogaz en tant que telle puisque, pour pouvoir bénéficier du tarif EEG, le biogaz lui-même doit être issu de la biomasse au sens de la section 27, paragraphe 1, de l'EEG, c'est-à-dire qu'il doit satisfaire aux exigences du décret sur la biomasse. Pour cette raison, le biogaz lui-même doit être produit exclusivement à base de biomasse au sens du décret sur la biomasse. Toutefois, par la suite, le biogaz peut être utilisé en combinaison avec d'autres gaz issus de « la biomasse au sens large », par exemple du gaz de station d'épuration (voir la section 3, n° 11, de BiomasseV), pour la production d'électricité.

Depuis le 1er janvier 2009, l'application du tarif d'achat EEG des centrales de grande capacité est liée à l'utilisation d'une unité de cogénération. En conséquence, l'électricité provenant des centrales de valorisation de biogaz d'une puissance supérieure à 5 MW ne peut bénéficier du tarif d'achat que si la chaleur produite par le procédé de production d'électricité est également utilisée. Cette restriction a pour but d'encourager les opérateurs à faire en sorte que les grandes centrales de valorisation du biogaz soient toujours construites à proximité de puits de chaleur.

7.3.3.2 Primes pour l'utilisation de ressources renouvelables

L'EEG octroie une prime pour l'utilisation de ressources renouvelables (biomasse cultivée, cultures énergétiques : en allemand, prime NawaRo) afin de compenser le surcoût lié à l'utilisation de matières provenant exclusivement de la centrale de valorisation par rapport au coût que représenterait l'utilisation de biomasse provenant de déchets, par exemple. Ce dispositif a pour but de promouvoir une utilisation plus efficace de la biomasse produite par les entreprises agricoles, forestières et horticoles, particulièrement dans les centrales de petite taille dans lesquelles l'exploitation de ce genre de ressources renouvelables ne pourrait pas être rentabilisée en l'absence d'incitations financières.

La prime NawaRo est, en fait, composée de plusieurs primes, dont le niveau varie parfois en fonction de la puissance de la centrale et qui dépendent du type de substrat utilisé et du type d'énergie produit. Les ressources renouvelables, c'est-à-dire les cultures énergétiques, sont définies ainsi dans la section II.1 de l'annexe 2 de l'EEG :

« Le terme cultures énergétiques désigne les plantes ou les parties de plantes qui proviennent d'exploitations

agricoles, forestières et horticoles ou d'opérations d'aménagement paysager et qui n'ont pas été traitées ou modifiées autrement que pour être récoltées, conservées ou utilisées dans l'usine de traitement de la biomasse. »

Le fumier (lisier) est considéré comme une culture énergétique.

Une liste des substrats considérés comme des cultures énergétiques est fournie sous forme d'une Liste positive non exhaustive. L'EEG contient également une Liste négative (exhaustive) des substrats qui ne sont pas considérés comme des cultures énergétiques et dont l'utilisation ne permet donc pas de bénéficier de la prime NawaRo.

Généralités sur la prime NawaRo

Tableau 7.2 : Rendements en biogaz standard de sous-produits purement végétaux, d'après la Liste positive de l'EEG (extrait) ^a

Sous-produit purement végétal	Rendement en biogaz standard d'après la section V de l'annexe 2 de l'EEG	
	[kWh _{th} /t MF]	[Nm ³ CH ₄ /t MF]
Drêches (fraîches ou pressées)	231	62
Résidus de légumes	100	27
Glycérol issu du traitement des oléagineux	1,346	364
Pelures de pommes de terre	251	68
Marc de fruit (frais, non traité)	187	51
Tourteau de colza	1,038	281
Tourteau de colza (environ 15 % de teneur en huile résiduelle)	1 160	314

a. La liste complète est fournie au chapitre 4, tableau 4.5.

La prime NawaRo générale est octroyée aux centrales de puissance inférieure ou égale à 5 MW. Quel que soit le type de biomasse renouvelable utilisé, elle s'élève, pour les centrales mises en service en 2011, à 6,86 c€/kWh jusqu'à une puissance de 500 kW et à 3,92 c€/kWh au-delà.

Pour pouvoir bénéficier de la prime NawaRo générale, outre l'utilisation exclusive de cultures énergétiques et de sous-produits végétaux, l'opérateur de la centrale doit tenir à jour un registre des intrants détaillant le type, la quantité et l'origine de la biomasse utilisée. Il lui est, en outre, interdit d'exploiter, sur le même site, une autre centrale de valorisation de la

biomasse utilisant des ressources autres que les ressources renouvelables éligibles.

Pour la conversion de biogaz en électricité, il est possible d'utiliser, en dehors des cultures énergétiques et du lisier, certains sous-produits purement végétaux. Ces sous-produits sont énumérés dans une Liste positive et comprennent notamment la pulpe ou les pelures de pommes de terre, les drêches et la vinnasse de céréales. Toutefois, la prime NawaRo ne s'applique qu'à la partie de l'électricité qui est produite à partir des ressources renouvelables ou du lisier. La proportion de l'électricité qui peut bénéficier de la prime doit être calculée en se basant sur les rendements en biogaz standard des sous-produits purement végétaux et doit être confirmée par un expert.

Un aperçu de toutes les listes des substances utilisées pour générer de l'électricité à partir de ressources renouvelables (Liste positive des cultures énergétiques, Liste négative des cultures énergétiques, Liste positive des sous-produits purement végétaux) figure à l'annexe 2 de l'EEG.

Pour que la prime NawaRo soit octroyée, si la centrale qui produit de l'électricité à partir du biogaz est contrainte d'obtenir un permis en vertu de la législation de lutte contre la pollution, elle doit également installer une couverture étanche au gaz sur l'installation de stockage du digestat et installer des dispositifs de consommation du gaz complémentaires à utiliser en cas de dysfonctionnement ou de surproduction. Toutefois, en vertu du texte de l'annexe 2, n° I.4 de l'EEG, seules les installations de stockage du digestat préexistantes doivent être couvertes ; la présence d'installations de stockage du digestat n'est pas, en elle-même une condition préalable à l'octroi de la prime NawaRo. La question se pose toujours de savoir si les installations de stockage du digestat doivent également disposer de couvertures étanches au gaz lorsque, bien qu'utilisées par l'opérateur de la centrale, elles n'appartiennent pas à la centrale de valorisation du biogaz ou lorsqu'aucune émanation de méthane n'est à craindre en raison de la durée de rétention préalable du digestat dans d'autres conteneurs. En l'absence de règlement transitoire, les conditions supplémentaires s'appliquent également aux centrales mises en service avant le 1er janvier 2009. Toutefois, lorsque l'ajout rétrospectif d'une telle couverture risque d'être difficile à assumer financièrement pour l'opérateur de la centrale existante, il arrive, dans certains cas, que la mesure soit considérée comme disproportionnée et donc contraire à la loi (pour de plus amples informations techniques sur le stockage du digestat, se reporter à la section 3.2.3).

Prime lisier

Outre la prime NawaRo générale, une prime complémentaire est accordée aux centrales qui utilisent du lisier pour produire de l'électricité à partir du biogaz. La prime lisier a pour objectif d'inciter les agriculteurs à utiliser le lisier de manière plus efficace pour la production de biogaz et de limiter l'épandage de lisier non traité (potentiellement émetteur de méthane) dans les champs. La prime est versée uniquement à hauteur de 500 kW_{el}. Cette limite a été établie de manière à éviter le transport de trop grandes quantités de lisier sur de longues distances.

Le règlement (CE) n° 1774/2002 définit le lisier comme suit :

« Tout excrément et/ou urine d'animaux d'élevage, avec ou sans litière, ainsi que le guano, qui peuvent être non transformés ou transformés conformément au chapitre III de l'annexe VIII ou transformés d'une autre manière dans des usines de compostage ou de production de biogaz. »

La prime lisier est dégressive et s'élève, pour les centrales de valorisation du biogaz mises en service en 2011, à 3,92 c€/kWh jusqu'à une puissance de 150 kW et à 0,98 c€/kWh jusqu'à une puissance de 500 kW. Les centrales plus puissantes peuvent bénéficier de la prime lisier au prorata.

Pour que la prime lisier soit versée, il faut que le lisier représente continuellement au moins 30 % en masse de la quantité de substrat utilisée pour produire le biogaz. La proportion de lisier est calculée sur la base de la consommation totale de biomasse de la centrale (pesage).

Le seuil de 30 % en masse doit être continuellement respecté. Cela signifie que l'opérateur de la centrale doit tenir à jour un registre des substances pour permettre la vérification de cette condition. L'opération de vérification est réalisée une fois par an et prend la forme d'un rapport d'expertise rédigé par un vérificateur et déposé auprès des autorités au plus tard le 28 février de l'année suivante. Le rapport se base sur les informations qui figurent dans le journal des substances.

Les centrales qui utilisent le **gaz provenant d'un réseau de gaz** pour produire l'électricité ne peuvent pas bénéficier de la prime lisier. Cela concerne notamment les centrales qui utilisent du gaz naturel classifié comme biométhane et prélevé dans le réseau de gaz naturel (pour plus d'informations, voir 7.4). Fonctionnant selon le principe de l'échange de gaz (Gasabtausch), ces centrales ne peuvent bénéficier que de la prime NawaRo à hauteur de 7 c€/kWh. L'auteur estime cependant que les installations de production d'électri-

cité qui s'approvisionnent en biogaz par l'intermédiaire d'une micro-canalisation de gaz reliée directement à la centrale de production du gaz ne sont pas concernées par cette exclusion (voir également 7.3.2.1). La loi confirme cette notion puisque ces centrales n'utilisent pas du gaz naturel classifié comme biométhane mais du « véritable » biogaz provenant directement de la canalisation, ce qui signifie que le recours à la fiction juridique de la section 27, paragraphe 2, de l'EEG n'était pas nécessaire. En outre, une canalisation de gaz unique ne constitue pas un réseau de gaz au sens de la phrase 3 du n° VI, paragraphe 2, alinéa b, de l'annexe 2 de l'EEG. Si tel était le cas, l'exception s'appliquerait dans tous les cas (sous réserve d'une différenciation juridiquement incertaine en fonction de la longueur des canalisations) et ne constituerait plus une exception puisque chaque unité de cogénération fonctionnant au biogaz est reliée au digesteur par une canalisation de gaz.

Prime aménagement paysager

Autre prime liée à la prime NawaRo, la prime aménagement paysager est versée en cas d'utilisation de résidus de taille, d'élagage, etc. provenant d'activités d'aménagement paysager. Si une centrale de valorisation du biogaz utilise principalement des plantes ou des parties de plantes provenant d'activités d'aménagement paysager, le tarif d'achat légal accordé aux centrales de valorisation du biogaz mises en service en 2011 est majoré de 1,96 c€/kWh. Comme la première, cette prime concerne uniquement la puissance de la centrale à hauteur de 500 kW. Les installations plus puissantes peuvent bénéficier de la prime au prorata.

Les résidus d'aménagement paysager comprennent les matières résiduelles qui ne sont pas destinées à être utilisées ailleurs et, donc, qui ne sont pas cultivées dans un but précis mais constituent un sous-produit inévitable de l'aménagement paysager. La prime aménagement paysager permet d'utiliser ces matières résiduelles, tout en freinant, conformément au souhait du législateur, la concurrence en termes d'occupation des sols dans le secteur de la biomasse.

Le détail des critères individuels en vertu desquels il est possible de prétendre à cette nouvelle prime d'aménagement paysager fait toujours l'objet de contestations (voir également 4.5). Le centre « Clearingstelle » de l'EEG a complété sa recommandation 2008/48 relative à la prime d'aménagement paysager en septembre 2009. Il prône l'adoption d'une définition large du terme « résidus d'aménagement paysager ». Le poids de la masse fraîche est alors la

principale valeur de référence pour évaluer si une centrale utilise « principalement » des matières issues de l'aménagement paysager, c'est-à-dire plus de 50 %.

Contrairement à ce qui se passe pour la prime li-sier, l'EEG ne stipule pas explicitement que les conditions permettant de bénéficier de la prime d'aménagement paysager doivent être satisfaites en permanence. Il suffit donc, en principe, que la proportion minimale soit respectée au moment du calcul du solde de fin d'année.

7.3.3.3 Prime qualité de l'air

L'amendement de l'EEG du 1er janvier 2009 a introduit, pour la première fois, une prime qualité de l'air pour les centrales de valorisation du biogaz. L'objectif est de réduire les émissions de formaldéhyde cancérigène qui se forment lors de la combustion du biogaz dans les unités de cogénération. Cette prime est donc parfois aussi appelée prime formaldéhyde. Elle est conçue pour encourager l'utilisation de moteurs moins polluants ou l'installation ultérieure de catalyseurs.

Si les émissions de formaldéhyde ne dépassent pas la limite légale lorsque la centrale fonctionne, le tarif de base est majoré de 0,98 c€/kWh pour les centrales de valorisation du biogaz mises en service en 2011, à hauteur d'une puissance de 500 kW. La prime ne peut pas être versée aux centrales qui génèrent de l'électricité à partir de biométhane « virtuel », c'est-à-dire de biométhane injecté en un point du réseau de gaz et prélevé à un autre endroit.

D'autre part, la prime est limitée aux centrales de valorisation du biogaz éligibles à l'obtention d'une licence en vertu de la loi fédérale sur la lutte contre la pollution (BlmSchG). En effet, les centrales dont la puissance thermique nominale est supérieure à 1 MW sont dans l'obligation d'obtenir une licence en vertu de la BlmSchG. Si la puissance thermique nominale de la centrale est inférieure à cette valeur, la centrale ne peut obtenir de licence qu'à certaines conditions (pour plus d'informations, voir 7.5.1). Ainsi, si une centrale a besoin d'un permis de construire, mais pas d'une licence en vertu de la BlmSchG, son opérateur ne peut pas prétendre à la prime formaldéhyde.

Les opérateurs des centrales qui ont été mises en service avant le 1er janvier 2009 peuvent également prétendre à cette prime. Selon les termes de l'accord de transition établi en vertu de l'EEG, les mêmes conditions s'appliquent aux centrales existantes si la centrale n'est pas éligible à l'obtention d'une licence BlmSchG.



Les niveaux d'émission à partir desquels l'opérateur de la centrale peut bénéficier de la prime font toujours l'objet de contestations. La loi stipule que « les limites d'émissions de formaldéhyde définies dans les Instructions techniques sur le contrôle de la qualité de l'air (TA Luft) et permettant de minimiser les émissions » doivent être respectées. Ces limites sont définies par les autorités concernées dans l'agrément émis dans le cadre de la législation sur la lutte contre la pollution. Elles sont basées sur les normes d'émission des TA Luft, en vertu desquelles la teneur en formaldéhyde du gaz d'échappement ne doit pas excéder une concentration de 60 mg/m³ en masse, mais doivent également tenir compte de la nécessité de minimiser les émissions. Cette nécessité de minimiser les émissions peut aussi conduire les autorités à baisser les valeurs maximales d'émission dans certains cas et/ou à obliger l'opérateur de la centrale à prendre des mesures supplémentaires pour minimiser les émissions. Ces considérations suggèrent donc que les niveaux d'émission définis dans la licence jouent un rôle majeur pour déterminer si l'opérateur de la centrale peut bénéficier de la prime. Toutefois, d'après une décision du 18 septembre 2008 du groupe de travail fédéral sur la lutte contre la pollution (Bund-/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz – LAI), la notification officielle exigée pour garantir la conformité aux limites définies est émise uniquement si les émissions de formaldéhyde n'excèdent pas 40 mg/m³.

Le respect des limites définies fait l'objet d'un certificat écrit émis par les autorités chargées de la supervision de la lutte contre la pollution en vertu du droit de l'État concerné. Le certificat officiel de conformité aux limites d'émissions de formaldéhyde fixées par les TA Luft et de respect de l'obligation de minimiser les émissions est envoyé à l'opérateur après soumission du rapport d'émission aux autorités responsables. Ce certificat peut ensuite être présenté au distributeur d'énergie comme preuve de conformité.

7.3.3.4 Prime cogénération

Avec la prime cogénération, l'EEG offre une forte incitation financière à l'utilisation de la chaleur résiduelle associée à la production d'électricité. L'utilisation de la chaleur améliore l'efficacité énergétique globale de la centrale de valorisation du biogaz et permet de limiter la combustion de carburants fossiles. La version amendée de l'EEG renforce l'incitation financière en faisant passer la prime de 2 à 3.0 c€/kWh (pour les centrales mises en service en 2009). Mais les condi-

tions d'utilisation de la chaleur ont également été restreintes afin que la chaleur soit toujours utilisée à bon escient.

Pour pouvoir bénéficier de la prime, la centrale doit non seulement produire de l'électricité par cogénération (chaleur et électricité combinée), mais aussi disposer d'une stratégie valable pour l'utilisation de la chaleur produite.

En ce qui concerne l'électricité issue de la cogénération, l'EEG fait référence à la loi sur la cogénération (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG). Cette loi stipule que la centrale doit convertir l'énergie simultanément en électricité et en chaleur utile. Pour les unités de cogénération produites en série, d'une puissance maximale de 2 MW, le respect de ce critère peut être prouvé par la documentation fournie par le fabricant, qui indique la puissance thermique et électrique de l'unité et le rapport électricité/chaleur. Pour les centrales d'une puissance supérieure à 2 MW, l'opérateur doit prouver que la centrale satisfait aux dispositions du Code de pratique FW 308 de l'Association allemande de production combinée de chaleur et d'électricité (AGFW).

En vertu des dispositions de l'EEG, la chaleur est réputée être utilisée à bon escient si cette utilisation est conforme à la Liste positive (voir n° III, annexe 3 de l'EEG). La Liste positive comprend notamment l'alimentation en chaleur de certains bâtiments avec une puissance thermique annuelle maximale de 200 kWh par mètre carré de surface utile, l'injection de chaleur dans un réseau de chauffage répondant à certains critères et l'utilisation de la chaleur dans certains processus industriels. Un certain nombre de questions juridiques restent cependant toujours en suspens au sujet de quelques-unes des utilisations figurant dans la Liste positive.

Parmi les exemples d'utilisations interdites de la chaleur en vertu de la Liste négative (n° IV, annexe 3 de l'EEG) figurent le chauffage de bâtiments ne disposant pas d'une isolation thermique adéquate et l'utilisation de chaleur dans un cycle organique de Rankine (ORC) ou dans un cycle de Kalina. La Liste négative est une liste exhaustive d'utilisations interdites de la chaleur. Toutefois, l'interdiction d'octroi de la prime cogénération pour l'utilisation de chaleur dans des **modules à cycle organique de Rankine (ORC) ou à cycle de Kalina** en vertu du n° IV.2, annexe 3, de l'EEG concerne uniquement la part de la chaleur résiduelle de l'unité de cogénération qui est utilisée dans un tel module complémentaire. En règle générale, l'utilisation qui est ainsi faite de la chaleur ne permet de toute manière pas de bénéficier de la prime, car

l'unité de cogénération et le module complémentaire forment souvent une seule et même installation au sens de la section 3, paragraphe 1, de l'EEG, en conséquence de quoi la chaleur utilisée dans le module complémentaire ne peut pas être considérée comme étant utilisée à l'extérieur de la centrale. Toutefois, si la chaleur (résiduelle) – produite à l'origine par l'unité de cogénération – est également destinée à un autre usage conforme à la Liste positive après avoir transité dans le module complémentaire, l'auteur estime que la prime cogénération peut être versée à la fois pour l'électricité produite dans le module complémentaire et pour l'électricité produite dans l'unité de cogénération. En effet, le fait de considérer l'électricité produite dans l'unité de cogénération comme de l'électricité de cogénération n'est pas en contradiction avec le n° IV.2, annexe 3, de l'EEG, puisque la part de chaleur consommée dans le module complémentaire n'est pas prise en compte dans le calcul de la quantité de chaleur utilisée à l'extérieur. D'autre part, le fait de limiter le droit à la prime cogénération à l'électricité produite dans le module complémentaire constituerait une discrimination injustifiée à l'encontre des centrales qui disposent d'un module complémentaire en plus de l'unité de cogénération.

Si la chaleur n'est pas utilisée conformément à la Liste positive, l'opérateur de la centrale peut quand même bénéficier de la prime dans certains cas. Il faut pour cela que les conditions suivantes soient réunies :

- l'utilisation prévue pour la chaleur ne doit pas figurer sur la Liste négative ;
- la chaleur produite doit remplacer une quantité à peu près équivalente (au moins 75 %) de chaleur produite à partir de carburants fossiles ;
- des coûts supplémentaires s'élevant à au moins 100€ par kW de chaleur produite doivent résulter de l'approvisionnement en chaleur.

L'interprétation du mot « remplacer » prête cependant à confusion. Dans les bâtiments neufs qui sont alimentés, dès le départ, en chaleur résiduelle provenant d'une unité de cogénération, le remplacement de sources d'énergie fossile n'est évidemment pas possible ; il s'agit au mieux d'un remplacement potentiel. Il est donc possible de supposer que la notion de remplacement potentiel suffit. Par conséquent, l'opérateur de la centrale doit expliquer que, faute de chaleur en provenance de l'unité de cogénération, des sources d'énergie fossile auraient dû être utilisées pour chauffer le bâtiment.

Les coûts supplémentaires qui peuvent être pris en compte sont les coûts liés aux échangeurs de chaleur, aux générateurs de vapeur, aux canalisations et autres

installations techniques similaires, mais pas la hausse des frais de carburant.

Un vérificateur agréé rédige ensuite un rapport d'expertise prouvant que la chaleur a été utilisée conformément à la Liste positive et que des carburants fossiles ont été remplacés, et donne une estimation des dépenses d'investissement qui ont été engagées.

7.3.3.5 Prime technologie

La prime technologie a pour but d'inciter les opérateurs à utiliser des technologies et des systèmes novateurs, particulièrement économes en énergie, afin de limiter l'impact sur l'environnement et sur le climat.

La prime est versée pour l'utilisation de biogaz épuré, ainsi que pour l'utilisation de technologies de production d'électricité novatrices. Le traitement du gaz est pris en charge lorsque les critères suivants sont réunis :

- pas plus de 0,5 % d'émissions de méthane pendant le traitement ;
- la consommation d'électricité nécessaire au traitement n'excède pas 0,5 kWh par mètre cube normal de gaz brut ;
- l'intégralité de la chaleur nécessaire au traitement et à la production du biogaz provient de sources d'énergie renouvelable ou de la chaleur résiduelle de la centrale elle-même ;
- la capacité maximale de l'installation de traitement du gaz est de 700 mètres cubes normaux de gaz traité par heure.

La prime technologie s'élève à 2 c€/kWh pour toute l'électricité générée à partir de gaz produit dans de telles centrales de traitement du gaz d'une puissance maximale de 350 mètres cubes normaux de gaz traité par heure, et à 1 c€/kWh pour les centrales d'une puissance maximale de 700 mètres cubes normaux par heure.

En vertu de l'annexe 1 de l'EEG, les technologies particulièrement novatrices pour la production d'électricité à partir de biogaz comprennent les piles à combustible, les turbines à gaz, les moteurs à vapeur, les modules à cycle organique de Rankine, les installations multicom bustibles telles que les systèmes à cycle de Kalina, et les moteurs stirling. Un soutien est également apporté à la conversion thermo chimique de la paille et aux centrales conçues exclusivement pour la digestion de biodéchets avec traitement de maturation.

La prime n'est plus accordée pour la digestion sèche dans les centrales mises en service après le 31 décembre 2008, car les centrales à digestion sèche ne



sont plus considérées comme utilisant un procédé novateur capable de réduire l'impact sur le climat.

Pour que les technologies et les procédés susmentionnés puissent être pris en charge, il faut, soit qu'ils atteignent un rendement électrique minimum de 45 %, soit que la chaleur soit utilisée à bon escient au moins une partie du temps et dans une certaine mesure.

En cas d'utilisation de technologies novatrices, la prime atteint 2 c€/kWh, sachant que la prime est attribuée uniquement pour la partie de l'électricité produite avec ces technologies ou ces procédés. Si une unité de cogénération produit de l'électricité au moyen d'autres méthodes qui ne répondent pas aux critères, l'opérateur de la centrale ne reçoit pas de prime technologie pour la quantité d'électricité correspondante.

7.4 Traitement et injection du gaz

Il n'est pas toujours intéressant, d'un point de vue économique et environnemental, d'utiliser le biogaz à l'endroit où il est produit, c'est-à-dire à proximité de la centrale de valorisation du biogaz. La production d'électricité est inévitablement accompagnée de production de chaleur dont il est parfois difficile de faire bon usage sur le site même de la centrale. Dans certains cas, il est donc préférable de dissocier la production et l'utilisation du biogaz. Outre l'installation d'une canalisation à biogaz brut permettant de transporter le biogaz sur des distances variant entre quelques centaines de mètres et plusieurs kilomètres afin de l'utiliser dans une installation satellite (pour de plus amples informations, voir 7.3.2.1), il est également possible d'envisager de traiter le gaz et de l'injecter dans le réseau public de gaz naturel. Une fois injecté dans le réseau, le biogaz peut être extrait « virtuellement » à n'importe quel endroit du réseau et converti en électricité et en chaleur dans une unité de cogénération.

7.4.1 Conditions d'attribution du tarif d'achat EEG

Les opérateurs d'unités de cogénération qui utilisent du biométhane dans leurs installations bénéficient pratiquement du même prix que si le gaz était converti directement en électricité sur le site de la centrale de valorisation du biogaz ; cette disposition vaut aussi si le biogaz est injecté par l'intermédiaire d'un micro-gazoduc. De plus, si le biogaz est injecté dans le réseau de gaz naturel, la prime technologie s'applique

au traitement du gaz : en vertu de l'annexe 1 de l'EEG, le montant augmente de 2,0 c€/kWh si le biogaz a été épuré et que certaines conditions sont respectées (pour plus d'informations, voir 7.3.3.5). Par contre, si le biogaz est injecté dans le réseau, les opérateurs des centrales ne peuvent pas prétendre à la prime qualité de l'air (voir 7.3.3.3) ou à la prime lisier (voir 7.3.3.2).

D'après la section 27, paragraphe 3, de l'EEG, le droit à bénéficier du tarif d'achat EEG s'applique uniquement à la partie cogénération de l'électricité, c'est-à-dire à l'électricité qui est produite avec utilisation simultanée de la chaleur au sens de l'annexe 3 de l'EEG. Au final, seules les unités de cogénération à dominante chaleur bénéficient d'un soutien pour le traitement du gaz en vertu de l'EEG.

Pour pouvoir bénéficier du tarif d'achat EEG, il faut aussi que l'unité de cogénération utilise exclusivement du biométhane. Dans ce cas, le principe d'exclusivité signifie qu'il n'est pas possible de passer d'un fonctionnement au gaz naturel conventionnel à un fonctionnement au biogaz et inversement. L'opérateur de l'unité de cogénération doit s'assurer qu'à la fin de l'année civile, une quantité de biogaz équivalente à la quantité de gaz utilisée a été injectée ailleurs dans le réseau de gaz et a été attribuée à son unité de cogénération, faute de quoi il risque de perdre l'intégralité de son droit au tarif d'achat EEG.

7.4.2 Transport entre le point d'injection et l'unité de cogénération

Sachant que le biométhane qui est injecté dans le réseau se mélange immédiatement avec le gaz naturel déjà présent, le transport physique du biométhane vers une unité de cogénération n'est pas possible. En réalité, l'unité de cogénération utilise du gaz naturel conventionnel. Toutefois, en termes juridiques, le gaz naturel utilisé dans l'unité de cogénération est considéré comme du biogaz, à condition que les conditions définies à la section 27, paragraphe 2, de l'EEG soient respectées.

Première condition : la quantité de gaz prélevée dans le réseau doit être équivalente à la quantité de gaz issue de la biomasse qui est injectée ailleurs dans ce même réseau. Il suffit que les quantités soient équivalentes à la fin de l'année civile.

Pour pouvoir bénéficier du tarif d'achat EEG, la quantité de gaz injectée doit aussi pouvoir être attribuée à une unité de cogénération en particulier. En l'absence de transport physique, le lien se fait par le biais d'une relation contractuelle entre la personne qui injecte le gaz et l'opérateur de l'unité de cogénération.

tion. Outre le contrat d'approvisionnement en biométhane de base indiquant que les quantités de biométhane injectées sont destinées à l'opérateur de l'unité de cogénération, d'autres types de contrats existent, notamment ceux qui impliquent des grossistes ou qui font appel à des certificats négociables ou à un registre central du biométhane. La personne qui injecte le biogaz doit vérifier que le caractère biogénique du biométhane injecté n'est pas commercialisé deux fois, mais qu'il est affecté à une seule unité de cogénération.

7.4.2.1 Modèle de transport

Les injecteurs de biogaz peuvent satisfaire à leur obligation d'approvisionnement contractuelle, notamment en agissant en temps que négociants en gaz et en s'engageant à alimenter le point de prélèvement utilisé par l'opérateur de l'unité de cogénération. Dans ce cas, même s'il n'y a pas transport physique de biométhane entre le point d'injection et le point de prélèvement, il existe quand même un transport virtuel conforme aux règles de l'industrie du gaz. Pour cela, les injecteurs de biogaz utilisent généralement des contrats de groupe-bilan pour le biogaz. Toutefois, le seul fait que le point de prélèvement de l'unité de cogénération soit attribué à un groupe d'équilibrage de l'approvisionnement en biogaz n'est pas un élément suffisant pour prouver que l'unité de cogénération est l'utilisateur exclusif du biométhane. En effet, si le groupe d'équilibrage se retrouve avec un solde négatif à la fin de l'année, il ne faudrait pas que l'exploitant du réseau de gaz soit dans l'obligation de compenser ce déficit avec du biométhane. Par conséquent, même s'ils sont approvisionnés par l'injecteur de biogaz, les opérateurs des unités de cogénération doivent eux-mêmes fournir des documents à l'exploitant du réseau de gaz pour prouver que l'équivalent thermique de la quantité de biogaz correspondante a bien été injecté dans le réseau pendant l'année civile et qu'il doit être attribué à leur unité de cogénération.

7.4.2.2 Modèle de certificat

L'injecteur de biogaz a également la possibilité de renoncer à fournir du biométhane au point de prélèvement. Il se contente alors d'autoriser l'opérateur de l'unité de cogénération à utiliser le caractère biogénique du biométhane injecté en échange d'un paiement. Pour cela, l'injecteur de biogaz commercialise le gaz injecté sous forme de gaz naturel conventionnel et dissocie ainsi la caractéristique biogénique,

d'une part, et le gaz physique injecté, d'autre part. Comme dans le secteur de l'électricité, le caractère biogénique peut alors être proposé seul, par exemple sous forme de certificats validés par un organisme indépendant. L'opérateur de l'unité de cogénération continue à s'approvisionner en gaz naturel conventionnel auprès d'un négociant en gaz naturel et se contente d'acheter la quantité nécessaire de certificats de biométhane auprès de l'injecteur de biogaz. Un problème subsiste cependant au niveau du modèle de certificat. En effet, l'opérateur de la centrale doit toujours pouvoir prouver que les propriétés du gaz et les caractéristiques de la centrale exigées pour le paiement des différents tarifs d'achat et des différentes primes en vertu de l'EEG sont respectées et qu'il lui est impossible de vendre deux fois les mêmes quantités. Il est donc indispensable de se mettre d'accord à l'avance avec l'exploitant du réseau d'énergie concerné quant à l'utilisation de certificats.

Un registre du biométhane est en cours d'élaboration. Il a pour but de simplifier le commerce du biométhane.

7.4.3 Cadre juridique pour la connexion au réseau et l'utilisation du réseau

Outre les difficultés techniques qui leur sont associées, le traitement et l'injection du biogaz sont également confrontés à un certain nombre de problèmes juridiques. Heureusement, le cadre général relatif à l'injection de gaz dans le réseau a été largement amélioré par l'amendement du décret sur l'accès aux réseaux de gaz (GasNZV) et du décret sur la tarification des réseaux de gaz (GasNEV). GasNZV et GasNEV ont été amendés une première fois en avril 2008, puis à nouveau en juillet 2010.¹

7.4.3.1 Raccordement prioritaire

D'après l'amendement du décret sur l'accès aux réseaux de gaz, l'exploitant du réseau est dans l'obligation de donner la priorité au raccordement des installations de traitement et d'injection de biogaz. Il est cependant autorisé à refuser le raccordement et l'injection de biogaz si ces opérations sont techniquement impossibles ou économiquement inenvisageables. Si le réseau est techniquement et physiquement capable de recevoir les quantités de gaz injectées, le distributeur d'énergie ne peut pas refuser le gaz, même si des

1. L'amendement de juillet 2010 n'avait pas encore été voté et promulgué au moment de la mise sous presse du présent document.

goulets d'étranglement risquent de se former en raison des contrats de transport existants. L'exploitant du réseau est dans l'obligation de prendre toutes les mesures économiquement raisonnables nécessaires pour que l'injection puisse avoir lieu toute l'année. Ces mesures comprennent notamment l'installation d'un compresseur permettant au gaz d'être renvoyé vers un réseau de niveau supérieur, particulièrement l'été, lorsque la quantité injectée dépasse largement la quantité de gaz prélevée sur une section particulière du réseau.

7.4.3.2 Titre de propriété et coût du raccordement au réseau

L'amendement du décret sur l'accès aux réseaux de gaz prévoit également un certain nombre de privilèges pour l'injecteur en ce qui concerne le coût du raccordement au réseau. Par exemple, d'après la version amendée de GasNZV, qui n'avait pas encore été promulguée au moment de la mise sous presse du présent document, l'injecteur n'aura à payer que 250 000€ sur le total des investissements réalisés pour le raccordement au réseau, y compris le premier kilomètre de la canalisation de raccordement au réseau public de gaz naturel. Si la longueur de la canalisation de raccordement est supérieure à un kilomètre, l'exploitant du réseau paiera 75 % des coûts supplémentaires jusqu'à une longueur de 10 km. Le raccordement au réseau devient alors la propriété de l'exploitant du réseau. Celui-ci prend également en charge tous les coûts de maintenance et d'exploitation. En outre, d'après la version amendée de GasNZV, qui n'avait pas encore été promulguée au moment de la mise sous presse du présent document, l'exploitant du réseau doit garantir une disponibilité minimale de 96 %.

7.4.3.3 Équilibrage de l'injection de biométhane

Outre l'exigence selon laquelle une certaine quantité de gaz doit être affectée à une unité de cogénération pour que la centrale puisse bénéficier du tarif d'achat EEG, il faut aussi que le gaz injecté soit équilibré et transporté conformément aux règles de l'industrie du gaz. La version amendée de GasNZV rend également la vie plus facile aux injecteurs de biogaz à ce niveau. Par exemple, il est dorénavant possible de créer des groupes d'équilibrage de l'approvisionnement en biogaz avec une marge de flexibilité plus importante (25 %) et une période d'équilibrage de 12 mois. Ces groupes permettent, par exemple, d'utiliser le biogaz

injecté dans une unité de cogénération à dominante chaleur, sans avoir à ralentir l'injection pendant les mois d'été, conformément au régime d'exploitation des unités de cogénération.

7.5 Récupération de chaleur et approvisionnement en chaleur

Si une unité de cogénération fonctionnant au biogaz fonctionne en mode cogénération, il faut, pour pouvoir bénéficier de la prime cogénération, que la chaleur résiduelle soit utilisée dans le cadre d'un concept de récupération de chaleur agréé (pour plus d'informations sur les critères d'attribution de la prime cogénération, voir 7.3.3.4). Pour pouvoir prétendre à la prime cogénération, l'unité doit fournir des documents prouvant que la chaleur est utilisée conformément à la Liste positive, n° III de l'annexe 3 de l'EEG. Cette condition s'applique à toutes les centrales mises en service après le 1er janvier 2009. La prime cogénération est octroyée si les autres critères sont respectés, que la chaleur soit utilisée par une tierce partie ou par l'opérateur de la centrale.

7.5.1 Cadre juridique

Si la chaleur est utilisée conformément au n° III. 2, annexe 3, de l'EEG (injection dans un réseau de chaleur), des **programmes d'incitation** favorisent actuellement la construction de certains types de réseaux de chaleur, dans le cadre du programme d'incitation (voir 7.1) et dans le cadre de la loi sur la cogénération (KWKG). Les réseaux de chaleur éligibles se caractérisent par le fait qu'une certaine partie de leur chaleur provient soit d'une unité de cogénération, soit de sources d'énergie renouvelable. Dans l'immédiat, ces incitations devraient permettre la création d'un nombre croissant de réseaux de chaleur (EEG et cogénération).

L'importance croissante accordée aux systèmes de chauffage collectifs et aux réseaux de chauffage municipaux est confirmée par le fait qu'en vertu de la section 16 de l'**EEWärmeG** (loi sur la chaleur issue d'énergies renouvelables), les municipalités et les associations gouvernementales locales peuvent dorénavant tirer parti des opportunités offertes par le droit fédéral pour rendre obligatoire le raccordement et l'utilisation dans le cadre d'un réseau de chauffage public local ou municipal, y compris dans le but d'atténuer les effets du changement climatique et de préserver les ressources. Cette avancée élimine toutes les incertitudes qui existaient auparavant quant au respect de l'obliga-

tion de raccordement et d'utilisation dans le cadre des codes municipaux. Ce dispositif a pour but d'encourager les autorités locales à publier des réglementations similaires en matière de raccordement et d'utilisation pour les réseaux publics de chauffage dont une partie de l'énergie finale provient de sources d'énergie renouvelable ou d'unités de cogénération.

En outre, la loi sur la chaleur produite à base d'énergies renouvelables accroît le marché potentiel des utilisateurs de biogaz et de chaleur résultant de la conversion de biogaz en électricité. En effet, les propriétaires de bâtiments neufs pour lesquels une demande de permis de construire a été soumise après le 31 décembre 2008 peuvent satisfaire à leurs obligations d'utilisation d'énergies renouvelables (en application de la loi de 2009) en achetant une partie de leurs besoins de chaleur auprès de centrales de cogénération alimentées au biogaz. Lorsque l'obligation d'utilisation d'énergies renouvelables s'applique exclusivement au biogaz, les propriétaires doivent couvrir au moins 30 % de leurs besoins en énergie de chauffage avec de la biomasse gazeuse. L'utilisation de biométhane épuré et injecté comme source de chaleur est soumise à des conditions particulières, conformément au n° II. 1 de l'annexe de la loi sur la chaleur issue d'énergies renouvelables. Mais l'obligation d'utiliser des énergies renouvelables est également réputée avoir été satisfaite lorsqu'un bâtiment est chauffé par un réseau de chaleur approvisionné par des sources d'énergie renouvelable, par exemple, la chaleur résiduelle d'une unité de cogénération alimentée au biogaz.

Outre le droit à bénéficier de la prime cogénération, l'approvisionnement de tierces parties en chaleur permet également à un nombre croissant de projets d'atteindre le seuil de rentabilité.

7.5.2 Apport de chaleur

L'opérateur de la centrale fournit la chaleur soit à l'exploitant d'un réseau de chaleur, soit directement à l'utilisateur de la chaleur. Dans ce dernier cas, il existe deux grandes stratégies d'approvisionnement. La première consiste à exploiter l'unité de cogénération sur le site de la centrale de valorisation du biogaz et à transmettre la chaleur qui en résulte à l'utilisateur par le biais d'une canalisation ou d'un réseau de chaleur. L'autre solution, encore plus efficace, consiste à transporter le biogaz par le biais d'une canalisation de gaz brut ou, après épuration, dans le réseau public de gaz naturel jusqu'au lieu où la chaleur sera utilisée et de le

convertir en électricité sur place. Cette approche évite les pertes de chaleur pendant le transport.

Lorsque l'opérateur de la centrale vend la chaleur à l'exploitant d'un réseau de chaleur intermédiaire, il n'existe pas de relation contractuelle directe entre l'opérateur de la centrale et l'utilisateur final. Le contrat d'approvisionnement est signé entre l'exploitant du réseau de chaleur et l'utilisateur final. Par contre, lorsque l'opérateur de la centrale agit lui-même en tant que fournisseur de chaleur, c'est lui qui signe directement un contrat d'approvisionnement avec l'utilisateur. Si l'opérateur de la centrale préfère ne pas assumer les obligations liées au statut de fournisseur de chaleur, il peut sous-traiter les services à un tiers.

7.5.3 Réseaux de chaleur

En règle générale, aucun permis spécifique n'est nécessaire pour créer un réseau de chaleur. L'exploitant du réseau de chaleur doit cependant être vigilant en ce qui concerne les droits de passage nécessaires pour faire passer des canalisations de chaleur à travers les terrains de tierces parties, une opération qui est souvent indispensable. Outre la signature d'un contrat avec le propriétaire des terrains concernés, qui définira notamment le montant de la redevance éventuelle, il est conseillé de protéger le droit de passage, par exemple, en enregistrant une servitude de passage au registre du cadastre. C'est le seul moyen pour le fournisseur de chaleur de conserver sa canalisation même si les terres sont cédées à un autre propriétaire. Lorsqu'une canalisation de chaleur est installée le long d'une route publique, l'opérateur du réseau doit signer un contrat de servitude avec l'autorité chargée de la construction et de l'entretien des routes. Ce genre de contrat entraîne parfois le paiement d'une redevance forfaitaire ou proportionnelle à la quantité de chaleur fournie.

7.6 Références bibliographiques

- Altrock, M. ; Oschmann, V. ; Theobald, C. (eds.) : EEG, Kommentar, 2e édition, Munich, 2008
- Battis, U. ; Krautzberger, M. ; Löhr, R.-P. : Baugesetzbuch (Code de la construction), 11e édition, Munich, 2009
- Frenz, W. ; Müggenborg, H.-J. (eds.) : EEG (loi sur les sources d'énergie renouvelable), Kommentar (commentaire), Berlin, 2009
- Loibl, H. ; Maslaton, M. ; v. Bredow, H. (eds.) : Biogasanlagen im EEG, Berlin, 2009 (2e édition à paraître)



Reshöft, J. (ed.) : EEG (loi sur les sources d'énergie renouvelable), Kommentar (commentaire), 3e édition, Baden-Baden, 2009

Salje, P. : EEG - Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, 5e édition, Cologne/Munich, 2009

Jarass, H. D. : Bundesimmissionsschutzgesetz (loi fédérale sur la protection contre les immissions), 8e édition, Munich, 2009

Landmann/ Rohmer : Umweltrecht (droit sur l'environnement), vol. I / II, Munich, 2009

7.7 Liste de sources

AGFW (Association allemande de production combinée de chaleur et d'électricité) - Arbeitsblatt FW 308 (Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes -)

AVBFernwärmeV – Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (décret sur les conditions générales qui régissent l'approvisionnement en chauffage municipal) – du 20 juin 1980 (BGBl. I p. 742), amendé par l'article 20 de la loi du 9 décembre 2004 (BGBl. I p. 3214)

BauGB – Baugesetzbuch (Code de la construction) tel qu'amendé et promulgué le 23 septembre 2004 (BGBl. I p. 2414), amendé par l'article 4 de la loi du 31 juillet 2009 (BGBl. I p. 2585)

BauNVO – Baunutzungsverordnung (réglementation en matière d'affectation des sols) – tel qu'amendée et promulguée le 23 janvier 1990 (BGBl. I p. 132), amendée par l'article 3 de la loi du 22 avril 1993 (BGBl. I p. 466)

BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz (loi sur la lutte contre la pollution) telle qu'amendée et promulguée le 26 septembre 2002 (BGBl. I p. 3830), amendée par l'article 2 de la loi du 11 août 2009 (BGBl. I p. 2723)

4e décret d'application, BImSchV – Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (loi sur la lutte contre la pollution, décret sur l'obligation d'obtention d'un permis) tels qu'amendés et promulgués le 14 mars 1997 (BGBl. I p. 504), amendé par l'article 13 de la loi du 11 août 2009 (BGBl. I p. 2723)

BioAbfV – Bioabfallverordnung (décret sur les biodéchets) – tel qu'amendé et promulgué le 21 septembre 1998 (BGBl. I p. 2955), amendé par l'article 5 de la loi du 20 octobre 2006 (BGBl. I p. 2298)

BiomasseV – Biomasseverordnung (décret sur la biomasse) – du 21 juin 2001 (BGBl. I p. 1234), amendé par le règlement du 9 août 2005 (BGBl. I p. 2419)

EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz (loi sur les sources d'énergie renouvelable) – du 25 octobre 2008 (BGBl. I p. 2074), amendé par l'article 12 de la loi du 22 décembre 2009 (BGBl. I p. 3950)

EEWärmeG – Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (loi sur la chaleur issue de sources d'énergie renouvelable) – du 7

août 2008 (BGBl. I p. 1658), amendée par l'article 3 de la loi du 15 juillet 2009 (BGBl. I p. 1804)

DüV – Düngeverordnung (décret d'application sur les engrais) tel qu'amendé et promulgué le 27 février 2007 (BGBl. I p. 221), amendé par l'article 18 de la loi du 31 juillet 2009 (BGBl. I p. 2585)

DüMV – Düngemittelverordnung (décret sur les engrais) – du 16 décembre 2008 (BGBl. I p. 2524), amendé par l'article 1 du décret du 14 décembre 2009 (BGBl. I p. 3905)

GasNEV – Gasnetzentgeltverordnung (décret sur les tarifs des réseaux de gaz) – du 25 juillet 2005 (BGBl. I p. 2197), amendé par l'article 2, paragraphe 4, du décret du 17 octobre 2008 (BGBl. I p. 2006)

GasNZV – Gasnetzzugangsverordnung (décret sur l'accès aux réseaux de gaz) – du 25 juillet 2005 (BGBl. I p. 2210), amendé par l'article 2, paragraphe 3, du décret du 17 octobre 2008 (BGBl. I p. 2006)

KrW-/AbfG – Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz (loi sur la gestion des déchets et le recyclage) du 27 septembre 1994 (BGBl. I p. 2705), amendée par l'article 3 de la loi du 11 août 2009 (BGBl. I p. 2723)

KWKG 2002 – Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (loi sur la cogénération) du 19 mars 2002 (BGBl. I p. 1092), amendée par l'article 5, de la loi du 21 août 2009 (BGBl. I p. 2870)

TA Lärm – Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (Instructions techniques sur la réduction du bruit) – du 26 août 1998 (GMBL. 1998, p. 503)

TA Luft – Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (Instructions techniques sur le contrôle de la qualité de l'air) – du 24 juillet 2002 (GMBL. 2002, p. 511)

TierNebG – Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsgesetz (loi sur l'élimination des sous-produits animaux) – du 25 janvier 2004 (BGBl. I p. 82), amendée par l'article 2 du décret du 7 mai 2009 (BGBl. I p. 1044)

TierNebV – Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsverordnung (décret d'application de la loi sur l'élimination des sous-produits animaux) – du 27 juillet 2006 (BGBl. I p. 1735), amendée par l'article 19 de la loi du 31 juillet 2009 (BGBl. I p. 2585)

UVPG – Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (loi sur l'évaluation de l'impact environnemental) tel qu'amendée et promulguée le 25 juin 2005 (BGBl. I p. 1757, 2797), amendée par l'article 1 de la loi du 31 juillet 2009 (BGBl. I p. 2723)

VO 1774/2002/EG – Règlement (CE) n° 1774/2002 du 3 octobre 2002 établissant des règles sanitaires applicables aux sous-produits animaux non destinés à la consommation humaine (JO L 273 p. 1), modifié en dernier lieu par le règlement (CE) n° 1432/2007 du 5 décembre 2007 (JO L 320 p. 13)

VO 181/2006/EG – Règlement (CE) n° 181/2006 de la Commission du 1er février 2006 portant application du règlement (CE) n° 1774/2002 en ce qui concerne les engrais organiques et amendements autres que le lisier et modifiant ce règlement (JO L 29 p. 31)

Aspects économiques



Lorsqu'un opérateur potentiel envisage de construire une centrale de valorisation du biogaz, sa principale préoccupation est de savoir si celle-ci pourra être rentable.

Il est donc indispensable de pouvoir évaluer la rentabilité économique des centrales de valorisation du biogaz. Ce chapitre présente une méthode à cet effet et utilise, pour cela, des modèles de centrales.

8.1 Description des modèles de centrales – hypothèses et paramètres clés

Les conditions applicables au versement du tarif d'achat EEG et les restrictions relatives à l'utilisation de certains substrats, telles qu'elles sont définies dans l'EEG 2009, ont été prises en compte à la fois au niveau de la taille des centrales et du choix des substrats. L'année de mise en service considérée est l'année 2011.

8.1.1 Puissance des centrales

La puissance des centrales a régulièrement augmenté ces dernières années. Toutefois, suite à la création de la prime lisier dans la loi EEG de 2009 [8-1], les petites centrales avoisinant 150 kW_{el} de puissance sont à nouveau en vogue. Pour refléter toute la gamme des centrales qui existent actuellement, l'étude se base sur neuf modèles de centrales de 75 kW à 1 MW de puissance et sur une centrale de traitement du biogaz (voir le tableau 8.1). Le choix de la taille des centrales tient compte à la fois de la situation juridique relative à l'achat de l'électricité (seuils de puissance de 150 kW_{el} et de 500 kW_{el} dans l'EEG) et des seuils d'attribution des licences en vertu de la loi sur la lutte contre la pollution. Un exemple est également utilisé pour présenter les coûts liés à la production de gaz destiné à être injecté dans un réseau de gaz naturel.

8.1.2 Substrats

Les substrats choisis sont des substances courantes dans l'agriculture allemande, qui peuvent être utilisées dans les centrales de valorisation du biogaz présentées ici. Il s'agit notamment d'effluents d'élevage et d'ensilages agricoles, ainsi que de sous-produits du traitement de matières premières végétales. Les déchets organiques ont également été pris en compte. En effet, la prime relative aux ressources renouvelables (prime NawaRo) est réduite proportionnellement en cas d'utilisation de sous-produits et n'est pas du tout accordée lorsque la centrale fonctionne exclusivement avec des déchets.

Le tableau ci-dessous présente les principales caractéristiques des substrats utilisés. Les rendements en gaz sont basés sur les valeurs standard publiées par la KTBL (Association pour la technologie et les structures en agriculture) dans son document 'Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen' (Rendements de gaz des centrales de valorisation du biogaz agricoles), rédigé par le groupe de travail sur les rendements de biogaz (voir le tableau 8.2) [8-4].

L'étude part de l'hypothèse que, la centrale de valorisation du biogaz étant située sur le même site que les animaux d'élevage, l'utilisation d'effluents d'élevage n'entraîne aucun coût supplémentaire. Si le lisier est livré depuis un autre site, des frais de transport doivent être ajoutés. Les coûts d'approvisionnement en ressources renouvelables (cultures énergétiques) pris en compte sont les coûts moyens qui figurent dans la base de données de la KTBL.

La valeur des déchets et des sous-produits végétaux est calculée sur la base des prix du marché indiqués dans le tableau. Le prix inclut la livraison sur le site de la centrale de valorisation du biogaz. Les substrats saisonniers sont stockés sur le site de la centrale de valorisation du biogaz. Les prix des ensilages font

Tableau 8.1 : Aperçu et description des modèles de centrales

Modèle	Puissance	Description
I	75 kW _{el}	Utilisation de cultures énergétiques et de ≥ 30 % au moins de lisier (quantité suffisante pour bénéficier de la prime lisier) ; dans les exemples : au moins 34 % de la masse fraîche utilisée quotidiennement est composée de lisier
II	150 kW _{el}	
III	350 kW _{el}	
IV	350 kW _{el}	Fermentation de 100 % de cultures énergétiques ; séparation et recirculation
V	500 kW _{el}	Fermentation de lisier et de sous-produits végétaux conformément à l'annexe 2 de l'EEG
VI	500 kW _{el}	Fermentation de 100 % de cultures énergétiques ; séparation et recirculation
VII	500 kW _{el}	Fermentation de lisier et de biodéchets. Les centrales qui utilisent des biodéchets ne peuvent pas bénéficier de la prime NawaRo et n'ont donc pas droit non plus à la prime lisier. La proportion de lisier peut donc être inférieure à 30 % de la masse fraîche.
VIII	1,000 kW _{el}	Fermentation de 100 % de cultures énergétiques ; séparation et recirculation
IX	500 kW _{el}	Fermentation sèche avec digesteur de type garage ; utilisation de lisier et de cultures énergétiques
X	500 m ³ /h ^a	Conception et intrants similaires à ceux de la centrale VIII ; le traitement et l'injection du gaz remplacent l'unité de cogénération

a. Débit de gaz brut par heure (500 m³/h correspond à peu près à une puissance de 1 MW_{el})

Tableau 8.2 : Caractéristiques et prix des substrats

Substrats	MS %	SV % de MS	Rendement de biogaz Nm ³ /t SV	Teneur en méthane %	Rendement de méthane Nm ³ /t	Prix d'achat €/t MF
Lisier de bovins, avec résidus de fourrage	8	80	370	55	13	0
Lisier de porcins	6	80	400	60	12	0
Fumier de bovins	25	80	450	55	50	0
Ensilage de maïs, mûr, riche en grains	35	96	650	52	114	31
Graines de céréales broyées	87	98	700	53	316	120
Ensilage d'herbe	25	88	560	54	67	34
Ensilage de céréales immatures, teneur moyenne en graines	40	94	520	52	102	30
Glycérol	100	99	850	50	421	80
Tourteau de colza, 15 % de teneur en huile résiduelle	91	93	680	63	363	175
Céréales, résidus	89	94	656	54	295	30
Déchets de cuisine, teneur moyenne en matières grasses ^a	16	87	680	60	57	5
Résidus de bacs à graisses ^a	5	90	1000	68	31	0
Biodéchets ^a	40	50	615	60	74	0

a. Les substrats sont hygiénisés avant la livraison

Tableau 8.3 : Substrats utilisés dans les modèles de centrales [t MF/an]

Modèle de centrale	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Substrats utilisés	30 % de lisier, 70 % de cultures énergétiques			100 % cultures énergétiques	Sous- produits	100 % cultures énergétiques	Biodéchets	100 % cultures énergétiques	DS ^a	Traitement du gaz
	75 kW _d	150 kW _d	350 kW _d	350 kW _d	500 kW _d	500 kW _d	500 kW _d	1,000 kW _d	500 kW _d	500 m ³ /h ^b
Lisier de bovins	750	1 500	3 000		3 500		4 000			
Lisier de porcins					3 500					
Fumier de bovins									2 000	
Ensilage de maïs, mûr, riche en grains	1 250	2 500	5 750	5 500		7 400		14 000	5 000	14 000
Graines de céréales broyées			200			200		500		500
Ensilage d'herbe	200	200							2 600	
Ensilage de céréales immatures, teneur moyenne en graines				1 300		1 500		2 500	2 100	2 500
Glycérol					1 000					
Tourteau de colza, 15 % de teneur en huile résiduelle					1 000					
Céréales (résidus)					620					
Déchets de cuisine, teneur moyenne en matières grasses							8 000			
Graisse de bacs à graisse							4 600			
Biodéchets							5 500			

a. DS : fermentation sèche

b. Débit de gaz brut par heure

référence à des produits fraîchement récoltés et livrés. Les pertes d'ensilage, qui s'élèvent à 12 %, sont aux frais de la centrale de valorisation du biogaz. Les centrales ont une capacité de stockage intermédiaire d'environ une semaine pour les substrats dont la production est continue. Pour les substrats qui doivent être hygiénisés en vertu du droit allemand, l'étude part du principe qu'ils sont hygiénisés avant d'être livrés, ce qui est pris en compte dans le prix indiqué.

Le tableau 8.3 offre un aperçu des substrats utilisés dans les différents modèles de centrales. Les substrats ont été choisis de manière à ce que les centrales I-III et V bénéficient de la prime lisier, avec une proportion de lisier supérieure à 30 %.

Alimentée avec des sous-produits végétaux (conformément à l'annexe 2, EEG 2009, voir section

7.3.3.2), la centrale V reçoit une prime minorée pour les cultures énergétiques. La centrale VII ne reçoit pas de prime pour les cultures énergétiques, car elle fonctionne avec des déchets.

Les centrales IV, VI, VIII et X utilisent 100 % de cultures énergétiques au sens de l'EEG. Pour garantir la pompabilité du substrat, une partie du digestat est séparée et la phase liquide est recirculée.

Les centrales VIII et X diffèrent uniquement par l'utilisation qui est faite du gaz. Alors que la centrale VIII produit de la chaleur et de l'électricité, le gaz produit dans la centrale X est traité de manière à pouvoir être injecté dans le réseau de gaz naturel. La centrale IX est une unité à digestion sèche équipée de digesteurs de type garage qui fonctionnent au fumier de bovins et aux ensilages.

Tableau 8.4 : Hypothèses choisies pour les variables de conception et les paramètres techniques des modèles de centrales

Hypothèses choisies pour la conception technique	
Taux de charge organique du digesteur	Maximum 2,5 kg SV/m ³ de volume utile du digesteur (total) par jour
Contrôle du procédé	Contrôle en une seule étape : < 350 kW _{el} Contrôle en deux étapes : ≥ 350 kW _{el}
Taux de charge organique du digesteur du premier digesteur dans un système à plusieurs étapes	Maximum 5.0 kg SV/m ³ de volume utile du digesteur par jour
Teneur en matière sèche du mélange	Maximum 30 % de MS, autrement séparation et recirculation (sauf pour la digestion sèche)
Technologie mobile	Tracteur avec chargeur avant ou chargeur sur roues, en fonction de la quantité de substrat à déplacer (base de données de KTBL)
Volume du digesteur	Volume nécessaire pour un taux de charge organique de 2,5 kg SV/m ³ par jour, plus 10 % de marge de sécurité, temps de séjour minimum de 30 jours
Équipement et puissance de l'agitateur installé	Premier digesteur : 20-30 W/m ³ de volume du digesteur ; Deuxième digesteur : 10-20 W/m ³ de volume du digesteur ; en fonction des propriétés du substrat, du nombre et du type d'agitateurs, selon la taille du digesteur
Stockage du digestat	Capacité de stockage de 6 mois, pour la quantité totale de digestat produite (y compris la part de lisier), plus 10 % de marge de sécurité, avec couverture étanche au gaz
Vente de chaleur	Chaleur vendue : 30 % de la chaleur produite, prix d'achat de la chaleur 2 c€/kWh, interface au niveau de l'échangeur de chaleur de l'unité de cogénération
Type d'unité de cogénération	75 kW et 150 kW : moteur à injection pilotée ; ≥ 350 kW : moteur à allumage commandé
Rendement de cogénération	Entre 34 % (75 kW) et 40 % (1 000 kW) (sur la base des données de l'ASUE, paramètres de cogénération 2005)
Heures de pleine charge de l'unité de cogénération	8 000 heures de pleine charge par an Objectif, avec un fonctionnement optimal de la centrale

8.1.3 Conception biologique et technique

Les substrats des centrales ont été choisis de manière à ce que chaque centrale atteigne un niveau d'utilisation des capacités de 8 000 heures à pleine charge par an, avec la quantité de biogaz/énergie correspondante. Une fois les types et les quantités de substrats choisis, les variables de conception ont été calculées pour le stockage du substrat, le chargement du substrat, les digesteurs et les installations de stockage du digestat.

Les paramètres indiqués dans le tableau 8.4 ont été appliqués de manière à assurer un fonctionnement biologiquement et techniquement stable des centrales tout en tenant compte de l'aspect rentabilité.

Les centrales I et II sont exploitées sous forme de centrales à une seule étape, tandis que toutes les autres centrales à fermentation humide sont exploitées avec un procédé en deux étapes. Les centrales VIII et X possèdent chacune deux digesteurs pour la première étape et deux digesteurs pour la deuxième étape, les digesteurs fonctionnant en parallèle.

Le tableau 8.5 présente les technologies et les éléments (groupés sous forme de modules) qui composent les modèles de centrales.

Les calculs de conception des centrales ont également été basés sur diverses autres hypothèses, présentées ci-dessous.

Système de chargement des solides : à l'exception de la centrale VII, toutes les centrales doivent disposer d'un système de chargement des solides en raison des substrats utilisés. Dans la centrale VII, les substrats hygiénisés sont livrés sous forme pompable et sont mélangés dans une cuve de réception.

Stockage du digestat : toutes les centrales disposent de réservoirs de stockage équipés de couvertures étanches au gaz, capables de stocker six mois de production de digestat. En effet, l'EEG oblige les centrales de valorisation du biogaz éligibles à l'obtention d'une licence en vertu de la loi sur la lutte contre la pollution (BlmSchG) à disposer d'installations de stockage du

Tableau 8.5 : Technologie des modèles de centrales

Module	Description et principaux composants
Stockage du substrat	Dalles de béton, le cas échéant avec des parois en béton, réservoir en acier pour le stockage intermédiaire des substrats liquides
Cuve de réception	Réservoir en béton Équipement d'agitation, de broyage et de pompage, le cas échéant avec puits de remplissage, canalisations à substrat, système de mesure du niveau, détection des fuites
Système de chargement des solides (cultures énergétiques uniquement)	Chargement par vis sans fin, piston ou mélangeur d'aliments, trémie de chargement, équipement de pesage, système de chargement du digesteur
Digesteur	Conteneur vertical en béton, hors sol Chauffage, isolation, revêtement, agitateurs, couverture étanche au gaz (stockage du gaz), canalisations à substrat/gaz, désulfuration biologique, instruments et équipements de contrôle et de sécurité, détection des fuites
$\geq 500 \text{ kW}_{el}$ désulfuration biologique externe	Désulfuration, y compris équipements techniques et canalisations
Unité de cogénération	Moteur à injection pilotée ou moteur à allumage commandé Bloc moteur, générateur, échangeur de chaleur, distributeur de chaleur, refroidisseur d'urgence, système de commande du moteur, canalisations de gaz, instruments et équipements de contrôle et de sécurité, compteurs de chaleur et d'électricité, capteurs, séparateur de condensat, compresseur, le cas échéant également avec système de gaz, réservoir du huile, conteneur
Injection du gaz	Lavage à l'eau sous pression, dispositifs de mesure du gaz liquéfié, analyse de gaz, odorisation, canalisations de raccordement, chaudière fonctionnant au biogaz
Torchère	Torchère avec systèmes de gaz
Stockage du digestat	Réservoir en béton Équipement de brassage, canalisations à substrat, équipement de déchargement, détection des fuites, couverture étanche au gaz, instruments et équipements de contrôle et de sécurité, désulfuration biologique, canalisations de gaz, le cas échéant avec séparateur

digestat équipées de couvertures étanches au gaz si elles veulent pouvoir bénéficier de la prime NawaRo. Or, la pose de couvertures étanches au gaz sur des réservoirs de stockage de lisier existants est souvent techniquement impossible.

Hygiénisation : la centrale VII utilise des substrats qui doivent être hygiénisés. L'étude part du principe que les substrats sont livrés préalablement hygiénisés. Il est donc inutile de prévoir des équipements d'hygiénisation. Le coût de l'hygiénisation est inclus dans le prix du substrat.

Injection du gaz : le système d'injection de gaz couvre l'intégralité de la chaîne du procédé, y compris l'injection dans le réseau de gaz naturel. Toutefois, les coûts qui résultent de la mise à disposition du gaz brut/épuré sont également inclus, sachant que, dans la pratique, différents modèles de coopération avec les exploitants des réseaux et les fournisseurs de gaz sont utilisés. En vertu de la section 33, paragraphe 1, de la version amendée du décret sur l'accès aux réseaux de gaz, l'exploitant du réseau doit payer 75 % des coûts

de raccordement au réseau, les 25 % restants étant à la charge de l'injecteur (voir également la section 7.4.3.2). Pour les raccordements d'une longueur maximum de un kilomètre, la part du coût à la charge de l'injecteur est plafonnée à 250 000 €. Les coûts d'exploitation de l'équipement de raccordement sont à la charge de l'exploitant du réseau. En ce qui concerne la centrale X, l'étude part du principe que l'injecteur doit payer les coûts de raccordement au réseau de 250 000 €.

8.1.4 Paramètres techniques et paramètres du procédé

Les tableaux 8.6, 8.7 et 8.8 offrent un aperçu des paramètres techniques et des paramètres du procédé pour les différents modèles de centrales.

8.1.5 Coûts d'investissement des unités fonctionnelles des centrales

Les tableaux 8.9 et 8.10 offrent un aperçu des coûts d'investissement estimés pour les différents modèles

Tableau 8.6 : Paramètres techniques et paramètres du procédé pour les centrales 1 à 5

Données techniques et données du procédé	Unité	I	II	III	IV	V
		30 % de lisier, 70 % de cultures énergétiques			100 % de cultures énergétiques	Sous-produits
		75 kW _{el}	150 kW _{el}	350 kW _{el}	350 kW _{el}	500 kW _{el}
Puissance électrique	kW	75	150	350	350	500
Type de moteur		à injection pilotée			à allumage commandé	
Rendement électrique	%	34	36	37	37	38
Rendement thermique	%	44	42	44	44	43
Volume brut du digesteur	m ³	620	1 200	2 800	3 000	3 400
Volume de stockage du digestat	m ³	1 100	2 000	4 100	2 800	4 100
Teneur en matière sèche du mélange de substrat (recirculation comprise)	%	24,9	24,9	27,1	30,9	30,7
Temps de séjour hydraulique moyen	d	93	94	103	119	116
Taux de charge organique du digesteur	kg SV/m ³ · d	2,5	2,5	2,5	2,4	2,5
Rendement de gaz	m ³ /a	315 400	606 160	1 446 204	1 455 376	1 906 639
Teneur en méthane	%	52,3	52,3	52,2	52,0	55,2
Électricité injectée	kWh/a	601 114	1 203 542	2 794 798	2 800 143	3 999 803
Chaleur produite	kWh/a	777 045	1 405 332	3 364 804	3 364 388	4 573 059

Tableau 8.7 : Paramètres techniques et paramètres du procédé pour les centrales 6 à 10

Données techniques et données du procédé	Unité	VI	VII	VIII	IX
		100 % de cultures énergétiques 500 kW _{el}	Biodéchets 500 kW _{el}	100 % de cultures énergétiques 1,000 kW _{el}	Fermentation sèche 500 kW _{el}
Puissance électrique	kW	500	500	1 000	500
Type de moteur		à allumage commandé			
Rendement électrique	%	38	38	40	38
Rendement thermique	%	43	43	42	43
Volume brut du digesteur	m ³	4 000	3 400	7 400	3 900
Volume de stockage du digestat	m ³	3 800	11 400	6 800	0
Teneur en matière sèche du mélange de substrat (recirculation comprise)	%	30,7	18,2	30,6	32,0
Temps de séjour hydraulique moyen	d	113	51	110	24 (~69) ^a
Taux de charge organique du digesteur	kg SV/m ³ · d	2,5	2,4	2,5	2,5
Rendement de gaz	m ³ /a	2 028 804	1 735 468	3 844 810	2 002 912
Teneur en méthane	%	52,1	60,7	52,1	52,6
Électricité injectée	kWh/a	4 013 453	4 001 798	8 009 141	4 002 618
Chaleur produite	kWh/a	4 572 051	4 572 912	8 307 117	4 572 851

a. entre parenthèses : temps de séjour total à la suite de la recirculation du digestat comme matériau d'inoculation

Tableau 8.8 : Paramètres techniques et paramètres du procédé pour la centrale X

Données techniques et données du procédé	Unité	X Traitement du gaz
Capacité nominale	m ³ /h	500
Débit moyen	m ³ /h	439
Utilisation des capacités	h/a	7 690
Consommation de biogaz pour le chauffage du digesteur	%	5
Pertes de méthane	%	2
Pouvoir calorifique du gaz brut	kWh/m ³	5,2
Pouvoir calorifique du gaz épuré	kWh/m ³	9,8
Pouvoir calorifique du gaz injecté	kWh/m ³	11,0
Volume brut du digesteur	m ³ /h	7 400
Volume de stockage du digestat	m ³ /h	6 800
Teneur en matière sèche du mélange de substrat (recirculation comprise)	%	30,6
Temps de séjour hydraulique moyen	d	110
Taux de charge organique du digesteur	kg SV/m ³ · d	2,5
Gaz brut	m ³ /a kWh/a	3 652 570 19 021 710
Gaz épuré	m ³ /a kWh/a	1 900 128 18 621 253
Gaz injecté	m ³ /a kWh/a	2 053 155 22 581 100

de centrales. Les éléments énumérés couvrent les modules suivants (voir le tableau 8.5) :

- Stockage et chargement du substrat
 - Réservoir de stockage du substrat
 - Cuve de réception
 - Système de chargement des solides
- Digesteur
- Utilisation et contrôle du gaz
 - Désulfuration externe
 - Unité de cogénération (y compris l'équipement périphérique)
 - Le cas échéant : injection du gaz avec traitement du gaz et raccordement au réseau (station d'injection et canalisation de raccordement au réseau de gaz naturel)
 - Torchère
- Stockage du digestat (y compris séparation, si nécessaire).

8.2 Rentabilité des centrales

8.2.1 Recettes

Une centrale de valorisation du biogaz peut générer des recettes de différentes manières :

- vente d'électricité
- vente de chaleur
- vente de gaz
- recettes tirées de l'élimination des substrats de fermentation
- vente de digestat.

En dehors de celles qui injectent du gaz dans un réseau, la principale source de revenus des centrales de valorisation du biogaz est la vente d'électricité. Sachant que les tarifs d'achat et leur durée d'attribution (année de mise en service plus 20 années civiles) sont réglementés par la loi, il est possible d'établir, sans trop de risques, des prévisions de recettes pour la vente d'électricité (voir la section 7.3.2). En fonction du type et de la quantité des substrats utilisés, de la puissance de la centrale et du respect des autres exigences relatives au versement des primes, le tarif d'achat de l'électricité peut varier considérablement, de 8 à 30 c€/kWh environ. Les primes sont versées

Tableau 8.9 : Coûts d'investissement des unités fonctionnelles des centrales 1 à 5

Coûts d'investissement	Unité	I	II	III	IV	V
		30 % de lisier, 70 % de cultures énergétiques			100 % de cultures énergétiques	Sous-produits
		75 kW _{el}	150 kW _{el}	350 kW _{el}	350 kW _{el}	500 kW _{el}
Stockage et chargement du substrat	€	111 703	183 308	291 049	295 653	196 350
Digesteur	€	72 111	108 185	237 308	259 110	271 560
Utilisation et contrôle du gaz	€	219 978	273 777	503 466	503 996	599 616
Stockage du digestat	€	80 506	117 475	195 409	178 509	195 496
Total du module	€	484 297	682 744	1 227 231	1 237 269	1 263 022
Planification et permis/licence	€	48 430	68 274	122 723	123 727	126 302
Total des coûts d'investissement	€	532 727	751 018	1 349 954	1 360 996	1 389 324
Coûts d'investissement spécifiques	€/kW _{el}	7 090	4 992	3 864	3 888	2 779

Tableau 8.10 : Coûts d'investissement des unités fonctionnelles des centrales 6 à 10

Coûts d'investissement	Unité	VI	VII	VIII	IX ^a	X ^b
		100 % de cultures énergétiques 500 kW _{el}	Biodéchets 500 kW _{el}	100 % de cultures énergétiques 1 000 kW _{el}	Fermentation sèche 500 kW _{el}	Traitement du gaz
Stockage et chargement du substrat	€	365 979	173 553	644 810	452 065	644 810
Digesteur	€	309 746	275 191	593 714	810 000	593 714
Utilisation et contrôle du gaz	€	601 649	598 208	858 090	722 142	1 815 317
Stockage du digestat	€	211 098	555 528	371 503	0	371 503
Total du module	€	1 488 472	1 602 480	2 468 116	1 984 207	3 425 343
Planification et permis/licences	€	148 847	160 248	246 812	198 421	342 534
Total des coûts d'investissement	€	1 637 319	1 762 728	2 714 928	2 182 628	3 767 878
Coûts d'investissement spécifiques	€/kW _{el}	3 264	3 524	2 712	4 362	---

a. en utilisant [8-2], [8-3]

b. en utilisant [8-6]

pour différents motifs, notamment l'utilisation exclusive de cultures énergétiques et de lisier, l'utilisation à bon escient de la chaleur produite par la centrale, l'utilisation de technologies novatrices et le respect des limites d'émission de formaldéhyde définies dans les TA Luft (voir la section 7.3.3.3). Les tarifs sont évoqués en détail à la section 7.3.1. Les tarifs EEG auxquels les modèles de centrales évoqués dans cette sec-

tion peuvent prétendre sont basés sur une mise en service en 2011. Le tableau 8.11 indique les différentes primes dont chaque centrale peut bénéficier.

La situation de la vente de chaleur est nettement plus problématique que celle de l'électricité. Il est donc crucial d'étudier avec soin la présence d'utilisateurs de chaleur potentiels au moment du choix du site de la centrale. En pratique, il est impossible d'uti-

Tableau 8.11 : Paiements dont peuvent bénéficier les centrales sur la base d'une mise en service en 2011

Modèle de centrale	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
	30 % de lisier, 70 % de cultures énergétiques			100% cultures énergétiques	Sous-produits	100% cultures énergétiques	Biodéchets	100% cultures énergétiques	DS
	75 kW _{el}	150 kW _{el}	350 kW _{el}	350 kW _{el}	500 kW _{el}	500 kW _{el}	500 kW _{el}	1 000 kW _{el}	500 kW _{el}
Tarif de base	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Prime NawaRo	x	x	x	x	x ^a	x		x	x
Prime lisier	x	x	x		x ^a				
Prime cogénération ^b	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Prime qualité de l'air					x	x	x	x	x
Tarif moyen c€/kWh _{el}	23,09	23,09	20,25	17,88	14,08	18,52	11,66	15,93	18,52

a. Payable uniquement pour l'électricité produite à partir de cultures énergétiques et de lisier (voir la section 7.3.1)
b. Pour 30 % de la quantité de chaleur produite

liser à bon escient l'intégralité de la chaleur générée, d'une part, parce qu'une partie de la chaleur sert à chauffer le procédé et, d'autre part, parce que la demande de chaleur de la majorité des utilisateurs varie fortement en fonction de la saison. Dans la plupart des cas, en raison des propres besoins de chaleur de la centrale de valorisation du biogaz, la quantité de chaleur qui peut être vendue par la centrale est inversement proportionnelle à la demande de chaleur des utilisateurs potentiels.

Pour les modèles de centrales présentés, l'étude part du principe que 30 % de la chaleur produite est utilisée à bon escient, c'est-à-dire dans le respect des dispositions de l'annexe 3 de l'EEG, et qu'elle peut être vendue au prix de 2 c€/kWh_{th}.

Outre le prix de la chaleur, la centrale peut donc bénéficier de la prime cogénération (2,94 c€/kWh_{el}) sur 30 % de la quantité d'électricité produite.

L'opérateur de la centrale peut également décider de ne pas convertir le biogaz en électricité par un procédé de cogénération, mais d'épurer le gaz et de l'injecter dans le réseau de gaz naturel. Les centrales de ce type tirent la majorité de leurs revenus de la vente de gaz. Sachant qu'il n'existe actuellement pas de réglementation à ce sujet, le prix du gaz doit être négocié librement entre le producteur et l'utilisateur. Toutefois, l'EEG prévoit la possibilité de prélever le biogaz injecté (biométhane) à un autre point du réseau de gaz naturel et de le convertir en électricité en vertu des conditions définies dans l'EEG.

Dans certains rares cas, des frais d'élimination peuvent être facturés pour les substrats utilisés dans la centrale. Mais cette possibilité doit être soigneusement étudiée et, si nécessaire, formalisée au moyen

d'un contrat avant d'être prise en compte dans les prévisions de coûts/recettes.

La valeur du digestat dépend de nombreux facteurs. Elle peut être positive ou négative en fonction de l'approvisionnement en nutriments dans la région. En effet, les distances de transport peuvent être longues, auquel cas, des coûts de transport élevés sont à prévoir. En outre, la valeur nutritive des engrais épanchés sur l'exploitation agricole doit être mise au crédit de l'élevage. Pour le calcul des coûts des modèles de centrales, l'étude part du principe que le digestat est mis à la disposition des cultures au coût de 0 € par tonne. La production agricole doit simplement couvrir les coûts de l'épandage dans les champs et peut ainsi fournir les substrats à moindre coût.

8.2.2 Coûts

Les postes de coûts peuvent être répartis selon la structure suivante :

- coûts variables (substrats, consommables, maintenance, réparations et analyses de laboratoire)
 - coûts fixes (coûts liés aux investissements - amortissements, intérêts, assurance, etc. - et main-d'œuvre)
- Ces différents postes de coûts sont brièvement expliqués ci-dessous.

8.2.2.1 Coûts variables

Substrats

Les substrats peuvent représenter jusqu'à 50 % du total des coûts. C'est notamment le cas pour les centrales qui utilisent exclusivement des cultures énergétiques et autres ressources renouvelables associées. Les estima-

tions de coûts relatives aux différents substrats sont présentées dans le tableau 8.2. Le total des coûts liés aux substrats est présenté dans les tableaux 8.12, 8.13 et 8.14. En raison des importantes pertes qui se produisent pendant le stockage et la conservation et qui varient d'un substrat à l'autre, la masse à stocker est toujours plus importante que la masse qui sera réellement utilisée dans la centrale.

Consommables

Les consommables comprennent surtout l'électricité, l'huile d'allumage, l'huile de lubrification et le gasoil, ainsi que les bâches plastique et les sacs de sable qui servent à couvrir l'ensilage. En cas d'injection de gaz dans le réseau, les consommables comprennent également le propane qui est ajouté au biogaz pour le conditionner.

Maintenance et réparation

Les coûts de maintenance et de réparation sont estimés à 1 à 2 % des coûts d'investissement, selon l'équipement. Des données plus précises sont disponibles pour certains équipements et permettent de calculer le coût en fonction de la puissance (par exemple, pour une unité de cogénération avec moteur à allumage commandé : 1,5 c€/kWh_{el}).

Analyses de laboratoire

Le contrôle professionnel du procédé oblige à faire analyser le contenu du digesteur en laboratoire. Les calculs réalisés pour les modèles de centrales prévoient six analyses par digesteur et par an, pour un prix unitaire de 120 €.

8.2.2.2 Coûts fixes

Coûts liés aux investissements

Les coûts liés aux investissements comprennent les amortissements, les intérêts et les assurances. L'amortissement dépend de chaque équipement ; il est linéaire sur 20 ans pour les structures physiques et sur 4 à 10 ans pour les équipements techniques installés. Le capital immobilisé est rémunéré à un taux d'intérêt de 4 %. Aux fins des calculs de rentabilité, aucune distinction n'est faite entre les capitaux propres et les capitaux empruntés. Les calculs liés aux modèles se basent sur un taux globalisé de 0,5 % du total des coûts d'investissement pour les coûts d'assurance.

Main-d'œuvre

Sachant que les travaux nécessaires au fonctionnement de la centrale de valorisation du biogaz sont gé-

néralement exécutés par des salariés permanents et que, si l'approvisionnement en substrats est à mettre au crédit de la production agricole, il n'y a pas de pics de main-d'œuvre, les coûts de main-d'œuvre peuvent être inclus dans les frais fixes. La plus grande partie du temps de travail est consacrée au fonctionnement de la centrale (exploitation, surveillance, maintenance) et au chargement du substrat. Le temps nécessaire à l'exploitation, à la surveillance et à la maintenance est calculé proportionnellement à la puissance installée, comme le montre la figure 9.5 dans le chapitre intitulé « Organisation de l'exploitation agricole » (section 9.1.3.2).

Le temps nécessaire au chargement du substrat est calculé en fonction des substrats et des technologies utilisées, sur la base des données de la KTBL. Le salaire horaire utilisé est de 15 €.

Terrains

Le coût des terrains n'est pas pris en compte dans le fonctionnement des modèles de centrales. Si la centrale est exploitée sous forme communautaire ou commerciale, des postes supplémentaires, tels que la location ou le bail, doivent être ajoutés aux prévisions.

8.2.3 Analyse coûts-avantages

La gestion d'une centrale de valorisation du biogaz doit avoir comme objectif minimal l'obtention d'une rémunération correcte par rapport au capital investi et à la main-d'œuvre employée. Tout bénéfice supplémentaire réalisé justifiera également le risque entrepreneurial pris. Le degré de réussite qu'il est possible d'attendre de l'exploitation des modèles de centrales est expliqué ci-dessous.

Le modèle I ne peut pas dégager de bénéfice malgré des recettes importantes. Cette situation est due en grande partie aux coûts d'investissement très élevés (> €7 000/kW_{el}) pour une si petite centrale.

Les coûts d'investissement des modèles II et III sont beaucoup moins importants. Mais les bénéfices obtenus résultent principalement de la prime lisier à laquelle ces centrales ont droit. En effet, la prime lisier s'élève respectivement à 47 000 € et 66 000 €.

L'importance de la prime lisier est encore plus apparente lorsque l'on compare les centrales III et IV, de puissance identique. Alors que le total des coûts de la centrale fonctionnant aux cultures énergétiques (IV) est à peine plus élevé, elle est incapable de dégager un bénéfice, car elle ne peut pas bénéficier de la prime lisier.

Tableau 8.12 : Analyse coûts-avantages pour les centrales I à V

Analyse coûts-avantages	Unité	I	II	III	IV	V
		30 % de lisier, 70 % de cultures énergétiques			100 % de cultures énergétiques	Sous-produits
		75 kW _e	150 kW _e	350 kW _e	350 kW _e	500 kW _e
<i>Recettes</i>						
Électricité injectée	kWh/a	601 114	1 203 542	2 794 798	2 800 143	3 999 803
Tarif moyen	c€/kWh	23,09	23,09	20,25	17,88	14,08
Vente d'électricité	€/a	138 809	277 922	565 856	500 730	563 258
Vente de chaleur	€/a	4 662	8 457	20 151	20 187	27 437
Total des recettes	€/a	143 472	286 379	586 007	520 918	590 695
<i>Coûts variables</i>						
Substrats	€/a	51 761	95 795	226 557	238 068	273 600
Consommables	€/a	17 574	29 387	36 043	42 900	45 942
Réparations et maintenance	€/a	12 900	17 664	57 369	58 174	73 662
Analyses de laboratoire	€/a	720	720	1 440	1 440	1 440
Total des coûts variables	€/a	82 956	143 566	321 408	340 582	394 643
<i>Marge sur coûts variables</i>	€/a	60 516	142 813	264 599	180 335	196 052
<i>Coûts fixes</i>						
Amortissements	€/a	56 328	78 443	110 378	113 768	117 195
Intérêts	€/a	10 655	15 020	26 999	27 220	27 786
Assurance	€/a	2 664	3 755	6 750	6 805	6 947
Main-d'œuvre	heures/j	1,97	3,25	6,11	6,20	6,05
Main-d'œuvre	heures/a	719	1 188	2 230	2 264	2 208
Main-d'œuvre	€/a	10 778	17 813	33 455	33 957	33 125
Total des coûts fixes	€/a	80 424	115 031	177 582	181 750	185 052
<i>Recettes sans les coûts directs</i>	€/a	-19 908	27 782	87 016	-1 415	10 999
Frais généraux	€/a	750	1 500	3 500	3 500	5 000
Total des dépenses	€/a	164 130	260 097	502 491	525 833	584 696
Coûts de production d'électricité	c€/kWh _e	26,53	20,91	17,26	18,06	13,93
Bénéfice/perte	€/a	-20 658	26 282	83 516	-4 915	5 999
Retour sur investissement	%	-3,8	11,0	16,4	3,3	4,9

La centrale V ne génère qu'un bénéfice très limité. En effet, l'électricité est produite principalement à partir de sous-produits végétaux, ce qui signifie que la prime cultures énergétiques et la prime lisier, auxquelles la centrale a en principe droit, ne sont versées que sur moins de 10 % de l'électricité produite.

La centrale de 500 kW alimentée aux cultures énergétiques et la centrale de 500 kW alimentée aux déchets obtiennent des bénéfices de même niveau, respectivement d'environ 80 000 € et 90 000 €. Mais ces bénéfices sont formés différemment. Alors que leurs coûts fixes sont à peu près similaires, la centrale ali-

mentée aux cultures énergétiques enregistre des coûts de substrats beaucoup plus élevés. Par contre, elle perçoit un tarif d'achat (6,86 c€/kWh_e) qui est rehaussé par la prime cultures énergétiques, ce qui lui apporte 275 000 € de recettes supplémentaires par an. Bien que la centrale alimentée aux déchets bénéficie d'un tarif d'achat plus faible, elle affiche également des coûts de substrats particulièrement bas. La rentabilité pourrait encore être améliorée dans ce cas s'il était possible de générer des recettes pour l'élimination des déchets.

Tableau 8.13 : Analyse coûts-avantages pour les centrales VI à IX

Analyse coûts-avantages	Unité	VI	VII	VIII	IX
		100 % de cultures énergétiques 500 kW _{el}	Biodéchets 500 kW _{el}	100 % de cultures énergétiques 1000 kW _{el}	Fermentation sèche 500 kW _{el}
<i>Recettes</i>					
Électricité injectée	kWh/a	4 013 453	4 001 798	8 009 141	4 002 618
Tarif moyen	c€/kWh	18,52	11,66	15,93	18,52
Vente d'électricité	€/a	743 194	466 606	1 276 023	741 274
Vente de chaleur	€/a	27 525	27 450	49 900	27 455
Total des recettes	€/a	770 719	494 055	1 325 922	768 729
<i>Coûts variables</i>					
Substrats	€/a	335 818	40 000	638 409	348 182
Consommables	€/a	51 807	57 504	106 549	50 050
Réparations et maintenance	€/a	78 979	76 498	152 787	81 876
Analyses de laboratoire	€/a	1 440	1 440	2 880	1 440
Total des coûts variables	€/a	468 045	175 442	900 625	481 548
<i>Marge sur coûts variables</i>	<i>€/a</i>	<i>302 674</i>	<i>318 613</i>	<i>425 297</i>	<i>287 182</i>
<i>Coûts fixes</i>					
Amortissements	€/a	135 346	143 657	226 328	147 307
Intérêts	€/a	32 746	35 255	54 299	41 284
Assurance	€/a	8 187	8 814	13 575	10 321
Main-d'œuvre	heures/j	7,24	6,31	11,19	9,41
Main-d'œuvre	heures/a	2 641	2 304	4 086	3 436
Main-d'œuvre	€/a	39 613	34 566	61 283	51 544
Total des coûts fixes	€/a	215 893	222 291	355 485	250 456
<i>Recettes sans les coûts directs</i>	<i>€/a</i>	<i>86 781</i>	<i>96 322</i>	<i>69 812</i>	<i>36 725</i>
Frais généraux	€/a	5 000	5 000	10 000	5 000
Total des dépenses	€/a	688 937	402 733	1 266 110	737 004
Coûts de production d'électricité	c€/kWh _{el}	16,48	9,38	15,19	17,73
Bénéfice/perte	€/a	81 781	91 322	59 812	31 725
Retour sur investissement	%	14,0	14,4	8,4	7,1

Le bénéfice de la centrale VIII est inférieur à celui de la centrale VI malgré l'utilisation de substrats similaires. En effet, en vertu de l'EEG, les centrales de puissance supérieure à 500 kW bénéficient de tarifs d'achat beaucoup moins élevés, ce qui se traduit par un tarif moyen de l'électricité inférieur de 14 % pour la centrale VIII par rapport à la centrale VI. Or cette différence ne peut pas être compensée par les économies d'échelle réalisées.

La centrale à fermentation sèche de 500 kW génère un bénéfice d'environ 30 000 €. Malgré ses similitudes avec la centrale VI à fermentation humide (utilisation de 100 % de cultures énergétiques et puissance identique), cette centrale génère moins de profit en raison du nombre élevé d'heures de travail

consacrées à la gestion des substrats, et à des frais fixes plus élevés.

Sachant qu'aucun prix du marché n'est, pour l'instant, disponible pour le biogaz (biométhane) injecté dans le réseau, dans le cas de la centrale d'injection de gaz, l'analyse coûts-avantages est remplacée par une simple présentation des coûts. Les coûts indiqués pour chaque poste font référence à l'ensemble du procédé, y compris l'injection dans le réseau de gaz naturel. Le tableau présente également les coûts totaux et les coûts spécifiques de mise à disposition du gaz brut (interface avec la centrale de valorisation du biogaz) et du gaz épuré (interface avec la centrale de traitement du biogaz). Les prix ne sont pas directement comparables en raison des différences entre les quantités de

Tableau 8.14 : Analyse des coûts pour la centrale X

Analyse des coûts	Unité	X Traitement du gaz
<i>Recettes</i>		
Gaz injecté	m ³ /a kWh/a	2 053 155 22 581 100
Gaz épuré	m ³ /a kWh/a	1 900 128 18 621 253
Gaz brut	m ³ /a kWh/a	3 652 570 19 021 710
<i>Coûts variables</i>		
Substrats	€/a	638 409
Consommables	€/a	361 763
Réparations et maintenance	€/a	61 736
Analyses de laboratoire	€/a	2 880
Total des coûts variables	€/a	1 064 788
<i>Marge sur coûts variables</i>	€/a	-1 064 788
<i>Coûts fixes</i>		
Amortissements	€/a	267 326
Intérêts	€/a	75 358
Assurance	€/a	18 839
Main-d'œuvre	heures/j	11,75
Main-d'œuvre	heures/a	4 291
Main-d'œuvre	€/a	64 358
Total des coûts fixes	€/a	425 881
<i>Recettes sans les coûts directs</i>	€/a	-260 897
Frais généraux	€/a	10 000
Coûts de mise à disposition du gaz injecté	€/a	1 500 670
Coûts spécifiques du gaz injecté	€/m³ c€/kWh	0,73 6,65
<i>dont :</i>		
coûts de mise à disposition du gaz épuré	€/a	1 334 472
Coûts spécifiques de mise à disposition du gaz épuré	€/m³ c€/kWh	0,70 7,17
<i>dont :</i>		
coûts de mise à disposition du gaz brut	€/a	1 030 235
Coûts spécifiques de mise à disposition du gaz brut	€/m³ c€/kWh	0,28 5,42

gaz et d'énergie mises à disposition au niveau des différentes interfaces. Par exemple, avant d'être injecté dans le réseau, le gaz est mélangé avec du propane qui est beaucoup moins cher, en terme de teneur en énergie, que le biogaz produit. Les coûts spécifiques sont donc largement inférieurs pour le gaz injecté que pour le gaz épuré (sur la base de la teneur en énergie).

8.3 Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité a pour objet de déterminer les facteurs qui ont le plus d'influence sur la rentabilité d'une centrale de valorisation du biogaz. Les tableaux 8.15 et 8.16 indiquent le degré d'évolution des bénéfices en fonction de l'évolution des différents facteurs.

Les facteurs dont la modification a le plus d'impact sur le bénéfice réalisé sont le rendement en gaz, la teneur en méthane et le rendement électrique, ainsi que les coûts des substrats, particulièrement dans les centrales qui utilisent une quantité importante de cultures énergétiques. Plus les coûts d'acquisition spécifiques de la centrale sont élevés, plus les changements enregistrés au niveau de ces coûts ont un impact important. En d'autres termes, l'effet est plus important sur les petites centrales que sur les grandes. Par contre, l'évolution des facteurs suivants a un impact moindre : heures de travail, coûts de maintenance et de réparation et vente de chaleur. En ce qui concerne la vente de chaleur, la situation serait toutefois différente si une stratégie pouvait être mise en place pour faire meilleur usage de la chaleur et peut-être même obtenir de meilleurs prix.

De même, toute modification du tarif d'achat de l'électricité de 1 c€/kWh aurait un impact très significatif, même s'il est pratiquement impossible d'influencer les prix de l'électricité. L'exemple illustre cependant l'influence que la perte de la prime qualité de l'air pourrait avoir : les centrales IV, V et VIII ne seraient alors plus bénéficiaires.

Dans le cas de la centrale I, l'amélioration d'un seul facteur ne permettrait pas de renverser la tendance déficitaire. Pour que cette centrale puisse être rentable, il faudrait réussir à faire baisser les coûts d'acquisition de 10 % tout en augmentant le rendement de gaz de 5 %.

Les centrales II et III sont plus stables grâce à des coûts d'investissement spécifiques moins importants et à des tarifs d'achat plus élevés. Même si certains paramètres évoluaient négativement, elles resteraient bénéficiaires. Il en va de même pour la centrale ali-

Tableau 8.15 : Analyse de la sensibilité pour les centrales I à V

Analyse de sensibilité Évolution des bénéfices en €/a	I	II	III	IV	V
	30 % de lisier, 70 % de cultures énergétiques			100 % de cultures énergétiques	Sous-produits
	75 kW _a	150 kW _a	350 kW _a	350 kW _a	500 kW _a
Évolution des coûts d'acquisition de 10 %	6 965	9 722	14 413	14 779	15 193
Évolution des coûts des substrats de 10 %	5 176	9 580	22 656	23 807	27 360
Évolution du rendement de gaz/de la teneur en méthane/ du rendement électrique de 5 %	6 784	13 793	23 309	21 953	33 358
Évolution du nombre d'heures de travail de 10 %	1 078	1 781	3 346	3 396	3 312
Évolution des coûts de maintenance et de réparation de 10 %	1 290	1 766	5 737	5 817	7 366
Évolution du prix de l'électricité de 1 c€/kWh	6 011	12 035	27 948	28 001	39 998
Évolution de la vente de chaleur de 10 %	1 166	2 114	5 038	5 047	6 859

Tableau 8.16 : Analyse de la sensibilité pour les centrales VI à IX

Analyse de sensibilité Évolution des bénéfices en €/a	VI	VII	VIII	IX
	100 % de cultures énergétiques 500 kW _a	Biodéchets 500 kW _a	100 % de cultures énergétiques 1 000 kW _a	Fermentation sèche 500 kW _a
Évolution des coûts d'acquisition de 10 %	17 628	18 772	29 420	19 891
Évolution des coûts des substrats de 10 %	33 582	4 000	63 841	34 818
Évolution du rendement de gaz/de la teneur en méthane/ du rendement électrique de 5 %	31 465	17 368	43 049	31 381
Évolution du nombre d'heures de travail de 10 %	3 961	3 457	6 128	6 436
Évolution des coûts de maintenance et de réparation de 10 %	7 898	7 650	15 279	6 174
Évolution du prix de l'électricité de 1 c€/kWh	40 135	40 018	80 091	40 026
Évolution de la vente de chaleur de 10 %	6 881	6 862	12 475	6 864

mentée aux résidus (VII) bien que, dans ce cas, le bénéfice soit surtout dû au coût minime des substrats.

8.4 Rentabilité de certaines utilisations de la chaleur

En plus des revenus tirés de l'électricité, l'utilisation de la chaleur issue du procédé de cogénération joue un rôle de plus en plus important dans la réussite économique des centrales de valorisation du biogaz. La contribution de l'utilisation de la chaleur à la réussite de la centrale dépend en grande partie de la quantité

de chaleur qui peut être vendue à d'éventuels utilisateurs. Les avantages économiques de l'utilisation de la chaleur reposent principalement sur la prime cogénération accordée en vertu de la loi sur les sources d'énergie renouvelable [8-1].

Dans le cadre d'une compétition nationale lancée par la FNR (Agence pour les ressources renouvelables) dans le but de trouver des solutions innovantes pour l'avenir des centrales de valorisation du biogaz, la KTBL a décidé, en 2008, d'analyser les données provenant de 62 centrales. Les résultats montrent que la quantité de chaleur utilisée à l'extérieur du procédé de valorisation du biogaz ne représente, en moyenne,

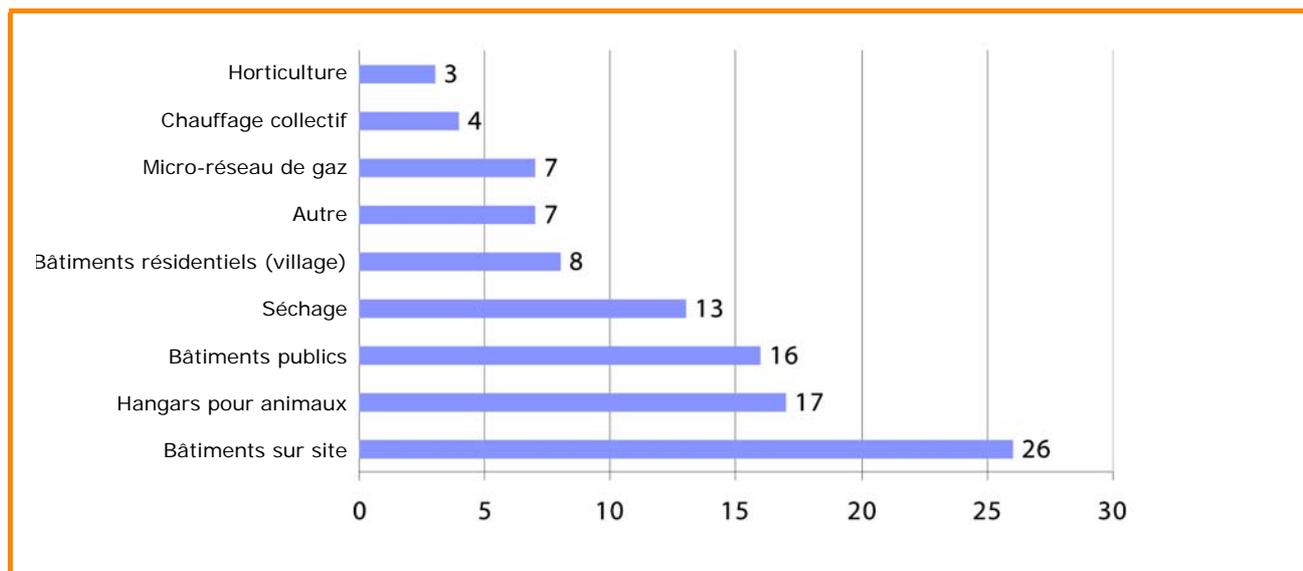


Figure 8.1 : Utilisations de la chaleur résiduelle des centrales de valorisation du biogaz dotée d'un procédé de cogénération [8-7]

que 39 % par rapport à la quantité d'électricité produite. Sur les 62 centrales analysées, 26 utilisaient la chaleur dans des bâtiments situés sur place (ateliers, bureaux) et 17 l'utilisaient pour chauffer des bâtiments destinés aux animaux ; 16 centrales fournissaient de la chaleur à des bâtiments publics tels que des hôpitaux, des piscines, des écoles et des jardins d'enfants, et 13 utilisaient la chaleur pour des activités de séchage (voir la figure 8.1).

Les bâtiments résidentiels, les micros-réseaux de gaz, les chauffages collectifs et les entreprises horticoles occupent une place limitée au sein des utilisateurs de chaleur, car ces types d'utilisations dépendent fortement du lieu d'implantation de la centrale de valorisation du biogaz.

Les sections suivantes étudient et expliquent en détail la rentabilité des différentes utilisations possibles de la chaleur. Comme pour les modèles de centrales, le calcul des recettes tirées de la cogénération en vertu de l'EEG 2009 est basé sur des centrales mises en services en 2011. Sachant que, comme les tarifs d'achat, les primes octroyées en vertu de l'EEG baissent chaque année de 1 %, la prime cogénération s'élève à 0,0294 € par kWh en 2011, en tenant compte des restrictions figurant dans la Liste positive et dans la Liste négative.

8.4.1 Utilisation de la chaleur pour le séchage

8.4.1.1 Séchage des céréales

Le séchage des céréales est une option d'utilisation de la chaleur résiduelle limitée dans le temps. Les cé-

Tableau 8.17 : Analyse coûts-avantages du séchage des céréales avec du biogaz ou du fioul comme vecteur de chaleur

Paramètre	Unité	Séchage des céréales :	
		biogaz	fioul
Recettes			
Prime cogénération	€/a	470	0
Coûts			
Total des coûts variables	€/a	224	1 673
Total des coûts fixes	€/a	1 016	1 132
Total de la main-d'œuvre	€/a	390	390
Total frais généraux	€/a	150	150
Total des dépenses	€/a	1 780	3 345
Coûts spécifiques			
Coûts par tonne de céréales commercialisables	€/t	1,66	4,24

réales doivent être séchées pour améliorer leur capacité de stockage. En moyenne, environ 20 % de la récolte doivent être séchés pour faire descendre le taux d'humidité de 20 % à 14 %. Cette opération est généralement réalisée au moyen de séchoirs statiques ou de séchoirs mobiles. Le séchage des céréales présente l'avantage d'utiliser la chaleur résiduelle issue de la cogénération en été, lorsque la demande des autres utilisateurs de chaleur, par exemple pour le chauffage de bâtiments, est plus faible.

Tableau 8.18 : Analyse coûts-avantages de méthodes de séchage des céréales utilisant la chaleur résiduelle d'une unité de cogénération fonctionnant au biogaz, sans prime cogénération ([8-9], modifiée sur la base de [8-8])

	Unité	150 kW _a Séchoir hélico- centrifuge	500 kW _a Séchoir hélico- centrifuge	500 kW _a Séchoir à plateaux	150 kW _a Séchage mobile	500 kW _a Séchage mobile
Hypothèses						
Au lieu d'un générateur de chaleur (fioul), on utilise un échangeur de chaleur pour transférer la chaleur de l'unité de cogénération vers le séchoir						
Quantité utile de chaleur provenant de la centrale de valorisation du biogaz après déduction du chauffage du digesteur	MWh/a	1 136	3 338	3 338	1 136	3 338
Proportion de chaleur résiduelle utilisée provenant de la centrale de valorisation du biogaz ^a	%/a	9	9	13	9	9
Chaleur résiduelle utilisée	kWh	102 240	300 420	433 940	102 240	300 420
Quantité de produits (céréales) traitée	t MF/a	1 023	3 009	4 815	1 023	2 972
Puissance thermique installée	kW	88	283	424	88	283
Total des coûts d'investissement ^b	€	48 476	93 110	140 010	25 889	64 789
Coûts						
Coûts d'investissement et maintenance	€/a	4 966	10 269	15 468	3 025	8 182
Électricité	€/a	844	1 878	2 450	738	1 633
Main-d'œuvre	h/a	260	260	293	326	456
	€/a	3 658	3 658	4 116	4 573	6 402
Assurance	€/a	251	479	721	134	332
Total des dépenses	€/a	9 979	16 544	23 048	8 796	17 005
Recettes sans prime cogénération						
Hausse de la valeur des produits grâce au séchage ^c	€/a	13 105	38 550	61 684	13 105	38 076
Prime cogénération	€/a	0	0	0	0	0
Total des recettes		13 105	38 550	61 684	13 105	38 076
Bénéfice sans prime cogénération						
Bénéfice	€/a	3 126	22 006	38 636	4 309	21 071
Seuil de rentabilité	€/t MF	3,06	7,31	8,02	4,21	7,09

- a. Période de séchage : juillet et août, période pendant laquelle le séchage hélico-centrifuge et le séchage mobile utiliseraient environ 50 % de la production thermique de la centrale de valorisation du biogaz, tandis que le séchage à plateaux utiliserait 75 % de la production thermique de la centrale de valorisation du biogaz.
- b. Investissement dans le séchoir : pour satisfaire aux critères d'éligibilité de l'annexe 3 de l'EEG, les coûts supplémentaires s'élèvent à 100 € par kilowatt de puissance thermique installée
- c. Hausse de la valeur due à l'amélioration des capacités de stockage et aux meilleures opportunités de commercialisation : 10 €/t MF.

Les calculs ci-dessous comparent la valeur économique de séchoirs selon qu'ils sont alimentés avec la chaleur résiduelle de l'unité de cogénération ou avec des carburants fossiles.

Hypothèses :

- les céréales sont séchées dans un séchoir statique ;
- 20 % de la culture sont séchées pour faire baisser le taux d'humidité de 20 % à 14 % ;

- la quantité récoltée est de 800 t/a, ce qui signifie qu'il faut sécher 160 t/a ;
- le séchoir fonctionne 20 heures par jour pendant 10 jours par an.

Pour sécher une quantité de céréales de 160 t/a sur la période spécifiée, l'échangeur de chaleur doit avoir une puissance de 95 kW. L'énergie thermique nécessaire s'élève donc à 18 984 kWh par an.

Tableau 8.19 : Analyse coûts-avantages de méthodes de séchage des céréales utilisant la chaleur résiduelle d'une unité de cogénération fonctionnant au biogaz, avec prime cogénération ([8-9], modifiée sur la base de [8-8])

	Unité	150 kW _a Séchoir hélico- centrifuge	500 kW _a Séchoir hélico- centrifuge	500 kW _a Séchoir à plateaux	150 kW _a Séchage mobile	500 kW _a Séchage mobile
Recettes avec prime cogénération						
Hausse de la valeur des produits grâce au séchage ^a	€/a	13 105	38 550	61 684	13 105	38 076
Prime cogénération	€/a	2 576	7 805	11 274	2 576	7 805
Total des recettes		15 681	46 355	72 958	15 681	45 881
Bénéfice avec prime cogénération						
Bénéfice	€/a	5 702	29 811	49 910	6 885	28 876
Seuil de rentabilité	€/t MF	5,57	9,91	10,37	6,73	9,72

a. Rapport électricité/chaleur de la centrale de 150 kW : 0,857 ; rapport électricité/chaleur de la centrale de 500 kW : 0,884

Tableau 8.20 : Économies de fioul réalisées par les méthodes de séchage des céréales utilisant la chaleur résiduelle d'une unité de cogénération fonctionnant au biogaz

	Unité	150 kW _a Séchoir hélico- centrifuge	500 kW _a Séchoir hélico- centrifuge	500 kW _a Séchoir à plateaux	150 kW _a Séchage mobile	500 kW _a Séchage mobile
Remplacement de carburants fossiles						
Quantité de fioul économisée ^a	l/a	14 700	34 700	51 410	11 760	34 235
Économies réalisées sur les coûts de fioul ^b	€/a	10 290	24 290	35 987	8 232	23 965

a. Quantité de fioul économisée par rapport à l'utilisation de fioul comme vecteur de chaleur pour le séchage. Efficacité du système de chauffage au fioul : 85%

b. Prix du fioul : 0,7 €/l

Si, par exemple, l'activité de chauffage de la centrale III s'élève à 3 364 804 kWh/a, le séchage de 160 tonnes de céréales utilisera seulement 0,6 % de la chaleur produite par la centrale de valorisation du biogaz. La quantité d'énergie utilisée pour le séchage équivaut à celle produite par environ 1 900 litres de fioul.

Le tableau 8.17 compare les coûts et les recettes de séchoirs à céréales alimentés soit au biogaz, soit au fioul.

En se basant sur un prix du fioul de 0,70 €/litre, il est possible d'économiser environ 1 318 € par an en remplaçant le fioul par du biogaz. C'est pour cette raison que les coûts variables sont beaucoup plus faibles lorsque le fioul est remplacé par du biogaz comme vecteur de chaleur. Lorsque la prime cogénération, qui correspond à la quantité équivalente d'électricité (soit, environ 470 €), est ajoutée, le séchage des céréales utilisant la chaleur résiduelle du procédé de cogénération permet d'économiser 2 035 € par an. En ce qui concerne la quantité récoltée, les coûts de séchage

s'élèvent à 1,66 € par tonne de céréales commercialisables pour le biogaz contre 4,24 € par tonne pour le fioul.

Si le séchage des céréales est la seule méthode de séchage utilisée, il peut s'avérer nécessaire d'étudier la possibilité de satisfaire aux critères d'éligibilité I.3 qui permettent de bénéficier de la prime cogénération en vertu de l'EEG 2009 : « ... les coûts supplémentaires liés à la mise à disposition de chaleur, qui s'élèvent à 100 euros minimum par kilowatt de puissance thermique ». Des investissements supplémentaires peuvent donc s'avérer nécessaires pour que cette méthode de séchage permette de bénéficier de la prime cogénération. Toutefois, les coûts qui en résulteraient feraient passer le poste coûts à 3,023 €/a, ce qui reviendrait pratiquement à annuler l'avantage financier tiré de l'utilisation du biogaz, avec des coûts de séchage de 3,24 € par tonne de céréales commercialisables pour le biogaz contre 4,24 € par tonne en cas d'utilisation de fioul.

Comme le montre cet exemple, il n'est pas intéressant, d'un point de vue économique, de faire appel au séchage des céréales comme seule forme d'utilisation de la chaleur. Il pourrait cependant s'avérer utile de réaliser une étude plus approfondie pour savoir si le séchage des céréales est susceptible de devenir une option saisonnière intéressante en complément d'autres stratégies d'utilisation de la chaleur.

Par contre, si certains utilisateurs sont susceptibles d'utiliser de grandes quantités de chaleur pour des activités de séchage (contrat de séchage, etc.), l'opération peut devenir rentable, comme le montre les exemples présentés dans [8-8].

L'étude part du principe que 9 % de la chaleur disponible dans une centrale de valorisation du biogaz peut être utilisée sur une durée d'environ 50 jours pendant les mois de juillet et août en Allemagne. Sachant, en outre, que les coûts supplémentaires nécessaires pour rendre la chaleur disponible excèdent 100 € par kilowatt de puissance thermique, la prime cogénération peut être intégrée aux recettes.

Les tableaux 8.18 et 8.19 montrent que, dans ces conditions, même une petite centrale de valorisation du biogaz (150 kW) peut réaliser un bénéfice appréciable, en se basant sur une augmentation de la valeur des céréales de 10 €/t MF en raison de leur capacité de stockage améliorée et de meilleures opportunités de commercialisation. Toutefois, la simple inclusion de la prime cogénération n'est pas suffisante pour atteindre le seuil de rentabilité avec la variante séchage (voir également le tableau 8.19).

Si le fioul est remplacé par du biogaz, l'économie réalisée au niveau des coûts de fioul couvre, à elle seule, l'intégralité des coûts de la variante séchage basée sur la chaleur résiduelle de cogénération (voir tableaux 8.18 et 8.20).

La comparaison entre les deux méthodes de séchage montre que le bénéfice potentiel du séchage mobile est comparable à celui du séchage hélico-centrifuge, malgré des coûts d'investissement largement inférieurs (55 %). En effet, les coûts de main-d'œuvre sont beaucoup plus élevés (25 % à 75 % en fonction de la taille de la centrale) pour le séchage mobile (changement des remorques).

8.4.1.2 Séchage du digestat

Considérée comme une méthode d'utilisation de la chaleur de cogénération intéressante, le séchage du digestat a été inclus dans la Liste positive de l'EEG 2009 (dans l'EEG, le digestat est appelé « résidus de fermentation »). Cette utilisation de la chaleur permet

à l'opérateur de la centrale de bénéficier de la prime cogénération si le produit du traitement est un engrais. L'impact de cette forme d'utilisation de la chaleur sur la rentabilité d'une centrale de valorisation du biogaz n'est positif que s'il n'existe aucune autre solution rentable d'utilisation de la chaleur, car les recettes se limitent généralement à la prime cogénération. Il est, en effet, impossible de réduire les coûts d'épandage de l'engrais ou d'apporter de la valeur au digestat en le séchant, sauf si des stratégies d'utilisation ou de marketing sont en place pour le produit du séchage.

8.4.2 Utilisation de la chaleur pour le chauffage de serres

Les serres peuvent consommer de grandes quantités de chaleur pendant de longues périodes. Il s'agit d'une source de revenus fiable qui permet également à l'exploitant des serres de réduire ses coûts de chauffage. L'exemple ci-dessous décrit l'approvisionnement en chaleur pour différents régimes de culture et deux tailles de serres.

En ce qui concerne la culture des plantes d'ornement, il est possible de faire la distinction entre trois plages de température : « froide » (< 12 °C), « tempérée » (12 à 18 °C) et « chaude » (> 18 °C).

Pour analyser la rentabilité de la solution, l'exemple étudie le cas d'une centrale de valorisation du biogaz d'une puissance électrique installée de 500 kW. L'étude part du principe que 30 % de la chaleur provenant de l'unité de cogénération est nécessaire pour chauffer le digesteur. Par conséquent, environ 70 % de la chaleur générée, soit quelques 3 200 MWh thermiques par an, est disponible pour le chauffage.

Le tableau 8.21 compare la demande de chaleur de différents régimes de culture pour des serres de 4 000 m² et de 16 000 m² utilisant le potentiel de chaleur résiduelle d'une unité de cogénération de 500 kW_{el}.

L'exemple part du principe que l'unité de cogénération remplace le fioul pour la production de chaleur. La chaleur résiduelle de l'unité de cogénération couvre la charge de base, tandis que le chauffage au fioul couvre les périodes de pic de consommation. Les coûts liés aux pics de consommation sont pris en compte dans les calculs (voir le tableau 8.22).

La chaleur est extraite de l'unité de cogénération sous forme d'eau chaude, puis transférée vers les serres par une canalisation locale.

Tableau 8.21 : Demande annuelle de chaleur de serres, et utilisation du potentiel de chaleur résiduelle d'une centrale de valorisation du biogaz de 500 kW_{el} pour différents régimes de cultures et différentes tailles de serre

Régime de culture	Horticulture ornementale fraîche		Horticulture ornementale tempérée		Horticulture ornementale chaude	
Superficie des serres [m ²]	4 000	16 000	4 000	16 000	4 000	16 000
Chaleur nécessaire pour le chauffage [MWh/a]	414	1 450	1 320	4 812	1 924	6 975
Part du potentiel de chaleur résiduelle d'une centrale de valorisation du biogaz de 500 kW _{el} utilisée [%]	13,3	46,4	42,2	100	61,6	100

Tableau 8.22 : Comparaison entre les coûts d'approvisionnement en chaleur d'un système de chauffage au fioul et d'un système de chauffage alimenté par la chaleur résiduelle d'une unité de cogénération fonctionnant au biogaz – exemple des deux superficies de serres optant pour un régime de culture « froide »

	Unité	Superficie des serres			
		4 000 m ²		16 000 m ²	
		Origine de la chaleur			
		Fioul	Biogaz	Fioul	Biogaz
Coûts d'investissement	€	86 614	141 057	155 539	216 861
Total des coûts variables (réparations et combustibles)	€/a	37 770	22 235	129 174	45 105
Total des coûts fixes (amortissement, intérêts, assurance)	€/a	7 940	2 930	14 258	19 879
Total de la main-d'œuvre	€/a	390	390	390	390
Total frais généraux	€/a	500	500	500	500
Total des dépenses	€/a	46 625	36 055	144 348	65 874
Différence entre le chauffage au fioul et au biogaz	€/a	10 570		78 473	
Économies réalisées avec le biogaz par rapport au fioul	%	22,7		54,4	

Tableau 8.23 : Coûts d'investissement et coûts d'approvisionnement en chaleur nécessaires en fonction du prix de vente de la chaleur résiduelle provenant de l'unité de cogénération fonctionnant au biogaz [8-10]

Prix de vente de la chaleur résiduelle	Unité	Chaleur résiduelle de l'unité de cogénération			Copeaux de bois
		1	2,5	5	
Coûts d'investissement requis ^a	€	3 145 296			3 464 594
Coûts d'investissement requis pour la distribution de la chaleur ^b	€	2 392 900			
Coûts	€/a	571 174	655 594	796 294	656 896
Coûts d'approvisionnement en chaleur	c€/kWh	8,32	9,56	11,61	9,57
dont coûts de distribution de la chaleur ^b	c€/kWh	3,17			

a. Ils comprennent : bâtiments techniques, matériel technique pour répondre aux pics de demande (chaudière au fioul et installation de stockage du fioul), composants communs (ballon tampon, installations électriques, instruments et systèmes de contrôle, systèmes d'assainissement, de ventilation et de climatisation), réseau de chauffage municipal, coûts accessoires (planification et approbation). Pour les copeaux de bois, les coûts d'investissement supplémentaires (chaudière à biomasse et stockage de la biomasse) sont inclus.

b. La centrale de valorisation du biogaz n'est pas incluse dans les coûts d'investissement. La chaleur est transférée vers le réseau décrit ici, situé en aval de l'unité de cogénération.

Tableau 8.24 : Hypothèses et paramètres clés pour un système de chauffage municipal alimenté avec la chaleur résiduelle d'une unité de cogénération fonctionnant au biogaz ou par une chaudière à copeaux de bois [8-10]

	Unité	Chaleur résiduelle d'une unité de cogénération fonctionnant au biogaz	Copeaux de bois
Maisons	Nombre	200	
École	Élèves	100	
Bâtiments administratifs/bureaux	Salariés	20	
Total de la demande de chaleur	MW	3,6	
Demande de chaleur – biogaz/copeaux de bois	MW/a	1,1	
Demande de chaleur – chaudière au fioul	MW/a	2,6	
Total chaleur	MWh/a	8 000	
dont chaleur biogaz/chaleur copeaux de bois	MWh/a	5 600	5 200
Longueur du réseau	m	4 000	
Demande de chaleur annuelle	kWh/a	6 861 000	

Bien que le chauffage de serres fasse partie des catégories d'utilisation de la chaleur figurant dans la Liste positive de l'EEG 2009, la prime cogénération n'est pas attribuée si ce chauffage ne remplace pas une quantité équivalente de chaleur produite par des énergies fossiles et si les coûts supplémentaires liés à l'approvisionnement en chaleur sont inférieurs à 100 € par kW de puissance thermique.

Dans l'exemple ci-dessous, les coûts supplémentaires engagés pour l'approvisionnement en chaleur à partir de la centrale de valorisation du biogaz dépassent les 100 € par kW de puissance thermique exigés par l'EEG, ce qui signifie que la prime cogénération peut figurer dans les recettes.

L'exemple se base sur un prix de vente de la chaleur de 0,023 €/kWh_{th}. Outre la prime cogénération, la vente de chaleur rapporte donc des recettes supplémentaires.

Pour un exploitant de serres pratiquant l'horticulture ornementale « froide », l'économie de coût se situe entre 10 570 € et 78 473 € par an par rapport à un chauffage au fioul seul, sur la base du prix indiqué ci-dessus de 0,023 €/kWh et malgré le coût de la canalisation d'approvisionnement en chaleur (voir le tableau 8.22).

Les calculs sont basés sur un prix du fioul de 70 c€/l.

Pour les régimes de culture « tempéré » et « chaud », les économies potentielles peuvent augmenter de 67 % en raison de la quantité de chaleur supplémentaire nécessaire, qui est associée à une quasi-stagnation des coûts fixes.

8.4.3 Utilisation de la chaleur dans un système de chauffage municipal

L'utilisation, la modernisation et la construction de réseaux de chaleur sont encadrés par la loi, notamment par la version amendée de la loi sur la chaleur issue de sources d'énergie renouvelables, par la loi sur la cogénération et par les possibilités d'aide mises en place par les États et par les municipalités, ainsi que par des prêts subventionnés.

Le tableau 8.24 présente un exemple de planning reprenant les paramètres clés de l'approvisionnement en chaleur pour une municipalité. Il compare la chaleur provenant d'une chaudière à copeaux de bois avec celle provenant de la chaleur résiduelle d'une centrale de valorisation du biogaz. L'étude part du principe que la charge de base (environ 30 % de la demande) est couverte par une chaudière à copeaux de bois ou par la centrale de valorisation du biogaz, les pics de demande étant pris en charge par une chaudière au fioul (environ 70 % de la demande). La municipalité est composée de 200 maisons, d'une école et d'un bâtiment administratif. La chaleur est distribuée aux consommateurs au moyen d'un réseau de chauffage à eau chaude. Sachant que la demande de chaleur de la municipalité s'élève à 3,6 MW, la chaudière à copeaux de bois ou la centrale de valorisation du biogaz doit être d'une puissance minimum de 1,1 MW.

Pour les exemples choisis, les coûts d'investissement sont évalués à 3,15 millions € (biogaz) ou 3,46 millions € (copeaux de bois). Les coûts d'investissement de la centrale de valorisation du biogaz ne sont pas pris en compte dans les coûts de production de

Tableau 8.25 : Classification qualitative de différentes utilisations de la chaleur

Utilisation de la chaleur/ puits de chaleur	Coûts d'investissement	Quantité de chaleur	Approvisionnement en chaleur (continuité de la chaleur produite)	Prime cogénération	Remplacement de carburants fossiles
Séchage					
- Céréales	++/+	0	-	(-) ^a	+
- Digestat	0	++	++	+	-
- Copeaux de bois	+/0	+	0	(-) ^a	0/-
Chauffage					
- Horticulture	+/0	++	0 ^b	+	++
- Bâtiments résidentiels	-	+/ ⁺⁺ c	+ ^d	+	++
- Bâtiments industriels	+/0	+/ ⁺⁺ c	++ ^d	+	++
- Hangars pour animaux	+/0	0 ^e	0	+	+
Refroidissement					
- Élevages laitiers	- ^f	++	++	+	++
- Pré-refroidissement du lait	- ^f	0	+	-	-

++ = très bon/dans le cas des coûts d'investissement : très faibles
 + = bon/dans le cas des coûts d'investissement : faibles
 0 = moyen/dans le cas des coûts d'investissement : neutre
 - = mauvais/dans le cas des coûts d'investissement : élevés ou très élevés

- a. La prime cogénération ne peut être obtenue que si les coûts supplémentaires liés à l'approvisionnement en chaleur s'élèvent à 100 € minimum par kilowatt de puissance thermique.
 b. Il arrive que la chaleur ne soit fournie que pendant les mois d'hiver, la quantité de chaleur variant fortement en fonction de la température du régime de culture et de la taille des serres
 c. Dépend de la construction des bâtiments à chauffer. Intéressant pour les ensembles résidentiels denses avec des bâtiments mal isolés et pour les grands clients municipaux et commerciaux.
 d. Pour la charge de base uniquement. Les pics de demande doivent être couverts par d'autres sources d'énergie.
 e. Quantité de chaleur produite limitée par les plafonds figurant dans l'annexe 3 de l'EEG
 f. Coûts d'investissement d'un réfrigérateur à absorption

chaleur, ce qui explique que les coûts d'investissement soient plus faibles. La canalisation de chauffage local (avec la canalisation principale) ainsi que les stations de transfert et les raccordements des logements représentent la plus grande partie des coûts d'investissement (environ 70 %). Les calculs sont basés sur des coûts d'investissement moyens de 410 €/m pour la canalisation de chauffage local, dont seulement 50 à 90 €/m sont attribuables aux matériaux qui composent la canalisation de chauffage.

Selon le prix de vente de la chaleur résiduelle de l'unité de cogénération alimentée au biogaz, les coûts de production de chaleur varient entre 8,3 et 11,6 c€/kWh. À eux seuls, les coûts de distribution de la chaleur s'élèvent à 3,17 c€/kWh. L'approvisionnement en fioul représente un autre poste de coût important (pour les pics de demande). Cet exemple montre que, pour pouvoir être compétitive par rap-

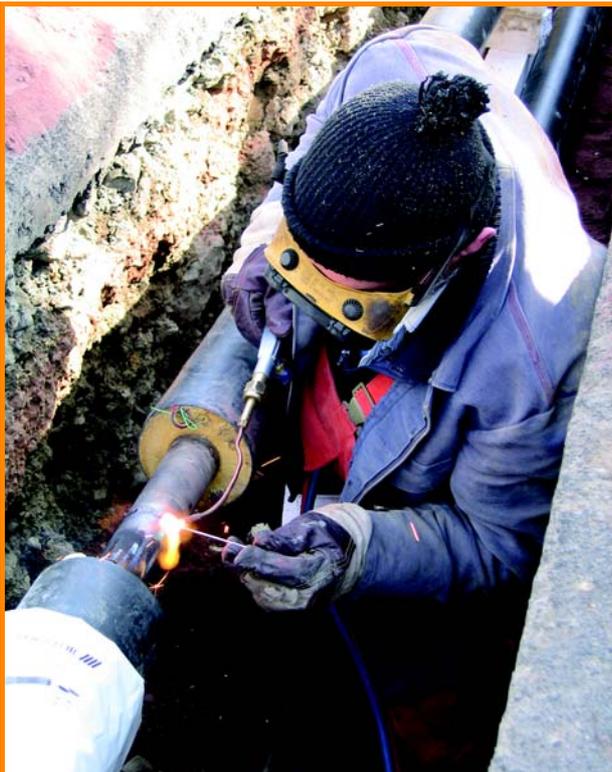
port à une chaudière à copeaux de bois, la chaleur résiduelle provenant de l'unité de cogénération alimentée au biogaz ne doit pas dépasser environ 2,5 c€/kWh.

8.5 Classification qualitative de différentes utilisations de la chaleur

Un aperçu de la classification qualitative des différentes utilisations possibles de la chaleur est fourni dans le tableau 8.25.

8.6 Références bibliographiques

- [8-1] EEG (2009) : Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Loi sur la priorité à donner aux sources d'énergie renouvelable – loi sur les sources d'énergie renouvelable)
- [8-2] Fraunhofer UMSICHT (2008) : Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Résultats de l'étude de marché 2007-2008, Oberhausen
- [8-3] Gemmeke, B. (2009) : – communications personnelles
- [8-4] KTBL (2005) : Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, Darmstadt
- [8-5] FNR (2005) : Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (ed.), Gülzow
- [8-6] vTI (2009) : Bundesmessprogramm zur Bewertung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen, Abschlussbericht Teil 1, Braunschweig
- [8-7] Döhler, S. et H. Döhler (2009) : Beispielhafte Biogasprojekte unter dem neuen EEG im Rahmen des Bundeswettbewerbs Musterlösungen zukunftsorientierter Biogasanlagen. Travaux de la conférence annuelle de Fachverband Biogas e. V.
- [8-8] Gaderer, M., Lautenbach, M. ; Fischer, T. ; Ebertsch, G. (2007) : Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen, Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung e. V. (ZAE Bayern), Augsburg, modifié
- [8-9] KTBL (2009) : Faustzahlen Biogas. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (ed.), Darmstadt
- [8-10] Döhler H. et al. (2009) : Kommunen sollten rechnen ; Joule 01.2009



Source : Tammhäuser Ingenieure

Organisation de l'exploitation agricole



La décision d'ajouter le biogaz comme filière de production dans une exploitation agricole ou un groupement agricole, ou de convertir une exploitation agricole au biogaz, se base essentiellement sur les arguments suivants :

- créer une nouvelle filière pour diversifier la production ;
- préserver les revenus en tirant parti du prix d'achat garanti pour l'électricité produite à partir du biogaz ;
- créer une source de liquidités tout au long de l'année ;
- utiliser les terres sans être dépendant du marché ;
- récupérer de l'énergie à partir de produits primaires et de sous-produits ;
- réduire les émissions et les odeurs associées au stockage et à l'épandage des effluents d'élevages ;
- favoriser l'absorption par les cultures des éléments fertilisants issus des effluents d'élevage ;
- devenir autosuffisant en énergie ;
- donner une meilleure image de l'exploitation agricole.

Avant de prendre la décision de produire du biogaz, l'exploitant doit peser le pour et le contre des deux options de production et d'utilisation du biogaz suivantes. Le choix dépend également des risques que l'exploitant est prêt à prendre (voir figure 9.1).

Option 1 : livraison de substrat à une centrale de valorisation du biogaz nouvelle ou existante ; risque limité en termes d'investissement et d'exploitation de la centrale de valorisation du biogaz, mais participation moins importante aux revenus tirés de la valeur ajoutée du biogaz.

Option 2 : construction d'une centrale de valorisation du biogaz individuelle ou communautaire pour convertir le biogaz en électricité sur place ou le vendre à une unité de traitement ou autre ; risque élevé en termes d'investissement et d'exploitation de la centrale, mais récupération de l'intégralité des revenus ti-

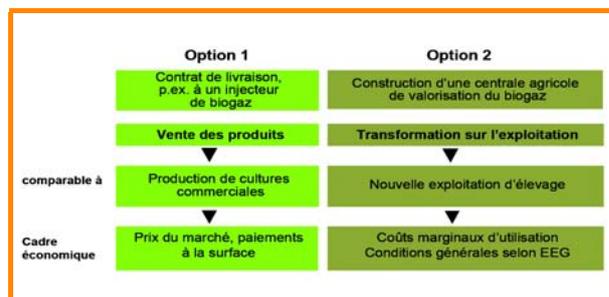


Figure 9.1 : Options à la disposition de l'exploitant agricole pour la production de biogaz

L'option 1 est comparable à la production de cultures commerciales. Il est toutefois important de noter, particulièrement en ce qui concerne l'ensilage de maïs, que la teneur en matière sèche d'environ 30 % à 40 % du produit frais, associée à une durée de conservation maximale de 24 heures de l'ensilage déstocké, limite les possibilités de transport. Il est donc, au mieux, possible d'approvisionner un marché régional, en partant du principe que le silo se trouve sur l'exploitation du producteur.

Lorsque la plante est vendue sur pied, comme c'est souvent le cas dans le sud de l'Allemagne, le stock d'ensilage se trouve dans les locaux de l'utilisateur, c'est-à-dire sur le site même de la centrale de valorisation du biogaz. Là aussi, le marché doit rester régional en raison de la capacité de transport nécessaire.

L'aspect régional est aussi accentué par la présence du digestat qui est généralement stocké sur le site de la centrale et dont les coûts de transport sont importants. Du point de vue de l'opérateur de la centrale de valorisation du biogaz, l'idéal est de disposer de contrats à long terme lui permettant de répondre à la demande relativement constante de substrat. Or, dans les lieux isolés ou dans les régions où les rendements sont soumis à des variations importantes, les exploitants agricoles ont parfois du mal à remplir leur contrat.

Tableau 9.1 : Conditions générales à prendre en compte pour planifier l'approvisionnement en substrat

Planification de l'approvisionnement en substrat	Conditions générales
<ul style="list-style-type: none"> • Effluents d'élevages disponibles (avec informations sur la MS et les SV) 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacité de stockage disponible (ensilage, digestat)
<ul style="list-style-type: none"> • Résidus agricoles disponibles sur l'exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> • Demande de chaleur de l'exploitation ou d'utilisateurs voisins (quantités, cycle saisonnier)
<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilité des terres, rendement et coûts des cultures énergétiques 	<ul style="list-style-type: none"> • Points d'injection pour la chaleur et d'électricité • Bâtiments utilisables
<ul style="list-style-type: none"> • Résidus de l'industrie agroalimentaire^a 	<ul style="list-style-type: none"> • Terres disponibles pour l'utilisation du digestat • Conformité au décret sur les biodéchets • Distances de transport pour l'approvisionnement en substrat et l'utilisation du digestat • Calcul du tarif d'achat qu'il est possible d'obtenir pour l'utilisation de substrats spécifiques^a

a. Les conditions définies dans l'EEG (2009) pour le calcul du niveau de prix doivent être prises en compte ici

L'option 2, par contre, est comparable à la construction d'une installation d'élevage. La « transformation du produit » a lieu sur l'exploitation, le but étant d'en tirer un bénéfice afin de diversifier la production et d'investir pour l'avenir. Cette option nécessite un investissement de 6 000 à 8 000 €/ha, le capital et les terres étant immobilisés pendant environ 20 ans. L'objectif est également d'obtenir un retour suffisant sur le capital investi. Pour étudier tout ces éléments, l'exploitant doit réaliser une analyse coûts-avantages (voir la section 8.2.3).

Depuis l'amendement de la loi sur les sources d'énergie renouvelable (EEG) en 2009, la construction d'une centrale de valorisation du biogaz agricole dépend surtout de la présence d'effluents d'élevage, de la capacité à faire bon usage de la chaleur produite, de la présence d'une superficie de terres suffisante pour produire le substrat et de la capacité à utiliser le digestat.

Il faut donc commencer par évaluer le volume d'effluents d'élevages produits et leur teneur en matière sèche (MS) (valeur indicative : 0,15 à 0,2 kW par tête de bétail). Si la teneur en matière sèche n'est pas connue, le volume de lisier généré peut être calculé sur la base de valeurs indicatives provenant, par exemple, d'instituts de recherches agricoles nationaux ou de la KTBL. L'analyse d'un seul échantillon de lisier ne suffit généralement pas à obtenir une valeur fiable.

Il faut également déterminer la quantité de résidus agricoles produits (résidus de fourrage, couches supérieures des silos, etc.), ainsi que la présence éventuelle de sous-produits purement végétaux à utiliser comme substrats « gratuits » (volume et calendrier de production), en tenant compte des distances de transport. En vertu des dispositions de l'EEG relatives aux tarifs d'achat, la teneur en matière sèche des sous-produits

purement végétaux est cruciale car, pour ce qui est l'électricité produite à partir de ces substances, une quantité fixe d'étable sur la base de la masse fraîche introduite ne peut prétendre à la prime NawaRo (voir la section 7.3.3.2).

Lorsque la fermentation de déchets est envisagée, certains points doivent être étudiés de près, notamment la présence de biodéchets, les distances de transport, les éventuelles exigences relatives à la conservation des déchets, les problèmes liés au procédé de digestion, les questions juridiques et la nécessité d'hygiéniser les déchets.

En ce qui concerne l'utilisation de plantes cultivées, les exploitants agricoles doivent définir clairement, lors de la phase de planification de la centrale de valorisation du biogaz agricole, les superficies qu'ils peuvent ou ont l'intention d'utiliser pour le biogaz, en précisant les rendements et les types de cultures. En général, il est possible de se baser sur une valeur indicative de 0,5 ha/kW_{el}. Tout en tenant compte des questions de rotation des cultures et de gestion de la main-d'œuvre, la préférence doit être donnée aux cultures à fort rendement et à faibles coûts par unité de matière sèche organique ou par mètre cube de méthane. Néanmoins, il est parfois préférable de cultiver d'autres plantes que le maïs pour l'ensilage si cela permet d'équilibrer la quantité de main-d'œuvre nécessaire à la récolte du maïs et de libérer les champs plus tôt, par exemple, pour pouvoir semer du colza.

Il n'est généralement pas opportun de consacrer l'intégralité de la superficie de l'exploitation aux aliments pour le bétail et aux substrats destinés à la production du biogaz, car l'exploitant n'a alors plus la possibilité d'être présent sur le marché. En outre, ce genre d'approche est incompatible avec la rotation des cultures dont les exploitations céréalières ont besoin.

L'achat de biomasse est une pratique courante lorsque la superficie de l'exploitation agricole ne permet pas de produire suffisamment de substrat. Même si les agriculteurs s'efforcent, dans ce cas, d'obtenir des contrats à long terme (souvent assortis d'une clause d'ajustement du prix), la sécurité matérielle et économique de la centrale de valorisation du biogaz n'est plus aussi bonne. En effet, la construction d'autres centrales dans la région ou l'évolution des prix agricoles, comme cela s'est produit en 2007/2008, peut avoir un impact significatif sur le marché régional. Le tableau 9.1 résume les conditions générales à prendre en compte lors de la planification de l'approvisionnement en substrat.

Pour décider de la taille de la future centrale de valorisation du biogaz, outre l'approvisionnement en substrats, l'utilisation potentielle du digestat et la quantité de chaleur qui pourra être utilisée à bon escient, il faut également tenir compte des questions techniques, juridiques, administratives et tarifaires. La taille de la centrale est parfois fixée sans que la nature du site en question (demande de chaleur, utilisation du lisier, taille et structure des exploitations agricoles, etc.), la présence de substrat ou les questions de gestion de la main-d'œuvre n'aient été prises en compte. Étant donné les problèmes économiques et structurels considérables qu'elle engendre, cette manière de procéder n'est pas recommandée.

En résumé, il est important de garder à l'esprit que les facteurs suivants sont particulièrement importants pour permettre la bonne intégration d'une centrale de valorisation du biogaz dans une exploitation agricole :

- **Superficie de terres** et période d'engagement (20 ans), même si ces éléments sont parfois influencés par l'achat de substrat à l'extérieur de l'exploitation.
- **Fertilisation** : augmentation possible du volume de matière à épandre et de la quantité d'éléments nutritifs dans le cycle de production agricole.
- **Utilisation d'immobilisations corporelles** : possibilité de faire usage de silos, fosses à lisier, etc. existants.
- **Gestion de la main-d'œuvre** : elle doit prendre en compte la production, la récolte et le stockage ou l'approvisionnement en matières premières (substrats), le fonctionnement de la centrale, y compris le traitement/chargement des substrats, la surveillance du procédé, l'assistance technique, la maintenance, le dépannage, les tâches administratives et l'épandage du digestat (exemple : 6 à 8 h/ha pour la production, la récolte et le stockage de céréales contre 13 à 15 h/ha pour l'ensilage de maïs).

Pour limiter les risques, la centrale peut être construite en coopération avec une exploitation agricole partenaire. Il est, par exemple, possible de créer un partenariat privé afin de valoriser des cultures énergétiques, du lisier et d'autres substances telles que des graisses (voir la section 9.2.2).

Les principaux facteurs qui influencent la restructuration d'une exploitation agricole sont présentés dans les sections suivantes.

9.1 Restructuration d'une exploitation agricole – perspectives d'avenir et possibilités d'optimisation

La planification et la construction de la centrale requièrent la participation de l'agriculteur à différents niveaux. La liste suivante offre un aperçu des principales décisions et activités qui relèvent de l'agriculteur au moment de la planification de la centrale et de son intégration dans l'exploitation agricole :

- choix du site ;
- obtention d'éclaircissements au sujet du raccordement électrique permettant l'injection de l'électricité produite sur le réseau, notamment la construction, souvent nécessaire, d'une nouvelle station de transformation ;
- éclaircissements sur l'intégration de la centrale dans l'exploitation en termes de chaleur ;
- éclaircissements sur l'intégration de la centrale dans l'exploitation en termes de substrats ;
- procédure d'attribution des licences (préparation de la demande de permis) ;
- rapports d'experts (étude du sol du site d'implantation de la centrale, analyse structurelle des réservoirs et des nouvelles structures, plan santé et sécurité pour le site de construction, inspection par un organisme d'inspection technique, etc.) ;
- éventuel agrandissement de l'espace de stockage pour les quantités supplémentaires de digestat issues des cosubstrats ;
- matériel et équipement du site (éclairage extérieur, clôture, signalisation, chemins, canalisations d'eau, plantations de remplacement, etc.) ;
- chauffage de la centrale et dépannage pendant la phase de mise en service, puis services d'assistance pendant les six premiers mois de fonctionnement.





Figure 9.2 : Paramètres qui influencent le choix de l'emplacement de la centrale (CHP : cogénération)

9.1.1 Choix d'un lieu d'implantation approprié pour la centrale

Les principaux paramètres relatifs au choix du site sont présentés à la figure 9.2 ci-dessous. Plus la centrale est importante, plus la question du lieu d'implantation devient cruciale. La question de la distribution et de l'utilisation de l'énergie est particulièrement importante (voir la section 11.2.2).

Il faut également garder à l'esprit que, pour des raisons économiques, la chaleur ne peut pas être transportée sur de longues distances et que le transport de l'électricité sur des lignes basse tension entraîne des pertes significatives.

Le choix du lieu d'implantation de la centrale dépend également des capacités de transport du substrat et du digestat en fonction de la taille prévue pour la centrale (voir la section 11.2.2). De même, il faut vérifier qu'une quantité suffisante de substrat de qualité appropriée sera disponible sur le long terme. Sans oublier que les réglementations exigent le respect d'une certaine distance par rapport aux bâtiments d'élevage, aux bâtiments résidentiels et aux sources d'eau sensibles. Les plans doivent tenir compte d'une éventuelle volonté d'expansion future.

Outre les paramètres administratifs, le choix du lieu d'implantation doit tenir compte de facteurs géologiques tels que le niveau des nappes phréatiques ou les caractéristiques du sol (type de sol, charge en cailloux, etc.). Les aides financières accordées par les autorités locales ou régionales peuvent également être utiles au financement de la centrale.

9.1.2 Impact de la centrale de valorisation du biogaz sur la rotation des cultures

La production de biomasse oblige parfois à apporter des ajustements au système de rotation des cultures. La priorité, dans ce cas, consiste à cultiver les plantes destinées à la production de gaz le plus près possible de l'exploitation afin de minimiser les coûts de transport. Mais cet objectif n'est pas toujours réalisable, en raison de la taille de la centrale et de la quantité de substrat (cultures énergétiques) nécessaire, ainsi que pour des raisons de rotation des cultures. Par exemple, pour un éleveur de porcs qui possède une centrale de valorisation du biogaz, il peut s'avérer plus économique de récolter l'orge d'hiver cultivée sur l'exploitation à un stade immature afin d'en faire de l'ensilage destiné à la production de biogaz plutôt que de s'en servir pour nourrir les porcs. Les porcs seront alors nourris avec de l'orge acheté. En récoltant l'orge de bonne heure, l'agriculteur pourra ensuite, si les conditions s'y prêtent, semer du maïs fourrage en dérobé, en utilisant des variétés précoces. L'utilisation de maïs comme culture principale permet également de faire un usage écologique du digestat en faveur de l'agriculture sur le long terme.

La modification du système de rotation des cultures en faveur de la production de biogaz permet parfois de maintenir les terres arables en culture pratiquement toute l'année, ce qui a un impact positif sur l'exploitation de l'azote.

Toutefois, selon le niveau d'humidité des sols au moment de la récolte de l'ensilage de maïs, le passage

dans les champs peut avoir un impact négatif sur la structure du sol si les conditions ne sont pas favorables, particulièrement lorsqu'il s'agit d'une dérobée.

Que ce soit en termes de gestion agricole ou de gestion du procédé de fermentation, il est toujours préférable d'utiliser une large variété de substrats dans les centrales de valorisation du biogaz. En cultivant des céréales pour l'ensilage, il est notamment possible de libérer les champs plus tôt pour pouvoir ensuite semer du colza. Le maïs est une culture à fort rendement, qui peut faire bon usage du digestat au printemps. L'utilisation de céréales pour contrôler la production de gaz est également recommandée. Les céréales peuvent, en outre, servir à compenser les fluctuations de rendement des substrats cultivés sur l'exploitation, ce qui permet parfois d'éviter le transport de substrats sur de longues distances ou en grandes quantités.

Tableau 9.2 : Superficie arable, capital immobilisé et temps de travail pour différentes filières de production

	Céréales 65 q/ha	Maïs 400 q/ha	153 VL (8 000 l)	CVB 150 kW	CVB + 150 VL
Superficie nécessaire [ha]	1	1	118 ha 0,77 ha/vache	79	183 (67 ha CVB)
Capital immobilisé [€/ha]	876	2 748	4 660	6 126	5 106
Temps de travail requis [h/ha]	9,3	15,5	65,6	31,1	66,7

CVB : centrale de valorisation du biogaz
VL : vaches laitières

9.1.3 Besoins en terres et en main-d'œuvre

Avant d'intégrer la filière de production du biogaz dans l'exploitation agricole, il faut tenir compte non seulement des coûts d'investissement élevés et de l'immobilisation des terres, mais aussi des questions de gestion de la main-d'œuvre qui résultent de la modification de l'assolement (remplacement des céréales par du maïs) et de la gestion de la centrale de valorisation du biogaz. L'installation d'une centrale de valorisation du biogaz nécessite une quantité de capital immobilisé par hectare similaire à celle qui est requise par la production laitière. La superficie arable nécessaire dépend de la taille de la centrale, sachant qu'il faut y ajouter la superficie requise par l'élevage du bétail (voir les tableaux 9.1 et 9.2). Aux fins du calcul, la

superficie exigée pour assurer à la fois la ration de base et les concentrés a été incluse dans la rubrique élevage laitier.

La superficie de terres est utilisée pour calculer le temps de travail requis et la main-d'œuvre immobilisée aux différentes étapes du cycle de production agricole pour l'approvisionnement en substrat. En outre, l'exploitation d'une centrale de valorisation du biogaz agricole nécessite un minimum de temps de travail, qui dépend du type et de la quantité de substrat, de la technologie utilisée, des bâtiments et de la manière dont cette activité ou filière de production est intégrée dans une entreprise existante ou future.

Exemple : si l'on se base sur le temps de travail par unité de superficie agricole, une centrale de valorisation du biogaz de 150 kW utilise deux fois moins d'heures de travail qu'un élevage laitier à superficie équivalente (voir figure 9.3). Environ 60 % du temps de travail requis par la centrale de valorisation du biogaz est consacré à la culture des substrats et 40 % au fonctionnement de la centrale. Lorsque la production de biogaz est combinée à un élevage, il existe de nombreuses synergies en termes de rentabilité, de réduction des émissions, mais aussi de gestion de la main-d'œuvre. Il est important que la taille de la centrale et le temps de travail associé soient adaptés aux conditions d'exploitation qui prévalent sur l'exploitation agricole.

En Allemagne de l'Est, où l'agriculture est pratiquée à grande échelle, la supervision de la centrale de valorisation du biogaz est souvent confiée à la personne responsable de l'unité laitière en raison de son expertise en matière de procédés biologiques.

Le temps de travail nécessaire à l'exploitation d'une centrale de valorisation du biogaz peut généralement être réparti entre les activités suivantes :

- production, récolte et stockage des matières premières ou approvisionnement en matières premières (substrats) ;
- fonctionnement de la centrale, y compris traitement et chargement des substrats ;
- supervision de la centrale, y compris surveillance du procédé, maintenance, réparations, dépannage et tâches administratives ;
- épandage du digestat dans les champs.

Toutes ces activités sont cruciales pour l'exploitation de la centrale. Toutefois, en fonction du mode d'exploitation et du substrat utilisé, elles nécessitent des quantités de travail très variables. Pour éviter toute surprise désagréable, la planification du temps de travail doit toujours être abordée dès l'étape de pré-planification. Il existe, après tout, de nombreuses solu-

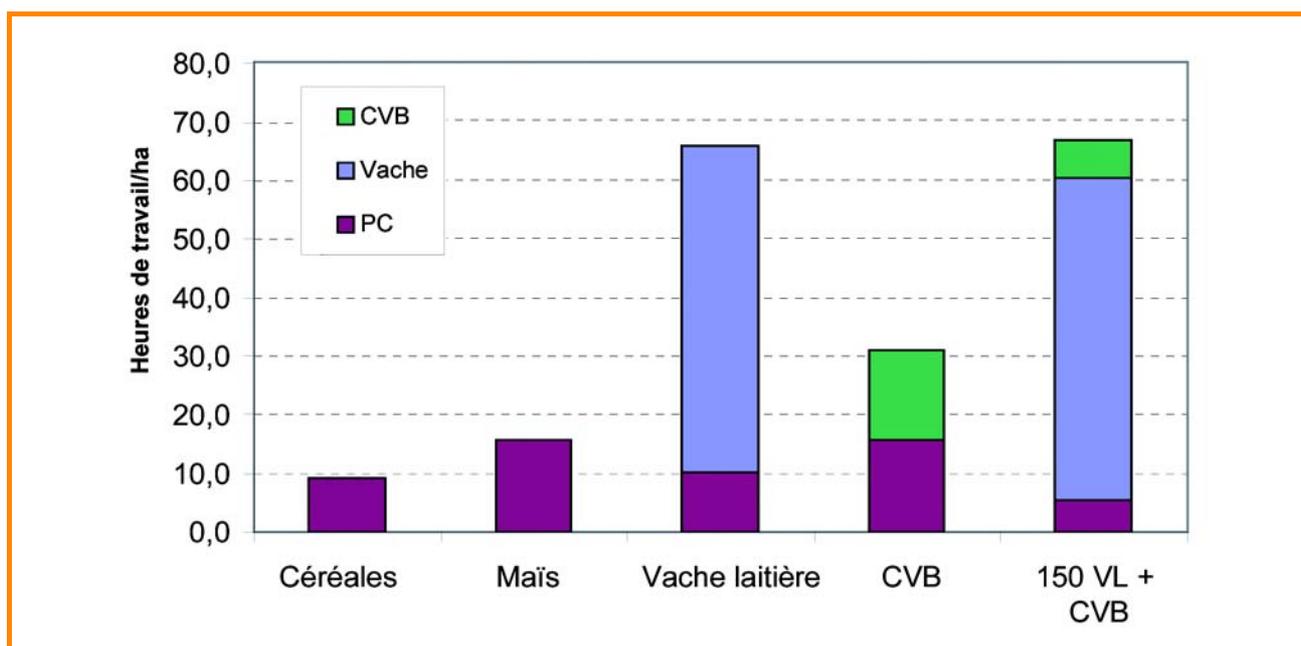


Figure 9.3 : Temps de travail requis pour diverses filières de production avec génération de biogaz intégrée (CVB : centrale de valorisation du biogaz, vache : élevage de vaches laitières (VL), PC : polyculture)

tions qui ont déjà fait leurs preuves. Par exemple, le travail lié à la production agricole, tel que la récolte, le transport et l'épandage du digestat, peut être partagé entre plusieurs exploitations agricoles. De même, en ce qui concerne l'exploitation de la centrale, la maintenance et la surveillance (à distance) peuvent être réalisées par du personnel spécialisé en échange d'une rémunération. Le seul moyen d'identifier la solution la mieux adaptée à tous points de vue consiste à effectuer une planification soignée au cas par cas.

9.1.3.1 Production, récolte et stockage des matières premières

Lorsque la production a lieu sur l'exploitation agricole, par exemple, sous forme d'ensilage de maïs, de céréales immatures ou d'herbe, de nombreuses données sur les techniques de production conventionnelles sont disponibles pour la phase de planification. En règle générale, ces données peuvent être appliquées, sans adaptation majeure, à la production de matières premières. Les calculs qui suivent sont donc basés sur des documents de calcul reconnus provenant de la base de données de la KTBL sur la planification agricole [9-20].

Temps de travail requis pour produire des substrats destinés au modèle de centrale III

Le modèle de centrale III est utilisé comme exemple pour illustrer et calculer les impacts de l'exploitation

d'une centrale sur la gestion de la main-d'œuvre (voir également le chapitre 8). Cette centrale utilise le lisier de son élevage, qui comprend environ 150 têtes de bétail (vaches laitières). Les cultures énergétiques utilisées sont composées de 5 750 tonnes d'ensilage de maïs et 200 tonnes de céréales. En se basant sur des rendements de 44 t/ha pour l'ensilage de maïs (50 t/ha d'ensilage moins 12 % de pertes) et de 8 t/ha pour les céréales, ceci équivaut à une superficie cultivée d'environ 156 ha pour les cultures énergétiques (131 ha pour le maïs et 25 ha pour les céréales).

Le mode d'exploitation des terres (propriété, location ou mise à disposition dans le cadre d'un échange de terres ou en coopération au sein d'une association) ne joue par un rôle essentiel. Les terres ne sont plus disponibles pour la production de la ration de base. Par contre, il est important de voir si l'équilibre de la rotation des cultures est globalement maintenu.

La centrale III est censée disposer de bonnes conditions de production, avec une taille de parcelle moyenne de 5 ha et une distance de 2 km entre l'exploitation et les champs. L'exploitation possède peu de matériel d'ensilage en propre sachant qu'il est préférable, dans les petites exploitations, d'externaliser les travaux qui nécessitent beaucoup d'investissement. L'étude part du principe que l'exploitation réalise elle-même toutes les tâches associées à la récolte des céréales.

Tableau 9.3 : Séquence des tâches à réaliser et temps de travail requis pour l'ensilage du maïs

Tâche : ensilage du maïs	Heures de travail/ha
Culture	4,9
Récolte et transport externalisés	0
Total des heures de travail pour le maïs	4,9

Tableau 9.4 : Séquence des tâches à réaliser et temps de travail requis pour la production de céréales

Tâche : céréales	Heures de travail/ha
Culture	5,07
Récolte et transport	1,1
Total des heures de travail pour les céréales	6,17

En se basant sur ces hypothèses, on estime le temps de travail total requis à environ 800 heures par an (à l'exclusion de l'épandage du digestat).

Les tableaux 9.3 et 9.4 ci-dessous montrent des exemples des temps de travail à prévoir. Les chiffres sont issus de la base de données de la KTBL, qui propose toute une série de variantes possibles pour la planification.

Au moment de la récolte de l'ensilage de maïs, fin septembre-début octobre, environ 800 heures de travail sont nécessaires (en fonction de l'équipement utilisé) pour récolter le maïs dans le champ, le transporter jusqu'au silo et le compacter avec un chargeur sur roues.

On constate ainsi qu'il faut déduire de chaque tonne de substrat produite environ 0,27 heure de travail (épandage du digestat compris), ce qui équivaut à un coût de main-d'œuvre de 4 € si l'on se base sur un salaire horaire de 15 €.

Le temps de travail requis, à chaque saison, pour la production de l'ensilage et des céréales serait nécessaire si les cultures étaient utilisées de manière différente, par exemple pour la vente ou l'alimentation. Ces différents procédés de production ont un point commun : le produit stocké est utilisé de manière identique sur une période longue, généralement même sur l'année complète. Ce fonctionnement est très bénéfique pour la gestion du procédé dans son ensemble. Quelle que soit la situation, le temps de travail requis pour approvisionner la centrale de va-

lorisation du biogaz en substrat est relativement uniforme, avec peu de variations.

Le temps de travail devient beaucoup plus difficile à planifier et à prévoir en cas de production de matières résiduelles sur une courte durée, généralement au printemps et en été, lorsque ces matières doivent être utilisées dans la centrale. Il peut notamment s'agir de feuillages fraîchement coupés ou de déchets de légumes qui ne sont produits qu'à certaines périodes. En termes de gestion de la main-d'œuvre et de contrôle du procédé, il est toujours préférable, lorsque des substrats saisonniers sont utilisés, de disposer d'une « réserve de substrat » sur laquelle s'appuyer pour pallier les interruptions temporaires d'approvisionnement.

Il ne faut pas non plus oublier l'impact négatif que peuvent avoir sur le procédé de fermentation les variations excessives de la composition du substrat lorsque la plupart des substrats utilisés sont saisonniers.

Ce problème est encore plus criant lorsque les substrats ne proviennent pas tous de la même exploitation agricole. Dans ce cas, il ne faut pas sous-estimer le temps de travail requis pour l'approvisionnement en substrat. Malheureusement, pratiquement aucune donnée n'est actuellement disponible en ce qui concerne le temps de travail requis à ce niveau. Il revient à l'opérateur d'utiliser toutes ses compétences commerciales pour garantir un approvisionnement durable et, si possible continu, en substrats. Lorsque les substrats sont acheminés par l'opérateur de la centrale de valorisation du biogaz, le temps passé à ce travail a incontestablement un impact sur l'organisation du travail de l'exploitation ainsi que sur les coûts associés.

Le transport au sein d'une exploitation ou entre différentes exploitations agricoles est inévitable, que la centrale de valorisation du biogaz soit exploitée de manière individuelle ou collective. Le temps de travail supplémentaire qui en découle doit toujours être intégré dans les prévisions, de même que les coûts associés qui peuvent rapidement devenir substantiels. Les prévisions doivent aussi tenir compte du lisier, du fumier et des éventuels déchets issus de la transformation de produits agricoles (céréales, betteraves, légumes, fruits) qui doivent souvent être pris en charge par la centrale. Il est très important de bien peser la « valeur du produit » pour la production d'énergie et le « prix à payer » pour son utilisation, sans oublier le transport.

De même, la rentabilité du transport d'un substrat potentiel doit être évaluée à l'avance, dès l'étape de signature des accords de coopération ou des contrats



Tableau 9.5 : Temps de travail requis pour la supervision des centrales de valorisation du biogaz

Tâche	Unité	Moyenne	Min.	Max.
Inspection de routine ^a	h/semaine	4,4	0,0	20,0
Collecte de données ^a	h/semaine	2,7	0,0	9,9
Maintenance ^a	h/semaine	3,2	0,0	14,0
Dépannage ^b	h/semaine	2,7	---	---
Total	h/semaine	13,0		

a. basé sur [9-2], modifié
b. [9-3]

d'approvisionnement. Cette démarche est particulièrement importante lors du choix du lieu d'implantation de la centrale.

9.1.3.2 Temps de travail requis pour la supervision d'une centrale de valorisation du biogaz

Le deuxième Programme de mesure du biogaz (Biogas-Messprogramm II) a notamment permis de réaliser une enquête détaillée sur les temps de travail associés à la gestion d'une centrale, en se basant sur les registres d'exploitation de 61 centrales de valorisation du biogaz installées en Allemagne, sur une période de deux ans [9-2]. Les données recueillies ont été compilées et ont permis de produire les valeurs moyennes présentées dans le tableau 9.5.

La valeur moyenne fournie dans ce tableau pour le dépannage technique/biologique des centrales de valorisation du biogaz résulte de l'évaluation des données de 31 centrales, recueillies dans le cadre d'un projet destiné à analyser les points faibles des centrales de valorisation du biogaz [9-3].

L'évaluation de ces résultats ainsi que d'autres données révèle que toute augmentation de la puissance nominale de la centrale s'accompagne d'une hausse du temps de travail total (en heures de travail par semaine) (voir les figures 9.4 et 9.5). Les résultats du deuxième Programme de mesure du biogaz montrent également l'existence d'un lien étroit entre taille du troupeau, substrats utilisés en tonnes/semaine et temps de travail.

Malheureusement, il n'est pas possible de tirer de ces chiffres une quelconque conclusion fiable quant aux différents secteurs de travail.

Il est important de noter que l'étude [9-4] n'a pas tenu compte du temps de travail lié aux dépannages, alors que l'étude [9-5] a inclus le dépannage dans le calcul du temps de travail requis pour la supervision de la centrale.

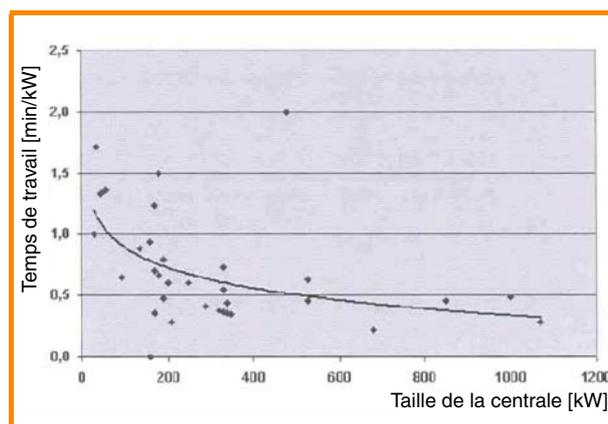


Figure 9.4 : Temps de travail requis pour la supervision de la centrale [9-4]

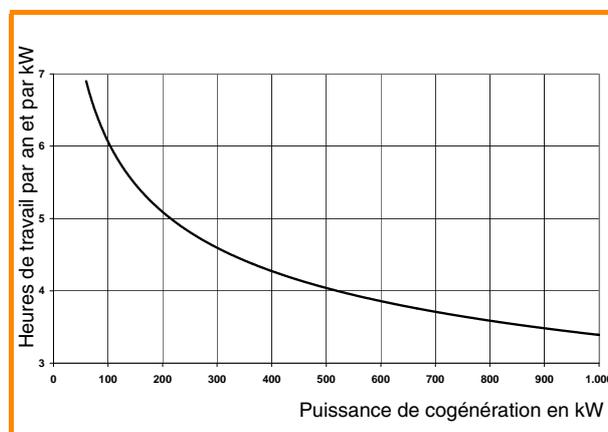


Figure 9.5 : Temps de travail requis pour la supervision et la maintenance de la centrale [9-5]

En outre, sachant que les sources d'information susmentionnées n'offrent pas de répartition précise entre les différents types de travaux liés à la supervision de la centrale, il est impossible de comparer les données ou de savoir quelles tâches peuvent être attribuées à la centrale et quelles tâches relèvent d'un autre secteur.

Les analyses de rentabilité des modèles de centrales sont basées sur les résultats de l'étude [9-5].

Temps de travail requis pour la supervision du modèle de centrale III

D'après les données de [9-5], la supervision d'une centrale de valorisation du biogaz, dépannage compris, nécessite 4,5 heures de travail par jour. Cela signifie que, même pour une centrale de cette taille (350 kW_{el}), il faut prévoir un emploi à mi-temps pour la supervision de la centrale, qui comprend les activités de routine, la collecte des données, la surveillance, la maintenance et le dépannage.

9.1.3.3 Temps de travail requis pour le traitement et le chargement du substrat dans le digesteur

La quantité de travail nécessaire pour répartir le substrat, l'extraire du lieu de stockage et, dans certains cas,

le traiter est identique à celui requis par d'autres types de travaux agricoles. Il est ainsi possible d'utiliser les données relatives à ces autres types de travaux agricoles pour définir des valeurs indicatives suffisamment fiables. De manière générale, il convient de noter que les coûts de main-d'œuvre liés à l'exploitation d'une centrale de valorisation du biogaz représentent moins de 10 % du total des coûts et ne jouent donc pas un rôle crucial dans la rentabilité de l'activité. Néanmoins, lorsque la main-d'œuvre est insuffisante, il est parfois nécessaire de faire appel à des services extérieurs, dont le coût doit être pris en compte dans l'analyse de rentabilité. Des valeurs indicatives plus fiables devront être établies à l'avenir en ce qui concerne le travail requis, afin de permettre une planification plus précise.

Le temps de travail requis pour le traitement et le chargement du substrat dans le digesteur dépend fortement du type de substrat utilisé.

Tableau 9.6 : Temps de chargement pour différents types d'équipements de chargement (voir [9-6], [9-7], [9-8])

Substances à charger	Temps de chargement en [min/t]		
	Tracteur avec chargeur frontal	Chargeur sur roues	Chargeur télescopique
Ensilage de maïs (silo horizontal)	4,28...8,06	6,02	3,83
Ensilage d'herbe (silo horizontal)	4,19...6,20	4,63	3,89
Ensilage de maïs (silo horizontal), chemin de gravier, en pente	5,11	2,44	-
Ensilage d'herbe (silo horizontal), chemin de gravier, en pente	5,11	3,66	-
Fumier (plateau de fumier)	2,58	2,03	-
Balles (rectangulaires)	1,25	-	1,34
Céréales (en vrac)	2.61 ^a	-	1,50 ^a

a. Valeurs prévisionnelles corrigées

Tableau 9.7 : Calcul du temps de travail annuel requis pour le traitement et le chargement du substrat, y compris le temps de préparation, pour le modèle de centrale III

Substrat	Unité	Ensilage de maïs	Céréales
Quantité de substrat	t/an	5 750	200
x temps de chargement	min/t	3,83	1,50
Temps de chargement	heures de travail/an	368	5
+ temps de préparation	min/jour de travail	5	
x jours de travail	jours de travail/an	365	
Temps de préparation	heures de travail/an	30	
Total du temps de travail	heures de travail/an	403	

Les substrats liquides, tels que le lisier, sont habituellement stockés temporairement dans le bâtiment d'élevage ou à proximité, avant d'être injectés dans un réservoir de réception, puis pompés dans le digesteur au moyen de pompes activées à certaines heures de la journée ou à intervalle régulier (voir section 8.1 Description des modèles de centrales). Le travail se limite alors à des vérifications et à des réglages occasionnels et doit être couvert par les valeurs indicatives relatives au travail de maintenance.

La situation est similaire pour les marcs et les pulpes issus de la production de vin, de cognac ou jus de fruit.

Les graisses liquides et les huiles qui arrivent dans des véhicules de livraison sont pompées dans des réservoirs ou des fosses séparées. Là aussi, le travail se limite généralement à quelques vérifications et réglages.

L'ensilage de maïs et l'ensilage d'herbe composent la plus grande partie des **substrats solides**. Les autres substrats qui peuvent être utilisés sont les céréales et les résidus issus du nettoyage et du traitement des céréales, sans oublier les racines et les tubercules (betteraves, oignons, pommes de terre) ainsi que les résidus issus de leur traitement.

La plus grande partie du temps de travail est consacrée au chargement du substrat dans le réservoir intermédiaire. Des équipements mobiles sont généralement utilisés pour remplir les différents systèmes de chargement du digesteur (via la cuve de réception ou la trémie de chargement d'une vis sans fin inclinée ou d'un dispositif à piston hydraulique). L'exemple ci-dessous montre les temps de travail correspondant aux différentes tâches de base qui peuvent être utilisés à des fins de planification. À ce jour, aucune mesure précise des temps de travail n'a été réalisée dans les centrales de valorisation du biogaz.

Le tableau 9.6 présente un résumé des temps de chargement en fonction de l'équipement utilisé.

Le temps de répartition du substrat peut être estimé en prenant les valeurs indicatives des temps de chargement et en les multipliant par les quantités de substrat traitées chaque année, puis en ajoutant le temps de préparation.

Dans les grandes centrales de valorisation du biogaz, le temps de trajet entre le front d'attaque du silo et la centrale peut accroître de manière significative le temps de travail. D'où l'intérêt de bien choisir le lieu d'implantation de la centrale et les technologies qui permettront de réduire les coûts.

Temps de travail nécessaire au traitement et au chargement du substrat pour le modèle de centrale III

L'étude se base sur l'utilisation d'un chargeur télescopique pour remplir l'équipement de chargement. Un temps de préparation de 15 minutes par jour est pris en compte pour le ravitaillement en carburant de la machine et la manipulation de la bâche plastique qui recouvre le silo avant et après le travail. Les temps de travail calculés pour le traitement et le chargement du substrat s'élèvent donc à un total de 403 heures par an (voir le tableau 9.7).

9.1.3.4 Temps d'épandage du digestat dans les champs

Au niveau de la centrale III, sur les 8 950 tonnes de substrats utilisées chaque année (lisier et cultures énergétiques), environ 71 % de matières volatiles sont converties en biogaz. La conversion réduit la masse de digestat, ce qui signifie qu'il ne reste plus que 7 038 tonnes de la masse de substrat d'origine à épandre dans les champs.

Les calculs ne comprennent pas le temps nécessaire pour épandre la part de lisier du substrat, car ce lisier aurait de toute manière dû être épandu, même s'il n'avait pas été soumis à un traitement anaérobie. Sachant que les conditions et l'équipement d'épandage sont identiques, le temps de travail nécessaire peut être considéré comme similaire.

En utilisant une tonne à lisier de 12 m³ avec rampe d'épandage sur des parcelles de cinq hectares situées à une distance de 2 km de l'exploitation, et une vitesse d'épandage moyenne de 20 m³ de digestat par hectare, le temps de travail s'élève à 1,01 heure par hectare ou 3,03 minutes par mètre cube. La quantité supplémentaire de digestat à épandre, soit 4 038 tonnes (7 038 t - 3 000 t de lisier), correspond donc à un temps de travail de 204 heures par an. Au total, 355 heures par an doivent être réservées à l'épandage du digestat.

Temps de travail requis pour la centrale III

En résumé, le temps de travail annuel requis par la **centrale III** s'élève à environ 3 126 heures de travail, avec externalisation du travail de récolte.

Avec environ 2 230 heures de travail, la supervision de la centrale (chargement du substrat compris) se caractérise par une charge de travail relativement uniforme et régulière. Ce travail pourrait être effectué par un salarié à plein temps.

Le temps de travail requis pour cultiver 131 ha d'ensilage de maïs s'élève à 641 heures de travail (épandage du digestat compris) si la récolte est exter-

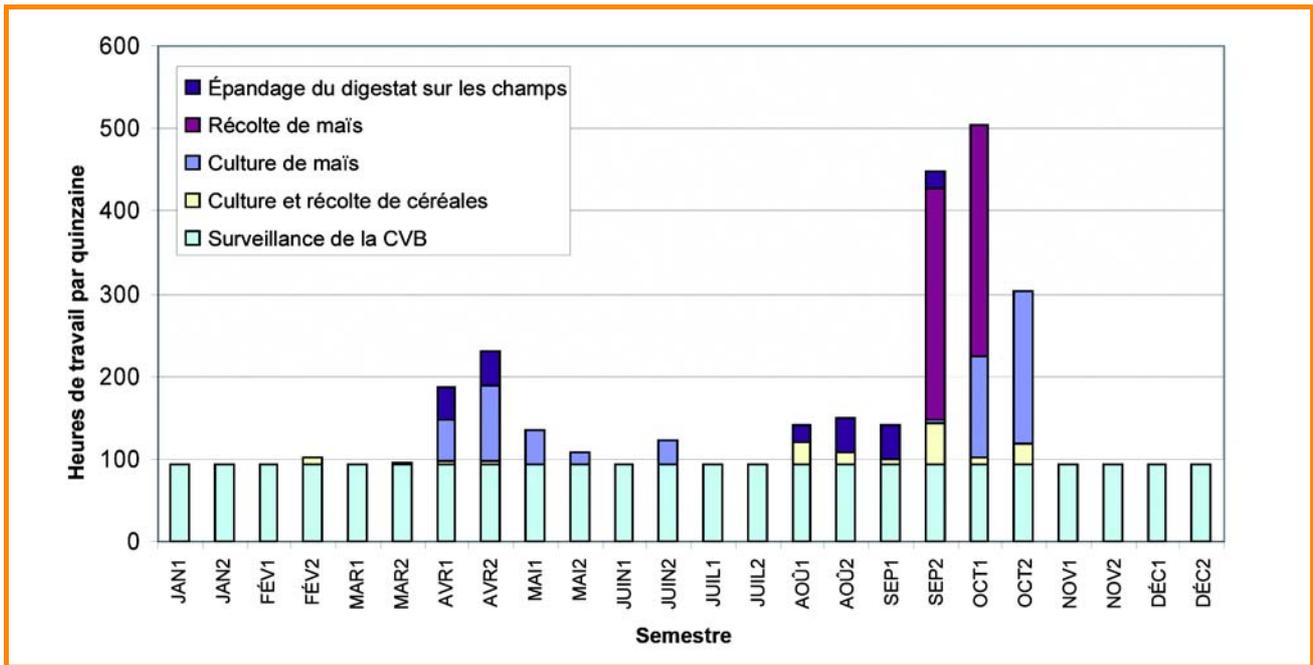


Figure 9.6 : Diagramme des temps de travail associés au modèle de centrale III

nalisée auprès d'une entreprise extérieure. Il faut cependant compter environ 490 heures de travail pour transporter, stocker et compacter l'ensilage dans un silo horizontal, un travail que l'exploitation agricole sera peut-être à même de prendre en charge.

9.1.4 Temps et technologie

Le principal objectif de l'exploitation d'une centrale de valorisation du biogaz est de faire le meilleur usage possible de la puissance installée, sans avoir à libérer du biogaz non utilisé, par exemple dans une torchère.

Il faut pour cela que le moteur de l'unité de cogénération fonctionne à pleine charge. En effet, le seul moyen d'atteindre un taux élevé d'utilisation des capacités est de faire fonctionner le moteur à pleine charge (proche de son rendement maximum) pendant le plus grand nombre d'heures possibles par an. La puissance installée du moteur doit donc être en adéquation parfaite avec le rendement de biogaz prévu.

Les plans préliminaires se basent souvent sur un temps de fonctionnement du moteur de 8 000 heures à pleine charge. Les prévisions qui tiennent davantage compte des risques économiques se basent parfois sur un temps de fonctionnement annuel de 7 000 heures seulement (« marge de sécurité »).

Pourtant, un temps de fonctionnement de 7 000 heures par an signifie que, pour pouvoir récupérer l'énergie générée par le biogaz issu du procédé de fermentation, le moteur doit avoir une puissance su-

périeure d'au moins 13 % à celle d'un moteur qui fonctionnerait 8 000 heures par an. Les coûts d'investissement supplémentaires que représente ce surcroît de puissance (auxquels il faut ajouter ceux de toutes les autres installations d'approvisionnement, de stockage et de purification du gaz) doivent être inclus dans les calculs à raison de 1 000 €/kW. Sans oublier que le moteur ne doit pas être soumis des démarrages et des arrêts multiples pendant la journée, ce qui représenterait une contrainte excessive. Pour cette raison, et afin de garantir un approvisionnement constant en chaleur (un moteur ne peut fournir de la chaleur que lorsqu'il fonctionne), le travail requis de la part d'un moteur fonctionnant à raison de 7 000 heures par an à pleine charge ne peut être produit que si le moteur fonctionne pratiquement continuellement à charge partielle (90 % de la puissance nominale). Or, le fonctionnement à charge partielle est toujours synonyme de pertes de rendement, donc de baisse de la quantité d'électricité injectée sur le réseau et donc de baisse de revenus pour l'opérateur. Un aperçu détaillé des pertes économiques liées, par exemple, à une réduction de 5 % du rendement, est fourni à la section 8.3 Analyse de sensibilité.

D'un point de vue économique, l'objectif doit donc être de faire fonctionner l'unité de cogénération à raison de 8 000 heures par an à pleine charge. Toutefois, pour pouvoir atteindre ce niveau d'utilisation du moteur, il est crucial de disposer d'un volume de stockage de gaz adéquat (>7 h) et d'un système de gestion

efficace du stockage de gaz. En mode de fonctionnement normal, le réservoir de stockage du gaz ne doit pas être rempli à plus de 50 %, pour les raisons suivantes :

- il doit pouvoir prendre en charge le gaz supplémentaire produit au moment de l'homogénéisation ;
- il doit pouvoir supporter une hausse du volume due à l'exposition au soleil ;
- il doit être capable de stocker davantage de gaz en cas de dysfonctionnement de l'unité de cogénération ou en cas de fermeture du réseau de gaz.

9.2 Références bibliographiques

- [9-1] KTBL-Datensammlung Betriebsplanung 2008/2009
- [9-2] Weiland, P. ; Gemmeke, B. ; Rieger, C. ; Schröder, J. ; Plogsties, V. ; Kissel, R. ; Bachmaier, H. ; Vogtherr, J. ; Schumacher, B. FNR, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (eds.) : Biogas-Messprogramm II, Gülzow (2006)
- [9-3] KTBL (2009) : Schwachstellen an Biogasanlagen verstehen und vermeiden
- [9-4] Göbel, A. et Zörner, W. (2006) : Feldstudie Biogasanlagen in Bayern
- [9-5] Mitterleitner Hans, LfL, Institut für Landtechnik und Tierhaltung, 2003 (complété) – communication personnelle
- [9-6] Melchinger, T. : Ermittlung von Kalkulationsdaten im landwirtschaftlichen Güterumschlag für Front- und Teleskoplader. Thèse, FH Nürtingen (2003)
- [9-7] Mayer, M. : Integration von Radladern in alternative Mechanisierungskonzepte für den Futterbaubetrieb. Thèse, FH Nürtingen (1998)
- [9-8] Handke, B. : Vergleichende Untersuchungen an Hofladern. Thèse, FH Nürtingen (2002)



Qualité et utilisation du digestat

10

10.1 Propriétés du digestat

10.1.1 Propriétés, éléments nutritifs et substances à valeur ajoutée

La composition et les propriétés du digestat dépendent essentiellement des substances utilisées pour la digestion anaérobie, ainsi que du procédé de digestion choisi. Les centrales de valorisation du biogaz agricoles installées en Allemagne utilisent principalement du lisier de bovins et de porcins, du fumier de bovins et de porcins et des déjections de volailles provenant de l'élevage des volailles. Les déjections de poules pondeuses sont moins utilisées en raison de leurs fortes concentrations en ammonium et des résidus de compléments alimentaires riches en calcium qu'elles contiennent. En raison des règles de rémunération fixées par la loi sur les sources d'énergie renouvelable (EEG), rares sont les opérateurs de centrales qui continuent à utiliser exclusivement des cultures énergétiques. Il est toutefois utile de mentionner les effets positifs reconnus de la fermentation des effluents d'élevages sur les propriétés du digestat :

- réduction des mauvaises odeurs en raison de la dégradation des composés organiques volatiles ;
- large dégradation des acides organiques à chaîne courte et donc minimisation du risque de brûlure des feuilles ;
- amélioration des propriétés rhéologiques (flux), d'où une simplification de l'homogénéisation et une réduction de l'encrassement des feuilles des cultures fourragères ;
- amélioration de l'efficacité de l'azote à court terme grâce à une concentration accrue en azote à action rapide ;
- élimination ou inactivation des graines de mauvaises herbes et des germes (pathogènes humains, zoopathogènes et phytopathogènes).

Sachant que la fraction de carbone du substrat est celle qui subit le plus de transformation lors de la fermentation, les éléments nutritifs sont intégralement préservés. Le seul impact que le procédé de dégradation anaérobie peut avoir sur eux est de les rendre plus facilement solubles et donc plus facilement absorbables [10-1].

Lorsque la production de biogaz est basée principalement sur des cultures énergétiques, les procédés biologiques auxquels les substrats/aliments sont soumis sont comparables à ceux qui se produisent dans l'appareil digestif du bétail. Le procédé a donc de fortes chances de générer un digestat dont les propriétés sont similaires à celles du lisier. Ce raisonnement est confirmé par une étude réalisée par le LTZ Augustenberg (Centre technologique agricole d'Augustenberg), qui a évalué la qualité et la quantité des éléments nutritifs et des substances à valeur ajoutée ainsi que l'effet fertilisant de digestats provenant de plusieurs exploitations agricoles du Baden-Württemberg. Le tableau 10.1 présente les paramètres des différents digestats [10-2]. L'étude a étudié des digestats provenant de la fermentation des éléments suivants : lisier de bovins et cultures énergétiques ; lisier de porcins et cultures énergétiques ; cultures énergétiques majoritaires ; déchets (parfois mélangés à des cultures énergétiques). Pour étayer les résultats, des échantillons de contrôle de lisiers non traités ont été analysés. Les principaux résultats de l'étude sont les suivants :

- la teneur en matière sèche du digestat (7 % de la MF en moyenne) est inférieure d'environ 2 % à celle du lisier brut ;
- la concentration en azote total des digestats (4,6 à 4,8 kg/t MF) est légèrement supérieure à celle du lisier de bovins ;
- le rapport C/N des digestats est d'environ 5 ou 6, donc largement inférieur à celui du lisier brut (C/N 10) ;

Tableau 10.1 : Comparaison des paramètres et des propriétés à valeur ajoutée de différents digestats et effluents d'élevage [10-2]

Paramètre	Unité/nom	Lisier brut	Digestat			
		Principalement lisier de bovins	Lisier de bovins et cultures énergétiques	Lisier de porcins et cultures énergétiques	Cultures énergétiques	Déchets (et cultures énergétiques)
matière sèche	% MF	9,1	7,3	5,6	7,0	6,1
Acidité	pH	7,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Rapport carbone/azote	C/N	10,8	6,8	5,1	6,4	5,2
Substances basiques	kg CaO/t MF	2,9	-	-	3,7	3,5
kg/t MF						
Azote	N _{total}	4,1	4,6	4,6	4,7	4,8
Ammonium-N	NH ₄ -N	1,8	2,6	3,1	2,7	2,9
Phosphore	P ₂ O ₅	1,9	2,5	3,5	1,8	1,8
Potassium	K ₂ O	4,1	5,3	4,2	5,0	3,9
Magnésium	MgO	1,02	0,91	0,82	0,84	0,7
Calcium	CaO	2,3	2,2	1,6	2,1	2,1
Soufre	S	0,41	0,35	0,29	0,33	0,32
Matière organique	MO	74,3	53,3	41,4	51,0	42,0

MF : Masse fraîche

- la dégradation de la matière organique convertit l'azote organique en azote inorganique, ce qui entraîne une hausse de la proportion d'ammonium dans l'azote total des digestats (environ 60 % à 70 %) ;
- les digestats mélangés avec du digestat de lisier de porcins et du digestat de biodéchets ont tendance à présenter des concentrations plus élevées en phosphore et en azote ammoniacal, mais des concentrations plus faibles en matière sèche et en potassium ainsi que des concentrations plus faibles en matière organique que les digestats issus de lisier de bovins ou de cultures énergétiques ou d'un mélange des deux ;
- aucune différence significative n'existe en ce qui concerne les concentrations en magnésium, calcium et soufre.

10.1.2 Contaminants

Les concentrations en contaminants des digestats dépendent surtout des substrats utilisés. Le tableau 10.2 présente des valeurs indicatives des concentrations en métaux lourds dans les digestats par rapport aux effluents d'élevage. Les quantités absolues de métaux lourds ne changent pas pendant le procédé de valorisation

du biogaz. Mais les concentrations en métaux lourds après la digestion sont plus importantes en raison de l'évolution de la matière sèche et de la dégradation de la matière organique. Les valeurs limites fixées pour les métaux lourds dans le BioAbfV (décret sur les biodéchets) [10-23] ne sont exploitées qu'à une hauteur maximum de 17 % pour le plomb (Pb), le cadmium (Cd), le chrome (Cr), le nickel (Ni) et le mercure (Hg), et de 70 % et 80 % pour le cuivre (Cu) et le zinc (Zn). Globalement, les concentrations en métaux lourds sont similaires à celles enregistrées pour le lisier de bovins. Le lisier de porcins présente des concentrations nettement plus importantes en Pb, Cd, Cu et Zn. Bien que le cuivre et le zinc soient considérés comme des métaux lourds, ils constituent également des micronutriments essentiels pour le bétail et pour les cultures ainsi que pour les procédés microbiologiques qui se déroulent dans la centrale de valorisation du biogaz. Ils sont utilisés comme additifs tant pour l'alimentation animale que pour les centrales de valorisation du biogaz fonctionnant aux cultures énergétiques. Aucune valeur limite n'est donc définie pour le cuivre et le zinc dans le décret sur les engrais (DüMV). Aux concentrations indiquées, l'utilisation du digestat ne présente donc aucun risque de contamination pour les sols ou les cours d'eau.

Tableau 10.2 : Comparaison des concentrations en métaux lourds dans les digestats et dans les effluents d'élevage

	Digestat	Exploitation des valeurs déclarées d'après DüMV	Exploitation des valeurs limites fixées par DüMV	Exploitation des valeurs limites définies dans Bio-AbfV	Lisier de bovins	Lisier de porcins
	mg/kg MS	%	%	%	mg/kg MS	mg/kg MS
Pb	2,9	2,9	1,9	< 5	3,2	4,8
Cd	0,26	26	17,3	17	0,3	0,5
Cr	9,0	3	- ^a	9	5,3	6,9
Ni	7,5	18,8	9,4	15	6,1	8,1
Cu	69	14 ^c (35)	- ^b	70	37	184
Zn	316	31 ^c (158)	- ^b	80	161	647
Hg	0,03	6	3,0	< 5	-	-
Source	[10-2]	[10-19]	[10-19]	[10-23]	[10-3]	[10-3]

- a. Valeur limite pour le Cr(VI) uniquement
b. Le DüMV ne précise pas de valeur limite
c. Valeur déclarée pour les effluents d'élevage
MS : matière sèche

Tableau 10.3 : Agents pathogènes présents dans le lisier et dans les déchets organiques [10-4]

Bactéries	Virus	Parasites
Salmonelle (LB, LP, DV)	Pathogènes de la fièvre aphteuse	Vers ronds
Escherichia coli (LB)	Peste porcine	Strongles
Bactérie du charbon (LB)	Maladie vésiculeuse du porc	Trématodes
Brucella (LB, LP)	Grippe porcine	Douve du foie
Leptospires (LB, LP)	Gastro-entérite transmissible (GET)	Strongles pulmonaires
Mycobactéries (LB, LP, DV)	Infections à rotavirus	Vers gastro-intestinaux
Bactérie de l'érysipèle (LP)	Maladie de Teschen	
Clostridia (PE)	Maladie d'Aujeszky	
Streptocoques	Grippe aviaire atypique	
Entérobactérie	Fièvre catarrhale	
	Rétrovirus, parvovirus, échovirus, entérovirus	

LB : lisier de bovins ; LP : lisier de porcins ; DV : déjections de volaille

10.1.3 Propriétés hygiéniques

Le lisier et les autres déchets organiques contiennent un certain nombre d'agents pathogènes susceptibles de provoquer des infections chez les humains et chez les animaux (tableau 10.3).

Les dépistages à grande échelle continuent à aboutir à des résultats positifs à la salmonelle (tableau 10.4). Même si le pourcentage de résultats positifs à la salmonelle est inférieur à 5 %, des élevages cliniquement sains sont également concernés. Pour casser le cycle de l'infection, il est donc préférable d'hygiéniser

aussi les digestats qui ont été produits exclusivement à partir d'effluents d'élevage, particulièrement s'ils sont destinés à être commercialisés. La plupart du temps, il est toutefois légalement possible de ne pas hygiéniser les effluents d'élevage utilisés dans les centrales de valorisation du biogaz. Même si les co-substrats d'origine animale et les déchets provenant des poubelles à biodéchets sont soumis à de strictes règles d'hygiénisation, ces règles ne sont pas toujours respectées, comme le montrent les résultats de la centrale qui utilise des biodéchets comme substrat.

Tableau 10.4 : Incidence des salmonelles dans les substrats et les digestats des centrales de valorisation du biogaz

	Lisier brut			Digestat	
	Lisier de bovins, lisier de porcins, cliniquement sain		Principalement lisier de bovins	Lisiers et cultures énergétiques	Biodéchets et cultures énergétiques
Nombre d'échantillons	280	132	51	190	18
dont positifs à la salmonelle	7	5	0	6	2
en %	2,5	3,8	0	3,2	11,1
Année de l'échantillonnage	1989	1990	2005 à 2008		
Source	[10-5]	[10-5]	[10-2]	[10-2]	[10-2]

En ce qui concerne l'hygiène phytosanitaire, des mesures d'hygiénisation doivent être prises, en particulier pour éviter la propagation des organismes de quarantaine, notamment les maladies des pommes de terre et des betteraves (*Clavibacter michiganensis*, *Synchytrium endobioticum*, *Rhizoctonia solani*, *Polymyxa betae* et *Plasmodiophora brassicae*). Pour cette raison, les déchets et les eaux usées provenant de l'industrie agroalimentaire doivent toujours être hygiénisés avant d'être utilisés dans les centrales de valorisation du biogaz [10-6].

Le LTZ a analysé la présence des phytopathogènes fongiques suivants, caractéristiques du maïs et des céréales, dans près de 200 lisiers et digestats : *Helminthosporium*, *Sclerotinia sclerotiorum*, *Phytium intermedium* et *Fusarium oxysporum*. Un seul cas de pathogène a été détecté [10-2].

10.2 Stockage du digestat

Pour pouvoir faire bon usage des éléments nutritifs et des substances à valeur ajoutée du digestat, il est indispensable de stocker le digestat dans un réservoir adapté. Comme pour les effluents d'élevages non traités, le stockage du digestat est source d'émissions de gaz préjudiciables pour le climat, comme le méthane (CH₄) et l'oxyde d'azote (N₂O), ainsi que d'ammoniac (NH₃) et de substances odorantes.

10.2.1 Émissions d'ammoniac

La concentration en ammonium, qui augmente avec le procédé de digestion, ainsi que la valeur élevée du pH du digestat (voir tableau 10.1) favorisent l'émission d'ammoniac pendant le stockage. La formation d'une couche flottante n'est généralement possible que dans une certaine limite. Pour éviter les pertes d'ammoniac

dans les réservoirs de stockage du digestat ouverts, mais aussi pour limiter les mauvaises odeurs associées à l'ammoniac, il est donc fortement recommandé de couvrir le digestat, par exemple avec de la paille broyée (tableau 10.5).

10.2.2 Émissions préjudiciables pour le climat

Par rapport au lisier non traité, la formation de méthane à partir du lisier fermenté est considérablement réduite par le procédé anaérobie, car une partie de la matière organique du substrat a déjà été métabolisée dans le digesteur, ce qui signifie que le réservoir de stockage contient beaucoup moins de carbone facilement dégradable. Donc, le niveau de réduction des émissions de méthane dépend incontestablement du degré de dégradation de la matière organique et donc du temps de séjour du substrat dans le digesteur. Par exemple, plusieurs études ont montré que les digestats ayant subi une phase de fermentation de courte durée, c'est-à-dire ayant peu séjourné dans le digesteur, émettent davantage de CH₄ que les digestats ayant passé plus de temps dans le digesteur (figure 10.1).

Si le temps de séjour est très court, c'est-à-dire qu'une partie du substrat qui vient d'être inoculé par des bactéries productrices de méthane est extraite du digesteur et transférée dans le réservoir de stockage du digestat, les émissions de méthane du digestat peuvent être supérieures à celle du lisier non traité. Il est donc recommandé d'éviter les circuits courts.

Pour estimer les émissions de méthane du digestat, il est possible d'utiliser les résultats des expériences menées sur la digestion discontinue avec des digestats à 20-22 °C [10-8], puisque cette température correspond plus ou moins à celle qui prévaut à l'intérieur du réservoir de stockage du digestat en conditions réelles. Par contre, les valeurs obtenues lors de l'étude

Tableau 10.5 : Couvertures des réservoirs de stockage du digestat permettant de limiter les émissions d'ammoniac^a [10-7]

Matériaux de couverture	Coûts d'investissement (Ø 15 m) €/m ²	Durée de vie Années	Coûts annuels €/m ²	Réduction des émissions par rapport à des réservoirs non couverts %	Remarques
Couche flottante naturelle	-	-	-	20-70 ^b	Moins efficace si le digestat est épandu fréquemment dans les champs
Paille broyée	-	0,5	< 1	70-90	Moins efficace si le digestat est épandu fréquemment dans les champs
Granulés	11	10	2,5	80-90	Les pertes de matières doivent être compensées
Couche flottante	35	20	3,2	90-98 ^c	Longue durée de vie, nouveau, peu d'expérience
Bâche plastique flottante	38	10	5,3	80-90	Peu d'entretien, ne convient pas aux réservoirs de très grande taille en raison de son coût élevé
Toile de tente	50	15	5,3	85-95	Peu d'entretien, pas de pénétration de l'eau de pluie
Dalle de béton apte au trafic de véhicules	85	30	6,2	85-95	Peu d'entretien, pas de pénétration de l'eau de pluie, jusqu'à environ 12 m de diamètre

- a. À ce jour, peu d'études ont été menées pour tenter de réduire les émissions des centrales en activité. Les informations fournies ici sont basées sur l'expérience pratique et sur des recherches menées avec du lisier de porcsins.
- b. Dépend des caractéristiques de la couche flottante
- c. Ne convient pas aux digestats visqueux
- Hypothèses : taux d'intérêt : 6 % ; réparations : 1 % (uniquement pour la bâche plastique flottante, la toile de tente et la dalle de béton) ; granulés : 10 % de pertes annuelles en cas d'utilisation de granulés ; coût de la paille : 8 €/q de paille (pressage, chargement, transport, broyage, épandage), quantité requise : 6 kg/m²

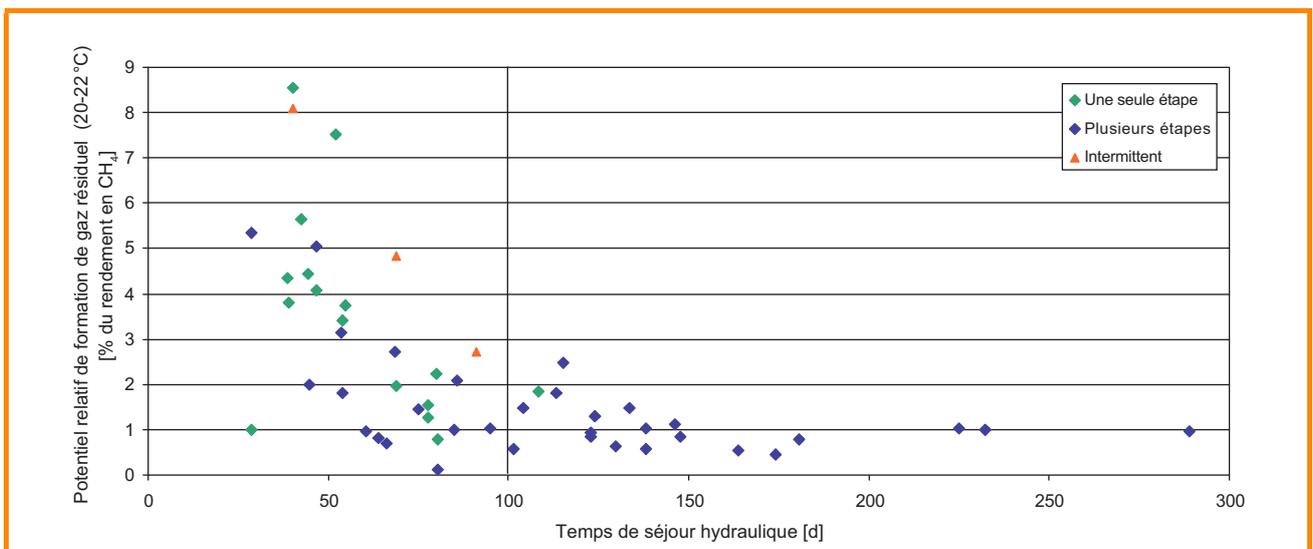


Figure 10.1 : Corrélation entre le potentiel d'émission de gaz résiduel à 20-22 °C et le temps de séjour hydraulique [10-8]



du potentiel de formation de gaz résiduel en conditions mésophile (37 °C) ne peuvent pas être utilisées pour estimer les émissions réelles. Elles peuvent néanmoins donner une indication de l'efficacité du procédé de fermentation, car elles reflètent la quantité de biomasse potentiellement encore présente dans le digestat, c'est-à-dire celle qui n'a pas été convertie dans le digesteur. Ces deux paramètres dépendent néanmoins des méthodes de contrôle du procédé et des substrats utilisés dans chaque centrale. Par conséquent, les valeurs fournies dans le tableau 10.6 ne sont qu'indicatives.

Les centrales à plusieurs étapes ont tendance à afficher un potentiel de formation de gaz résiduel moins important à 20-22 °C ainsi qu'à 37 °C (tableau 10.6). Cela est dû au fait que le temps de séjour est plus long dans les centrales à plusieurs étapes, ce qui a pour conséquence de limiter le potentiel de formation de gaz résiduel (figure 10.1).

Étant donné le fort potentiel de gaz à effet de serre du CH₄ (1 g de CH₄ équivaut à 23 g de CO₂), il est souhaitable de réduire ou de prévenir les émissions de CH₄ dans les réservoirs de stockage du digestat. Les centrales qui ne possèdent pas de stockage final étanche au gaz doivent, outre un fonctionnement en plusieurs étapes (digesteurs en cascade), satisfaire à au moins un des critères suivants :

- temps de séjour hydraulique moyen du volume total de substrat d'au moins **100 jours** à une température de fermentation continue tout au long de l'année de 30 °C minimum **ou**
- taux de charge organique du digesteur de < **2,5 kg MV/m_N³ · d.**¹

Le calcul du volume de substrat doit tenir compte de tous les éléments introduits dans les digesteurs (y compris, par exemple, l'eau et/ou le digestat recirculé). Si les conditions ci-dessus ne sont pas satisfaites, les émissions de méthane risquent d'excéder les valeurs moyennes fournies dans le tableau 10.6. Dans ce cas, il est conseillé d'équiper les réservoirs de stockage du digestat d'un joint étanche au gaz² pendant au moins les 60 premiers jours de la durée de stockage du digestat.

1. m_N³ : volume de fermentation utilisable total.
 2. Les réservoirs de stockage du digestat doivent satisfaire aux conditions suivantes : a) ils ne doivent pas contenir de système de contrôle actif de la température et b) ils doivent être raccordés au système de transport du gaz. Le fait de couvrir les réservoirs pendant les 60 premiers jours de stockage du digestat est une méthode efficace de prévention des émissions de CH₄. En effet, l'expérience montre que, dans les conditions qui prévalent dans une centrale, la formation du méthane est terminée au bout de 60 jours.

Tableau 10.6 : Potentiel de formation de gaz résiduel des digestats générés par les centrales de valorisation du biogaz agricoles, sur la base du rendement de méthane par tonne de substrat introduit ; valeurs moyennes et valeurs minimales et maximales provenant de 64 centrales en activité ayant fait l'objet d'un échantillonnage dans le cadre du Programme de mesure du biogaz II [10-8]

Température du processus		Potentiel de formation de gaz résiduel [% de rendement de CH ₄]	
		Une seule étape	Plusieurs étapes
20–22 °C	Moyenne	3,7	1,4
	Min.-max.	0,8-9,2	0,1-5,4
37 °C	Moyenne	10,1	5,0
	Min.-max.	2,9-22,6	1,1-15,0

En vertu de la loi sur les sources d'énergie renouvelable de 2009 (EEG), le recouvrement des réservoirs de stockage du digestat est une condition préalable à l'obtention de la prime Navarro (cultures énergétiques) pour les centrales qui sont dans l'obligation d'obtenir d'une licence en vertu de la loi allemande sur la lutte contre la pollution. Cette règle concerne toutes les centrales d'une puissance totale supérieure à 1 MW (ce qui est équivalent à environ 380 kW_{el}) ou dont la capacité de stockage du lisier dépasse 2 500 m³. Ces mesures s'appliquent à toutes les nouvelles centrales, mais l'interprétation de la loi en ce qui concerne les centrales existantes fait toujours l'objet de discussions, car l'aménagement a posteriori des réservoirs de stockage du digestat est souvent impossible ou limité (voir plus haut).

Dans le cas des nouvelles centrales contraintes d'obtenir une licence en vertu de la législation sur la construction, il est probablement préférable d'envisager l'installation d'une couverture étanche au gaz, non seulement du point de vue environnemental, mais aussi pour des raisons économiques. En effet, la biomasse inexploitée peut être assimilée à une perte de revenus, particulièrement lorsque le potentiel de formation de gaz résiduel est important. Le gaz résiduel ainsi obtenu peut être :

- converti en électricité (augmentation du travail électrique), ce qui permet de tirer des recettes supplémentaires de la production d'électricité ;
- utilisé sans modifier la charge du moteur – l'économie ainsi réalisée en termes de substrat brut introduit est équivalente à la quantité de gaz supplémentaire produite (option à court terme lorsque l'unité de cogénération fonctionne déjà à pleine ca-

pacité ; possibilité de hausse des recettes grâce à l'injection d'une quantité plus importante d'électricité sur le réseau).

Pour les centrales qui utilisent une part importante de cultures énergétiques (> 50 % de la masse fraîche introduite ou plus), il peut s'avérer intéressant d'équiper a posteriori le réservoir de stockage du digestat d'une couverture étanche au gaz, auquel cas, en raison du volume moins important de digestat à couvrir (ce qui limite les coûts d'investissement), il est possible de réaliser des bénéfices économiques même lorsque le rendement en gaz résiduel est peu important (tableau 10.7). Dans le cas des centrales qui fonctionnent exclusivement ou principalement aux effluents d'élevage, le volume de digestat à couvrir augmente proportionnellement à la taille de la centrale, ce qui signifie que les revenus supplémentaires tirés de l'injection d'électricité risquent d'être insuffisants pour couvrir le coût d'une couverture étanche au gaz. L'amendement de 2009 de l'EEG a introduit une prime lisier pour les centrales dans lesquelles le lisier représente plus de 30 % de la masse fraîche introduite. Cette mesure permet d'accroître les recettes, ce qui signifie que le niveau de puissance installée permettant d'atteindre le seuil de rentabilité est beaucoup moins élevé que pour les centrales qui utilisent moins de lisier. Le potentiel de formation de gaz résiduel est toutefois beaucoup moins important que dans les centrales qui fonctionnent aux cultures énergétiques.

Une étude réalisée en 2006 par la KTBL (Association pour la technologie et les structures en agriculture) en Allemagne a révélé qu'un quart seulement des réservoirs cylindriques existants (95 % des réservoirs de stockage du digestat inclus dans l'étude) étaient équipés d'une couverture étanche au gaz [10-11]. Ce chiffre est cohérent avec les résultats obtenus par le Programme de mesure du biogaz II (FNR 2009). Tous les réservoirs de stockage du digestat ne peuvent cependant pas être équipés a posteriori d'une couverture étanche au gaz. L'équipe d'experts qui accompagnait l'étude est arrivée à la conclusion que cet aménagement est facilement réalisable sur un quart seulement des réservoirs cylindriques ouverts existants. Un autre quart d'entre eux pourraient être aménagés, mais avec difficulté en raison de problèmes de structure/conception. Les autres réservoirs cylindriques ne peuvent pas être équipés de couvertures étanches au gaz, notamment les bassins enterrés (environ 5 % des réservoirs de stockage du digestat compris dans l'étude) [10-11].

Lorsqu'un réservoir n'est pas adapté à l'installation d'une couverture étanche au gaz, les coûts d'ins-

tallation risquent d'être plus élevés que ceux évoqués ci-dessus. Pour les centrales à une seule étape, une autre solution consiste à installer un digesteur supplémentaire, sachant que ce dispositif permet d'accroître le potentiel de formation de méthane résiduel et donc d'apporter des recettes supplémentaires, particulièrement lorsque les temps de séjour sont courts.

L'oxyde d'azote se forme pendant la nitrification de l'ammonium ou la dénitrification du nitrate. Sachant que le digestat ou le lisier stocké dans un réservoir anaérobie contient uniquement de l'ammonium et que la nitrification ne peut pas avoir lieu, la formation d'oxyde d'azote se limite à la couche flottante et dépend du type de couche et de son niveau d'aération. Ce phénomène est confirmé par les études sur les émissions d'oxyde d'azote à partir de lisier et de digestat, dont certaines ont abouti à des résultats très différents en ce qui concerne l'influence de la fermentation sur les émissions d'oxyde d'azote. Généralement, les émissions de N₂O des réservoirs de stockage du lisier sont négligeables par rapport aux émissions de CH₄ et de NH₃ et sont insignifiantes pour l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre [10-11]. L'utilisation d'une couverture étanche au gaz présente toutefois l'intérêt de stopper intégralement toutes ces émissions.

10.3 Épandage du digestat sur les terres agricoles

L'utilisation durable des terres agricoles est subordonnée à un apport suffisant en matière organique, ainsi qu'à l'apport d'éléments nutritifs adaptés aux besoins des cultures et au type de sol.

Ces dernières années, la hausse du prix des engrais minéraux a rendu le transport et l'épandage des digestats et des effluents d'élevage économiquement intéressants, ce qui signifie que le coût de transport des digestats ne constitue plus un frein à leur utilisation. De plus, les stratégies de fertilisation basées sur les digestats et sur les effluents d'élevage sont meilleures en termes d'équilibre énergétique que les stratégies fondées exclusivement sur les engrais minéraux [10-12].

10.3.1 Disponibilité et effets nutritifs de l'azote

Comme le confirment les analyses (tableau 10.1), la fermentation a tendance à réduire la teneur en matière sèche des substrats. De plus, la digestion du méthane entraîne une diminution du rapport C/N du digestat. Ce phénomène a un impact positif sur la fertilisation,

Tableau 10.7 : Seuils de rentabilité^a pour l'installation a posteriori de couvertures étanches au gaz sur des réservoirs de stockage du digestat cylindriques : puissance électrique installée requise pour atteindre le seuil de rentabilité en fonction du coût d'investissement [10-10 ; modifié]^b.

Lisier en pourcentage du substrat introduit	< 30 % (= rémunération sans prime lisier)		> 30 % (= rémunération avec prime lisier)	
	3 %	5 %	3 %	5 %
Gaz résiduel utilisable	Puissance électrique minimale ^b [kW]			
Coûts d'investissement (nombre/diamètre des réservoirs)				
33 000 € (par ex., 1/ < 25 m)	138	83	109	66
53 000 € (par ex., 1/ > 25 m)	234	133	181	105
66 000 € (par ex., 2/ < 25 m)	298	167	241	131
106 000 € (par ex., 2/ > 25 m)	497	287	426	231
159 000 € (par ex., 3/ > 25 m)	869	446	751	378

- a. Le calcul du seuil de rentabilité est basé sur la comparaison des coûts unitaires (coûts annuels par kilowattheure supplémentaire) et du tarif d'achat par kilowattheure injecté.
- b. Base de calcul : unité de cogénération 8 000 heures à pleine charge, coûts proratisés de mise à niveau de l'unité de cogénération en fonction de la puissance supplémentaire nécessaire à la prise en charge du gaz résiduel, rendement conformément à ASUE (2005) [10-13], rémunération calculée au moyen du calculateur de rémunération en ligne de la KTBL (2009). Coûts d'investissement et coûts annuels de la couverture ; calcul basé sur une durée de vie de 10 ans, couverture étanche au gaz pour les 60 premiers jours de stockage du digestat (période à la fin de laquelle la formation de méthane à partir du digestat est en principe terminée en conditions réelles).

car il accroît la quantité d'ammonium disponible pour les plantes. Le rapport C/N passe de 10 à 5-6 environ pour le lisier et de 15 à 7 pour le fumier. Par contre, une partie de la matière organique minéralisable a déjà été dégradée. Cela signifie que 5 % seulement de l'azote organique est disponible pour les cultures l'année de l'application (3 % les années suivantes) [10-12].

La quantité d'azote disponible provenant du digestat l'année de son application peut être calculée en utilisant le coefficient d'équivalence engrais minéral. L'année de l'épandage, l'équivalent engrais minéral dépend principalement de la quantité d'azote ammoniacal disponible. Les années suivantes, le digestat ne fournit que des quantités limitées d'azote. En évitant les pertes d'ammoniac, on obtient un coefficient d'équivalence engrais minéral à court terme de 40 % à 60 %. Cette quantité peut alors être déduite des quantités d'engrais minéraux épandus. Dans le cas d'un épandage à long terme du digestat (10 à 15 ans), il est possible de se baser sur un coefficient d'équivalence engrais minéral de 60 % à 70 % [10-12], [10-7].

Toutefois, l'efficacité de l'azote provenant du digestat dépend surtout de la méthode et de la période d'épandage, de la météo, du type de sol et du type de culture.

Le fait que le pH du digestat soit plus élevé que celui lisier brut n'a que peu d'impact sur les pertes d'ammoniac, car le pH atteint également une valeur de 8 à 8,5 peu après l'épandage du lisier brut. Il n'y a donc pas de différence significative en termes d'émissions d'ammoniac [10-15].

10.3.2 Mesures destinées à réduire les pertes d'ammoniac après épandage des digestats dans les champs

10.3.2.1 Émissions d'ammoniac

Le tableau 10.8 présente les pertes d'ammoniac mesurées après l'épandage d'effluents d'élevage à différentes températures. Il montre que les pertes d'ammoniac augmentent avec la température. Des pertes particulièrement importantes sont à prévoir lorsque le digestat est épandu sur des cultures ou des résidus de culture à haute température. Les pertes sont réduites lorsque le digestat est fin, ce qui lui permet d'être absorbé rapidement dans le sol, et lorsqu'il est épandu à basse température. Le simple fait de choisir la meilleure période d'épandage permet donc de réduire de manière significative les pertes d'ammoniac.

10.3.2.2 Techniques d'épandage

L'épandage du digestat comme engrais sur les terres agricoles fait appel aux mêmes techniques que celles utilisées pour l'épandage des engrais liquides. L'épandage est réalisé avec une tonne à lisier, généralement équipée d'un système permettant de limiter les émissions (par ex., des pendillards), ce qui permet de fertiliser les cultures au moment où elles en ont le plus besoin.

L'épandage du digestat sur les terres agricoles a pour objectif d'utiliser les éléments nutritifs présents dans le digestat pour réaliser une fertilisation sélec-

Tableau 10.8 : Pertes cumulées d'ammoniac après épandage d'effluents d'élevage, sans enfouissement, à différentes températures, dans un délai de 48 heures [10-7, modifié]

Effluents d'élevage	Pertes d'ammoniac en % de l'ammonium-N épandu ^a			
	5 °C	10 °C	15 °C	25 °C, sur paille
Lisier de bovins, digestat visqueux ^b	30	40	50	90
Lisier de porcins, digestat fin ^b	10	20	25	70
Lisier			20	
Fumier d'étable profonde et fumier en tas			90	
Déjections de volaille sèches			90	

a. Émission de $\text{NH}_3\text{-N}$ résiduel après stockage.

b. Digestat évalué comme étant du lisier de bovins/porcins en l'absence d'études de terrain disponibles.

tive, avec un niveau de précision similaire à celui obtenu avec les engrais minéraux, afin de maximiser l'absorption des éléments nutritifs par les racines des plantes et de minimiser les pertes d'éléments nutritifs.

Les techniques suivantes sont utilisées pour l'épandage du digestat :

Tonne à lisier

Il est possible de faire la distinction entre deux types de tonnes à lisier :

- les tonnes avec compresseur
- les tonnes avec pompe

Les techniques utilisées pour épandre le digestat, avec précision et en limitant les pertes, sont expliquées ci-après.

Rampes à pendillards

Les rampes à pendillards ont une largeur de 6 m à 24 m ; des rampes de 36 m de largeur ont récemment fait leur apparition sur le marché. Les pendillards sont généralement espacés de 20 cm à 40 cm. Le digestat est appliqué à la surface du sol en bandes de 5 cm à 10 cm de large.

Enfouisseur à patins

Les enfouisseurs à patins ont une largeur de travail de 3 m à 12 m, qui peut parfois atteindre 18 m ; les tuyaux sont habituellement espacés de 20 cm à 30 cm. L'extrémité des tuyaux est équipée de buses spéciales

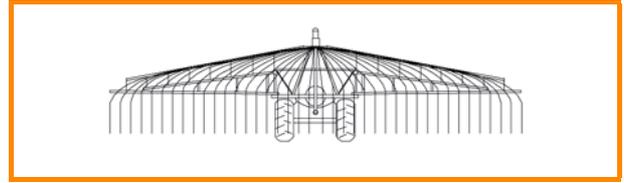


Figure 10.2 : Rampes à pendillards

de type socs renforcés ou patins qui écartent la terre pour laisser passer le digestat qui sort par les bottes.

Pendant l'épandage dans le champ, l'enfouisseur est traîné à travers les cultures (le cas échéant). Le système est conçu pour écarter légèrement les plantes pendant l'épandage. Le digestat est appliqué dans la couche superficielle du sol (0 à 3 cm), ce qui évite toute contamination des cultures.

Enfouisseur à disques

Les enfouisseurs à disques ont une largeur de travail de 6 m à 9 m ; les tuyaux sont habituellement espacés de 20 cm à 30 cm. Le lisier est appliqué au moyen d'un patin équipé d'un disque (ou d'une lame en acier) qui crée dans le sol une cavité dans laquelle le digestat est appliqué.

Enfouisseur/injecteur à dents

Les enfouisseurs à dents ont une largeur de travail de 3 m à 6 m ; les tuyaux sont habituellement espacés de 20 cm à 40 cm. Les dents sont équipées de tuyaux qui permettent d'injecter le digestat tout en travaillant le sol. Il existe également des herse à disques qui travaillent le sol avec des disques concaves tout en injectant l'engrais dans la terre.

Le tableau 10.9 énumère les techniques disponibles pour épandre les digestats et les effluents d'élevage liquides. Le choix de la technique dépend du type de culture, du stade de développement et des conditions qui prévalent au niveau local. Les limites techniques et locales liées à l'épandage dans les champs signifient qu'une partie de l'ammonium sera toujours libérée dans l'atmosphère sous forme d'ammoniac.

10.4 Traitement des digestats

Le nombre des centrales de valorisation du biogaz est en forte hausse en Allemagne, de même que leur taille moyenne. L'élevage est également en phase d'intensification, y compris dans les régions qui possèdent déjà une forte densité de bovins. Résultat, la quantité d'effluents d'élevage disponible au niveau régional augmente, ce qui signifie que l'utilisation des digestats

Tableau 10.9 : Réduction des pertes d'ammoniac après épandage de digestats liquides^a [10-7, modifié]

Techniques/mesures de réduction	Zones d'utilisation	Réduction des émissions [%] Digestat		Limites
		Visqueux	Fin	
Rampes pendillards	Terres arables : non cultivées Hauteur de la culture > 30 cm	8 30	30 50	Pas de pente excessive, taille et forme du terrain, digestat visqueux, intervalle entre les passages de roues, hauteur de la culture
	Prairies : Hauteur de la culture jusqu'à 10 cm Hauteur de la culture jusqu'à > 30 cm	10 30	30 50	
Enfouisseurs à patins	Terres arables Prairies	30 40	60 60	Idem, ne convient pas aux sols excessivement pierreux
Enfouisseurs à disques	Prairies	60	80	Idem, ne convient pas aux sols pierreux, trop secs ou compactés, forte puissance de traction requise
Injecteurs	Terres arables	> 80	> 80	Idem, ne convient pas aux sols très pierreux, très forte puissance de traction requise, utilisation limitée sur les terres arables en culture (cultures en lignes)
Application directe (moins de 1 heure)	Terres arables	90	90	Avec enfouissement léger (herse) après préparation du sol, avec injecteur/charrue après la moisson

a. À ce jour, peu d'études ont été réalisées sur la réduction des émissions des digestats ; les informations fournies ci-dessus sont tirées d'études portant sur le lisier de bovins et de porcs.



Figure 10.3 : Enfouisseur à patins

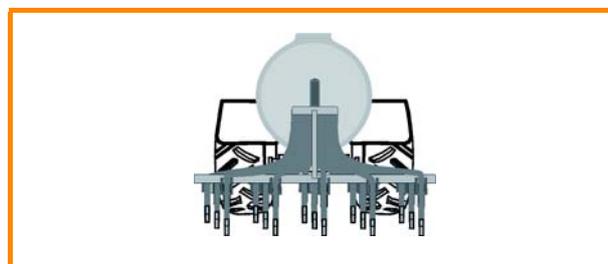


Figure 10.5 : Injecteur de lisier



Figure 10.4 : Enfouisseur à disques

comme engrais ne présente souvent aucun intérêt. Non seulement ces engrais ont un potentiel nutritif élevé, mais ils peuvent également surcharger le métabolisme naturel des plantes s'ils ne sont pas correctement utilisés. Pour exploiter efficacement ce potentiel nutritif, il peut s'avérer intéressant d'accroître la

concentration en nutriments afin d'obtenir un engrais transportable, qui pourra être utilisé dans les régions non excédentaires en éléments nutritifs.

Les paragraphes suivants décrivent l'état actuel de la recherche en ce qui concerne les technologies et les procédés de séparation des éléments nutritifs du digestat. Une description du niveau de concentration en éléments nutritifs qu'il est possible d'atteindre et du coût et du fonctionnement des procédés est fournie et suivie d'une évaluation des différents procédés. En comparant les procédés et les coûts actuels d'utilisation des digestats, il est possible d'évaluer les possibilités d'utilisation des procédés dans le monde réel.

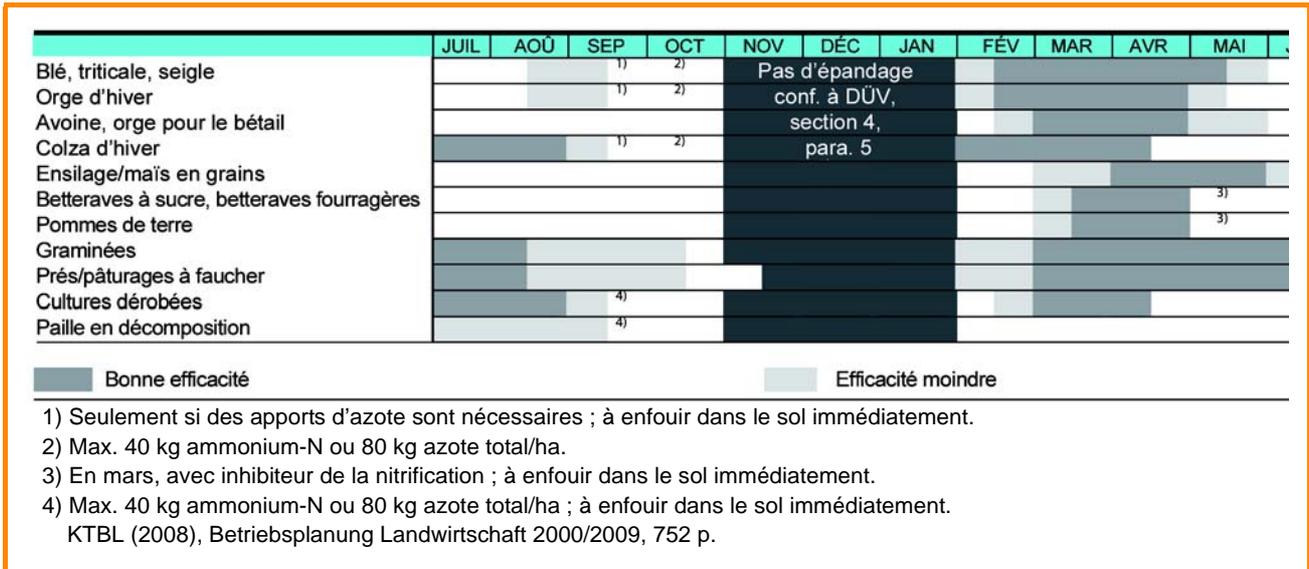


Figure 10.6 : Périodes d'épandage des digestats dans les champs

10.4.1 Techniques de traitement

Le moyen le plus simple d'utiliser le digestat est de l'épandre comme engrais sur des terres agricoles, sans traitement préalable. Dans un nombre croissant de régions, cette forme d'utilisation de proximité devient toutefois impossible ou très limitée. Le prix élevé des fermages à payer pour disposer de terres adéquates

ou les distances de transport importantes empêchent souvent toute utilisation rentable du digestat. Divers procédés sont utilisés (ou en cours de développement) pour rendre les digestats aptes à être transportés à un coût raisonnable. Ces procédés peuvent être de nature physique, chimique ou biologique (figure 10.7).

Le présent document se limite à l'étude des procédés physiques.

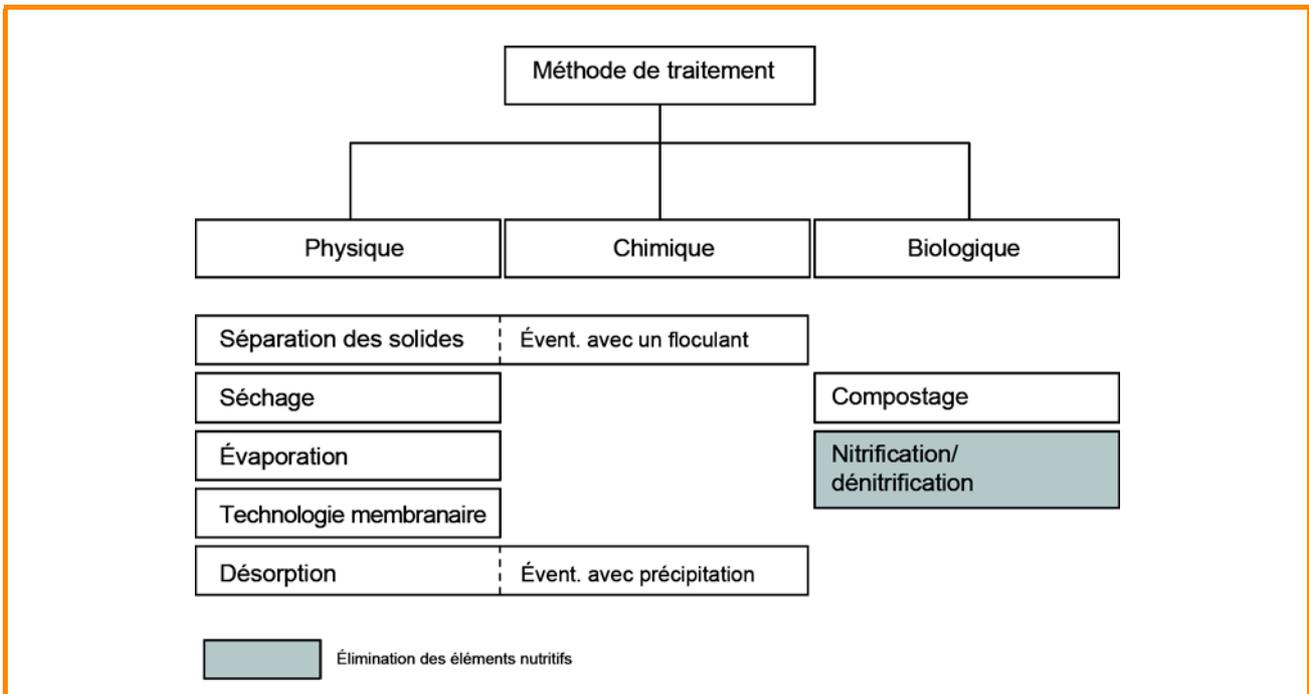


Figure 10.7 : Classification des procédés de traitement par type

10.4.1.1 Utilisation du digestat sans traitement (stockage et épandage du digestat non traité)

Dans l'intérêt du recyclage des éléments nutritifs, il est souhaitable que les digestats soient épandus sur les terres qui ont servi à cultiver les cultures énergétiques utilisées pour la fermentation. Sachant que ces terres se trouvent en principe à proximité immédiate de la centrale de valorisation du biogaz, les distances de transport requises sont courtes et le transport et l'épandage peuvent être réalisés à faible coût, avec le même véhicule, ce qui évite les transbordements (une seule phase). Lorsque les distances de transport sont supérieures à 5 km, le transport et l'épandage sont réalisés avec deux véhicules différents. En général, lorsque la distance de transport augmente, le coût des deux opérations augmente aussi de manière significative, car la teneur en éléments nutritifs du digestat par rapport à la masse transportée est relativement faible. Le traitement du digestat a donc pour objectif de réduire la teneur en eau inerte et d'accroître la concentration en éléments nutritifs.

10.4.1.2 Séparation des solides

La séparation des solides est l'opération de base du traitement du digestat. Elle présente l'avantage de réduire le volume de stockage des digestats liquides et de limiter l'incidence des couches flottantes ou des couches de profondeur pendant le stockage. Mais surtout, elle permet de fractionner les éléments nutritifs, puisque l'azote minéral soluble reste principalement dans la phase liquide, tandis que l'azote organique et le phosphore se retrouvent dans la phase solide. La phase liquide, à faible teneur en matière sèche, peut être épandue sur les champs ou subir un nouveau traitement, tandis que les solides peuvent être compostés ou séchés. En fonction du niveau de séparation requis, on utilise en majorité des presses à vis, des presses à tambour tamiseur, des presses à bandes filtrantes ou des décanteurs.

Les performances de séparation des différents procédés dépendent fortement des propriétés du digestat et du réglage de la machine. Plus la teneur en matière sèche du digestat est élevée, plus la réduction du volume et la séparation du phosphore et de l'azote organique dans la phase solide seront importantes. Les presses à vis permettent d'atteindre des teneurs en matière sèche de 30 % dans la phase solide. Même si le décanteur n'aboutit pas à de tels résultats, il s'agit de la seule technique qui permet d'obtenir des concentrations en matière sèche inférieures à 3 % dans la phase

liquide, une condition préalable à certains traitements ultérieurs de la phase liquide. Pour bien fonctionner, les décanteurs doivent toutefois être alimentés avec un matériau de composition constante. Ils sont également soumis à un niveau d'usure et de consommation d'énergie supérieur à celui des séparateurs.

Des flocculants sont parfois utilisés pour améliorer les performances de séparation, auquel cas il faut tenir compte des problèmes liés à la législation allemande sur les engrais.

10.4.1.3 Traitement ultérieur de la phase solide

L'épandage direct de la phase solide est possible. Sachant, toutefois, que cette opération peut conduire à une immobilisation de l'azote, à l'émission de mauvaises odeurs et à la dispersion de graines de mauvaises herbes, les solides séparés font généralement l'objet d'un traitement ultérieur.

Compostage

Le compostage est une forme de traitement aérobie des déchets organiques qui a pour objectif de stabiliser les composants organiques, de tuer les germes pathogènes et les graines de mauvaises herbes et d'éliminer les composants malodorants. Le digestat en cours de compostage doit être alimenté en oxygène en quantité suffisante. Sachant que le digestat n'est généralement pas assez structuré, l'opération de compostage nécessite également l'ajout d'un matériau plus structuré (tel que du paillis d'écorce) ou le remplissage fréquent de la matière.

En raison de la dégradation anaérobie du carbone dans la centrale de valorisation du biogaz, le phénomène de chauffage spontané que génère le compostage est moindre qu'avec de la matière organique non traitée. Les températures de compostage atteignent au maximum 55 °C et non les 75 °C nécessaire à l'hygiénisation du produit.

Comme pour le compostage conventionnel, le compost obtenu peut être utilisé directement comme conditionneur du sol [10-25].

Séchage

Certains procédés de séchage qui existent déjà dans d'autres secteurs peuvent être utilisés ici. Il s'agit notamment des séchoirs rotatifs, des séchoirs à bande et des séchoirs à plateaux. Dans les plupart des systèmes de séchage, la chaleur est transmise par un flux d'air chaud qui passe au-dessus ou à travers le matériau à sécher. Dans le cas d'une centrale de valorisation du biogaz, il est alors possible d'utiliser la cha-

leur résiduelle générée, si elle n'est pas utilisée pour autre chose.

Pendant le séchage, la majorité de l'ammonium contenu dans la phase solide passe dans l'air vicié du séchoir sous forme d'ammoniac. Il est donc impératif de mettre en place un dispositif de traitement de l'air vicié afin d'éviter les émissions d'ammoniac. De même, le procédé peut donner lieu à des émissions malodorantes qui doivent, si possible, être éliminées du flux d'air vicié au moyen d'un procédé de nettoyage combiné de l'air résiduel.

L'opération de séchage permet d'atteindre une teneur en matière sèche de 80 % dans la phase solide. Le digestat peut alors être stocké et transporté plus facilement.

10.4.1.4 Traitement ultérieur de la phase liquide

Par rapport à du digestat non traité, la faible concentration en matière sèche de la phase liquide facilite les opérations de stockage et d'épandage dans les champs. Il est toutefois souvent souhaitable d'en réduire le volume et/ou d'enrichir la phase liquide en éléments nutritifs. Les procédés suivants peuvent être utilisés à cet effet.

Technologie membranaire

Le traitement des eaux fortement chargées en contaminants organiques par des techniques membranaires est déjà largement utilisé dans le secteur du traitement des eaux usées. Cette technologie a donc pu être adaptée relativement facilement au digestat afin d'être utilisée dans les centrales de valorisation du biogaz. Contrairement à la plupart des méthodes de traitement du digestat, ce procédé n'a pas besoin de chaleur. La technologie membranaire peut donc être utilisée dans les centrales raccordées à un micro-réseau de gaz ou à un système de traitement du gaz, qui ne disposent pas de chaleur excédentaire.

La technologie membranaire est composée d'une série de procédés de filtration équipés de tailles de pore décroissantes, suivie d'une étape d'osmose inverse, qui produit un perméat et un concentré fortement enrichi en éléments nutritifs. Le concentré est riche en ammonium et en potassium, tandis que le phosphore reste en grande partie piégé dans l'étape d'ultrafiltration et dans le rétentat. Le perméat issu de l'osmose inverse est pratiquement exempt d'éléments nutritifs et sa qualité permet de le rejeter directement dans un cours d'eau. Les calculs partent du principe que les deux phases liquides riches en éléments nutritifs seront mélangées pour être épandues dans les champs.

Pour éviter toute obturation prématurée des membranes, la concentration en matière sèche de la phase liquide ne doit pas dépasser 3 %. Dans la majorité des cas, il faut pour cela effectuer la séparation de phase dans un décanteur.

Évaporation

L'évaporation des digestats présente un certain intérêt pour les centrales de valorisation du biogaz qui disposent d'une quantité importante de chaleur excédentaire, car le procédé requiert 300 kWh_{th}/m³ d'eau évaporée. Ce procédé ne possède qu'un intérêt limité pour les centrales qui fonctionnent avec une forte concentration de lisier et qui disposent donc d'un volume de digestat important par rapport à l'énergie produite. Pour le modèle de centrale utilisé dans les calculs, dont le substrat introduit présente une teneur en lisier de 50 % en masse, 70 % seulement de la chaleur requise peut être fournie par la centrale. L'expérience pratique relative aux dispositifs d'évaporation du digestat est encore très limitée.

Un procédé à plusieurs étapes est généralement utilisé. La substance est d'abord chauffée, avec une augmentation graduelle de la température sous vide jusqu'au point d'ébullition. Pour éviter les pertes d'ammoniac, on abaisse le pH de la phase liquide en ajoutant de l'acide. Des problèmes techniques peuvent survenir pendant l'opération car les échangeurs de chaleur se bouchent et se corrodent facilement. Les dispositifs d'évaporation sous vide réduisent le volume du digestat d'environ 70 %. En outre, en chauffant le digestat à 80-90 °C pendant l'évaporation, il est possible de rajouter une étape d'hygiénisation dans le procédé.

L'évaporation permet de multiplier par quatre la concentration en solides du digestat, et donc de réduire d'autant les coûts de stockage et de transport. Il n'est toutefois pas possible de rejeter directement le condensat traité, car il ne satisfait pas aux limites légales.

Désorption

La désorption est un procédé qui consiste à prendre des liquides dans lesquels des gaz (air, vapeur d'eau, gaz de combustion, etc.) sont transportés et à en extraire certaines substances qui sont converties en phase gazeuse. L'ammonium est ainsi converti en ammoniac. Ce procédé peut être renforcé en augmentant la température et le pH, comme c'est le cas, par exemple, dans la désorption de la vapeur, car le débit de gaz requis diminue lorsque la température augmente. L'ammoniac en phase gazeuse est ensuite

converti en un produit recyclable/éliminable au cours d'une étape de désorption ultérieure. La désorption du NH_3 contenu dans le flux de gaz peut se faire par condensation, par lavage à l'acide ou par réaction avec une solution de gypse. À terme, la désorption produit généralement du sulfate d'ammonium et de la liqueur ammoniacale.

Comme pour l'évaporation, il n'est actuellement pas possible de garantir que l'eau traitée sera conforme aux limites légales permettant de la rejeter directement.

10.4.2 Utilisation des digestats traités

Les propriétés des **solides** issus du procédé de séparation sont comparables à celles du compost frais. Ils peuvent donc, comme le compost frais, être utilisés comme engrais ou pour améliorer la teneur en matière organique des sols. L'Association allemande pour la qualité du compost (BGK) a mis au point des critères de qualité pour les digestats solides et leur attribue un label de qualité. Le compost frais est cependant principalement utilisé en agriculture car son stockage et son épandage dans les champs peuvent provoquer des nuisances olfactives. Pour pouvoir être transformé en un produit commercialisable, le digestat doit d'abord être stabilisé, par exemple au moyen d'une opération de compostage. Cette opération n'est toutefois pas très rentable puisqu'il faut compter environ 40 €/tonne de solide. Une autre option consiste à sécher les solides, comme cela est décrit ci-dessus. Il en résulte un produit stockable et transportable qui peut être utilisé pour l'application ciblée de phosphore et de potassium (voir tableau 10.10) sur des sols déjà fortement chargés en azote.

Une autre solution consiste à incinérer les solides séchés. La loi allemande sur le contrôle de la pollution (BImSchV) n'autorise cependant pas l'utilisation de digestat comme carburant principal si le substrat utilisé pour le produire contenait du lisier ou des excréments. Cette opération nécessiterait une approbation spéciale, soumise à des conditions draconiennes. Pour les digestats d'origine exclusivement végétale, la réglementation n'est pas très claire.

Dans certaines centrales de valorisation du biogaz, la **phase liquide issue de la séparation de phase** est parfois utilisée comme recirculat. Sa teneur réduite en matière sèche permet également un épandage plus précis dans les champs avec moins d'émissions de NH_3 . Quant à sa teneur réduite en phosphore par rapport aux digestats non traités, elle peut s'avérer intéressante dans les régions d'élevage intensif, puisqu'elle permet d'utiliser des volumes plus importants à proxi-

mité immédiate de la centrale, là où l'épandage dans les champs est habituellement limité par la concentration en phosphore déjà présente dans le sol. Les problèmes régionaux d'excès d'azote ne peuvent généralement être résolus qu'en faisant subir un nouveau traitement à la phase liquide, car la séparation de phase en elle-même ne permet pas de réduire les volumes de transport.

Les **produits du traitement de la phase liquide qui contiennent des éléments nutritifs** sont souvent difficiles à commercialiser. Bien que leur teneur en éléments nutritifs soit plus élevée que celle des digestats (tableau 10.10), ce qui les rend plus économiques à transporter, cette teneur en éléments nutritifs est généralement beaucoup moins importante que celle des engrais minéraux, ce qui peut parfois constituer un obstacle à leur utilisation, car aucune technologie d'épandage adaptée n'est disponible. L'épandage au moyen d'une rampe à pendillards semblable à celle utilisée pour l'épandage du lisier et du digestat nécessite des volumes d'application suffisamment élevés pour permettre une répartition uniforme des éléments nutritifs dans le sol. Les engrais liquides, tels que les solutions de nitrate d'ammonium et d'urée, qui ont une concentration en azote de 28 %, sont fréquemment appliqués avec les pulvérisateurs à pesticide, malgré la capacité souvent limitée de ces derniers. Il est difficile d'atteindre des volumes d'application supérieurs à 1 m³/ha avec cette technologie.

La solution de sulfate d'ammonium issue de l'opération de désorption n'est pas loin de satisfaire aux normes de commercialisation en tant que produit de traitement. Outre sa concentration en azote qui avoisine les 10 %, elle est déjà, en tant que résultat du procédé de lavage de l'air d'échappement et sous-produit de l'industrie chimique, largement commercialisée comme engrais agricole.

En ce qui concerne les **produits du traitement de la phase liquide, à faible teneur en éléments nutritifs ou exempts d'éléments nutritifs**, les calculs de rentabilité ne leur attribuent aucune recette et aucun coût d'utilisation. Pour pouvoir en tirer des revenus, il faudrait trouver des utilisateurs pour l'eau de procédé. Cela serait peut-être possible dans le cas de la technologie membranaire, qui produit un perméat directement rejetable après la phase d'osmose inverse. Tous les produits exempts de nutriments pourraient être utilisés pour l'irrigation, tandis que les produits de qualité suffisante pourraient être rejetés dans les cours d'eau. Lorsque de telles solutions n'existent pas, la seule option consiste à se raccorder à une usine de traitement des eaux usées équipée de capacités biolo-

Tableau 10.10 : Concentrations en éléments nutritifs des fractions, modèles de calcul pour les procédés de traitement

Procédé de traitement	Fraction	Concentration en masse	N _{org}	NH ₄ -N	P ₂ O ₅	K ₂ O
		%	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t
Non traité	Liquide		2,0	3,6	2,1	6,2
Séparation	Solide	12	4,9	2,6	5,5	4,8
	Liquide	88	1,6	3,7	1,6	6,4
Séchoir à bande	Solide	5	13,3	0,7	14,9	12,9
	Liquide	88	1,6	3,7	1,6	6,4
	Air vicié	7	-	-	-	-
Membrane	Solide	19	4,9	4,4	6,8	4,5
	Liquide	37	2,8	7,4	2,1	14,4
	Eaux usées (traitées)	44	Valeurs limites respectées pour le rejet direct dans un cours d'eau			
Évaporation	Solide	19	4,9	4,4	6,8	4,5
	Liquide	31	3,4	8,9	2,5	17,3
	Eau de procédé	50	Ne peut pas être rejetée dans un cours d'eau			
Désorption	Solide	27	6,8	3,5	7,5	21,7
	Liquide (SSA)	3	0,0	80,6	0,0	0,0
	Eau de procédé	70	Ne peut pas être rejetée dans un cours d'eau			

SSA : solution de sulfate d'ammonium

Tableau 10.11 : Évaluation comparative des procédés de traitement du digestat

	Séparation	Séchage	Technologie membranaire	Évaporation	Désorption
Fiabilité opérationnelle	++	+/o	+	o	o
Niveau de diffusion	++	+	+	o	o
Coût	+	+/o	o/-	o	+/o
Potentiel d'utilisation du produit					
Phase solide	o	+/o	o	o	o
Liquide (riche en éléments nutritifs)	o	o	+	+	++
Liquide (pauvre en éléments nutritifs)			+	o	o

++ = très bon, + = bon, o = moyen, - = mauvais

giques et hydrauliques adéquates. Cette dernière option engendre des coûts qui doivent être pris en considération.

10.4.3 Comparaison des procédés de traitement du digestat

Les procédés de traitement du digestat décrits ci-dessus diffèrent largement en termes de diffusion et de fiabilité opérationnelle (tableau 10.11). Les procédés de séparation du digestat sont à la pointe de la technologie et déjà largement utilisés. Par contre, il est important de noter qu'un traitement partiel ne réduit généralement pas le volume d'épandage dans les champs et qu'il accroît le coût d'épandage des digestats.

Les procédés de séchage de la phase solide sont déjà bien établis dans d'autres secteurs d'application et ont été adaptés au séchage des digestats, malgré quelques problèmes techniques qui subsistent encore. Toutefois, le séchage des digestats ne peut s'avérer économiquement intéressant que lorsqu'une fois séché, le digestat peut être utilisé de manière rentable ou qu'il n'existe aucune autre solution d'utilisation pour la chaleur résiduelle de la centrale de valorisation du biogaz.

Les procédés de traitement de la phase liquide ne sont pas encore très au point et demandent à être améliorés. La technologie membranaire est la plus avancée. En effet, plusieurs fournisseurs la proposent et un certain nombre de centrales de référence l'utilisent de manière fiable. Néanmoins, même dans ce

cas, le procédé pourrait être largement amélioré afin de limiter le phénomène d'usure et la consommation d'énergie. Des méthodes d'amélioration de la séparation des solides sont déjà en cours d'élaboration, l'objectif étant de prolonger la durée de vie utile des membranes et de réduire la consommation d'énergie.

Les procédés d'évaporation et de désorption ne sont pas encore aussi avancés en termes d'utilisation commerciale à grande échelle. Dans leur cas, l'évaluation économique et la qualité qu'il est possible d'attendre du produit sont encore incertains et les risques techniques relativement importants.

10.5 Références bibliographiques

- [10-1] H. Döhler, K. Schiessl, M. Schwab (1999) : BMBF – Förderschwerpunkt, Umweltverträgliche Gülleaufbereitung und –verwertung. Document de travail 272 de la KTBL. KTBL Darmstadt.
- [10-2] LTZ (2008) : Inhaltsstoffe in Gärprodukten und Möglichkeiten zu ihrer geordneten pflanzenbaulichen Verwertung. Rapport de projet, Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg (LTZ).
- [10-3] KTBL (2005) : Schwermetalle und Tierarzneimittel in Wirtschaftsdüngern. KTBL-Schrift 435, 79 S.
- [10-4] Klingler, B. (1996) : Hygienisierung von Gülle in Biogasanlagen. Dans : Biogas-Praxis Grundlagen-Planung-Anlagenbau-Beispiele. Ökobuch Staufen bei Freiburg : 141
- [10-5] Philipp, W. ; Gresser, R. ; Michels, E. ; Strauch, D. (1990) : Vorkommen von Salmonellen in Gülle, Jauche und Stallmist landwirtschaftlicher Betriebe in einem Wasserschutzgebiet.
- [10-6] Steinmüller, S., Müller, P., Pietsch, M. (2007) : Phytohygienische Anforderungen an Klärschlämme – Regulationsnotwendigkeiten und -möglichkeiten. Dans : Perspektiven der Klärschlammverwertung, Ziele und Inhalte einer Novelle der Klärschlammverordnung. KTBL-Schrift 453, KTBL, Darmstadt
- [10-7] Döhler et al. (2002) : Anpassung der deutschen Methodik zur rechnerischen Emissionsermittlung an internationale Richtlinien sowie Erfassung und Prognose der Ammoniakemissionen der deutschen Landwirtschaft und Szenarien zu deren Minderung bis zum Jahre 2010, Berlin
- [10-8] FNR (2009) : Ergebnisse des Biogasmessprogramm II, Gülzow
- [10-9] Clemens, J., Wolter, M., Wulf, S., Ahlgrimm, H.-J. (2002) : Methan- und Lachgas-Emissionen bei der Lagerung und Ausbringung von Wirtschaftsdüngern, dans : KTBL-Schrift 406, Emissionen der Tierhaltung, pp. 203-214
- [10-10] Roth, U., Niebaum, A., Jäger, P. (2006) : Gasdichte Abdeckung von Gärrestlagerbehältern – Prozessoptimierung und wirtschaftliche Einordnung. Dans : KTBL-Schrift 449 (2006) : Emissionen der Tierhaltung. Messung, Beurteilung und Minderung von Gasen, Stäuben und Keimen. KTBL, Darmstadt, 328 S.
- [10-11] Niebaum, A., Roth, U., Döhler, H. (2008) : Bestandsaufnahme bei der Abdeckung von Gärrestlagerbehältern. Dans : Emissionsvermeidung beim Betrieb von Biogasanlagen : KRdL-Expertenforum, 4 novembre 2008, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bonn. Düsseldorf: Kommission Reinhaltung der Luft im VDI und DIN, 6 S.
- [10-12] Döhler, H. (1996) : Landbauliche Verwertung stickstoffreicher Abfallstoffe, Komposte und Wirtschaftsdünger. In Wasser und Boden, 48 Jahrgang, 11/1996
- [10-13] ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.), Energiereferat der Stadt Frankfurt (2005) : BHKW-Kenndaten 2005 – Module, Anbieter, Kosten. Brochure, Kaiserslautern
- [10-14] Döhler, H ; Menzi, H ; Schwab, M (2001) : Emissionen bei der Ausbringung von Fest- und Flüssigmist und Minderungsmaßnahmen. KTBL / UBA – Symposium, Kloster Banz.
- [10-15] Gutser, R. (2008) : 'Optimaler Einsatz moderner Stickstoffdünger zur Sicherung von Ertrag und Umweltqualität', présentation le 2 février 2006 à la Conférence sur la fertilisation de Böseleben (TU München)
- [10-16] KTBL (2009) : Strompreise aus Biomasse – Vergütungsrechner für Strom aus Biogas. <http://www.ktbl.de/index.php?id=360>
- [10-17] Körschens, Martin et al. (2004) : Methode zur Beurteilung und Bemessung der Humusversorgung von Ackerland. VDLUFA Standpunkt, Bonn
- [10-18] EEG (2008) : Loi sur la priorité à donner aux sources d'énergie renouvelable (loi sur les sources d'énergie renouvelable – EEG). 25 octobre 2008, Journal officiel I : 2074
- [10-19] DüngemittelV (2008) : décret relatif à la commercialisation d'engrais, de produits d'amélioration des sols, de substrats de cultures et de produits fertilisants (décret sur les engrais, DüMV). 16 décembre 2008, Journal officiel I : 2524
- [10-20] DüV (2007) : décret relatif à la commercialisation d'engrais, de produits d'amélioration des sols, de substrats de cultures et de produits fertilisants en vertu des principes des bonnes pratiques de fertilisation professionnelle. Version amendée du décret sur l'application des engrais (27 février 2007) ; Journal Officiel I, 221
- [10-21] 1774/2002 (2002): Règlement (CE) n° 1774/2002 du Parlement européen et du Conseil du 3 octobre 2002 établissant des règles sanitaires applicables aux sous-produits animaux non destinés à la consommation humaine (JO L 273 du 10 octobre 2002)
- [10-22] TierNebV (2006) : décret d'application de la loi sur l'élimination des sous-produits animaux (décret sur l'élimination des sous-produits animaux – TierNebV) du 27 juillet 2006. Journal officiel I : 1735
- [10-23] BioAbfV (1998) : décret sur la valorisation des biodéchets sur des sols agricoles, sylvicoles et horticoles

- (décret sur les biodéchets : Bioabfallverordnung – BioAbfV) du 21 septembre 1998 Journal officiel I : 2955
- [10-24] E-BioAbfV (2008) : Projet : décret d’amendement du décret sur les biodéchets et du décret sur l’élimination des sous-produits animaux (à compter du 19 novembre 2007). Article 1 : amendement du décret sur les biodéchets. BMU, WA II 4 – 30117/3
- [10-25] Ebertseder, T., (2007) : Düngewirkung von Kompost und von flüssigen Gärrückständen im Vergleich. Humus und Kompost 172008, pp. 64-67,
- [10-26] Faustzahlen Biogas (2009), 2e édition révisée, KTBL (ed.), Darmstadt

11

Réalisation du projet

La réalisation d'un projet de centrale de valorisation du biogaz comprend toutes les étapes de travail, depuis la formulation du concept jusqu'à la mise en service de la centrale, en passant par l'étude de faisabilité et l'étude technique. Les porteurs du projet (par exemple, les agriculteurs) ont la possibilité de réaliser eux-mêmes certaines phases du projet, en fonction de leur engagement personnel, de la main-d'œuvre et des ressources financières dont ils disposent. Les différentes phases du processus (formulation du concept, étude de faisabilité, planification des investissements, demande de permis, construction de la centrale et mise en service) sont présentées à la figure 11.1.



Figure 11.1 : Étapes de la réalisation d'un projet de production et d'utilisation de biogaz

Pour offrir un aperçu complet des différentes étapes de la réalisation d'un projet et pour décrire en détail les tâches qui s'y rapportent, les sections suivantes sont présentées, pour la majeure partie, sous forme de listes de contrôle.

11.1 Formulation du concept et avant-projet

Une fois que l'idée de projet de production de biogaz a bien mûri dans son esprit, il est conseillé au porteur du projet d'élaborer un avant-projet qui lui servira de guide pour la suite des opérations et de base de départ pour l'évaluation du projet. En effet, l'avant-projet permet non seulement d'évaluer la faisabilité technique du projet sur le site considéré, mais aussi son financement et les subventions gouvernementales dont il pourra bénéficier. L'avant-projet est également très utile pour établir un premier contact avec les sociétés d'ingénierie potentielles. Il est conseillé au porteur du projet de rendre visite à des opérateurs de centrales de valorisation du biogaz en activité afin d'obtenir des informations préliminaires sur la procédure de planification et sur l'exploitation d'une centrale, particulièrement si les substrats prévus sont identiques.

Lorsque vous envisagez de vous lancer dans un projet de production de biogaz, il est important de bien considérer le projet dans sa globalité, c'est-à-dire en tenant compte à la fois de la disponibilité des substrats, de la centrale en elle-même et de la distribution d'énergie à des utilisateurs extérieurs. Les trois principaux aspects présentés à la figure 11.2 doivent être étudiés dès le départ avec la même exigence de détail, l'objectif étant de réaliser une évaluation initiale parfaitement documentée.

Pour éviter de rajouter des problèmes dans les phases ultérieures de planification, l'avant-projet doit être rédigé conformément aux étapes ci-dessous et évalué en utilisant les méthodes de calcul présentées dans ce guide :

1. Calcul et étude du volume de substrat disponible ; étude de la chaîne d'approvisionnement en biomasse

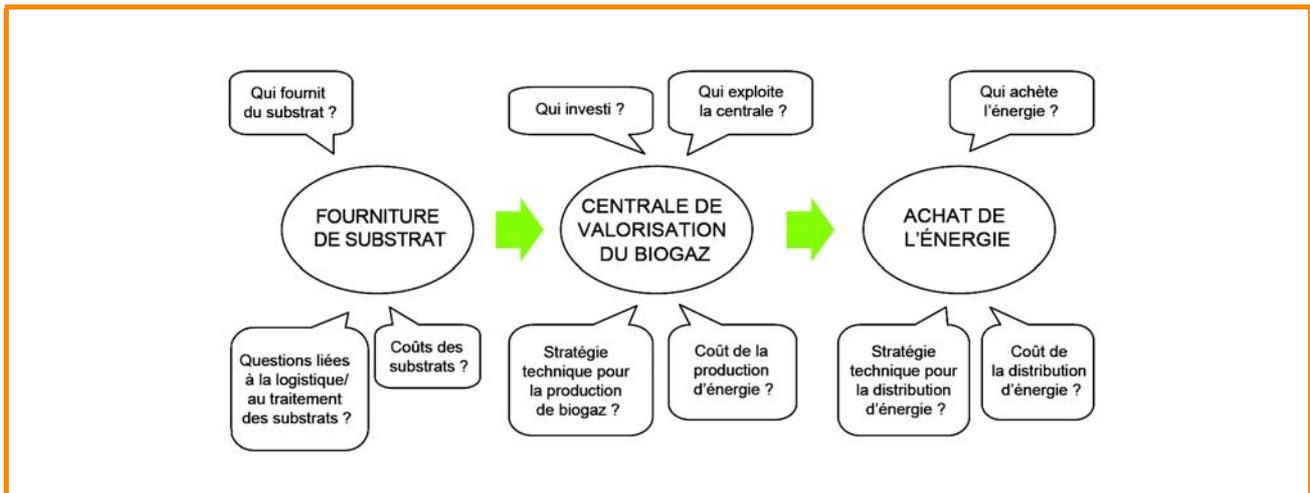


Figure 11.2 : Approche générale d'un projet de centrale de valorisation du biogaz

Étape 1 : Préparation de l'avant-projet

Vérification de la disponibilité à long terme des substrats	<p>Quels substrats autoproduits seront disponibles sur le long terme ?</p> <p>Est-ce que je prévois de modifier mon exploitation agricole à moyen ou à long terme ?</p> <p>En quoi cela affectera-t-il ma centrale de valorisation du biogaz ? (en termes de substrats, procédé, énergie)</p> <p>Est-ce que je peux compter sur un approvisionnement en substrats extérieurs sur le long terme ?</p> <p>L'utilisation de ces substrats est-elle intéressante au vu de la législation en vigueur ? (question de proportionnalité)</p>
Visite de quelques centrales de valorisation du biogaz en activité	<p>Le fait de visiter des centrales en activité permet de se former et de s'informer.</p> <p>Quelles options structurelles sont disponibles sur le marché ?</p> <p>Quels sont les problèmes de structure et de procédé ?</p> <p>Comment ces problèmes ont-ils été résolus ?</p> <p>Quelles expériences les opérateurs des centrales en activité ont-ils vécu avec différentes compositions et combinaisons de substrats ?</p>
Calcul du temps dont vous disposez	<p>Calculez le temps que prendront les travaux quotidiens d'inspection/maintenance de routine (voir la section 9.1.3).</p> <p>Ce résultat est-il compatible avec la situation de mon exploitation agricole ?</p> <p>Quel modèle de temps de travail est envisageable pour ma famille ? (par exemple, qui prendra ma suite sur l'exploitation)</p> <p>Aurais-je besoin de salariés extérieurs ?</p>
Étude sur l'utilisation de la chaleur produite par la centrale	<p>Existe-t-il des utilisateurs de chaleur potentiels à proximité de mon exploitation ?</p> <p>Quelle quantité de chaleur devrai-je fournir chaque mois ?</p>
Montant dont vous disposez	<p>Vérifiez votre situation financière</p> <p>Quelles sont les prévisions d'évolution de votre situation financière pour l'avenir ?</p> <p>Votre situation financière va-t-elle subir un changement majeur dans un avenir proche ?</p>
Objectifs de l'étape 1 :	<ul style="list-style-type: none"> - Faire une première évaluation des organisations envisageables pour l'exploitation agricole - Recueillir l'expérience de centrales de valorisation du biogaz en activité - Acquérir des connaissances sur les centrales/composants disponibles sur le marché

2. Grandes lignes de la conception technique de la centrale
3. Calcul de la superficie de terres disponible
4. Estimation des coûts, du droit à bénéficier de subventions gouvernementales et de la rentabilité économique
5. Étude de la stratégie d'utilisation de l'énergie à l'extérieur

6. Respect des conditions requises pour obtenir le permis officiel obligatoire et les approbations locales.
- L'évaluation initiale du projet ne consiste pas à prendre des décisions définitives sur les éléments ci-dessus (ces décisions seront prises dans la phase suivante). L'objectif est de s'assurer qu'il existe au moins une et, si possible, plusieurs options viables pour la réalisation du projet.

Étape 2 : Réalisation de l'étude de faisabilité

Choix d'une société d'ingénierie expérimentée et réputée ou du bureau d'études d'un fabricant de centrales expérimenté et réputé	Ces personnes sont extrêmement importantes pour la suite de la planification et du développement du projet ; elles participeront à toutes les étapes ultérieures du projet. Elles ont des contacts auprès des autorités chargées de délivrer les autorisations et auprès des autorités régionales.
Prise de contact avec un conseiller agricole	L'expert agricole est particulièrement expérimenté dans le domaine de la construction et du fonctionnement des centrales de valorisation du biogaz et sera une bonne source de conseils dans d'autres domaines, par exemple, le choix du site, la conception de la centrale, sa construction et sa mise en service.
Choix du type de centrale et de la procédure de construction ainsi que de la taille de la centrale	<p>Définir les caractéristiques du site, par exemple en commandant une étude du sol.</p> <p>Choisir le site (sur la base du plan général de l'exploitation agricole, des bâtiments existants et des zones de stockage).</p> <p>Localiser l'emplacement du point d'injection d'électricité ou de gaz le plus proche.</p> <p>Décider de la meilleure configuration/conception de la centrale et de la technologie à utiliser sur la base de l'avenir envisagé pour l'exploitation agricole et des mesures de restructuration opérationnelle qui résulteront de l'installation de la centrale de production de biogaz. Choisir la taille des composants de la centrale sur la base d'une analyse des potentiels.</p> <p>Questions de procédure : comment est-ce que je veux que le projet soit mis en œuvre ?</p> <p>Est-ce que je veux une centrale clés en main ?</p> <p>Est-ce que je veux décomposer la procédure de construction de la centrale en plusieurs contrats distincts ?</p> <p>Quelle quantité de travail est-ce que je prévois de faire moi-même ?</p> <p>Est-ce que je peux partager le projet avec d'autres exploitations agricoles ?</p> <p>Pour quels travaux est-ce que je prévois de lancer un appel d'offres ? (travaux de terrassement, électricité, etc.)</p> <p>Laissez la porte ouverte à différentes options.</p>
Objectifs de l'étape 2 :	<ul style="list-style-type: none"> - Engager les services d'une société d'ingénierie expérimentée ou d'un conseiller pour la préparation de l'étude de faisabilité - Choisir la taille de la centrale et le type de centrale/procédure et trouver des points d'injection possibles pour l'électricité, la chaleur ou le biogaz traité

11.2 Étude de faisabilité

Une fois que le porteur du projet a pris la décision d'avancer dans son potentiel de production de biogaz, il doit préparer une étude de faisabilité. Largement basée sur l'avant-projet, cette phase a pour principal objectif de définir toutes les données et tous les paramètres techniques, économiques et autres et de les évaluer soigneusement. Contrairement à l'avant-projet qui offre une première évaluation qualitative du projet, l'étude de faisabilité se penche sur l'aspect quantitatif et définit les options possibles en vue de sa réalisation concrète.

Les principaux critères à prendre en compte lors de l'étude de faisabilité d'un projet de centrale de valorisation du biogaz sont présentés à la figure 11.3 et décrits plus en détail dans les sections suivantes.

L'étude de faisabilité servira de base aux futures décisions qui seront prises au sujet de la centrale et répond aux objectifs suivants :

- évaluation de la faisabilité technique et économique du projet sur la base d'un examen approfondi de

tous les paramètres et de toutes les exigences du site ;

- évaluation des risques techniques et économiques ;
- identification des critères d'exclusion ;
- étude des structures organisationnelles et opérationnelles potentielles ;
- création d'une base de départ en vue de la préparation d'une demande de subventions gouvernementales ;
- création d'une base de départ en vue de l'évaluation de la viabilité financière.

11.2.1 Approvisionnement en substrats

La réalisation et le fonctionnement d'une centrale de valorisation du biogaz dépendent largement de la présence de substrats en quantité suffisante tout au long de l'année. Il est donc crucial de savoir si la quantité de substrats nécessaire peut être obtenue à un coût acceptable. Les exploitations agricoles qui pratiquent l'élevage sont avantagées dans la mesure où elles ont accès à un substrat peu onéreux (lisier) qui peut être

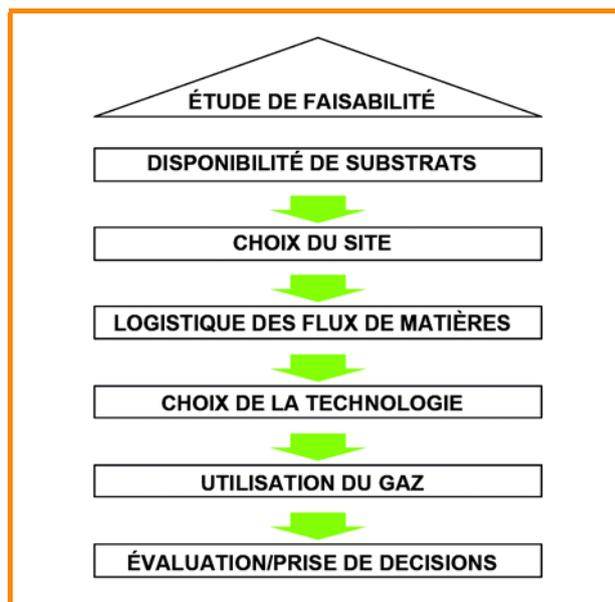


Figure 11.3 : Critères de l'étude de faisabilité d'une centrale de valorisation du biogaz

mis à disposition de la centrale de valorisation du biogaz et qui ne nécessite pas de logistique complexe. Sans oublier que le procédé de digestion améliore le potentiel de fertilisation du lisier (voir section 4.1). Pour une exploitation céréalrière, l'approvisionnement en substrat dépend exclusivement des terres agricoles disponibles et des coûts d'approvisionnement associés [11-1]. Les types et les quantités de substrats disponibles permettent ensuite de déterminer la technologie qui sera utilisée dans la centrale. Une liste de contrôle relative à cette étape est fournie ci-dessous.

11.2.2 Choix du site

Le choix du site de construction de la centrale de valorisation du biogaz oblige à tenir compte non seulement des conditions locales (sous-sol adapté, utilisation préalable du site, services publics) qui auront un impact sur les coûts de construction, mais aussi du plan local d'urbanisme et des questions sociales. Les critères de sélection du site de construction d'une centrale de valorisation du biogaz sont présentés sous forme schématique à la figure 11.4.

11.2.2.1 Aspects spécifiques au site

La première chose à faire est de déterminer si le site envisagé est de taille suffisante, si le sous-sol est adapté à la construction d'une centrale et, si possible, exempt de toute contamination, si les zones de stockage et les bâtiments existants sont en bon état et s'il

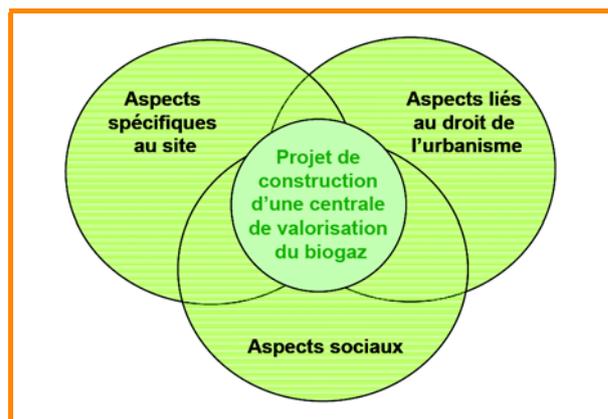


Figure 11.4 : Critères de sélection du site

Étape 3 : Approvisionnement en substrats

Distinction entre les substrats disponibles	Quels substrats issus de la biomasse sont disponibles : - résidus agricoles (lisier de bovins, déjections de volaille, etc.) - déchets de l'industrie agroalimentaire (purée de pommes, marc de fruit, etc.) - déchets commerciaux et industriels (déchets de bacs à graisse, etc.) - déchets domestiques (biodéchets, etc.) - ressources renouvelables, cultures énergétiques (ensilage de maïs, ensilage d'herbe, etc.) À quelles périodes de l'année les substrats sont-ils disponibles ? Quelle sera la qualité des substrats fournis ?
Fournisseurs de biomasse	Qui sont les fournisseurs de biomasse potentiels ?
Coûts d'approvisionnement	Quels seront les coûts d'approvisionnement des substrats ?
Zones de stockage	Quelle quantité de stockage faut-il prévoir sur le site de la centrale ?
Prétraitement	Quelle quantité de prétraitement (brassage, broyage) les substrats envisagés nécessiteront-ils ?
Objectifs de l'étape 3	- Choisir les substrats en vue d'obtenir un procédé de digestion fonctionnel - Définir des mesures pour le prétraitement et la transformation des substrats - Choisir des fournisseurs de biomasse potentiels

existe des points de raccordement au réseau et des utilisateurs de chaleur potentiels (voir 9.1.1). L'objectif d'une telle évaluation est de minimiser les coûts de construction. Étant donné la faible puissance des centrales de valorisation du biogaz agricoles, l'approvisionnement en substrat et l'élimination du digestat peuvent être réalisés par la route. De nombreux subs-

trats valent à peine les coûts de transport qui leur sont associés en raison de leur faible densité énergétique. Les recherches entreprises pour trouver des substrats doivent donc se limiter au voisinage immédiat de la centrale. Il est préférable de choisir un site ayant accès à des routes de capacité suffisante pour les camions (routes de campagne) [11-3].

11.2.2.2 Aspects liés au droit de l'urbanisme

Le droit de l'urbanisme fait la distinction entre la partie intérieure et la partie périphérique d'une zone urbanisée. La partie intérieure comprend tous les terrains situés à l'intérieur de la zone urbanisée, tandis que la partie extérieure fait référence aux terres situées à l'extérieur de la zone urbanisée. Cette différenciation apparaît clairement dans le plan local d'urbanisme. Pour éviter la fragmentation des zones rurales, certaines limitations sont imposées sur les constructions situées dans la partie extérieure. En vertu de la section 35, paragraphe 1, du droit de l'urbanisme (BauGB), la construction d'une centrale de valorisation du biogaz dans la partie extérieure est autorisée sous certaines conditions, auquel cas la centrale est considérée comme « privilégiée ». Il faut également tenir compte de la législation sur la lutte contre la pollution ainsi que des éventuelles réglementations environnementales (telles que les mesures compensatoires).

11.2.2.3 Aspects sociaux

L'expérience montre que les projets de production de biogaz, particulièrement dans les zones rurales, peuvent faire débat chez les habitants et/ou les institutions locales. Ces éventuels problèmes peuvent avoir un impact négatif sur l'attribution du permis de construire de la centrale. La population concernée peut, en effet, s'opposer au projet par crainte de nuisances (mauvaises odeurs, bruit, augmentation du trafic, impact visuel, etc.). Il est donc crucial de sensibiliser les acteurs locaux dès le départ, par exemple, en lançant une campagne d'information, en impliquant les habitants concernés et en mettant en œuvre une campagne de relations publiques ciblée afin de favoriser l'acceptation du site choisi pour la centrale.

11.2.3 Logistique des flux de matières

En raison de la dispersion des fournisseurs de biomasse et de la répartition parfois groupée, parfois dispersée des utilisateurs de l'énergie produite, la logistique liée au transport de la biomasse joue un rôle clé dans la chaîne d'approvisionnement. Elle comprend toutes les activités de l'exploitation agricole et autres liées à l'approvisionnement de la centrale en substrats. L'objectif est d'optimiser le flux de matières et le flux d'information entre le fournisseur et l'utilisateur.

Le choix des chaînes logistiques utilisées pour transporter les flux de matières et, donc, la mise en place d'un ou plusieurs contrats d'approvisionnement de biomasse (si possible, à long terme) sont des éléments cruciaux pour la centrale, qui a besoin d'un afflux constant de substrat tout au long de l'année. L'opérateur de la centrale doit s'efforcer de signer des contrats fermes avec plusieurs fournisseurs de biomasse, de préférence avant la construction de la centrale. Il est ainsi possible d'adapter la conception de la centrale et des zones/réservoirs de stockage aux types de substrats et aux intervalles de livraison prévus dès l'étape de planification, l'objectif étant d'équilibrer les éventuelles fluctuations de livraison de substrats sur le site. Il est important, avant de rédiger le contrat, de se mettre d'accord sur les conditions de facturation des substrats. La facturation est généralement basée sur la quantité ou le volume de biomasse livrée (tonnes, m³, etc.). Il faut, dans ce cas, avoir recours à des normes et à des inspections afin de limiter le risque de recevoir des substrats de mauvaise qualité.

Le traitement (broyage et brassage) et le chargement des substrats dans le digesteur se font au moyen d'équipements de dosage appropriés (vis sans fin), voir la section 3.2.1. À l'intérieur de la centrale, les substrats sont déplacés par des pompes électriques. Le choix des pompes et des équipements de transport dépend des substrats utilisés et du niveau de traitement souhaité.

Une liste de contrôle relative à l'analyse de la logistique des flux de matières est présentée ci-dessous (étape 5).

Étape 4 : Choix du site

Inspection du site	À quoi ressemble le site ? Le sous-sol est-il adapté à la construction d'une centrale ? Le site est-il situé dans une zone industrielle (ou à la périphérie) ou sur une exploitation agricole de la partie extérieure (« privilégiée ») ? Quel est le prix du terrain ?
Vérification des infrastructures	La route d'accès peut-elle être empruntée par des camions ? Quels services publics (électricité, eau, tout-à-l'égout, télécoms, gaz naturel) sont disponibles sur le site ?
Vérification des possibilités d'injection d'électricité	À quelle distance se situe le point d'injection le plus proche ?
Vérification des possibilités d'utilisation de la chaleur	Existe-t-il des utilisateurs de chaleur potentiels à proximité du site ? La chaleur résiduelle du procédé de cogénération peut-elle être utilisée sur ma propre exploitation agricole ? Les travaux/coûts de conversion associés sont-ils proportionnés au bénéfice qu'il sera possible d'en tirer ? Quelle quantité de chaleur devrai-je fournir chaque mois ? Serait-il possible d'installer une unité de cogénération satellite (unité de cogénération séparée physiquement de la centrale de valorisation du biogaz et raccordée au réservoir de gaz par une canalisation relativement longue) ?
Vérification des possibilités d'injection de gaz	Existe-t-il, à proximité du site, un réseau de gaz naturel dans lequel il serait possible d'injecter le biogaz épuré ? (voir la section 6.3)
Sensibilisation des acteurs locaux	Quels sont les habitants et les entreprises qui seront affectés par la centrale ? Quels habitants et entreprises doivent être informés du projet dès le départ et, le cas échéant, impliqués dans le projet ? Qui sont les utilisateurs de chaleur potentiels ? Quelles institutions publiques doivent faire l'objet, dès le départ, d'une campagne de relations publiques transparente (maires, autorités chargés de l'attribution des permis, etc.) ? Quelles questions de protection de l'environnement doivent être résolues ?
Objectifs de l'étape 4	- Choisir le site - Choisir sous quelle forme le biogaz sera utilisé (unité de cogénération sur le site, création d'une unité de cogénération satellite ou transformation du biogaz en vue de son injection dans le réseau de gaz naturel) - Favoriser l'acceptation au niveau local par une campagne de relations publiques transparente

Étape 5 : Logistique des flux de matières

Définition et actualisation des volumes des flux de matières	Quels volumes de substrats dois-je inclure dans mes prévisions ? Dans quel rayon se trouvent les fournisseurs de substrats potentiels ? À quelle saison les substrats sont-ils produits ? Quelles sont les propriétés des substrats envisagés ?
Organisation de la chaîne d'approvisionnement en substrats	Quel type de livraison des substrats sera le plus efficace pour la centrale prévue ? Quels sont les stockages à long terme et à court terme disponibles sur le site prévu ? De quelles formes de traitement et de dosage aurais-je besoin ? Quel est le degré d'incertitude sur les prix d'achat des substrats ?
Choix des fournisseurs de biomasse et des utilisateurs de digestat	Sur quelles conditions de livraison et normes de qualité des substrats dois-je me mettre d'accord avec les fournisseurs de biomasse ? (par exemple, facturation de la quantité/volume de biomasse livrée) Existe-t-il des utilisateurs pour le digestat ?
Transport du substrat à l'intérieur de la centrale	De quel équipement de manutention/transport ai-je besoin dans la centrale ? De quel équipement de déplacement/pompage ai-je besoin à l'intérieur de la centrale ?
Décision sur la manière dont le digestat sera stocké	En quelles quantités le digestat sera-t-il produit ? Quelle méthode de stockage du digestat est structurellement possible ? Quelle méthode de transport du digestat et quels intervalles d'épandage dans les champs puis-je utiliser ?
Objectifs de l'étape 5	- Sélectionner les technologies de transport et de manutention - Définir les zones disponibles pour le stockage du substrat et du digestat sur le site de la centrale de valorisation du biogaz - Choisir les fournisseurs de biomasse et les utilisateurs du digestat - Rédiger des contrats d'approvisionnement, si possible, à long terme

11.2.4 Choix de la technologie

Les études techniques les plus récentes sur les applications en conditions réelles montrent que le choix de la technologie d'une centrale de valorisation du biogaz dépend surtout des substrats disponibles (voir la section 3), de l'infrastructure existante, des parties concernées et du financement disponible. Une liste de contrôle relative au choix de la technologie est présentée ci-dessous (étape 6).

Étape 6 : Choix de la technologie	
Choix du procédé de digestion	La centrale utilisera-t-elle la fermentation humide ou sèche ou une combinaison des deux ? Quelles étapes de procédé la centrale utilisera-t-elle ? À quelle température ?
Sélection des composants de la centrale	Quels composants la centrale utilisera-t-elle ? <ul style="list-style-type: none"> - Équipement de réception, de traitement et de chargement - Digesteur avec composants internes et système d'agitation - Type de réservoir de gaz - Méthode de stockage du digestat - Utilisation du biogaz
Parties impliquées	Quelles exploitations agricoles et entreprises participeront au projet en tant que partenaires de réseau ? Quelle expérience les parties impliquées possèdent-elles ? Quelles entreprises sont disponibles à proximité immédiate pour l'installation et la maintenance des composants ? Au sein de mon personnel et chez mes partenaires, combien de personnes possèdent de l'expérience en matière de traitement/chargement des substrats ou d'équipement de transport/ensilage ?
Objectifs de l'étape 6	- Choisir des composants récents et automatisés, fabriqués avec des matériaux d'excellente qualité et faciles à entretenir.

11.2.5 Utilisation du gaz

En fonction des spécifications du site et de l'utilisation finale envisagée, une décision doit être prise quant à la méthode de récupération de l'énergie du biogaz (voir section 6). Une liste de contrôle relative à la récupération de l'énergie du biogaz produit par la centrale est présentée ci-dessous (étape 7).

Étape 7 : Récupération de l'énergie du biogaz	
Type d'utilisation du biogaz	De quelle manière le biogaz produit peut-il être utilisé efficacement sur le site ? <ul style="list-style-type: none"> - Production combinée de chaleur et d'électricité (unité de cogénération, micro-turbine à gaz, etc.) - Production à froid par le procédé de trigénération - Épuration du biogaz (déshumidification et désulfuration) pour atteindre une qualité similaire à celle du gaz naturel en vue d'une injection dans le réseau public de gaz naturel ou dans des micro-réseaux de gaz - Transformation en carburant pour véhicules motorisés - Récupération de la chaleur du biogaz
Objectifs de l'étape 7 :	- Choisir la méthode de récupération de l'énergie du biogaz

11.2.6 Évaluation et prise de décision

Dans le cadre d'un projet de production de biogaz, les décisions sont prises sur la base des critères de rentabilité et de la méthode de financement (voir section 8.2). Une liste de contrôle correspondante est présentée ci-dessous :

Évaluation et prise de décision.

Étape 8 : Évaluation et prise de décision

Préparation d'un budget détaillé	<p>Un budget détaillé peut être préparé sur la base de la procédure sélectionnée. Le budget doit permettre de réaliser un contrôle budgétaire à tout moment. Les postes de dépenses doivent être répartis comme suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> - composants - substrats (livraison franco digesteur) - amortissement - maintenance et réparation - intérêts - assurance - main-d'œuvre - coûts financier/permis - planification/ingénierie - services publics, raccordement au réseau - transport (le cas échéant) - frais généraux (téléphone, salles, services publics, etc.) <p>Les coûts des différents composants doivent être répartis entre les différentes sections ; vous devez chiffrer avec précision tous les travaux que vous avez l'intention d'effectuer vous-même et/ou tous les travaux que vous avez l'intention de sous-traiter.</p>
Possibilité de subventions gouvernementales	<p>Outre le programme d'incitation et les prêts à taux d'intérêt réduit de la KfW (Banque de développement allemande) au niveau fédéral, il existe différents programmes de subventions dans chacun des Länder allemands.</p> <p>À quels organismes chargés de l'attribution des subventions dois-je écrire ? À quelles conditions dois-je satisfaire pour pouvoir demander/réclamer une subvention gouvernementale ? Quels délais dois-je respecter ? Quels documents dois-je présenter ?</p>
Financement	<p>Les besoins en financement externe doivent être calculés. Vous devez profiter des conseils financiers offerts par les banques ; les stratégies de financement doivent faire l'objet d'une analyse approfondie au regard de la situation actuelle de l'exploitation agricole. Vous devez comparer les différentes propositions financières qui vous sont faites.</p>
Objectifs de l'étape 8 :	<ul style="list-style-type: none"> - Préparer une analyse de rentabilité en tenant compte d'autres avantages (odeur, fluidité des boues, etc.) <p>Conséquence : contactez certaines exploitations (voisines) pour :</p> <ul style="list-style-type: none"> - trouver des substrats supplémentaires - créer une communauté d'opérateurs <p>→ Nouvelle analyse de rentabilité destinée à servir de base aux décisions</p>



11.3 Références bibliographiques

- [11-1] Görisch, U. ; Helm, M. : Biogasanlagen; Ulmer Verlag, 2006
- [11-2] FNR (eds.) : Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, 2009
- [11-3] Müller-Langer, F. : Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem, FNR, 2009
- [11-4] BMU : Nutzung von Biomasse in Kommunen – Ein Leitfaden, 2003
- [11-5] AGFW Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. bei der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (eds.) : Wärmemessung und Wärmeabrechnung. VWEW-Verlag, Frankfurt a. Main 1991
- [11-6] Technische Information 4, Sicherheitsregeln für Biogasanlagen ; Bundesverband der landw. Berufsgenossenschaften e.V. ; Kassel 2008
- BImSchG : loi sur la prévention contre les nuisances environnementales provoquées par la pollution de l'air, le bruit, les vibrations et autres phénomènes similaires (loi sur la lutte contre la pollution : Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG)
- BioabfallV : décret sur la valorisation des biodéchets sur des sols agricoles, sylvicoles et horticoles (décret sur les biodéchets : Bioabfallverordnung - BioAbfV)
- BiomasseV : décret sur la production d'électricité à partir de la biomasse (décret sur la biomasse : Biomasseverordnung – BiomasseV)
- DIN EN ISO 10628 : Schémas de procédé pour les unités de fabrication/de production – règles générales (ISO 10628:1997) ; version allemande EN ISO 10628:2000
- Düngegesetz (DünG) : loi sur les engrais
- Düngemittelverordnung : décret relatif à la commercialisation d'engrais, de produits d'amélioration des sols, de substrats de cultures et de produits fertilisants (décret sur les engrais : Düngemittelverordnung – DüMV).
- Düngeverordnung : décret relatif à la commercialisation d'engrais, de produits d'amélioration des sols, de substrats de cultures et de produits fertilisants en vertu des principes des bonnes pratiques de fertilisation professionnelle (décret sur la fertilisation : Düngerverordnung – DüV)
- Directive (CE) 1774 : directive concernant l'application du nouveau Règlement (CE) n° 1774/2002 sur les sous-produits animaux
- Landesabfallgesetz : réglementations régionales des Länder allemands sur la collecte et le recyclage des déchets organiques (loi régionale sur l'élimination des déchets)
- Landeswassergesetz : réglementations régionales des Länder allemands sur la loi sur les ressources en eau (loi régionale sur l'eau : Landeswassergesetz – LWG)
- TA Lärm : Instructions techniques sur la réduction du bruit (sixième règlement administrative générale sur la loi de lutte contre la pollution)
- TA Luft : Instructions techniques sur le contrôle de la qualité de l'air – TA Luft (premier règlement administrative générale sur la loi de lutte contre la pollution)
- UVPG : loi sur l'évaluation de l'impact environnemental
- VOB : procédure allemande sur les contrats de construction (Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen)
- Règlement CE n° 1774/2002 : Règlement du Parlement européen et du Conseil du 3 octobre 2002 établissant des règles sanitaires applicables aux sous-produits animaux non destinés à la consommation humaine
- Wasserhaushaltsgesetz : loi sur la gestion de l'eau (Wasserhaushaltsgesetz – WHG)

Place du biogaz parmi les sources d'énergie renouvelable en Allemagne

12

Depuis plus de 30 ans maintenant, le débat sur les politiques énergétique et environnementale en Allemagne est motivé par les impacts de la production d'énergie sur l'environnement. Des efforts substantiels ont déjà été menés en Allemagne pour favoriser l'émergence et l'utilisation de formes d'énergie renouvelable. Ils ont permis de réduire de manière significative les émissions de gaz préjudiciables pour le climat. La valorisation du biogaz, notamment pour la production d'électricité, a largement contribué à ce processus.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi sur les sources d'énergie renouvelable (EEG) en 2000, le taux de production et d'utilisation du biogaz a fortement augmenté, particulièrement dans le secteur agricole. Autrefois, cette tendance était favorisée par le Programme d'incitation (MAP) du gouvernement allemand et par différents programmes d'investissement mis en place dans les Länder. L'amendement de la loi EEG en 2004 a largement contribué à accélérer la construction de centrales de valorisation du biogaz. Il a rendu l'utilisation des cultures énergétiques pour la production de biogaz économiquement attractive, ce qui a notamment conduit au développement d'un potentiel de valorisation du biogaz considérable. Il reste néanmoins encore de nombreux flux de matières organiques à exploiter pour produire du biogaz. Toutes ces conditions augurent donc d'un avenir florissant pour le secteur de la valorisation du biogaz.

12.1 La production de biogaz comme solution de valorisation énergétique de la biomasse

Le terme « biomasse » désigne de la matière d'origine organique qui peut être utilisée pour produire de l'énergie. La biomasse inclut donc la phytomasse et la

zoomasse (végétaux et animaux) qui vivent dans la nature, ainsi que les déchets qui en découlent (excréments, etc.). D'autres déchets organiques tels que la paille et les déchets d'abattoirs sont aussi considérés comme de la biomasse.

La biomasse est généralement divisée en quatre catégories : cultures énergétiques, résidus de récolte, sous-produits organiques et déchets. De plus amples informations sont fournies au chapitre 4 « Description des substrats choisis ». Ces flux de matière doivent d'abord être rendus disponibles pour la valorisation énergétique. Dans la majorité des cas, cette étape implique une opération de transport. Souvent, la biomasse doit également subir une transformation mécanique avant de pouvoir être valorisée, puis elle doit être stockée, car les périodes de production de biomasse ne correspondent pas toujours aux périodes de demande d'énergie (Figure 12.1).

Il est ensuite possible de récupérer de la chaleur, de l'électricité et/ou du carburant à partir de cette biomasse. Différentes technologies peuvent être utilisées à cet effet, notamment la combustion directe dans des centrales thermiques, dont certaines permettent la cogénération de chaleur et d'électricité. Mais l'application la plus courante pour produire de l'énergie finale/utile à partir de la biomasse reste la production exclusive de chaleur à partir de sources de bioénergie solides.

Il existe, en outre, une multitude de techniques et de méthodes qui permettent d'utiliser la biomasse pour répondre à la demande d'énergie finale/utile (Figure 12.1). On fait généralement la distinction entre les procédés de conversion thermochimiques, physico-chimiques et biochimiques. La production de biogaz (fermentation anaérobie de substrats dans le but de produire du biogaz) fait partie des solutions de conversion biochimiques.

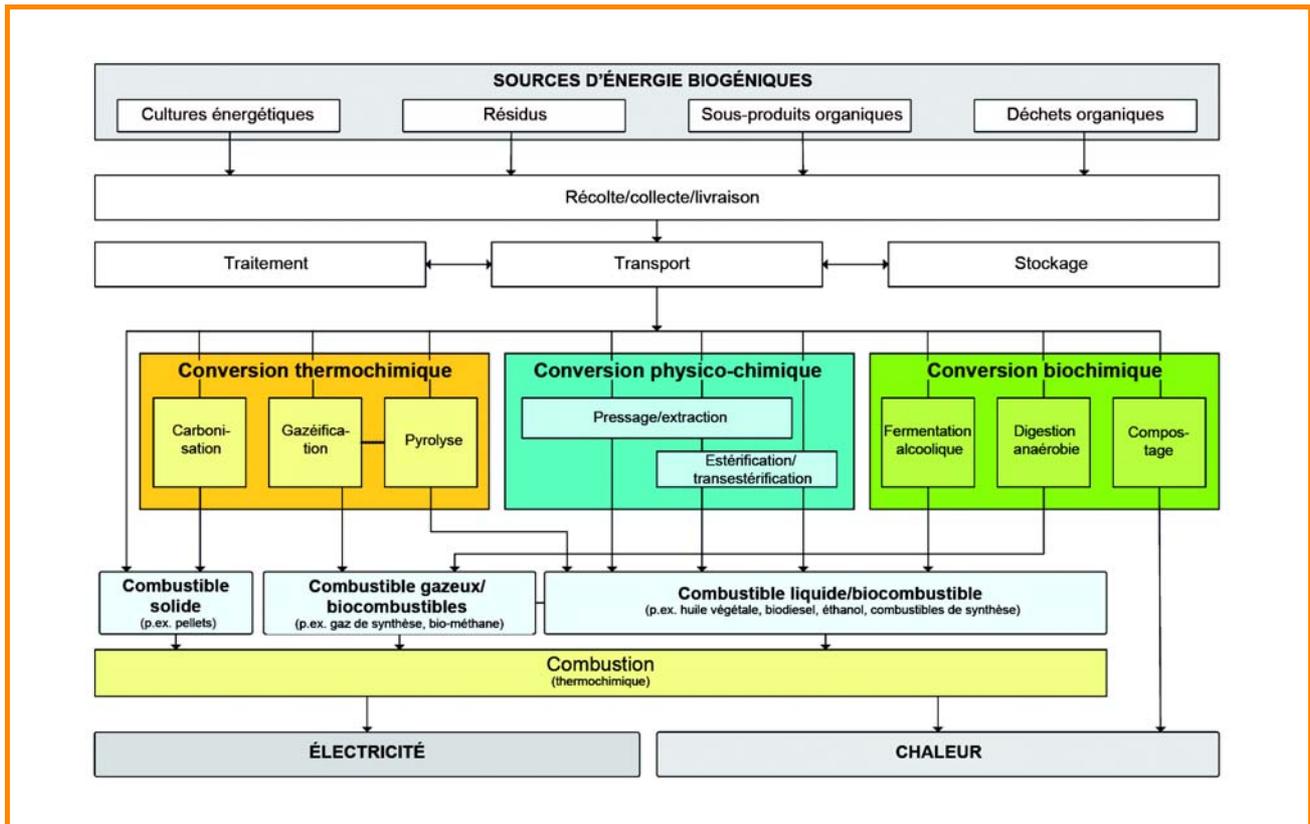


Figure 12.1 : Options d'utilisation de la biomasse pour la production d'énergie finale/utile

12.2 Rôle écologique et pérennité de la valorisation du biogaz

De nombreuses études sont actuellement menées pour tenter de définir le rôle écologique de la valorisation du biogaz. Les résultats de certaines de ces études sont déjà disponibles. Ils montrent généralement que le caractère durable de la valorisation du biogaz dépend surtout des substrats choisis, de la qualité (rendement et émissions) de la technologie utilisée et de l'efficacité avec laquelle le biogaz est utilisé.

En ce qui concerne l'approvisionnement en substrats, les intrants qui n'entraînent aucune dépense supplémentaire sont généralement considérés comme écologiquement bénéfiques. C'est pourquoi l'utilisation de tels substrats pour la production de biogaz doit être encouragée. L'utilisation de lisier permet, par exemple, d'utiliser à bon escient des quantités importantes de substrats, mais aussi d'éviter les émissions qui résulteraient du stockage conventionnel. La préférence doit donc être donnée aux mélanges de matières résiduelles et de déchets (excréments, résidus de l'industrie agroalimentaire, etc.) par rapport aux cultures énergétiques cultivées pour l'occasion. Au niveau écologique, cependant, les résidus et les déchets sont ex-

trêmement utiles pour compléter la digestion des cultures énergétiques.

En ce qui concerne la technologie de la centrale, tout doit être fait pour éviter les émissions et pour obtenir des niveaux élevés de rendement en maximisant le taux de digestion de la biomasse. Pour réussir à atteindre ces objectifs, il est indispensable non seulement de réfléchir soigneusement à la structure et à la conception de la centrale au moment de l'investissement initial, mais aussi de porter une attention particulière à la manière dont la centrale est gérée. D'autres indications et analyses détaillées sont disponibles dans les rapports du projet IFEU, qui vise à optimiser le caractère durable de la valorisation du biogaz en Allemagne [12-20].

Les concepts d'utilisation du biogaz les plus bénéfiques sont ceux qui convertissent la plus grande partie possible de l'énergie contenue dans le biogaz et, surtout, qui viennent remplacer des sources d'énergie fortement génératrices d'émissions d'équivalents CO₂, comme le charbon ou le pétrole. Les concepts qui intègrent aussi la cogénération de chaleur et d'électricité, faisant ainsi un usage maximal de la chaleur disponible, sont donc à privilégier. Dans la mesure du possible, la récupération de chaleur doit remplacer l'utili-

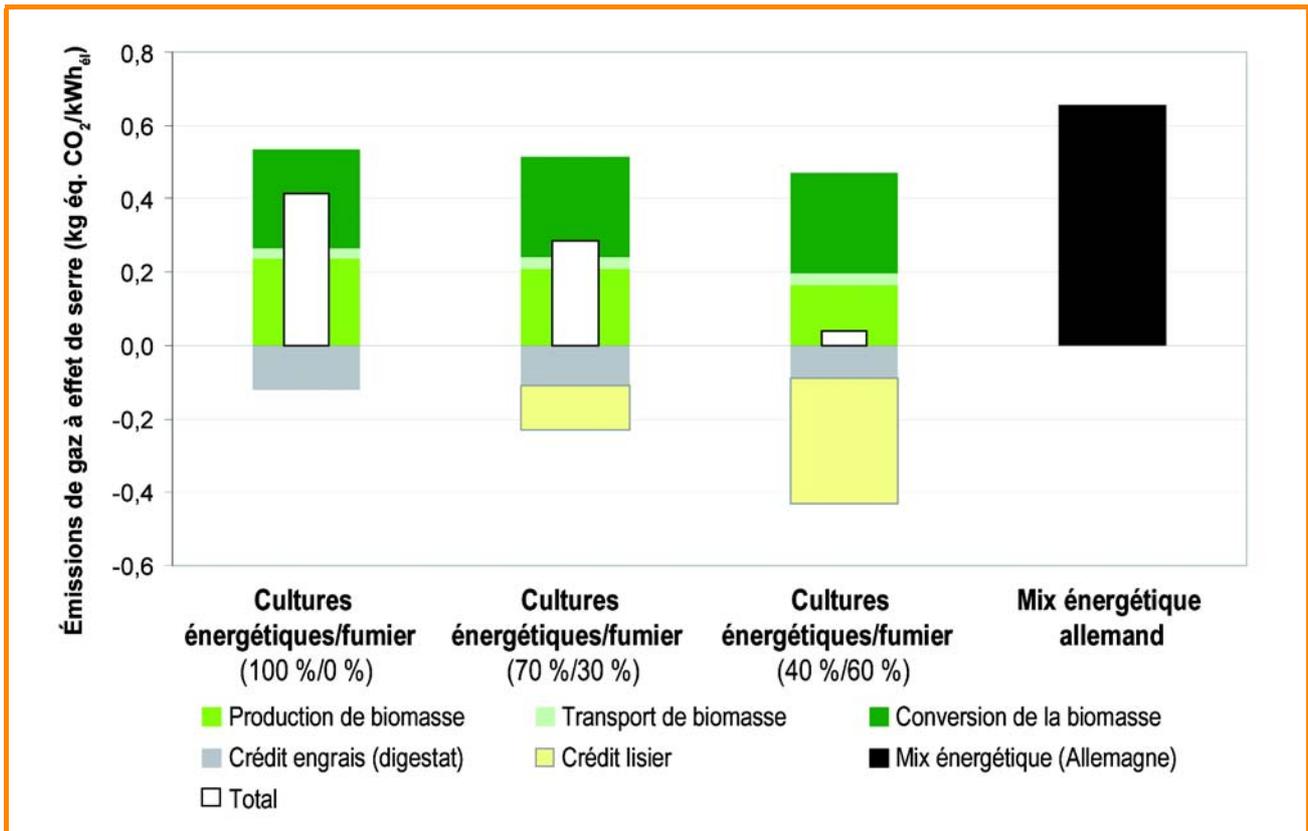


Figure 12.2 : Comparaison entre les émissions de gaz à effet de serre (kg éq. CO₂/kWh_{el}) de différents modèles de centrales de valorisation du biogaz et du mix énergétique allemand [12-5]

sation de carburants fossiles comme source de production de chaleur. Or, dans le cas des grandes centrales, cela n'est pas toujours possible, par exemple, si la centrale n'est pas située à un endroit approprié. Dans ce cas, une des solutions permettant de limiter l'impact environnemental consiste à épurer le biogaz pour obtenir un gaz de qualité comparable à celle du gaz naturel, puis à l'injecter dans le réseau pour l'envoyer vers un lieu susceptible d'utiliser la chaleur régulièrement tout au long de l'année et où la conversion pourra avoir lieu.

La Figure 12.2 fait, par exemple, la comparaison entre les émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité dans différentes centrales de valorisation du biogaz et les émissions de gaz à effet de serre du mix énergétique allemand (2005) [12-5]. Les centrales utilisées dans ce calcul sont des modèles de centrales de valorisation du biogaz, qui utilisent soit exclusivement des cultures énergétiques, soit un mélange de cultures énergétiques et de lisier comme intrants pour la production du biogaz. Les émissions de gaz à effet de serre sont indiquées en kilogrammes d'équivalent dioxyde de carbone par kilowattheure d'électricité produite. La culture de plantes énergé-

tiques est, elle aussi, associée à des émissions préjudiciables au climat (oxyde d'azote, ammoniac, etc.), tandis que lorsque les centrales utilisent du lisier pour la valorisation énergétique, les économies d'émissions réalisées doivent être prises en compte dans le calcul. La préférence doit ainsi être donnée à l'exploitation du potentiel économique qui peut être tiré des excréments d'animaux et des matières végétales résiduelles provenant de sources agricoles. Grâce aux crédits attribués à la réduction des émissions lorsque le lisier est utilisé dans une centrale de valorisation du biogaz au lieu d'être stocké tel quel, plus la part de lisier augmente dans les intrants, plus le niveau d'émissions de gaz à effet de serre diminue par rapport au mix énergétique allemand. Outre l'aspect lié à la réduction des gaz à effet de serre par rapport au stockage conventionnel du lisier (lorsque celui-ci n'est pas utilisé dans une centrale de valorisation du biogaz), le lisier a également un effet stabilisateur sur le procédé [12-1]. Quant au digestat, il peut être utilisé comme alternative aux engrais minéraux, ce qui permet d'obtenir des crédits engrais avec, là aussi, un impact positif sur le bilan des gaz à effet de serre.

Les conclusions montrent qu'il est possible d'éviter certaines émissions de gaz à effet de serre en produisant de l'électricité à partir du biogaz au lieu de le produire à partir de sources d'énergie conventionnelles (en Allemagne, ces sources conventionnelles sont principalement l'énergie nucléaire et l'énergie issue du charbon ou du lignite). Mais ce résultat dépend fortement de la manière dont la centrale de valorisation du biogaz est gérée.

En ce qui concerne l'évaluation des données calculées dans le cadre du bilan écologique, il faut savoir que les données utilisées pour les calculs ne sont pas toujours très fiables et qu'elles ne peuvent donc pas s'appliquer directement à telle ou telle application pratique. En outre, dans la plupart des cas, ce ne sont pas les valeurs absolues qui sont importantes ; pour parvenir à une évaluation fiable, il est préférable de comparer les différences entre diverses options de valorisation du biogaz. Heureusement, des mesures sont actuellement en cours dans de nombreuses centrales de valorisation du biogaz modernes dans le but d'accroître de manière significative le stock de données existant, ce qui signifie que la fiabilité de ces statistiques devrait aller en s'améliorant.

12.3 État actuel de la valorisation du biogaz en Allemagne

Cette section traite de la situation de la valorisation du biogaz en Allemagne telle qu'elle se présente au mois de mars 2010. Les descriptions s'appliquent aux centrales de valorisation du biogaz et ne comprennent pas les décharges et les usines d'épuration.

12.3.1 Nombre de centrales et puissance

Le nombre de centrales de valorisation du biogaz en Allemagne a augmenté régulièrement depuis l'entrée en vigueur de la loi sur les sources d'énergie renouvelable (EEG). Cette loi peut donc être considérée comme une réussite pour le secteur du biogaz. Cette tendance positive est surtout à mettre à l'actif de l'instauration d'un cadre fiable sur le long terme. L'amendement de 2004, qui a intégré dans la loi EEG la promotion de l'utilisation des cultures énergétiques dans les centrales de valorisation de biogaz, a été particulièrement significatif. La Figure 12.3 montre bien que le nombre de centrales et la puissance moyenne des centrales ont fortement augmenté depuis 2004, une évolution largement due à l'utilisation croissante des

cultures énergétiques. Fin 2008, la puissance moyenne d'une centrale de valorisation du biogaz atteignait environ 350 kW_{el} (contre 123 kW_{el} en 2004 [12-3]). Fin 2009, la puissance moyenne des centrales installées en Allemagne était passée à 379 kW_{el} [12-7]. Contrairement aux centrales construites avant l'amendement de 2009, les nouvelles centrales construites cette année-là avoisinaient les < 500 kW_{el}. La plupart des nouvelles centrales ont une puissance comprise entre 190 kW_{el} et 380 kW_{el}.

Fin 2009, le pays comptait environ 4 900 centrales de valorisation du biogaz en activité, pour une puissance électrique installée d'environ 1 850 MW_{el}. Alors que le rythme de construction de nouvelles centrales avait été plutôt lent en 2008, il a explosé en 2009, avec près de 900 nouvelles centrales construites pour une puissance installée d'environ 415 MW_{el}. Cette recrudescence est largement attribuable à l'amendement de 2009 de l'EEG et à la hausse des tarifs d'achat de l'électricité issue du biogaz. La tendance observée est donc très similaire à celle qui a suivi l'amendement de la loi en 2004. La quantité potentielle d'électricité produite à partir du biogaz en 2009 est estimée à environ 13,2 TWh_{el}¹ [12-3]. Sachant que la construction des nouvelles centrales s'est étalée sur toute l'année 2009, le niveau réel de production d'électricité à partir du biogaz sera probablement inférieur, soit environ 11,7 TWh_{el}² [12-3]. Cela équivaut à 2 % de la production brute d'électricité du pays qui, d'après les estimations prévisionnelles, s'élèvera à 594,3 TWh_{el} [12-2] en 2009.

Le tableau 12-1 indique le nombre de centrales de valorisation du biogaz en activité fin 2009 dans chacun des Länder et dans tout le pays, ainsi que la puissance électrique totale installée et la puissance moyenne par centrale. Les données proviennent d'une enquête réalisée par les ministères de l'agriculture et/ou de l'environnement, les chambres d'agriculture et les instituts de recherche agricoles dans les différents Länder.

La puissance électrique moyenne des centrales installées à Hambourg est élevée en raison de la présence d'une centrale de valorisation des biodéchets de 1

1. Production potentielle d'électricité basée sur une moyenne de 7 500 heures par an à pleine charge, sans tenir compte de la date de mise en service des nouvelles centrales.
2. Pour estimer la quantité réelle d'électricité produite à partir du biogaz, le calcul est basé sur les hypothèses suivantes : 7 000 heures à pleine charge pour les centrales déjà en activité fin de 2008 ; 5 000 heures à pleine charge pour les nouvelles centrales mises en service au premier semestre 2009 et 1 600 heures à pleine charge pour les nouvelles centrales mises en service au deuxième semestre 2009.

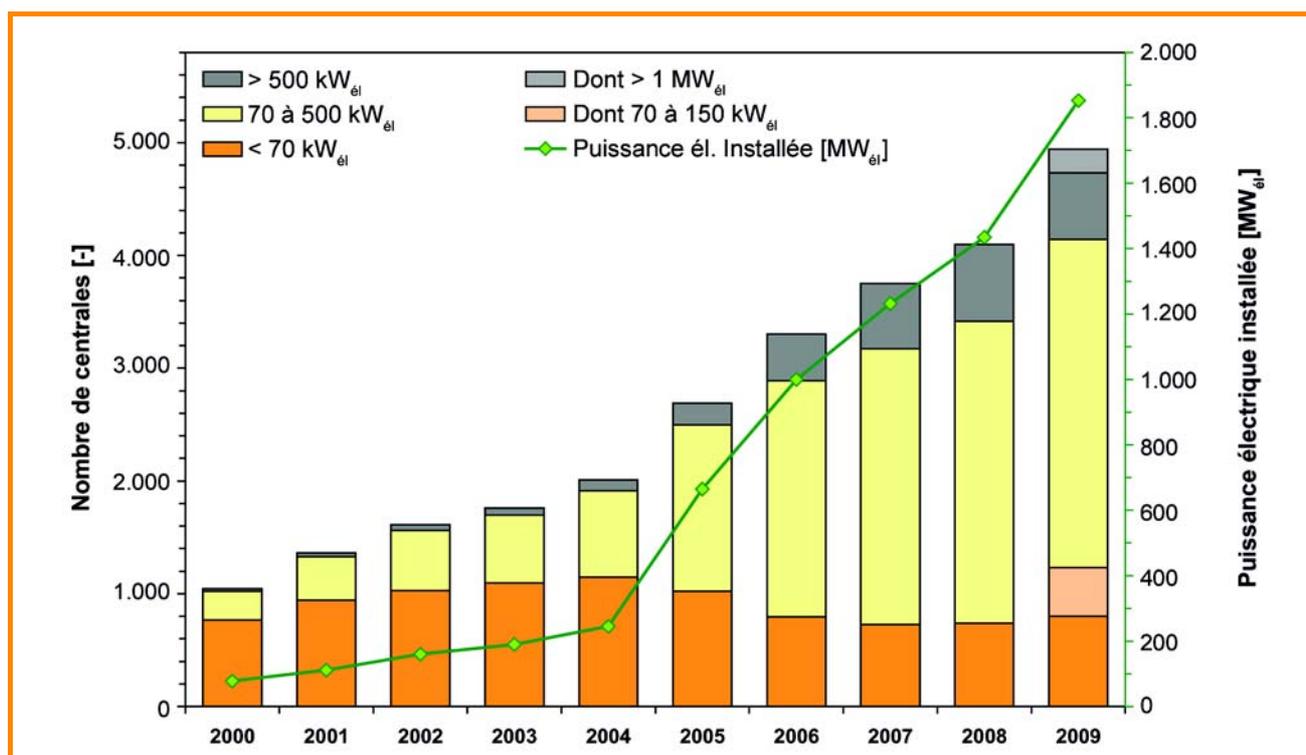


Figure 12.3 : Évolution du nombre de centrales de valorisation du biogaz construites en Allemagne jusqu'en 2009 (centrales différenciées en fonction de la catégorie de puissance et de la puissance électrique installée en MW_{él}) [12-3]

Tableau 12.1 : Répartition régionale des centrales de valorisation du biogaz en activité en Allemagne en 2009 et puissances électriques installées des centrales (enquête réalisée en 2010) [12-3]

Land	Nombre de centrales de valorisation du biogaz en activité [unités]	Puissance totale installée [MW _é]	Puissance moyenne [kW _é]
Baden-Württemberg	612	161,8	264
Bavière	1,691	424,1	251
Berlin	0	0	0
Brandebourg	176	112,0	636
Brême	0	0	0
Hambourg	1	1,0	1,000
Hesse	97	34,0	351
Mecklembourg-Poméranie occidentale ^a	156 (215)	116,9	544
Basse Saxe	900	465,0	517
Rhénanie du Nord-Westphalie	329	126,0	379
Rhénanie-Palatinat	98	38,5	393
Sarre	9	3,5	414
Saxe	167	64,8	388
Saxe-Anhalt	178	113,1	635
Schleswig-Holstein	275	125,0	454
Thuringe	140	70,3	464
Total	4,888	1,853	379

a. Nombre de sites opérationnels, les parcs de centrales étant considérés comme un seul site en raison de la modification de la méthode de collecte des données. Chiffre entre parenthèses : estimation du nombre de centrales de valorisation du biogaz

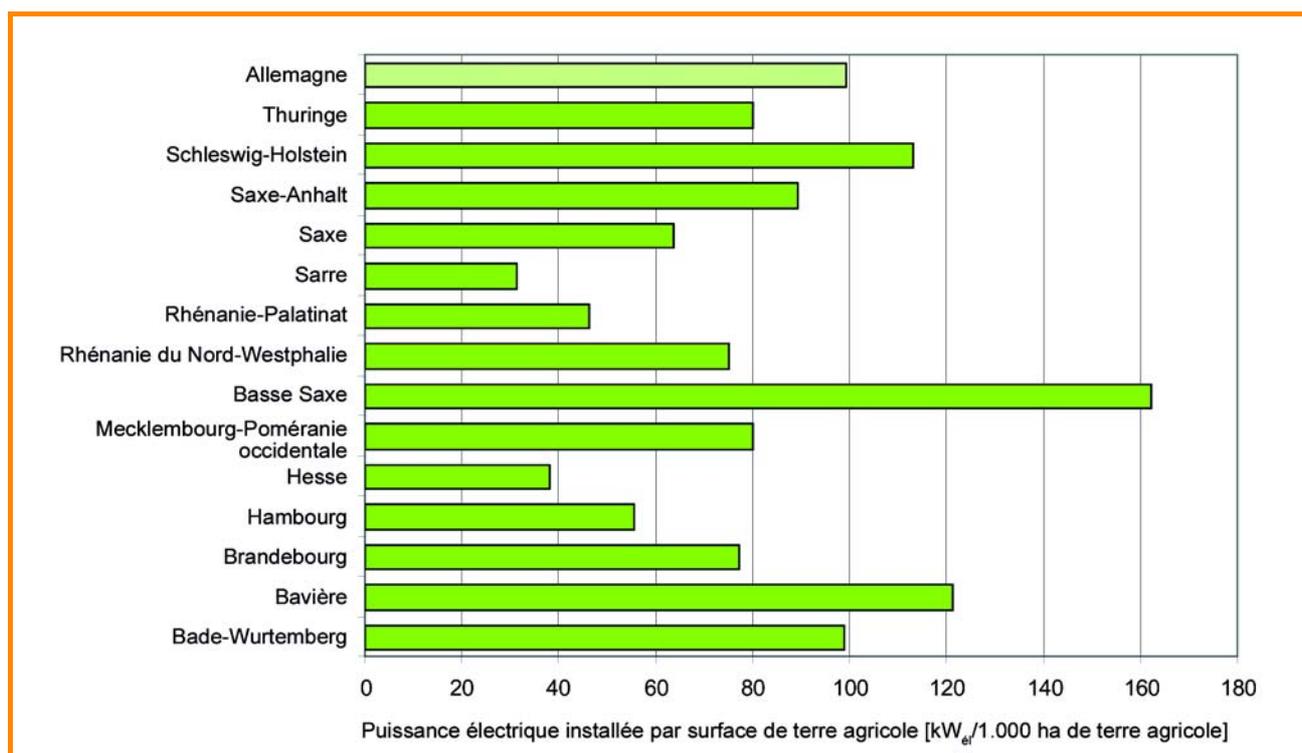


Figure 12.4 : Rapport entre puissance électrique installée et superficie agricole [kW_e/1 000 ha] dans les Länder allemands (données tirées de [12-3], [12-6])

MW_e. Aucune centrale de valorisation du biogaz n'a été enregistrée pour les villes de Berlin et de Brême, en dehors d'usines de traitement des eaux usées qui utilisent le gaz produit.

La figure 12-4 montre le rapport entre puissance électrique installée et superficie agricole [kW_e/1 000 ha] dans les différents Länder.

En outre, fin 2009, environ 31 centrales en activité injectaient du biogaz dans le réseau de gaz naturel ; leur capacité gazière installée totale s'élevait à environ 200 MW. L'injection de gaz dans le réseau de gaz naturel devrait atteindre environ 1,24 TWh en 2009 en raison de l'échelonnement des dates de mise en service et des différents niveaux d'utilisation des capacités des centrales. En outre, certaines centrales convertissent le gaz en électricité sur place au lieu de l'injecter dans le réseau de gaz naturel et, sur un site, le biogaz est utilisé directement comme carburant automobile. D'autres centrales d'injection de biogaz devraient bientôt être mises en service.

12.3.2 Utilisation du biogaz et tendances associées

L'amendement de l'EEG en 2009 a introduit de nombreuses incitations qui visent à développer les capacités de production de biogaz. La nouvelle structure

tarifaire définie par l'EEG devrait favoriser la construction de centrales de valorisation du biogaz relativement petites (< 150 kW_e), même si la construction de centrales plus importantes ne cessera pas pour autant. La production d'électricité à partir de biogaz/biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel restera une priorité.

Dans les centrales qui utilisent le biogaz pour produire de l'électricité, il devient de plus en plus important en termes d'efficacité énergétique et de rentabilité économique de faire bon usage des unités de cogénération en évitant tout gaspillage. Sauf s'il existe un puits de chaleur potentiel à proximité immédiate de la centrale, l'unité de cogénération peut être installée là où la chaleur sera utilisée. Elle peut être alimentée soit avec du biogaz épuré (élimination du dioxyde de carbone comprise) provenant du réseau de gaz naturel, soit avec du biogaz déshydraté et désulfuré provenant de micro-réseaux de gaz.

L'épuration du biogaz en vue de son injection dans le réseau risque donc de devenir de plus en plus courante. En dehors de la production d'électricité, il est également possible d'utiliser le biométhane pour produire de la chaleur et du carburant automobile. Cette flexibilité d'utilisation est un des grands avantages du biométhane par rapport à d'autres sources d'énergie. En ce qui concerne la vente de chaleur (en dehors des

petites usines de traitement des eaux usées dans lesquels le biogaz est utilisé pour chauffer certains procédés industriels), l'évolution future dépendra largement de la volonté des clients d'acheter du biométhane, dont le prix est légèrement plus élevé que celui du gaz naturel, et des modifications futures du cadre juridique. En ce qui concerne l'utilisation du biogaz comme carburant automobile, les prévisions sont basées sur l'engagement pris par l'industrie allemande du gaz de remplacer 10 % du gaz naturel vendu comme carburant par du biométhane d'ici à 2010, ce chiffre étant censé atteindre 20 % à compter de 2020.

12.3.3 Substrats

En Allemagne, la plupart des substrats de base utilisés actuellement (substrats de masse) sont des excréments et des cultures dédiées. Les résultats d'une enquête réalisée en 2009 auprès de 420 opérateurs de centrales au sujet des intrants de masse (masse fraîche) sont présentés à la figure 12.5 [12-3]. Selon cette enquête, 43 % des substrats (en masse) sont des excréments et 41 % des cultures énergétiques, tandis que la proportion de biodéchets est d'environ 10 %. En raison des différentes réglementations légales en vigueur en Allemagne, les biodéchets sont généralement traités dans des usines spécialisées. Utilisés à hauteur de 6 %, les résidus industriels et agricoles sont largement minoritaires. De fait, malgré les nouvelles dispositions de l'EEG 2009, qui permettent d'utiliser certains résidus agricoles pour alimenter les centrales de valorisation du biogaz (EEG 2009, annexe 2, section V) tout en conservant la prime cultures énergétique, la hausse prévue du pourcentage de résidus agricoles ne s'est pas concrétisée.

En termes de valeur énergétique, les cultures énergétiques sont largement dominantes en Allemagne. Cela fait de l'Allemagne un des rares pays européens à tirer la majeure partie de sa production d'énergie primaire issue du biogaz de sources (centrales agricoles distribuées, etc.) autres que les décharges ou les stations d'épuration [12-4] (année de référence : 2007).

L'utilisation de cultures énergétiques comme substrat est une pratique courante dans 91 % des centrales de valorisation du biogaz agricoles [12-3]. En termes de volume, l'ensilage de maïs domine le marché des cultures énergétiques (voir également la figure 12.6), même si la grande majorité des centrales de valorisation du biogaz mélangent plusieurs cultures énergétiques, notamment de l'ensilage de céréales immatures, de l'ensilage d'herbe ou des céréales.

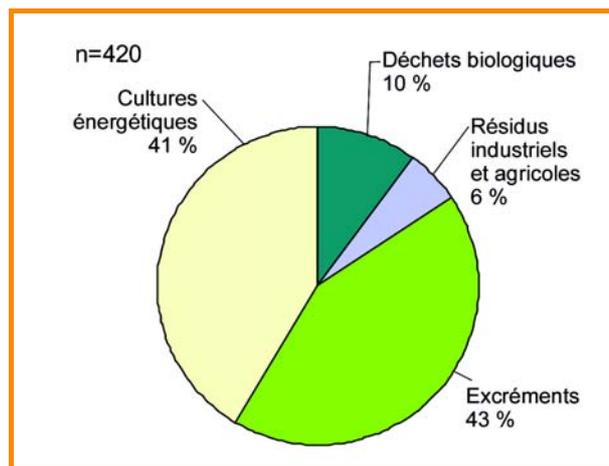


Figure 12.5 : Substrats utilisés dans les centrales de valorisation du biogaz (sur la base de la masse introduite) (enquête de 2009) [12-3]

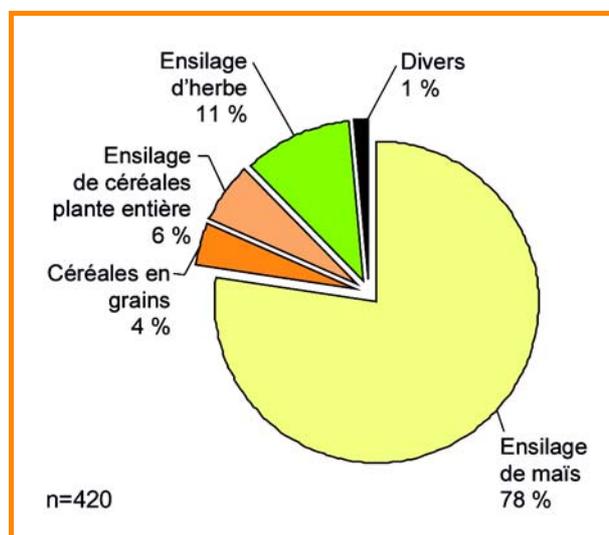


Figure 12.6 : Cultures énergétiques utilisées comme substrats dans les centrales de valorisation du biogaz (sur la base de la masse introduite) (enquête de 2009) [12-3]

Depuis 2004, un nombre croissant de centrales fonctionnent exclusivement aux cultures énergétiques, sans ajout d'excréments ou autres cosubstrats. Grâce à l'utilisation d'aides à la fermentation, tels que des mélanges d'oligo-éléments, il est dorénavant possible de garantir la stabilité de l'activité microbologique.

Des informations détaillées sur les différents substrats sont fournies au chapitre 4, « Description des substrats choisis ».

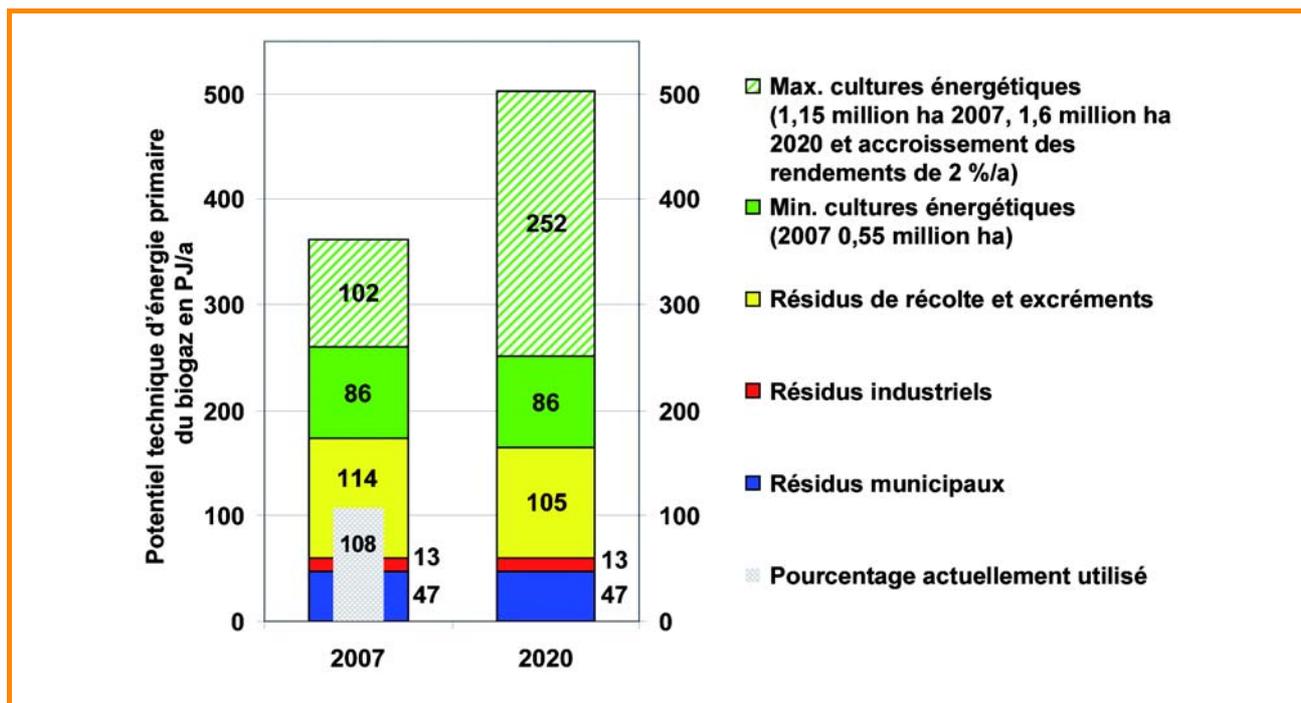


Figure 12.7 : Potentiel technique d'énergie primaire du biogaz en Allemagne en 2007 et 2020

12.4 Potentiel

Le calcul du potentiel actuel de production de biogaz et des prévisions pour l'avenir dépend de multiples facteurs. Dans le secteur agricole, ces facteurs comprennent notamment la situation économique générale, l'assolement et la situation alimentaire mondiale. La valorisation du biogaz est en concurrence avec de nombreux secteurs pour l'utilisation de la biomasse issue de l'agriculture, notamment la production alimentaire (y compris l'alimentation animale) ou la production de matériaux ou d'énergie, chacun utilisant, en outre, des méthodes de conversion concurrentes. De même, les résidus issus de l'agriculture, des autorités municipales et de l'industrie peuvent être utilisés ou valorisés de multiples manières. Par conséquent, les prévisions risquent de différer largement selon les hypothèses de départ choisies.

12.4.1 Potentiel technique d'énergie primaire

Le biogaz peut être produit à partir de multiples flux de matières. Cette section se penche sur les potentiels techniques d'énergie primaire des différents flux de matières envisagés, ainsi que sur les potentiels techniques de production correspondants (électricité et/ou chaleur) et sur les potentiels techniques d'énergie finale¹ (c'est-à-dire, l'énergie finale qui peut être utilisée

dans le système énergétique) en fonction des différentes fractions de biomasse utilisables. Les substrats ont été divisés en catégories, comme suit :

- résidus municipaux
- résidus industriels
- résidus de récolte et excréments
- cultures énergétiques : cultivées sur une superficie d'environ 0,55 million d'hectares en Allemagne (2007) pour la production de biogaz = potentiel minimum
- cultures énergétiques : cultivées sur une superficie totale d'environ 1,15 million d'hectares en Alle-

1. Le potentiel technique d'une source d'énergie renouvelable correspond à la partie du potentiel théorique qui peut être utilisée, déduction faite des restrictions techniques existantes. En général, il faut également tenir compte des restrictions structurelles et écologiques (par exemple, réserves naturelles ou zones réservées à la création future de réseaux de biotopes en Allemagne) et des exigences légales (par exemple, savoir si les déchets organiques qui présentent un danger potentiel pour la santé peuvent être utilisés dans les centrales de valorisation du biogaz), car ces restrictions sont souvent « insurmontables », comme le sont les restrictions (exclusivement) techniques. En ce qui concerne la quantité d'énergie de référence, il est possible de faire la distinction entre les éléments suivants :

- potentiels techniques d'énergie primaire (par exemple, biomasse disponible pour la production de biogaz),
- potentiels techniques de production (par exemple, biogaz à la sortie d'une centrale de valorisation du biogaz),
- potentiels techniques d'énergie finale (par exemple, énergie électrique d'une centrale de valorisation du biogaz utilisée par l'utilisateur final) et
- potentiels techniques d'énergie finale (par exemple, air chaud produit par un séchoir à cheveux alimenté par de l'électricité provenant d'une centrale de valorisation du biogaz).

magne (2007)/1,6 million d'hectares (2020) pour la production de biogaz = potentiel maximum

Le potentiel technique d'énergie primaire du biogaz issu de résidus municipaux et de résidus industriels en Allemagne est estimé à 47 PJ/a et à 13 PJ/a respectivement (Figure 12.7). Le meilleur potentiel actuel (et futur si l'on en croit les prévisions) réside dans le secteur agricole (résidus de récoltes et excréments compris) même si les prévisions affichent un léger déclin (114 PJ/a en 2007 et 105 PJ/a en 2020). Les variations du potentiel de biogaz sont beaucoup plus importantes dans les régions qui produisent des cultures exclusivement dédiées à la production de biomasse, car les terres disponibles pour les cultures énergétiques peuvent être en concurrence avec d'autres options d'utilisation (énergétiques). C'est pourquoi les estimations du potentiel de biogaz issu de cultures énergétiques affichent deux valeurs : une valeur minimum et une valeur maximum.

En 2007, le potentiel technique d'énergie primaire des cultures énergétiques cultivées exclusivement pour la production d'énergie s'élevait à environ 86 PJ/a en Allemagne, avec une superficie cultivée d'environ 0,55 million d'hectares rien que pour la production de biogaz.¹ Si l'on considère qu'une superficie maximum de 1,15 million d'hectares est disponible pour la production de biogaz, ce potentiel passe à 102 PJ/a pour 2007.

En partant de l'hypothèse qu'environ 1,6 million d'hectares de terres arables seront disponibles en 2020 pour la production de biogaz et que la hausse annuelle du rendement atteindra 2 %, le potentiel technique d'énergie primaire des cultures spécifiquement dédiées à la production de biogaz devrait atteindre 338 PJ/a.

En ce qui concerne la proportion du potentiel de biogaz qui est réellement utilisée, on part du principe qu'environ 108 PJ ont été utilisés pour la production de biogaz en 2007. Cela équivaut à environ 42 % du potentiel de biogaz prévu si l'on se base sur la surface minimale de cultures énergétiques (0,55 million d'hectares) et à environ 30 % si l'on se base sur la superficie maximale de cultures énergétiques (1,15 million d'hectares).

1. Pour des raisons de simplification, le calcul du potentiel de biogaz des cultures énergétiques part du principe que les terres sont cultivées en maïs. Dans la pratique, les centrales de valorisation du biogaz utilisent plutôt un mélange de cultures énergétiques (voir le chapitre 12.3.3), dans lequel le maïs compte pour environ 80 % (en masse fraîche).

12.4.2 Potentiel technique d'énergie finale

Les potentiels de production mentionnés ci-dessus peuvent être convertis en chaleur et/ou en électricité. Les potentiels de production identifiés ci-dessous concernent la chaleur/électricité qui peut être produite sans tenir compte des restrictions au niveau de la demande, ainsi que les potentiels d'énergie finale qui, eux, tiennent compte des restrictions au niveau de la demande. Ce sont donc les potentiels d'énergie finale qui reflètent le mieux le rôle que joue la valorisation du biogaz dans la réponse à la demande d'énergie finale ou utile.

12.4.2.1 Production d'électricité

En se basant sur un rendement de conversion d'environ 38 % pour la production d'électricité dans les moteurs ou les unités de cogénération, il est possible d'utiliser le potentiel de production démontré pour calculer la production d'électricité potentielle et donc le potentiel technique d'énergie finale qui atteindra au maximum 137 PJ/a en 2007. Si l'on se base sur un rendement électrique moyen de 40 % en 2020, les estimations actuelles donnent un potentiel technique maximal d'énergie finale de 201 PJ/a.

12.4.2.2 Vente de chaleur

Avec un rendement de conversion de 90 % pour la fourniture de chaleur, on obtient une production de chaleur potentielle ou un potentiel d'énergie finale de 325 PJ/a pour 2007. Par contre, si le biogaz est utilisé exclusivement dans des unités de cogénération et que l'on se base alors sur un rendement thermique de 50 %, le potentiel technique d'énergie finale de la chaleur s'élève à 181 PJ/a pour 2007.

12.5 Prévisions

Les potentiels techniques de production de biogaz en Allemagne, qui concernent principalement le secteur agricole, restent considérables et particulièrement intéressants pour le secteur énergétique. Bien que le développement intensif de la valorisation du biogaz ces dernières années ait conduit à une réduction significative des potentiels encore disponibles (au point que la recherche de sites d'installation de centrales devient difficile dans certaines régions), il reste néanmoins de nombreuses opportunités d'accroître l'utilisation du biogaz dans le secteur agricole. L'utilisation

du biogaz comme source d'énergie s'est nettement améliorée ces dernières années grâce aux incitations offertes dans la loi sur les sources d'énergie renouvelable pour l'utilisation de la chaleur résiduelle, au point que plus d'un tiers de l'énergie thermique produite est aujourd'hui utilisée en remplacement de sources d'énergie fossile. De nos jours, il est rare de construire une nouvelle centrale sans lui associer une stratégie complète d'utilisation de la chaleur. Par contre, les anciennes centrales disposent toujours d'un potentiel important de chaleur résiduelle non utilisée, qui ne demande qu'à être exploité.

La technologie utilisée pour exploiter ces potentiels a atteint un très haut niveau de technicité (en ligne avec les exigences accrues imposées par les autorités de réglementation) et est souvent aussi performante que celle qui est utilisée dans les centrales industrielles d'autres secteurs. Les centrales sont devenues beaucoup plus fiables et plus sûres. La hausse des cas d'accidents qui sont périodiquement publiés dans la presse est davantage attribuable au nombre croissant de centrales de valorisation du biogaz en Allemagne (dont certaines n'ont pas été construites dans le respect des normes) qu'à la qualité générale des centrales. Il est cependant toujours possible d'améliorer les choses. Ces améliorations devront continuer à être axées sur l'optimisation du rendement de la centrale.

En termes écologiques, la valorisation du biogaz est une solution largement préférable à l'utilisation de carburants fossiles pour la production d'énergie. L'avantage est particulièrement évident lorsque les résidus et les déchets peuvent être convertis en biogaz sans frais supplémentaires. Une fois ce constat posé, il est important de faire en sorte que le biogaz soit utilisé de manière efficace et le plus complètement possible.

Le nombre de centrales de valorisation du biogaz en activité a été multiplié par cinq en Allemagne ces 10 dernières années. La puissance globale des centrales est passée d'environ 45 MW_{el} en 1999 à 1 853 MW_{el} fin 2009, la puissance électrique moyenne installée étant, elle, passée de 53 kW_{el} à 379 kW_{el}. Cette tendance à la hausse va probablement se poursuivre, mais à un rythme plus lent.

Même si certaines composantes peuvent encore être optimisées, la valorisation du biogaz est dorénavant considérée comme une technologie mature et commercialisable. Il s'agit d'une solution très prometteuse pour l'exploitation des sources d'énergie renouvelable qui occuperont une place croissante dans la production d'énergie durable et dans la réduction des

émissions de gaz à effet de serre dans les années à venir. Ce guide espère jouer un rôle positif dans le renforcement de cette tendance.

12.6 Références bibliographiques

- [12-1] Vogt, R. et al. : Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. IFEU, Heidelberg (Koordinator) und IE, Leipzig, Öko-Institut, Darmstadt, Institut für Landschaftsarchitektur und Umweltplanung, TU Berlin, S. Klinski, Berlin, sowie im Unterauftrag Peters Umweltplanung, Berlin. Projet de recherche pour le ministère allemand de l'environnement, de la Protection de la nature et de la Sécurité nucléaire (BMU). Rapport final avec volume de matières (vol. A – vol. Q), Heidelberg 2008. ; www.erneuerbare-energien.de
- [12-2] AGEBA – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. : Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2008, Berlin, 01/2009
<http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?id-page=118> (au 4 août 2009)
- [12-3] Thrän, D. et al. : Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Rapport intermédiaire 'Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse 2008', mars 2009 ; Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH en coopération avec Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft au nom du ministère allemand de l'Environnement, de la Protection de la nature et de la Sécurité nucléaire ; FKZ : 03MAP138; <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/36204/4593/> (au 4 août 2009)
- [12-4] BAROMÈTRE BIOGAZ – JUILLET 2008 ;
<http://www.eurobserv-er.org/downloads.asp> (au 20 août 2009)
- [12-5] Majer, S., Daniel, J. : Einfluss des Gülleanteils, der Wärmekopplung und der Gärrestlagerabdeckung auf die Treibhausgasbilanz von Biogasanlagen. Conférence de la KTBL 'Ökologische und ökonomische Bewertung nachwachsender Energieträger', 8-9 septembre 2008, Aschaffenburg
- [12-6] Statistisches Bundesamt : Bodenfläche (tatsächliche Nutzung). Deutschland und Bundesländer. GENESIS-ONLINE Datenbank.
www.genesis.destatis.de/genesis/online

Glossaire



Ammoniac (NH₃)	Gaz azote produit par la dégradation de composés contenant de l'azote tels que les protéines, l'urée et l'acide urique.
Atmosphère potentiellement explosive^[4]	Zone dans laquelle l'atmosphère peut être explosive en raison des conditions d'exploitation et du contexte local.
Bac à graisses	Installation servant à la séparation physique d'huiles organiques et de graisses non émulsifiées qui sont contenues, par exemple, dans les eaux usées des restaurants, des cantines, des abattoirs et des usines de transformation de l'industrie de la viande et du poisson, des fabriques de margarine et des huileries (cf. DIN 4040).
Biodégradation^[5]	Décomposition de matières organiques, par exemple des résidus végétaux et animaux, en éléments simples par des micro-organismes.
Biogaz^[1]	Produit gazeux de fermentation se composant principalement de méthane et de gaz carbonique, mais pouvant, selon le substrat, également contenir de l'ammoniac, du sulfure d'hydrogène, de la vapeur d'eau et d'autres composants gazeux ou vaporisables.
Centrale de valorisation du biogaz^[4]	Installation conçue pour la production, le stockage et l'utilisation de biogaz, à l'inclusion de tous les équipements et structures nécessaires au fonctionnement de la centrale ; le gaz est produit par la fermentation des matières organiques.
Co-substrats^[1]	Matière brute de fermentation qui ne représente pas, cependant, le plus fort pourcentage du flux de matières à digérer.
Condensat	Le biogaz produit dans le digesteur est saturé de vapeur d'eau et doit être déshydraté avant de pouvoir être utilisé dans une unité CHP. La condensation a lieu soit par le biais d'une canalisation enterrée conduisant vers un séparateur de condensat soit par séchage du biogaz.
Cultures énergétiques^[5]	Terme collectif désignant la biomasse utilisée à des fins énergétiques (et non comme fourrage ou aliment). Il s'agit, en règle générale, de matières agricoles telles que du maïs, des betteraves, de l'herbe, du sorgho ou du seigle vert, qui sont ensilées avant d'être utilisées à des fins énergétiques.
Débit	Selon la définition, il peut s'agir soit d'un débit volumétrique (ou volumique), soit d'un débit massique.
Déchets, terme générique	Résidu d'un processus de production ou d'utilisation que son détenteur abandonne, à l'intention d'abandonner ou est tenu d'abandonner.
Dégradabilité anaérobie^[1]	Degré de conversion microbienne de substrats ou co-substrats, généralement exprimé comme potentiel de génération de biogaz.
Degré de dégradation^[1]	Degré auquel la concentration initiale de matière organique dans le substrat est réduite par suite de la dégradation anaérobie.
Dépôt de gaz^[4]	Local ou espace dans lequel se trouve le réservoir de stockage du gaz.
Désulfuration	Méthode physico-chimique, biologique ou combinée de réduction de la teneur en sulfure d'hydrogène du biogaz.
Digestat	Résidu liquide ou solide de la production de biogaz contenant des constituants organiques et inorganiques.
Digesteur (réacteur, cuve de digestion)^[4]	Conteneur dans lequel un substrat est dégradé par des micro-organismes et dans lequel s'opère la génération de biogaz.

Dioxyde de carbone (CO₂) ^[5]	Gaz incolore, inerte, à saveur un peu aigre et non toxique qui est, avec l'eau, le produit final de tout processus de combustion ; des concentrations de 4-5 % dans l'air ont un effet engourdissant, alors que des concentrations de 8 % et plus peuvent être mortelles à cause du risque d'asphyxie par privation d'oxygène.
Dioxyde de soufre (SO₂) ^[5]	Gaz incolore, à forte odeur âcre. Dans l'atmosphère, le dioxyde de soufre passe par divers processus de conversion qui peuvent donner lieu à la formation de substances variées, dont l'acide sulfureux, l'acide sulfurique, les sulfures et les sulfates.
Dôme du digesteur ^[4]	Couverture d'un digesteur en forme de dôme dans lequel le biogaz est collecté et retiré.
Émissions	Substances gazeuses, liquides ou solides dégagées par une centrale ou un process technique et entrant dans l'atmosphère ; incluent également le bruit, les vibrations, la lumière, la chaleur et les radiations.
Ensilage	Matériel végétal conservé par fermentation lactique.
Gestion des déchets ^[2]	Conformément à la loi allemande sur la gestion des déchets et le recyclage (KrW-AbfG), la gestion des déchets comprend le recyclage et l'élimination des déchets.
Heures de pleine charge	Période d'utilisation de la pleine capacité d'une centrale ; le nombre total d'heures d'utilisation et le facteur d'utilisation moyenne sur une année est converti en un facteur d'utilisation de 100 %.
Hygiénisation	Étape supplémentaire pouvant s'avérer nécessaire pour réduire/éliminer les agents pathogènes ou phytopathogènes (désinfection). (Voir également le décret sur les biodéchets ou le règlement [CE] 1774/2002).
Introduction de solides	Méthode consistant à introduire directement dans le digesteur des substrats ou mélanges de substrat non pompables.
Marketing	Offre de vente, de stockage ou de toute forme de distribution de produits à d'autres; terme notamment utilisé dans le décret sur les engrais (DüMV).
Méthane (CH₄) ^[8]	Gaz incolore, inodore et non toxique; ses produits de combustion sont le dioxyde de carbone et l'eau. Le méthane est l'un des gaz à effet de serre les plus importants et est le principal constituant du biogaz, du gaz de station d'épuration, du gaz de décharge et du gaz naturel. À des concentrations de 4,4 % en volume ou plus dans l'air, il forme un mélange gazeux explosif.
Micro-organismes anaérobie ^[3]	Organismes microscopiques qui se développent en l'absence d'oxygène ; pour certains, la présence d'oxygène peut être mortelle.
Oxyde d'azote ^[8]	Le monoxyde d'azote (NO) et dioxyde d'azote (NO ₂) sont des gaz désignés collectivement de NO _x (oxydes d'azote). Ils se forment dans tous les processus de combustion comme composés d'azote atmosphérique et d'oxygène, mais sont également le résultat de l'oxydation des composés azotés contenus dans le carburant.
Préparation	Étape du processus pour le traitement des substrats ou digestats (par exemple, broyage, élimination des substances interférentes, homogénéisation, séparation de phase).
Production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération)	Conversion simultanée d'énergie en énergie électrique (ou mécanique) et en chaleur pour une utilisation à des fins énergétiques (chaleur utile).
Rapport C/N ^[6]	Rapport du carbone total sur l'azote total dans la matière organique ; le rapport C/N est un facteur déterminant dans la biodégradation.
Réservoir de stockage du digestat (fosse à effluent liquide) ^[4]	Réservoir ou fosse dans lequel les effluents liquides, le lisier ou les substrats digérés sont stockés avant utilisation ultérieure.
Réservoir de stockage du gaz ^[4]	Cuve étanche au gaz ou poche en géomembrane dans laquelle le biogaz est temporairement stocké.
Siloxanes ^[9]	Composés organiques du silicium, c'est-à-dire composés des éléments silicium (Si), oxygène (O), carbone (C) et hydrogène (H).
Source d'énergie finale ^[7]	Une source d'énergie finale est la forme d'énergie utilisée par le consommateur final, l'énergie finale étant la teneur en énergie de la source d'énergie finale ou des flux d'énergie correspondants. Parmi les exemples, on peut citer le combustible dans la cuve de l'utilisateur final, les copeaux de bois avant qu'ils soient placés dans un fourneau, l'énergie électrique dans un foyer domestique ou la chaleur collective dans une station de transfert de chaleur dans un bâtiment. Elle est dérivée de sources/formes d'énergie secondaires ou parfois primaires, déduction faite des pertes de conversion, pertes de distribution, de l'énergie consommée pour la conversion en énergie finale et de la consommation à des fins autres qu'énergétiques. La source d'énergie finale est disponible pour une conversion en énergie utile.
Source d'énergie primaire ^[7]	Matières ou champs énergétiques qui n'ont pas fait l'objet d'une conversion technique et à partir desquels de l'énergie secondaire ou des vecteurs d'énergie secondaire peuvent être obtenus soit directement soit après une ou plusieurs étapes de conversion (par exemple, charbon, lignite, pétrole, biomasse, énergie éolienne, radiation solaire, énergie géothermique).

Source d'énergie secondaire ^[7]	Source d'énergie rendue disponible par la conversion, dans des installations techniques, de sources d'énergie primaire ou d'autres sources d'énergie secondaire ou de formes d'énergie secondaire, par exemple pétrole, fioul, énergie électrique. Sujette à des pertes, notamment à la conversion et à la distribution.
Substrats ^[1]	Matière brute pour digestion ou fermentation
Sulfure d'hydrogène H₂S ^[4]	Gaz incolore, hautement toxique, sentant les oeufs pourris ; peut être mortel, même en faibles concentrations. À partir d'une certaine concentration, il provoque une dégénérescence du nerf olfactif rendant la détection du gaz impossible.
Taux de charge organique ^[1]	Quantité de substrat introduite dans une centrale par jour par rapport au volume du digesteur (unité: kg SV/(m ³ · d))
Temps de séjour ^[1]	Temps de séjour moyen du substrat dans le digesteur. Également appelé temps de rétention hydraulique.
Teneur en matière sèche (MS)	Le pourcentage de matière sèche d'un mélange de substances après séchage à 105 °C. Également appelée teneur en solides totaux (ST).
Teneur en solides volatils (SV)	La teneur en solides volatils d'une substance est ce qui reste lorsque la teneur en eau et en matière inorganique a été retirée. Elle est généralement déterminée par séchage à 105 °C et calcination à 550 °C.
Traitement anaérobie ^[1]	Processus biotechnologique se déroulant en l'absence d'air (oxygène atmosphérique) et visant à dégrader la matière organique pour récupérer du biogaz.
Unité de cogénération (CHP)	Unité de conversion de l'énergie chimiquement liée en énergie électrique et thermique sur la base d'un moteur à combustion interne couplé à un générateur.
Valeur U (anciennement valeur k) ^[8]	Mesure du flux de chaleur à travers un mètre carré d'un élément de construction à une différence de température d'1 Kelvin. Plus la valeur U est basse, moins les pertes de chaleur sont élevées.

Sources :

- [1] Directive VDI V(2006) : Fermentation of organic materials – Characteristics of the substrate, sampling, collection of material data, fermentation tests (Fermentation de matières organiques – Caractéristiques du substrat, échantillonnage, collecte de données matières, tests de fermentation). VDI 4630, avril 2006, Beuth Verlag GmbH
- [2] Act Promoting Closed Substance Cycle Waste Management and Ensuring Environmentally Compatible Waste Disposal (loi sur la gestion des déchets et le recyclage ; loi sur la gestion des déchets en circuit fermé – KrW-/AbfG), 1994/2009, article 3 Définition de termes http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/krw-_abfg/gesamt.pdf, dernier accès : 9 août 2010
- [3] Madigan, Michael T. ; Martinko, John M. ; Parker, Jack : Biology of microorganisms. 9e éd. Upper Saddle River, N.J. [inter alia], Prentice-Hall, 2000, ISBN 0-13-085264-3
- [4] Bundesverband der Landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften (éd.): Technische Information 4 - Sicherheitsregeln für Biogasanlagen, <http://www.lsv.de/fob/66dokumente/info0095.pdf>; situation en 10/2008
- [5] Ministère de l'Environnement et de la Santé publique de l'État de Bavière (éd.) : Umweltlexikon. http://www.stmug.bayern.de/service/lexikon/index_n.htm, dernier accès : 9 août 2010
- [6] Schulz, H. and Eder, B. (2006) : Biogas-Praxis. Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit. 3e édition entièrement révisée et complétée, ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg, ISBN 978-3-936896-13-8
- [7] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (éd.) : Basiswissen Bioenergie - Definitionen der Energiebegriffe. Tiré du Leitfadens Bioenergie, publié par FNR, Gülzow 2000, <http://www.bio-energie.de/allgemeines/basiswissen/definitionen-der-energiebegriffe/> Dernier accès : 9 août 2010
- [8] KATALYSE Institut für angewandte Umweltforschung e. V. (éd.) : Umweltlexikon-Online. <http://www.umweltlexikon-online.de/RUBhome/index.php>, dernier accès : 9 août 2010
- [9] Umweltbundesamt GmbH (Agence pour l'environnement d'Autriche) (éd.) : Siloxane <http://www.umweltbundesamt.at/umweltinformation/schadstoff/silox/?&tempL=>, Dernier accès : 9 août 2010

Liste des abréviations

ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (Association pour l'utilisation économe et écologique de l'énergie)	FB	Fibres brutes
ATB	Institut für Agrartechnik Bornim e.V. (Institut Leibniz de génie agricole Potsdam-Bornim)	Fe	Fer
ATP	Adénosine triphosphate	FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
BImSchG	Loi sur la lutte contre la pollution	FS	Fermentation sèche
BioAbfV	Décret sur les biodéchets	g	Gramme
C	Carbone	GEM	Ground ear maize (épi de maïs)
C:N	Rapport carbone/azote	GES	Gaz à effet de serre
CB	Cendres brutes	H ₂ S	Sulfure d'hydrogène
CCM	Corn cob mix	ha	Hectare
CD	Coefficient de digestibilité	incl.	À l'inclusion de
CH ₄	Méthane	j	Jour
CHP	Unité de cogénération	K	Kelvin
CM	Centrale modèle	KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (Association pour la technologie et les structures en agriculture)
Co	Cobalt	l	Litre
CO ₂	Dioxyde de carbone	LB	Lipides bruts
CVB	Centrale de valorisation du biogaz	MF	Masse fraîche
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (Centre allemand de recherche sur la biomasse)	Mg	Magnésium
DCO	Demande chimique en oxygène	Mn	Manganèse
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. (Association allemande scientifique et technique de l'industrie du gaz et de l'eau)	Mo	Molybdène
EEG	Renewable Energy Sources Act (loi sur les sources d'énergie renouvelable)	MS	Matière sèche
EFM	Équivalent engrais minéral	N	Azote
él	Électrique	n.s.	Non spécifié
Ensilage		NADP	Nicotinamide-adénine-dinucléotide-phosphate
WCC	Ensilage de céréales plante entière	NawaRo	Abréviation allemande de nachwachsender Rohstoff ; dans le contexte du présent document, utilisé comme équivalent de cultures énergétiques.
ESA	Extrait sans azote	NH ₃	Ammoniac
		NH ₄	Ammonium
		Ni	Nickel

O	Oxygène	TA	Technische Anleitung (Instructions techniques)
P	Phosphore	th ou therm.	Thermique
PB	Protéines brutes	TCO	Taux de charge organique
PV	Production végétale	TSH	Temps de séjour hydraulique moyen
ppm	Parties par million		
		UE	Union européenne
rpm	Révolutions par minute		
S	Soufre	VL	Vache laitière
Se	Sélénium	VLEP	Valeur limite d'exposition professionnelle
ST	Solides totaux	VOB	Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen (Prescriptions concernant les marchés de construction)
SV	Solides volatils	vol.	Volume
		vTI	Johann Heinrich von Thünen Institute
		W	Tungstène



Adresses des institutions

Université des ressources naturelles et des sciences de
la vie appliquées, Vienne (BOKU)
Département des systèmes d'agriculture durable
Peter-Jordan-Str. 82
1190 Vienne
Autriche
Internet : www.boku.ac.at

Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH
(DBFZ)
Bereich Biochemische Konversion (BK)
Torgauer Strasse 116
04347 Leipzig
Allemagne
Internet : www.dbfz.de

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der
Landwirtschaft (KTBL)
Bartningstr. 49
64289 Darmstadt
Allemagne
Internet : www.ktbl.de

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)
Naumburger Str. 98
07743 Jena
Allemagne
Internet : www.thueringen.de/de/tll

Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI)
Institute for Agricultural Technology and Biosystems
Engineering (Institut de technologie agricole et de
biotechnologie)
Bundesallee 50
38116 Braunschweig
Allemagne
Internet : www.vti.bund.de

Bayrische Landesanstalt für Landtechnik (LfL)
Institut für Ländliche Strukturentwicklung,
Betriebswirtschaft und Agrarinformatik
Menzingerstrasse 54
80638 Munich
Allemagne
Internet : www.lfl.bayern.de

PARTA Buchstelle für Landwirtschaft und Gartenbau
GmbH
Rochusstrasse 18
53123 Bonn
Allemagne
Internet : www.parta.de

Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen
Reinhardtstr. 29 B
10117 Berlin
Allemagne
Internet : www.schnutenhaus-kollegen.de



Publié par

Fachagentur Nachhaltende Rohstoffe e.V. (FNR)

OT Gülzow • Hofplatz 1

18276 Gülzow-Prüzen

Allemagne

T +49 38 43 / 69 30 - 0

F +49 38 43 / 69 30 - 102

info@fnr.de • www.fnr.de

Avec le soutien du ministère fédéral de l'Alimentation, de l'Agriculture
et de la Protection des Consommateurs suite à une décision du
Parlement fédéral allemand.

N° de commande 627

FNR 2013