

Guide pour une pratique énergétique optimale de la méthanisation à la ferme en vue de la production de biogaz

Auteurs :

Aras AHMADI, Marco AVILA-LOPEZ

Affiliation :

TBI, INSA Toulouse, 135 Avenue de Rangueil 31077, France

Septembre 2022

Remerciements

Les auteurs remercient GRDF (Gaz Réseau Distribution France) pour le soutien financier apporté au projet ECOFEV dans le cadre de la Chaire Biogaz Innovation INSA Toulouse – GRDF. Les auteurs remercient particulièrement les deux sites de méthanisation BIOMETHARN et VALBIOENERGIE en France pour leur implication, leur coopération et leur partage des informations.

Nous remercions également toutes les personnes ayant contribué directement ou indirectement à l'avancement du projet :

Ligia Barna (INSA Toulouse, TBI)

Carlos Robles Rodriguez (INRAE)

Lorie Hamelin (INRAE)

Mohammad Asadi (TBI)

Rainier Hreiz (LRGP)

Christian Bausch (Valbioénergie)

Pierre Assemat (Biometharn)

Eike Ziegler (Ökobit-biogaz)

Volker Streit (Agrogaz)

David Benizri (EPURTEK)

Sylvain Frédérique (GRDF)

Tristan Rigoux (GRDF)

Sébastien Pommier (CRIT GPE)

CITATION DE CE RAPPORT

Ahmadi et Avila, TBI, INSA de Toulouse, 2022, Guide pour une pratique énergétique optimale de la méthanisation à la ferme en vue de la production de biogaz.

Introduction	5
1. Potentiels et contexte énergétique de la digestion anaérobie à la ferme pour la production de biogaz	7
1.1 La situation actuelle de la méthanisation en France	13
1.2 Le contexte réglementaire et les prévisions de gaz renouvelable dans le mix énergétique français	16
1.3 Conditions tarifaires d'achat du biométhane et de l'électricité issus de la méthanisation	18
1.4 Rôle de l'efficacité énergétique dans le potentiel de développement de la filière	20
2. Digestion anaérobie et valorisation du biométhane	22
2.1 Le digesteur anaérobie : technologies et régimes de fonctionnement	22
2.2 Stockage de biogaz	28
2.3 Stockage des matières premières	31
2.4 Matériaux de construction et isolation thermique des digesteurs	32
2.5 Réseaux de chauffage	39
2.6 Agitation du digesteur	42
2.7 Les processus biochimiques, le potentiel méthanogène et la composition des intrants	44
2.8 Valorisation du biogaz	48
2.9 Estimation de performance énergétique des unités de méthanisation	62
3. Caractérisation et modélisation thermique des digesteurs anaérobies à gazomètres multimembranes	69
3.1 Structure multicompartiment des digesteurs anaérobies	69
3.2 Différents mécanismes de transfert de chaleur	73
3.3 Modélisation thermique des méthaniseurs avec gazomètres multimembranes	79
3.4 Prise en compte des conditions météorologiques fluctuantes	85
3.5 Suivi énergétique des sites de méthanisation	87
4. Exemple d'application : évaluation thermique d'un site de méthanisation agricole en vue d'une injection de biogaz (Biometharn)	91
4.1 Présentation du site	91
4.2 Mesures des conditions opératoires et collecte des données météorologiques	96
4.3 Réseau de chaleur et efficacité énergétique du site	98
4.4 Modélisation thermique, évaluations saisonnières et identification des principales sources de pertes thermiques	101
4.5 Stratégies pour approcher l'autarcie thermique	114
5. Influence des paramètres de fonctionnement et de conception sur l'efficacité énergétique et recommandations	117
5.1 Ratio D/H (diamètre/hauteur) pour un volume donné de digesteur	119

5.2	Echelle du digesteur.....	120
5.3	Système de chauffage du digesteur	122
5.4	Géométrie de couverture de gazomètre	124
5.5	Nombre de membranes du gazomètre.....	126
5.6	Différentes configurations multimembranes du gazomètre.....	129
5.7	Construction du digesteur (matériaux, épaisseur).....	132
5.8	Isolation des murs et du fond (matériaux, épaisseur)	134
5.9	Couverture de protection (matériaux, épaisseurs, couleurs et revêtements).....	136
5.10	Type de sol et influence de l'humidité du sol.....	143
5.11	Profondeur dans le sol du digesteur	144
5.12	Hétérogénéité et stabilité de la température dans le digestat	145
5.13	Ventilation d'air dans le gazomètre.....	148
5.14	Température des substrats incorporés.....	149
5.15	Valorisation de la chaleur advective de digestat.....	152
5.16	Valorisation de la chaleur fatale (le cas des épurateurs en injection)	160
5.17	Résumé et conclusions.....	161
	Références	165

Introduction

La méthanisation à la ferme présente de nombreux avantages pour l'environnement et les territoires. Les déchets utilisés sont locaux et composés principalement de déjections animales (lisiers, fumiers), déchets issus des industries agroalimentaires et des cultures intermédiaires. Cette technique offre d'importants avantages tels que la fourniture d'énergie verte (chaleur, électricité, biométhane), l'autonomie énergétique du territoire, la création d'une filière locale de valorisation des déchets organiques, la création d'activité et de revenus complémentaires pour le territoire et les agriculteurs. La méthanisation à la ferme répond également aux enjeux environnementaux tels que la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la substitution des engrais minéraux par des engrais biosourcés. Aujourd'hui, dans ces méthaniseurs, selon la qualité des isolations et de l'efficacité thermique des unités, 8 à 30 % du gaz brut produit sur site est utilisé pour l'usage interne, surtout en chauffage des digesteurs. La diminution de cette consommation énergétique fait partie des éléments majeurs contribuant à la rentabilité des unités de méthanisation à la ferme.

Les informations fournies dans ce guide concernant la conception et le fonctionnement des digesteurs anaérobies pour la production du gaz vert sont, en grande partie, basées sur un grand nombre de travaux de recherche et de savoir-faire développé dans ce secteur. De plus, les évaluations énergétiques et la démarche méthodologique nécessaire à ces évaluations sont issues des travaux réalisés dans le cadre du projet ECOFEV visant à développer des outils d'évaluation thermique des unités de méthanisation à grande échelle industrielle. La recherche des solutions techniques pour parvenir à des méthaniseurs plus efficaces thermiquement, voire des méthaniseurs fonctionnant en autarcie thermique, passe par la compréhension et l'étude de phénomènes thermiques et de pertes dans un digesteur anaérobie ainsi que par l'étude technique des différentes stratégies d'isolation, de reconfiguration de digesteur et de gazomètre, et de différentes solutions synergiques de récupération et de réorganisation thermique en tenant compte des interactions entre le digesteur et les autres installations conjointes (réseau de chaleur, cogénération, épuration, etc.). Ces solutions permettront d'atténuer les pertes thermiques et d'optimiser le rendement et la production d'énergie à partir de déchets organiques biodégradables sur site en diminuant l'autoconsommation du gaz brut.

L'intérêt des évaluations thermiques est de montrer la performance journalière, mensuelle, saisonnière et annuelle des méthaniseurs en identifiant les sources principales de perte d'efficacité énergétique et d'étudier par la suite l'influence de l'ensemble des paramètres de design, de fonctionnement ainsi que les techniques d'isolation avancées de récupération et de gestion de chaleur fatale pour aller vers une méthanisation plus économe et plus efficace.

Le document est organisé de sorte à présenter, en premier lieu, le contexte énergétique de la digestion anaérobie à la ferme en soulignant le rôle de l'efficacité énergétique dans le potentiel de développement de la filière. Dans la deuxième partie, les principales caractéristiques de la digestion anaérobie, comme les technologies des digesteurs, le stockage de biogaz, le système de chauffage, les matériaux de construction et d'isolation, les différentes voies de valorisation du gaz et leurs impacts sur la performance énergétique de la filière sont présentées. Ensuite, la méthodologie de caractérisation et de modélisation thermique des méthaniseurs avec gazomètre multimembrane est développée compte tenu des conditions météorologiques dynamiques auxquelles les méthaniseurs sont soumis. Un cas d'application est également fourni où les résultats d'une telle approche sont présentés et interprétés de sorte à identifier les principaux axes d'amélioration thermique de ces unités. Enfin, dans la dernière partie de ce rapport, l'influence des principaux paramètres de fonctionnement et de conception des unités de méthanisation est étudiée afin de dresser une série de recommandations pratiques permettant d'augmenter la performance thermique et de diminuer l'autoconsommation du biogaz dans ces unités.

1. Potentiels et contexte énergétique de la digestion anaérobie à la ferme pour la production de biogaz

Le développement de méthodes alternatives de traitement des déchets et le besoin de sources d'énergie non fossiles remplaçant le charbon, le pétrole et le gaz ont déclenché la croissance des sources de bioénergie, y compris la production de biogaz par digestion anaérobie (DA). Ces développements ont lieu dans un contexte géopolitique de plus en plus hostile où l'indépendance énergétique s'avère de plus en plus nécessaire, mais aussi dans un contexte climatique critique dû, d'une part, à l'augmentation quasi constante de la consommation énergétique, surtout dans les pays développés, et d'autre part, à l'utilisation démesurée de ressources fossiles pour subvenir aux besoins énergétiques, ce qui affecte irréversiblement l'environnement et intensifie la pollution de l'air et le réchauffement climatique [1].

La DA est un processus biologique naturel par lequel diverses matières organiques sont dégradées en un digestat riche en nutriments et en biogaz. Le biogaz est une source d'énergie alternative propre et un carburant renouvelable qui peut être stocké dans un réservoir pour une utilisation future. Le biogaz est un combustible gazeux composé principalement de méthane, de dioxyde de carbone et d'un faible pourcentage d'autres gaz, dont l'hydrogène, le monoxyde de carbone, l'azote, l'oxygène, le sulfure d'hydrogène et les hydrocarbures [2].

La DA a le potentiel de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 3 290 à 4 360 Mt d'équivalent CO₂, ce qui équivaut à 10 à 13 % des émissions mondiales actuelles de gaz à effet de serre [2]. Le potentiel de production d'énergie à partir des principales matières premières actuellement disponibles et cultivées/récupérées de manière durable (fumiers, lisiers, déchets alimentaires, eaux usées, résidus de cultures et cultures énergétiques) dans le monde est de 10 100 à 14 000 TWh. Cette énergie peut couvrir 6 à 9 % de la consommation mondiale d'énergie primaire ou 23 à 32 % de la consommation mondiale de charbon [2]. Lorsqu'elle est utilisée comme électricité, elle a le potentiel de couvrir 16 à 22 % de l'électricité consommée dans le monde [2]. Si l'énergie est utilisée sous forme de biométhane, elle peut remplacer 993 à 1 380 milliards de mètres cubes (mmc) de gaz naturel, ce qui équivaut à 26 à 37 % du gaz naturel actuellement consommé dans le monde [2]. Les valeurs moyennes des différents potentiels mentionnés ci-dessus sont représentées dans la Figure 1.



Figure 1. Potentiel de la digestion anaérobie [3]

Selon Eurostat, entre 2010 et 2021, la production européenne de biogaz est passée de 80 TWh en 2010 à 170 TWh, environ 4,6 % de la demande de gaz naturel de l'Union européenne [4, 5]. Le nombre d'installations de biogaz a également augmenté pour atteindre 18 943 en 2019 contre 6 227 en 2009 [6]. La production du biométhane augmente fortement, comme le montre la Figure 2. La croissance de la production des nouveaux sites de biométhane a été doublée par rapport à 2019.

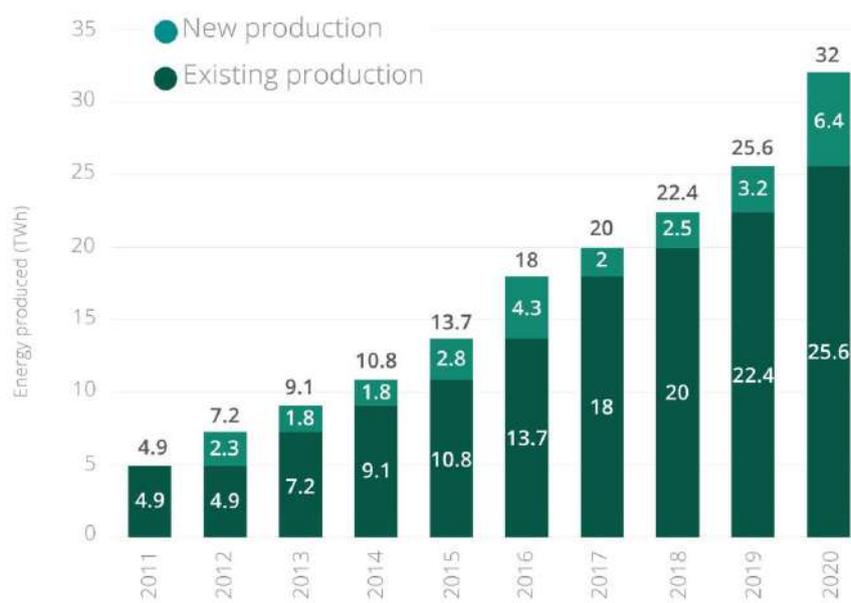


Figure 2. Evolution de la production européenne du biométhane [4]

Les principaux avantages supplémentaires de la DA comprennent le remplacement des engrais chimiques conventionnels et la récupération et la gestion des déchets organiques [7, 8]. Les résidus de la production de biogaz, appelés digestats ou engrais naturels, peuvent remplacer 5 à 7 % des engrais inorganiques actuellement utilisés. Ils peuvent fertiliser 82 millions d'hectares de terres [9], soit l'équivalent des terres arables combinées du Brésil et de l'Indonésie [10].

Les digesteurs anaérobies alimentés par des déchets locaux, principalement composés de fumiers, de lisiers, de déchets de l'industrie agroalimentaire et de cultures intermédiaires en co-digestion de fumier, sont classés en méthaniseurs agricoles. En France, la DA connaît un développement important, notamment pour le traitement des eaux usées et des résidus agricoles à la ferme ; ceci est le résultat des importants volumes de gisements de matières premières potentielles dans le secteur agricole (Figure 3), représentant environ 70 à 90 % de la matière première potentielle totale pour la production de biogaz d'ici 2050 (Figure 4) [5, 11]. En moyenne, en France, la moitié des matières sont issues des animaux (déjections des animaux d'élevage) et l'autre moitié des végétaux (CIVE ou culture intermédiaire à vocation

énergétique et résidus de cultures). Les biodéchets, les boues d'épuration et les sous-produits des industries agroalimentaires participent aussi, mais pour une plus faible part, au gisement national méthanisable. La Figure 5 représente la répartition des unités par type de biogaz produit. Les unités de méthanisation à la ferme représentent deux tiers des sites de production de biogaz en France.

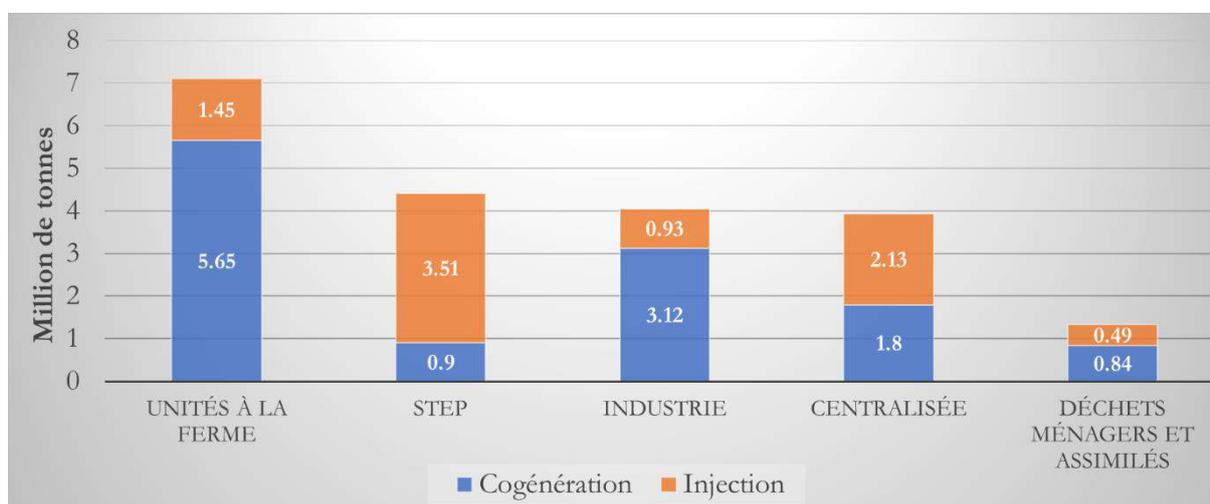


Figure 3. Capacité de déchets traités par type d'installation et type de valorisation en France au 31 décembre 2020 [12, 13]

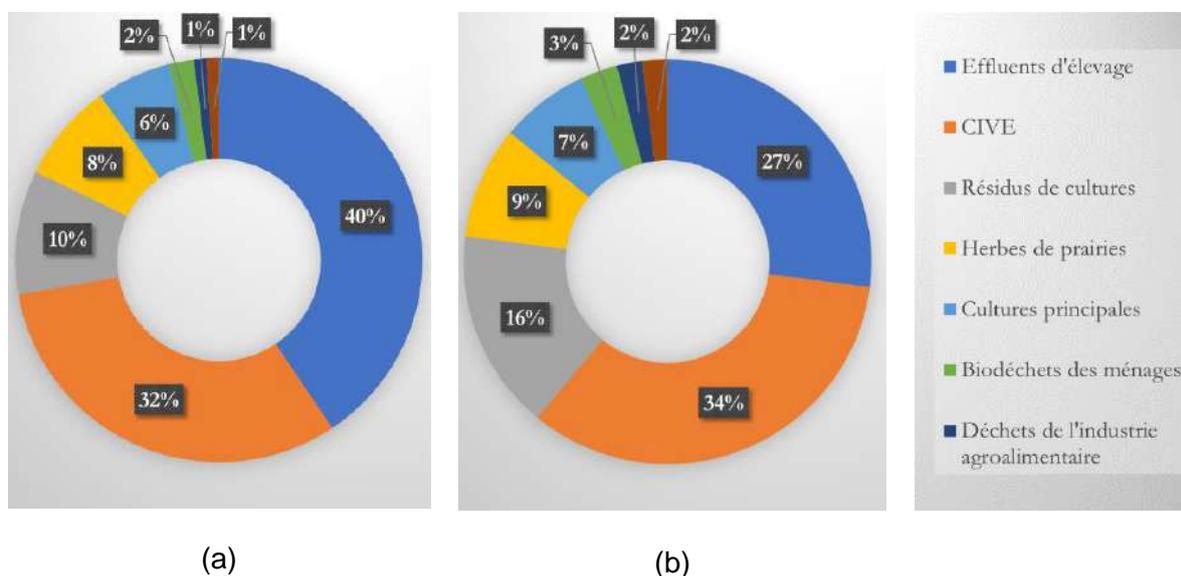
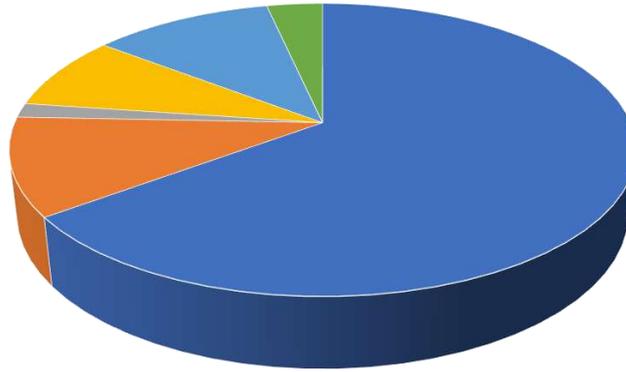


Figure 4. Ressources mobilisables par la méthanisation à l'horizon 2050 en France. (a) Matière brutes mobilisables, tonnage total : 157 millions de tonnes ; (b) Énergie primaire produite : 89 TWh

[11]



- Unités à la ferme
- Unités centralisées (recevant des déchets de différentes origines, y compris agricole)
- Unités de déchets ménagers
- Unités de station d'épuration (STEP)
- Unités dans l'industrie agro-alimentaires
- Installation de stockage de déchets non dangereux (ISDND)

Figure 5. Répartition des différentes applications de la digestion anaérobie en France au 31 décembre 2020 [12, 13]

La DA à la ferme offre des avantages pour les agriculteurs, le territoire, les collectivités locales et l'environnement. Les atouts pour les différents acteurs de la DA sont listés ci-dessous.

Atouts pour les agriculteurs :

- Création d'activité, revenus complémentaires stables (vente d'électricité).
- Couverture des besoins de chaleur dans un contexte d'augmentation du coût de l'énergie.
- Amélioration des engrais de ferme (meilleure assimilation par les plantes, réduction des odeurs, réduction de la dépendance aux engrais minéraux).
- Valorisation des équipements de stockage des effluents (fosses à lisier).
- Diversification des débouchés pour les cultures dérobées et résidus de cultures qui peuvent être méthanisés.
- Renforcement du lien agriculture/territoire suite à la création de services pour la collectivité.

Atouts pour le territoire :

- Création d'une filière locale de recyclage et de valorisation des déchets organiques des entreprises.
- Fourniture d'énergie verte (chaleur, biométhane) pour des entreprises.

- Amélioration de l'image des entreprises utilisatrices de ces nouveaux services (utilisation d'énergie verte, recyclage des déchets).
- Création d'activités autour de la construction et l'exploitation de l'installation biogaz.

Atouts pour les collectivités locales :

- Attractivité économique accrue en lien avec l'utilisation de la chaleur.
- Gain en autonomie énergétique du territoire.
- Maîtrise des coûts de traitement des déchets : réduction des coûts de transport, réduction des coûts liés à la redevance « déchets ».
- Potentialités d'activités nouvelles : route touristique ou pédagogique des énergies renouvelables, par exemple.

Atouts pour l'environnement :

- Réduction des émissions de gaz à effet de serre grâce :
 - Au captage des émissions de méthane (CH₄) qui se produisent naturellement au cours du stockage des déjections animales ;
 - A la valorisation énergétique du CH₄ (sous forme d'électricité, de chaleur ou de biométhane) en substitution d'une autre énergie potentiellement productrice de gaz à effet de serre (gaz naturel, fioul...);
 - A la substitution des engrais minéraux dont la production est très consommatrice en énergie fossile par des engrais renouvelables (retour au sol de la matière organique des biodéchets) ;
 - A la réduction du transport de déchets.

Malgré le potentiel important du secteur et l'existence de plus de 100 000 petites, moyennes et grandes unités de DA, et 700 sites de valorisation opérant dans le monde, en moyenne, seulement 2 % du potentiel mondial de DA a été réalisé [3]. Des exemples de défis liés à la filière méthanisation sont présentés dans le Tableau 1.

Tableau 1. Défis identifiés pour le secteur européen du biogaz [14]

Dimension	Défi principal	Sous-défis associés
Economique	Réduire le coût de production du biogaz	<ul style="list-style-type: none"> - Augmenter la valorisation du biogaz à partir des matières premières (optimisation du procédé DA : prétraitements, meilleur suivi, etc.) - Atteindre la pleine valorisation du potentiel énergétique du biogaz (éviter la valorisation de la chaleur nulle ou faible pour la cogénération) - Adapter le processus aux sources de biomasse locales/bon marché - Baisse des investissements liée à la croissance du secteur et gain en expertise - Trouver des sources de revenus supplémentaires (nutriments, consommation de CO₂, valorisation des co-bénéfices, etc.)

Environnemental	Augmenter la durabilité du secteur	<ul style="list-style-type: none"> - Identifier et diffuser les bonnes pratiques de gestion du digestat et de culture séquentielle - Développement et adoption accrue d'outils d'évaluation de la durabilité des installations de biogaz (ACV : Analyse du Cycle de Vie) - Démontrer pleinement l'intégration de la DA dans la transition agroécologique - Exemplarité de la filière sur les fuites de méthane (développement d'outils et suivi régulier)
Politique	Mettre en place des dispositifs de soutien viables et durables	<ul style="list-style-type: none"> - Identifier dans chaque pays un modèle de développement du biogaz adéquat en fonction des spécificités régionales (gisement des matières premières, infrastructure gazière, etc.) - Favoriser la mise en œuvre locale du dispositif d'accompagnement
Société	Augmenter l'acceptation par la population locale	<ul style="list-style-type: none"> - Augmenter la communication, notamment sur les bénéfices environnementaux - Augmenter la consultation et l'implication des populations locales

En France, la filière est principalement basée sur la récupération et la valorisation de matières organiques et non sur des cultures principales dédiées à la méthanisation qui prendraient la place de cultures alimentaires. La réglementation stipule que les méthaniseurs ne peuvent pas dépasser 15 % de leur approvisionnement avec des cultures principales. En pratique, cette part ne serait que de 3 % à l'échelle de la France [11].

En fonction de la teneur en matière sèche (MS), la DA peut être réalisée dans des digesteurs humides (< 10 % à 20 % Matière Sèche : MS) ou secs (> 20 % à 40 % MS). DA sèche offre plusieurs avantages, notamment une faible consommation d'eau et une conception simple du système. Cependant, un nombre important d'usines de biogaz modernes sont basées sur la DA humide, impliquant principalement des réacteurs agités en continu en raison de leurs performances, de la production linéaire de gaz et de la stabilité du procédé [15]. Dans la DA humide à grande échelle, les grands digesteurs infiniment mélangés fonctionnant en régime mésophile ($\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$) sont principalement utilisés, les grands volumes des digesteurs permettant une expression maximale du potentiel biochimique en méthane du substrat organique [16, 17].

Le biogaz produit peut être valorisé de différentes manières, généralement sous forme de production d'électricité et de chaleur avec des unités de cogénération et via l'épuration du biogaz en biométhane, qui est injecté dans le réseau gazier pour remplacer progressivement le gaz naturel [8, 5, 18]. La valorisation du biogaz présente également l'avantage d'être économe en énergie et respectueuse de l'environnement en raison des pollutions et des impacts environnementaux évités sur son cycle de vie [19].

En 2020, la répartition des filières de valorisation du biométhane en France issu de la méthanisation à la ferme est la suivante : 80 % des méthaniseurs sont conçus en vue de

cogénération, 17 % en vue d'injection de biogaz, et 3 % ayant seulement une valorisation en chaleur (Figure 6).

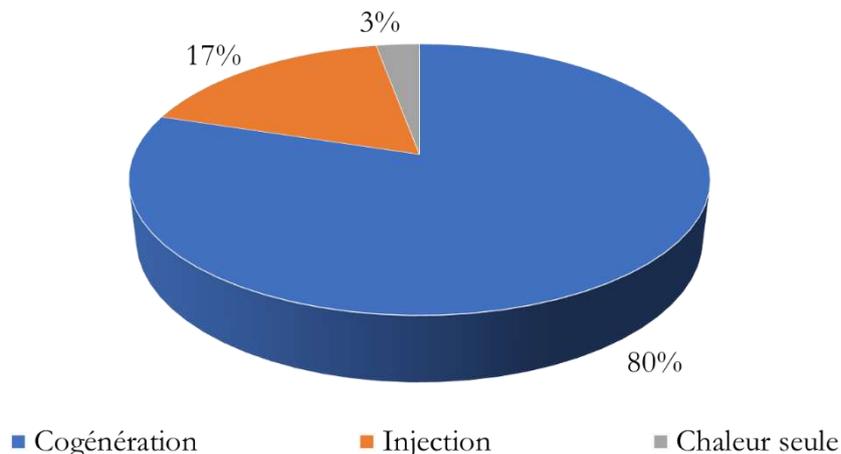


Figure 6. Type de valorisation des unités de méthanisation à la ferme en France au 31 décembre 2020 [12, 13]

1.1 La situation actuelle de la méthanisation en France

En France, comme en Europe, la méthanisation est la filière de production de gaz renouvelables la plus mature. La France se place en troisième position avec plus de 1 000 unités, derrière l'Italie (plus de 1 600 unités) et l'Allemagne en tête (plus de 11 000 unités), et en septième place au niveau mondial (Figure 7) [20].

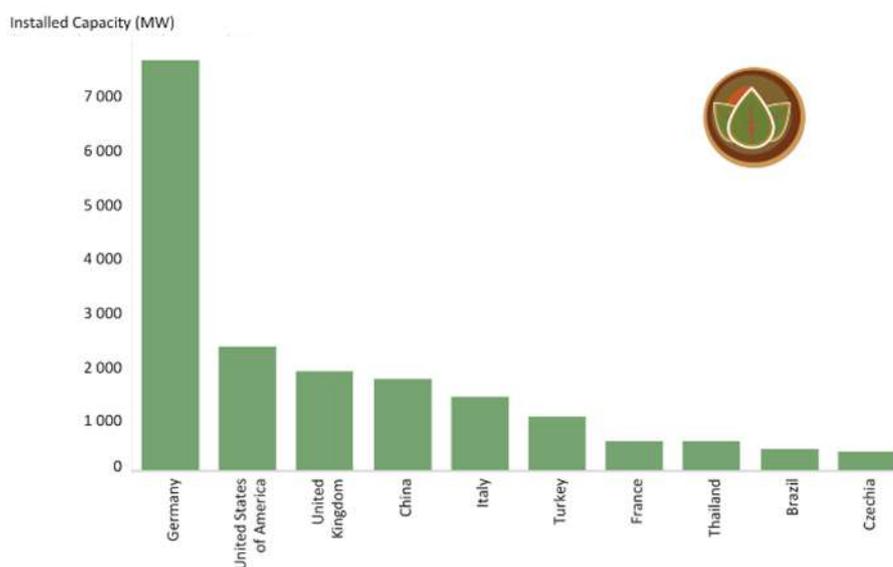


Figure 7. Classement des pays producteurs de biogaz en 2021 en fonction de leur capacité d'énergie renouvelable ou production d'électricité [21]

Selon l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), la production de biogaz a considérablement augmenté au cours des dix dernières années [21]. En France, la production d'électricité de la filière méthanisation a suivi une augmentation de 1 152 GWh en 2011 à 2 587 GWh en 2021 (Figure 8).

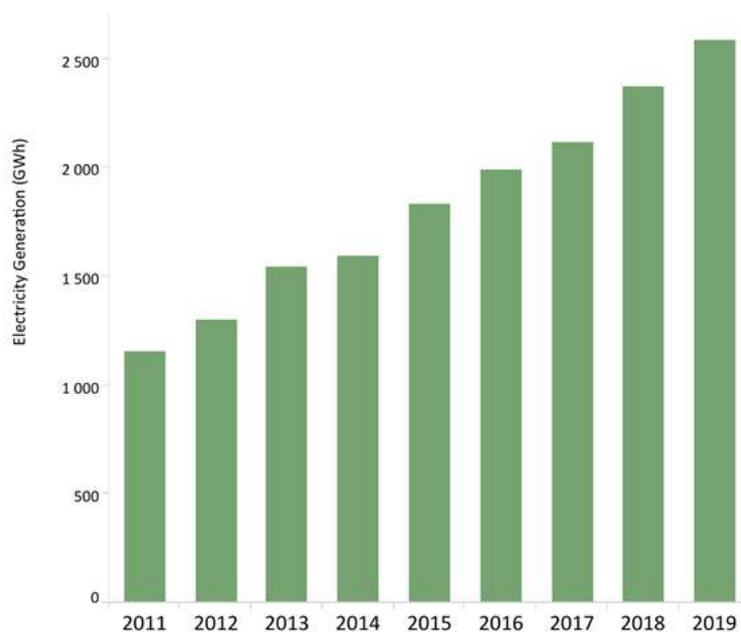
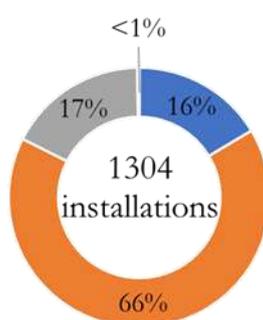


Figure 8. Evolution de la production d'électricité de la filière méthanisation en France [21]

La France soutient les unités de méthanisation depuis 2002 pour la valorisation en cogénération et 2011 pour l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Les objectifs des pouvoirs publics sont multiples :

- Développer une source d'énergie renouvelable pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et les importations ;
- Créer une filière industrielle avec de nombreux emplois ;
- Améliorer le traitement des déchets organiques (eaux usées, enfouissement, déchets agricoles) pour réduire les pollutions qui pourraient en découler ;
- Compléter le revenu des agriculteurs qui fournissent des matières et épandent du digestat.

Fin 2021, le ministère de la Transition écologique recensait 945 installations de production d'électricité produisant également de la chaleur par cogénération à partir de biogaz et 635 unités d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz, soit 1 580 installations valorisant des gaz renouvelables (hors valorisation en chaleur seule) [22]. De son côté, l'ADEME recensait 226 installations valorisant du biogaz en chaleur seule à fin 2020 (Figure 12).



- Injection de biométhane dans un réseau de gaz naturel
- Production conjointe d'électricité et de chaleur à partir de biogaz par cogénération
- Production de chaleur seule par utilisation du biogaz en chaudière
- Production des biocarburants

Figure 9. Répartition des installations valorisant des gaz renouvelables (méthanisation, STEP et ISDND) par valorisation énergétique en France au 31 décembre 2020 [20, 12]

La production d'électricité à partir de biogaz s'élève à 2,7 TWh en 2021, soit 0,6 % de la consommation électrique française. Elle est en hausse par rapport à la production de l'année 2020 (Figure 10). La production de biométhane injecté dans les réseaux connaît une progression marquante. Entre 2020 et 2021 elle passe de 2,2 TWh à 4,4 TWh, soit une hausse de 100 % par rapport à 2020 (Figure 11). La répartition du parc raccordé est la suivante : 55% (agricole autonome), 25% (agricole territorial), 8% (industriel territorial), 6% (STEP), 3% (Déchets ménagers et biodéchets), 3% (ISDND), dont la taille moyenne des installations : Agricole (15,4-20,3 GWh/an), Déchets ménagers et biodéchets (35,5 GWh/an), industriel territorial (38,2 GWh/an). Finalement, la production thermique directe résultant des gaz renouvelables s'élève pour l'ensemble du parc à 4,5 TWh. Cette production couvre 0,7 % de la consommation finale de chaleur en 2021 (Figure 12).

945	572 MW	2,7 TWh	0,6 %	30 MW
installations raccordées à fin 2021	de puissance électrique installée à fin 2021	d'électricité produite en 2021	de la consommation électrique française en 2021	des projets en développement

Figure 10. Chiffres clés de la production d'électricité par cogénération à partir de biogaz en France au 31 décembre 2021 (source : SDES)

635 installations raccordées à fin 2021	4,4 TWh de production de gaz renouvelables en 2021	6,4 TWh de parcs raccordés en biométhane à fin 2021	0,92 % de la consommation de gaz naturel en 2021	784 projets en développement à fin 2021
---	---	--	---	---

Figure 11. Chiffres clés de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel en France au 31 décembre 2021 (source : Source : Panorama du Gaz Renouvelable en 2021 - GRDF, GRTgaz, SER, SPEGNN, TEREGA)

1 085 installations produisent de la chaleur à fin 2021	dont 226 installations produisent de la chaleur seule à fin 2021	4,5 TWh de production directe de chaleur renouvelable en 2021	0,7 % de la consommation finale de chaleur en 2021
--	---	---	---

Figure 12. Chiffres clés de la production de chaleur directe à partir de biogaz (chaleur seule et chaleur produite par cogénération) en France au 31 décembre 2021 (source : Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2021 - CIBE, FEDENE, SER, UNICLIMA et avec la participation de l'ADEME)

La méthanisation a un rôle à jouer dans les objectifs ambitieux que la France s'est fixés dans la loi en termes de mix énergétique renouvelable et de réduction des émissions des gaz à effet de serre, surtout celles du CO₂ d'origine fossile. Pour y arriver, elle prévoit une transition énergétique tournée à la fois vers une baisse de consommation et vers le recours aux énergies renouvelables.

1.2 Le contexte réglementaire et les prévisions de gaz renouvelable dans le mix énergétique français

Dans la stratégie nationale bas-carbone (SNBC), la France s'engage vers une consommation globale de gaz renouvelable en baisse avec 195 à 295 TWh à horizon 2050, contre 450 à 500 TWh actuellement, et une augmentation du recours aux gaz renouvelables.

Dans la loi énergie-climat de 2019, la France se fixe un objectif de neutralité carbone fossile pour 2050 et de sortie progressive des énergies fossiles pour répondre à l'urgence climatique et à l'Accord de Paris.

Pour atteindre l'objectif 2030 de 32 % d'énergies renouvelables dans notre mix énergétique, l'Etat a adopté la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en 2020. Elle a pour but de fixer des objectifs à chaque filière d'énergie renouvelable couvrant des périodes successives de cinq ans. Elle fixe les objectifs à atteindre pour 2023 et 2028.

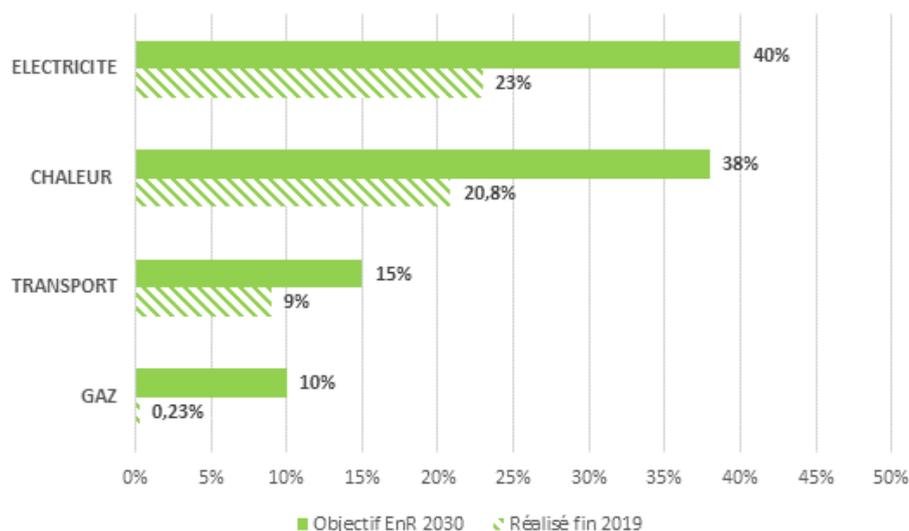


Figure 13. Les objectifs sectoriels de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) pour 2030 [20]

La PPE prévoit 14 TWh PCS (Pouvoir calorifique supérieur) de consommation de biogaz en 2023 et entre 24 et 32 TWh PCS en 2028 ; cela représente une perspective de 7 % de renouvelable dans la consommation de gaz en 2030 alors que l'objectif de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015 est d'atteindre 10 % de gaz renouvelables dans la consommation en 2030, soit environ 40 TWh en tenant compte de la baisse des consommations de gaz due à l'efficacité énergétique (Figure 13).

En avril 2020, le décret qui encadre la PPE a fixé des objectifs de production de 6 TWh de biométhane injecté en 2023, ce qui a représenté une révision à la baisse de 2 TWh par rapport à l'ancienne PPE, et entre 14 et 22 TWh en 2028. Pour atteindre ces objectifs, la PPE a prévu un budget de 9,7 milliards d'euros pour le soutien de la filière de production de biométhane injecté. Pour assurer la progression du secteur biogaz et même rattraper l'objectif initial d'atteindre 10 % de la demande totale de gaz d'ici 2030, cela nécessite une croissance importante de la filière, une réduction des coûts de production et une augmentation de l'efficacité énergétique. [14, 24].

Enfin, la PPE a également prévu une transformation du cadre de soutien avec le lancement de premiers appels d'offres pour les installations d'injection de plus de 300 Nm³/h (environ 25 GWh/an). En 2022, le ministère de la Transition écologique va travailler à en définir les modalités à travers un ou plusieurs cahiers des charges. Le décret n° 2021-1273 du

30 septembre 2021 a d'ailleurs modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie concernant les dispositions particulières relatives à la vente de biogaz, pour y inclure les bases réglementaires des futurs appels d'offres pour le biométhane injecté, celles du complément de rémunération pour le biométhane non injecté à usage carburant et des dispositions relatives au contrôle des installations d'injection de biométhane.

Neuf ans après la première injection en 2011, le cadre réglementaire d'achat du biométhane a été modifié par le décret n° 2020-1428, définissant de nouvelles dispositions pour l'achat de biométhane à un tarif réglementé, et par l'arrêté du 23 novembre 2020 qui a fixé ce nouveau tarif d'achat pour toutes les installations d'injection de moins de 300 Nm³/h. Pour les installations de capacités supérieures, le lancement des appels d'offres prévus par la PPE est attendu pour fin 2022.

Longtemps souhaité et attendu par la filière, le passage de la notion de « capacité maximale de production » à celle de « production annuelle prévisionnelle » a conduit les pouvoirs publics à publier l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021, version la plus récente et la seule en vigueur à ce jour pour les installations de moins de 25 GWh/an.

1.3 Conditions tarifaires d'achat du biométhane et de l'électricité issus de la méthanisation

1.3.1 Le tarif d'achat du biométhane en injection

Toutes les installations de production de biométhane en vue d'injection ayant signé un contrat d'achat avant le 24 novembre 2020 continuent à bénéficier des conditions tarifaires de « l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel » pour une durée de quinze ans.

Le producteur bénéficie d'un tarif d'achat compris entre 46 et 139 €/MWh (Figure 14). Ce dernier dépend de la taille de l'installation de production, appelée capacité maximale de production de biométhane (exprimée en Nm³/h) et de la nature des déchets ou matières organiques traités. Pour ces installations de méthanisation, le tarif d'achat est constitué d'un tarif de référence et d'une prime selon les intrants utilisés. Le tarif de référence est compris entre 45 et 95 €/MWh pour les installations de stockage de déchets non dangereux et entre 64 et 95 €/MWh pour les autres installations.

La prime aux intrants est :

- Pour les déchets de collectivités et déchets ménagers : 5 €/MWh.
- Pour les déchets issus de l'agriculture et de l'agroalimentaire : entre 20 et 30 €/MWh selon les débits produits.

- Pour les résidus de traitement des eaux usées traitées en station d'épuration : entre 1 et 39 €/MWh.

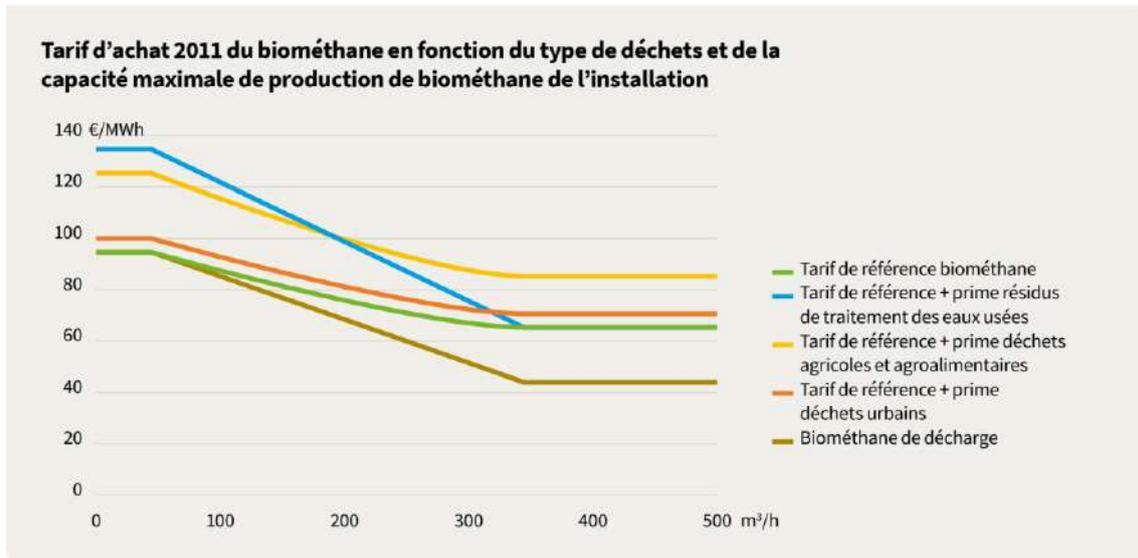


Figure 14. Tarif d'achat 2011 du biométhane en fonction du type de déchets et de la capacité maximale de production de biométhane de l'installation [24]

Les installations d'une capacité maximale de production inférieure ou égale à 300 Nm³/h ayant signé un contrat d'achat à partir du 24 novembre 2020 ou avec une production annuelle prévisionnelle inférieure ou égale à 25 GWh/an, ayant signé un contrat d'achat à partir du 14 décembre 2021, bénéficient des conditions tarifaires, dites « transitoires », de « l'arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel » ou de « l'arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel », pour une durée de quinze ans.

Le tarif de référence est compris entre 55 et 99 €/MWh pour les installations de stockage de déchets non dangereux et entre 86 et 122 €/MWh pour les autres installations.

La prime aux intrants est :

- Pour les effluents d'élevage : 10 €/MWh pour 60 % d'effluents d'élevage ou plus.
- Pour les eaux usées : entre 0 et 20 €/MWh selon le débit du produit.
- Si l'injection est réalisée sur un réseau de distribution de moins de 100 000 clients : entre 1 et 3 €/MWh.

Des aides financières peuvent être accordées, au cas par cas, par les pouvoirs publics (ADEME, conseils régionaux et départementaux, Fonds européen, etc.).

Les arrêtés de 2020 et 2021 comprennent un malus de 5 €/MWh pour toute installation bénéficiant d'une aide à l'investissement de l'ADEME. Le tarif s'accompagne d'une trajectoire

de réduction de -0,5 % par trimestre. Dans l'ensemble, par rapport aux dispositions de l'arrêté de 2011, ces nouvelles conditions représentent une baisse du niveau de soutien de l'ordre de 1 à 15 %.

1.3.2 Les contrats d'achat d'électricité issue de la cogénération de biogaz

L'électricité produite par le biogaz brut provenant de la digestion anaérobie peut être raccordée au réseau d'électricité. L'arrêté du 24 février 2017 allonge la durée des contrats d'achat d'électricité issue du biogaz. Le contrat d'une durée initiale de quinze ans est allongé à vingt ans. Les tarifs de rachat de l'électricité ont été revalorisés le 13 décembre 2016 par l'arrêté. Pour une installation d'une puissance inférieure ou égale à 80 kW, le tarif de rachat de l'électricité s'élève à 175 €/MWh. Pour une installation dont la puissance est égale à 500 kW, le tarif de rachat de l'électricité s'élève à 155 €/MWh. Si l'installation de méthanisation possède une puissance intermédiaire, les tarifs sont calculés par interpolation linéaire. Par ailleurs, les installations dont la puissance est supérieure à 500 kW sont quant à elles concernées par des appels d'offres. Elles peuvent ainsi revendre leur énergie sur le marché des fournisseurs d'électricité. Depuis le 1^{er} janvier 2018, le tarif de rachat de l'électricité a diminué de 0,5 % tous les trimestres pour les nouvelles installations. Les éleveurs peuvent également disposer d'une prime lorsqu'une partie de leurs effluents d'élevage (déjections animales) est intégrée au méthaniseur. Par exemple, si la proportion d'effluents est supérieure ou égale à 60 % de la composition totale en matière organique du méthaniseur, la prime s'élève à 5 €/MWh.

1.4 Rôle de l'efficacité énergétique dans le potentiel de développement de la filière

D'un point de vue global, l'amenuisement des ressources énergétiques fossiles va entraîner inévitablement une augmentation de leurs prix. Les énergies de stock se raréfient et ont des impacts environnementaux lourds alors que la capacité des énergies de flux est encore insuffisante. A ce stade, l'enjeu important est de limiter les pertes en phase de production et de renforcer l'efficacité énergétique dans ce secteur.

La performance globale en termes d'énergie, de bénéfices et d'empreinte environnementale d'une installation de biogaz agricole est directement proportionnelle à son bilan énergétique et à son efficacité, c'est-à-dire la quantité d'énergie nécessaire à son bon fonctionnement par rapport à la quantité totale d'énergie primaire produite (par exemple, le biogaz brut de la DA). La raison en est que la DA utilise, en interne, une partie importante du biogaz brut, principalement pour le chauffage des digesteurs, une consommation qui est d'ailleurs fortement dépendante des conditions saisonnières (la demande de chaleur étant largement plus importante en hiver qu'en été, en raison des pertes thermiques plus grandes et une

température ambiante plus basse en hiver) [25, 5]. C'est ce qu'on appelle l'autoconsommation du site de production de biogaz, une mesure qui reflète directement sa performance énergétique et économique. Atteindre une efficacité énergétique plus élevée équivaut à une diminution proportionnelle de l'énergie, surtout thermique, soutirée pour subvenir aux besoins énergétiques des digesteurs. Actuellement, l'autoconsommation d'une centrale de méthanisation sans isolation thermique ou mal isolée peut atteindre 30 % ou plus [26] ; tandis que l'autoconsommation est située entre 8 et 15 % pour un digesteur plus ou moins modernisé avec isolation thermique, selon la qualité de l'isolation des digesteurs et l'efficacité thermique des unités [27, 28].

L'efficacité énergétique des installations de cogénération récentes est comprise, en moyenne, entre 45 et 71 % selon la répartition entre les rendements électrique (≈ 40 %) et thermique (≈ 18 %) de ces unités, et entre 73 et 85 % pour les sites d'injection, un chiffre qui dépend surtout de la taille de l'unité [28]. En outre, l'efficacité énergétique des sites de méthanisation est fortement affectée par l'absence d'isolation thermique et de stratégies de valorisation thermique (récupération thermique et gestion des chaleurs fatales) pouvant dégrader le bilan énergétique. La perte de gaz dans les méthaniseurs modernes est en moyenne entre 0,1 et 5 % du biogaz, voire plus dans certains cas extrêmes [29] et elles peuvent avoir des origines multiples : des pertes accidentelles ponctuelles, des dysfonctionnements d'équipement, des choix technologiques inappropriés, un manque de suivi de l'installation, ou être inhérentes à certains process comme dans le cas de l'épuration du biogaz pour l'injection dans le réseau de gaz naturel ou la production de biométhane carburant. La réglementation impose également l'utilisation de l'énergie primaire produite par le site pour subvenir à ses besoins thermiques, et l'usage d'autres formes d'énergie renouvelable n'est pas autorisé, à l'exception de l'ensoleillement solaire direct [30].

En règle générale, il est aussi important de penser à trouver des solutions pertinentes de réduction de perte énergétique et d'utilisation rationnelle de l'énergie que de revoir la conception optimale des méthaniseurs (digesteurs et gazomètres) cette fois-ci du point de vue thermique. A ce stade, l'isolation thermique des équipements et la réflexion sur la synergie entre les différentes sources énergétiques jouent un rôle essentiel.

Néanmoins, il est à noter que l'efficacité énergétique de la méthanisation devrait être vue dans son ensemble, c'est-à-dire de la production de biogaz à sa valorisation, car l'efficacité énergétique globale du procédé dépend non seulement de l'efficacité de chaque équipement, mais aussi de leur organisation.

2. Digestion anaérobie et valorisation du biométhane

La digestion anaérobie, ou méthanisation, consiste en la transformation de la matière organique (comme les déchets agricoles, industriels et ménagers, biodéchets et boues de station d'épuration) en présence de micro-organismes en conditions contrôlées et en l'absence d'oxygène (réaction en milieu anaérobie). Les matières organiques (appelées intrants) sont stockées dans une cuve hermétique, appelée méthaniseur ou digesteur, où la matière est soumise à l'action de micro-organismes (bactéries) en l'absence d'oxygène. Plusieurs réactions biologiques successives ont alors lieu, formant ce qu'on appelle la digestion anaérobie. Il se produit alors une transformation dans laquelle une partie de la matière organique devient un gaz ayant un pouvoir calorifique, appelé le biogaz, et une autre partie devient un co-produit pâteux riche en nutriments pour l'agriculture, appelé le digestat. Le biogaz est un mélange gazeux composé essentiellement de méthane (50 à 70 %) et de dioxyde de carbone. Constitué de bactéries excédentaires, matières organiques non dégradées et matières minéralisées (azote, phosphore, potassium), le digestat issu de la méthanisation est plus ou moins pâteux (comparable au compost). Après la séparation de phase, le digestat peut être solide ou liquide, et il est valorisable comme engrais biosourcé, pertinent pour l'agriculture. Le CH₄ du biogaz a un pouvoir calorifique élevé (autour de 50–55 MJ/kg), qui peut être valorisé sous forme d'électricité, de chaleur, ou purifié pour obtenir du biométhane de haute pureté en vue d'injection dans les réseaux de gaz naturel ou du biogaz pour véhicules (BioGNV). Au 1^{er} janvier 2021, 63 % des installations de méthanisation en France valorisaient le biogaz par la cogénération, 19 % par l'injection, 18 % par la production de chaleur seule, et < 1 % par la production de biocarburants [12]. Un schéma de la filière méthanisation regroupant l'ensemble des voies de valorisation est présenté à la Figure 15.

2.1 Le digesteur anaérobie : technologies et régimes de fonctionnement

Les méthaniseurs en digestion anaérobie peuvent être conçus en fonction de leur capacité, autrement dit, de l'échelle de production :

- Petite – avec une capacité utile du digesteur allant jusqu'à 150 m³
- Moyenne – avec une capacité utile du digesteur allant de 150 m³ jusqu'à 500 m³
- Grande – avec une capacité au-delà de 500 - 1 000 m³

Le type des substrats, la consistance structurelle des unités, la complexité de la conception, les conditions météorologiques, géologiques et le coût et la disponibilité des matériaux peuvent affecter le choix et la construction d'un digesteur anaérobie.

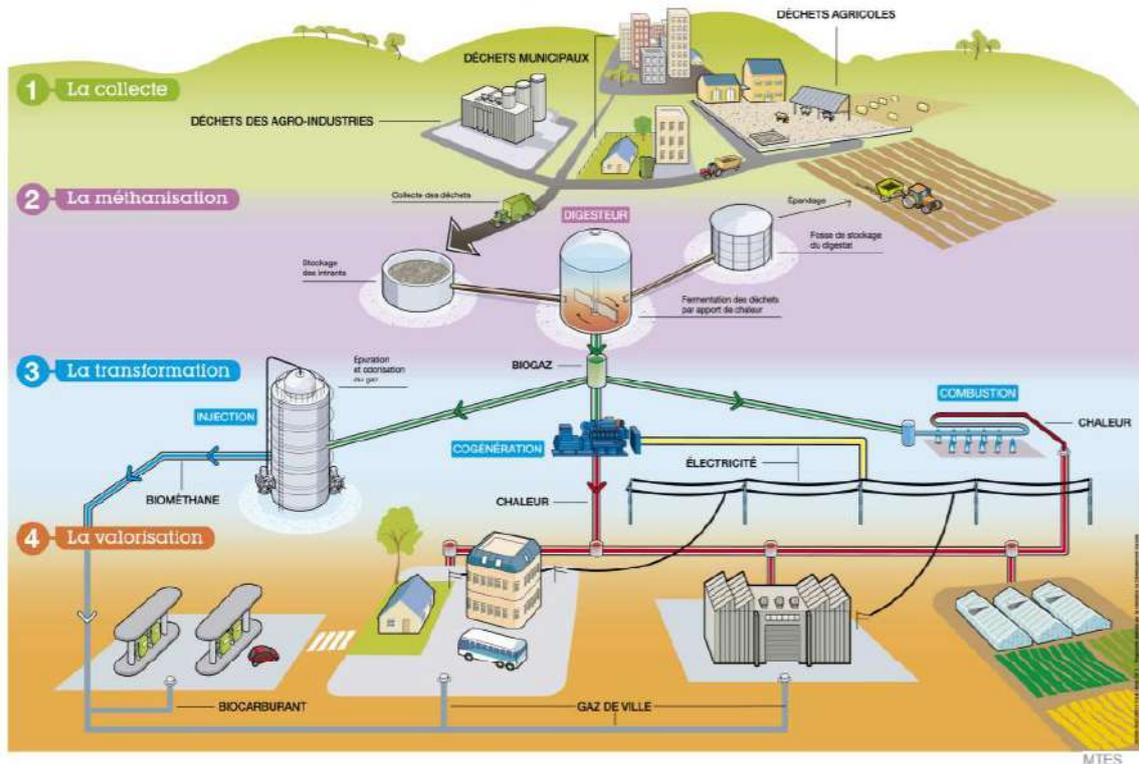


Figure 15. Schéma de la filière méthanisation incluant les différentes voies de valorisation (biogaz et digestat) [31]

En fonction de la teneur globale en matière solide, la méthanisation est classée soit en voie sèche, soit en voie humide/liquide et elle peut fonctionner en discontinu ou en régime continu. La voie sèche est préconisée lorsque le taux de matière sèche (MS) se situe entre 20 % et 40 %. A l'inverse, lorsque le taux de MS est inférieur à 20 %, permettant d'obtenir un mélange brassable dans le digesteur et plus facilement transportable à la sortie du digesteur, la digestion anaérobie est considérée en voie liquide. Les digesteurs en voie liquide représentent un coût d'investissement plus important, mais bénéficient d'une plus grande stabilité de production et d'une production quasi continue de biogaz, même en ayant une alimentation séquencée de 2 ou 3 fois par jour. Les avantages du système discontinu comprennent principalement la simplicité de suivi de maintenance et de faibles besoins en matière d'investissement. La DA peut être réalisée en une seule étape ou en plusieurs étapes avec des digesteurs pouvant fonctionner en série ou en parallèle. Le principal avantage d'une méthanisation à deux étapes, par exemple un digesteur et un post-digesteur en série, consiste à pouvoir augmenter le temps de séjour hydraulique global de l'unité (avec une moyenne de 85 jours, environ 50 jours dans le digesteur et 45 jours dans le post-digesteur) permettant une expression maximale du pouvoir méthanogène, en d'autres termes, obtenir un rendement de

méthanisation plus élevée (> 30 % comparé à un seul digesteur) [32], et un meilleur contrôle des agents pathogènes [33].

La population bactérienne qui constitue le consortium méthanogène exige des conditions particulières pour sa croissance, notamment en température. Ainsi, la méthanisation peut s'effectuer à des gammes optimales de température qui se différencient : psychrophile (15–25 °C), mésophile (35–40 °C) et thermophile (50–65 °C). La méthanisation mésophile est la voie la plus couramment utilisée. Comparée à la méthanisation thermophile, la méthanisation en régime mésophile est moins énergivore (en moyenne, 20 % de chaleur autoconsommée en régime mésophile contre 35 % en régime thermophile) avec une température optimale autour de 38 °C, moins sensible aux fluctuations de température de méthanisation, et elle bénéficie d'une meilleure stabilité en raison d'une plus grande variété de micro-organismes compatibles avec ce régime et une biologie plus stable [34]. En d'autres termes, la méthanisation en régime mésophile offre un meilleur rapport « cinétique de production / consommation thermique ». Comparé au régime mésophile, le régime thermophile permet un temps de séjour plus court, une hygiénisation plus poussée des germes pathogènes, et une meilleure dégradation des chaînes carbonées [35]. Néanmoins, dans ce cas, la biologie est plus difficile à maîtriser et les risques d'inhibition à l'ammoniac sont plus forts [36]. Les principaux avantages et inconvénients sont détaillés en résumé dans le Tableau 2.

La stabilisation du procédé nécessite, entre autres, le maintien d'une température optimale de méthanisation. Celle-ci permet d'éviter des pertes de rendement de production en raison de fortes fluctuations de température de la digestion anaérobie. Il est recommandé, par exemple, de préchauffer les substrats avant de les introduire dans le digesteur (particulièrement dans les climats plus froids) pour maintenir la plage de température appropriée malgré les fortes fluctuations des conditions météorologiques au cours des saisons.

Différents types de digesteurs peuvent être trouvés dans les technologies proposées pour la DA, par exemple :

- Infiniment mélangé
- Réacteur piston
- UASB (Up-flow Anaerobic Sludge Blanket reactor)
- Lit fixé
- Lit fluidisé
- Réacteur à filtres
- Réacteur à membrane

Tableau 2. Comparatif des différentes technologies de méthanisation

Technologie de méthanisation	Température	Avantages	Inconvénients
Voie humide/liquide	Mésophile	<ul style="list-style-type: none"> - Exploitation de plus de potentiel méthanogène des déchets - Système de prétraitement pour augmenter les performances de l'usine de biogaz - Faible production de boues - Température plus basse requise 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût d'investissement plus important
	Thermophile	<ul style="list-style-type: none"> - Production de méthane et d'hydrogène - Taux de charge organique élevé 	<ul style="list-style-type: none"> - Problèmes de stabilité - Concentration élevée d'acides volatils
Voie sèche	Mésophile	<ul style="list-style-type: none"> - Moins de formation d'acides volatils - Diminution de la croissance des micro-organismes 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessite un temps de séjour plus long pour obtenir la dégradation du méthane et de la matière organique
	Thermophile	<ul style="list-style-type: none"> - Dégradation plus efficace de cellulose et d'hémicellulose - Moins de temps nécessaire à la dégradation de la matière organique 	<ul style="list-style-type: none"> - Les acides gras volatils sont agrégés - Amélioration des taux de croissance spécifiques des micro-organismes

Le Tableau 3 présente les types de technologies les plus recommandés pour la méthanisation à la ferme selon le taux de matière sèche des substrats. La méthode la plus répandue reste néanmoins le digesteur infiniment mélangé en voie liquide. Les digesteurs en voie sèche sont aussi mis en avant, principalement pour la digestion des fumiers très compacts [27].

Tableau 3. Types de process recommandés selon le taux de matière sèche des substrats entrants [27]

% MS dans le mélange de substrats entrants	Type de process
5–20 %	Voie liquide infiniment mélangée
25–30 %	Voie solide piston
25–40 %	Voie solide discontinue

2.1.1 Digestion en voie liquide infiniment mélangée

La Figure 16 présente le schéma d'un digesteur en voie liquide infiniment mélangée à la ferme ainsi que ses principaux éléments constitutants : les matériaux de construction et d'isolation, la géomembrane du gazomètre, le réseau de chaleur, le plancher, le système d'agitation, les

entrées de matières solides et liquides et la sortie de biogaz. Le digesteur en voie liquide infiniment mélangée fonctionne généralement en température mésophile. L'utilisation d'un substrat plus chargé en eau implique des besoins thermiques supplémentaires, dus à une plus grande quantité de volume à chauffer et à maintenir en température.

Un substrat composé de matières fraîches est relativement homogénéisé puis introduit via une trémie dans une cuve cylindrique. C'est lors de l'étape d'incorporation et de chargement de la matière fraîche que les indésirables (cailloux, ficelles, métaux) devront être éliminés avec des équipements spéciaux, comme un broyeur et un piège à cailloux en fonction du type de fumiers incorporés. L'amélioration de l'efficacité du mélange permet en outre d'augmenter la production de biogaz. Parmi les différents modes d'incorporation utilisés pour la méthanisation se trouvent la pompe mélangeuse, la pompe à lobes, le broyeur par tête rotative, le broyeur par tête rotative et convoyage et le broyeur avec pompe intégrée.

L'homogénéisation du substrat dans le digesteur se fait par brassage mécanique (pales avec moteur externe ou hélices avec moteur immergé), ou hydraulique pour les mélanges avec faible taux de MS (par injection de biogaz ou recirculation de digestat). Le brassage permet aussi la mise en contact des bactéries et les matières en fermentation, l'homogénéisation de la température et la réduction des risques de sédimentation.

Les systèmes de chauffage peuvent être installés à l'intérieur ou à l'extérieur du digesteur. Pour le système interne, plusieurs serpentins de chauffage à circulation d'eau chaude sont installés à l'intérieur du digesteur, tandis que pour le chauffage externe, la charge d'alimentation ou le digestat est chauffé à l'extérieur du digesteur.

En ce qui concerne la consommation énergétique, ces unités présentent une consommation thermique de 5 à 20 % de l'énergie primaire selon leur efficacité thermique, et une consommation électrique d'environ 4,8 % de l'énergie primaire. Ces efficacités énergétiques annoncées pour ce type de digesteur sont variables, allant de 60 à 85 % [28].

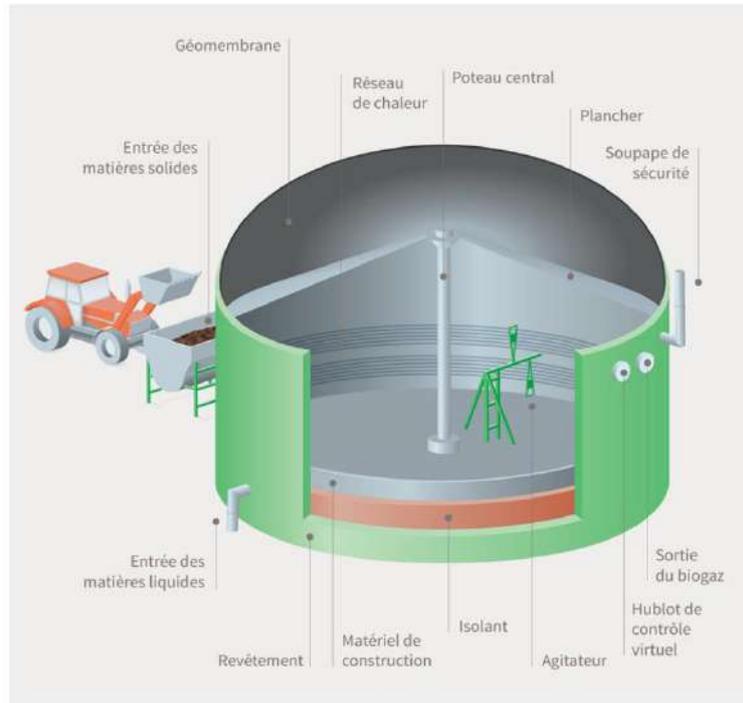


Figure 16. Schéma d'un digesteur en voie liquide infiniment mélangée [27]

2.1.2 Digestion anaérobie en voie sèche

Dans la méthanisation en voie sèche, la technique utilisée le plus fréquemment est la technologie discontinue, représentée dans la Figure 17. Cette technique consiste à remplir successivement plusieurs digesteurs fermés (en fumières, garages ou conteneurs), fonctionnant en parallèle. Ce procédé a l'avantage de ne pas nécessiter de brassage, sa consommation électrique reste donc faible, puisqu'elle est réduite à la pompe de circulation des percolats (jus chargé en bactéries). La recirculation des percolats permet à la réaction biologique de se faire correctement. Cependant, les besoins en maintenance sont souvent élevés.



Figure 17. Schéma d'un digesteur en voie solide discontinue [17]

Une autre technologie de voie sèche continue, dite « piston », est plus rarement utilisée. La Figure 18 illustre le schéma d'un digesteur piston en voie solide. Dans ce cas, l'alimentation est faite en continu à l'entrée du digesteur, et la matière progresse en écoulement piston au fil du temps le long du digesteur. Des pales installées tout le long du digesteur permettent de mélanger la matière sur l'axe vertical et de favoriser le dégazage pendant que la matière dans le digesteur avance sur l'axe du transport par pression de la matière entrante. Ce type de digesteur est intéressant pour une quantité de matière traitée correspondant à des puissances de cogénération inférieures à 100 kWél [37], néanmoins, ce procédé est généralement plus cher en investissement.

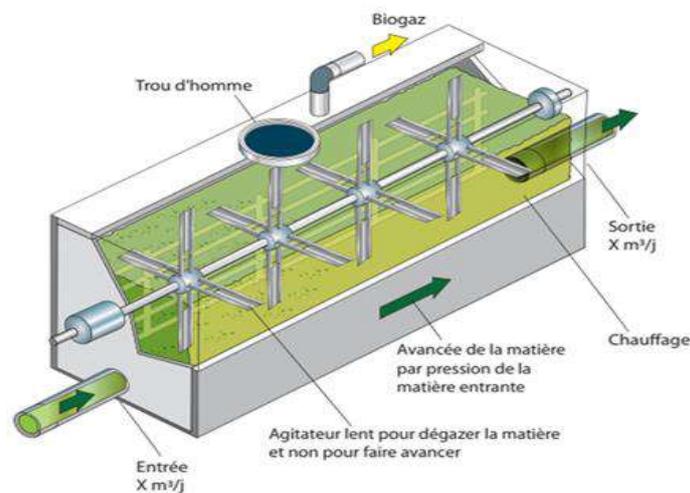


Figure 18. Schéma d'un digesteur en voie solide continue [17]

2.2 Stockage de biogaz

Le réservoir de stockage permet de lisser les fluctuations de production et de consommation du biogaz ainsi que de volume en fonction des variations de température. Il permet l'absence temporaire de consommation ou le stockage du biogaz pour une utilisation ultérieure. La dimension optimale du stockage dépend de tous ces paramètres, et sa capacité optimale varie également en fonction du type d'installation, de la composition du substrat et de la gestion de l'installation.

Les différentes technologies de stockage sont présentées dans le Tableau 4 et comprennent des solutions en unité indépendantes telles que le ballon souple de stockage, réservoirs en double membrane souple, cloche ou réservoir métallique pressurisé, et les solutions conjointes avec le digesteur comme les toits en béton, en membrane souple, ou toits multimembranes conçus directement sur le digesteur. Le Tableau 4 permet également de comparer les différents facteurs à prendre en compte pour le choix de la technologie de stockage.

Tableau 4. Différentes techniques de stockage, caractéristiques, avantages et inconvénients [37]

Type	Matériaux	Volumes	Pression	Avantages	Inconvénients	Coûts
Toit digesteur	Béton, béton armé	10– 10 000 m ³	< 100 mbar	- Economie du gazomètre	- Variation de la pression	
Simple membrane sur le digestat	PVC, PEHD ou caoutchouc	10– 7 000 m ³	< 5 mbar	- Economie du toit du digesteur - Facilité de nettoyage du digesteur par le haut - Résistance à la corrosion	- Moindre résistance au poids de la neige - Pertes thermiques - Durabilité inférieure au béton - Faible résistance aux impacts	+ à ++
Double membrane sur le digesteur	PVC, PEDH, EPDM, PPR ou caoutchouc	10– 7 000 m ³	< 30 mbar	- Economie du toit du digesteur - Facilité de nettoyage du digesteur par le haut - Résistance à la corrosion - Pression constante sur le réseau	- Durabilité inférieure au béton - Faible résistance aux impacts	++
Ballon souple de stockage	PVC, PEHD, nylon, polyamide ou caoutchouc	1–500 m ³	< 10 mbar	- Economique - Simplicité d'utilisation - Pas de maintenance - Absence de construction - Transport facile - Facilité du montage	- Faible résistance aux impacts	+
Double membrane	PVC	1–7 000 m ³	< 35 mbar	- Résistance à la corrosion - Pression constante sur le réseau - Esthétique	- Besoin de génie civil - Faible résistance aux impacts	+++
Cloche	FRP (Fiber Reinforced Plastic), acier, béton/acier	5– 150 000 m ³	< 200 mbar	- Robuste - Pression d'utilisation supérieure - Simplicité d'utilisation - Faible maintenance	- Pression variable - Peu pratique pour la plupart des digesteurs	+++
Réservoir pressurisé	Acier	0,1–2 m ³	< 60 bar	- Robuste - Faible occupation d'espace - Faible maintenance - Pression disponible pour la réduction à la pression du brûleur	- Révision périodique certifiée	+

2.2.1 Ballon souple de stockage

Le biogaz est tout simplement stocké, *a posteriori* par rapport au digesteur anaérobie, dans « une poche gonflable » qui peut être faite de PEHD (polyéthylène haute densité) ou de PVC (polychlorure de vinyle) (Figure 19). La poche de plastique utilisée est fabriquée à partir de plastiques résistants aux rayons UV, aux intempéries, aux moisissures, aux microbes et au biogaz, par exemple, des tissus en polyester indéchirables à haute résistance, enduits sur les deux faces de PVC. Ils ont une grande stabilité à la rupture et sont extrêmement durables. C'est en principe la solution la plus simple et la plus économique.



Figure 19. Ballon souple de stockage [38]

2.2.2 Double membrane souple sur le digesteur

Le biogaz produit dans un digesteur est stocké au niveau du ciel gazeux au-dessus du digestat au moyen d'une membrane souple de stockage, qui est par la suite séparée de l'air ambiant par une poche d'air et une membrane de protection couvrant le toit (Figure 20). Afin de compenser selon le besoin de stocker ou de déstocker du biogaz, l'air contenu dans la seconde poche augmente par une soufflante à air, ou bien l'air est expulsé vers l'extérieur par une vanne de registre. L'épaisseur des membranes doit être $\geq 1,5$ mm. L'avantage de ces stockeurs est qu'ils permettent de maintenir constante la pression relative du réseau biogaz entre 15 et 30 mbar. Si la solution d'un gazomètre à double membrane sur digesteur est retenue, une construction en bois ou des sangles avec des filets sont nécessaires sous le gazomètre, de sorte que la membrane de stockage ne tombe pas dans le réacteur et ne puisse être endommagée par des agitateurs ou d'autres équipements.

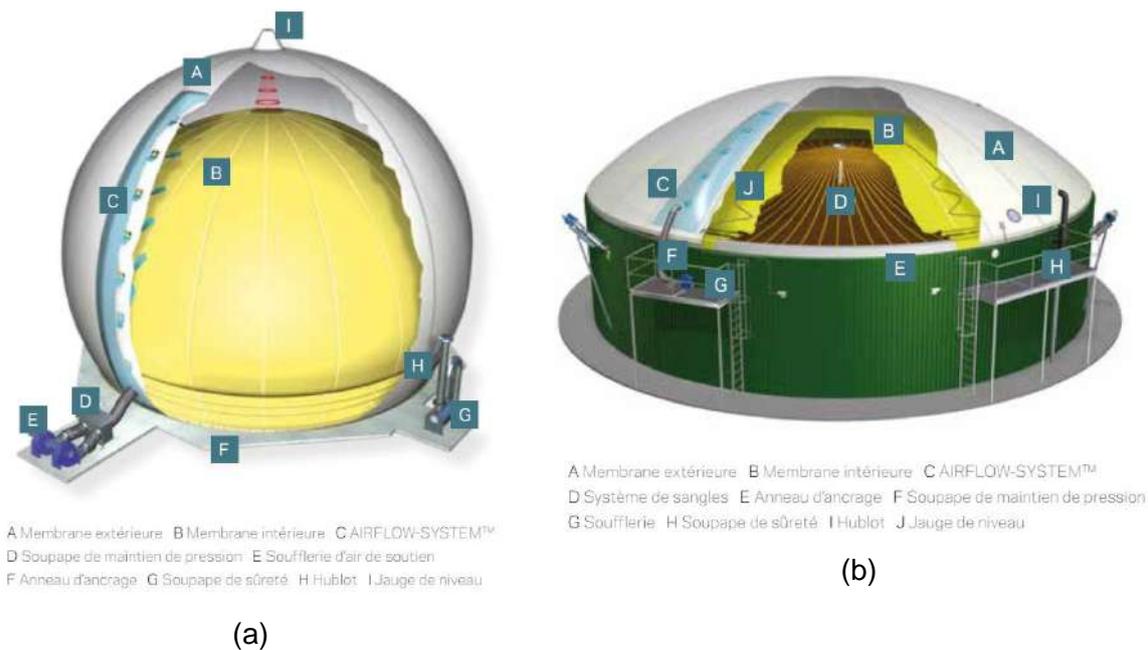


Figure 20. Gazomètre à double membrane souple : (a) individuel et (b) au niveau du ciel gazeux [39]

2.3 Stockage des matières premières

La plupart des co-produits agricoles peuvent être méthanisés, mais pas toujours immédiatement après leur mise à disposition sur l'unité. Afin de produire le maximum de biogaz, les matières doivent être stockées de façon à préserver la matière organique qu'elles contiennent et éviter les émissions de gaz à effet de serre. Les placer sous abri permet d'éviter que la pluie fasse varier leur taux de matière sèche. Les couvrir d'une bâche augmente le risque d'un démarrage de digestion anaérobie avant l'entrée dans le digesteur : il y a donc des précautions à prendre, notamment sur la durée du stockage. Les différentes recommandations concernant le mode et la durée de stockage des principaux intrants agricoles sont présentées ultérieurement.

2.3.1 Fumiers

Les fumiers ne doivent pas être stockés à l'air libre : cela entraîne une perte rapide de leur potentiel méthanogène. Lorsqu'ils sont couverts, ils peuvent fermenter sans donner lieu à une stabilisation. Dans ce cas, leur potentiel méthanogène décroît à partir de quinze jours de stockage.

2.3.2 Lisiers

Les lisiers doivent être stockés en fosse couverte (généralement en béton), maximum une à deux semaines. Celle-ci doit être vidée complètement avant d'y ajouter une matière fraîche,

pour éviter le développement des bactéries qui la dégradent. Un système d'agitation intégré permet de remettre en suspension les matières solides qui se déposeraient en fond de fosse.

2.3.3 Cultures et résidus de cultures

Les matières végétales à moins de 40 % de matière sèche (cultures intermédiaires, déchets verts, etc.) peuvent être ensilées pour une utilisation sur plusieurs mois après leur récolte. Les jus d'ensilage doivent être collectés et dirigés vers le méthaniseur. Les matières végétales avec un taux de matière sèche entre 40 et 60 % ne doivent pas être stockées sur une longue durée, car il existe un risque d'échauffement et d'entrée en combustion. La mise sous abri est nécessaire pour éviter l'humidification par la pluie.

Le silo horizontal est la configuration la plus souvent utilisée pour stocker les résidus organiques de culture. En général, il est recommandé de respecter les points suivants lors de la construction et de l'exploitation d'installations à silos horizontaux :

- Dimensions minimales : largeur 5 m, hauteur 1,2 m, longueur 15 m.
- Distance des eaux : généralement 20 m. Le risque de contamination des eaux souterraines par les effluents d'ensilage et les percolats doit être évité.
- L'ensilage doit avoir un minimum de 30 % de MS.
- La pénétration d'eau de pluie dans le silo doit être évitée. Par conséquent, la bâche de couverture doit être prolongée sur les parois latérales et les éventuelles eaux de surface et souterraines doivent être drainées.
- La plaque de base doit être maintenue bien balayée et les intersections doivent être couvertes pour réduire les émissions.

2.4 Matériaux de construction et isolation thermique des digesteurs

A la fois, le choix des matériaux de construction des digesteurs et leur isolation thermique peuvent jouer un rôle central sur la stabilité et la température de la digestion anaérobie, mais également sur la performance énergétique des méthaniseurs. Pour maintenir la température optimale de méthanisation et éviter des fluctuations importantes de température ($\pm 2-3$ °C en 1 h en voie liquide) et des baisses conséquentes de température de digestat en hiver, il est essentiel de diminuer, dans la mesure du possible, toute possibilité de perte de chaleur des fermenteurs. A cette fin, en plus d'un choix approprié des matériaux de construction, un revêtement d'isolation thermique doit être également envisagé sur des murs et au niveau du contact avec le sol.

De plus, les matériaux de construction sont soumis à des contraintes sévères, telles que la contrainte de compression, l'exposition à l'humidité, le contact avec l'acide humique et avec

des gaz inflammables, qui sont aussi à prendre en compte lors du choix des isolants. Notons que la face intérieure du digesteur peut être recouverte d'une résine époxy protectrice et n'est donc pas toujours en contact avec le gaz. Les matériaux à faible conductivité thermique, à faible densité, à résistance mécanique suffisante, à résistance thermique suffisante et à faible absorption peuvent être utilisés pour l'isolation thermique. A noter que contrairement aux applications à haute température, dans le cadre des méthaniseurs en digestion anaérobie, des isolants à intervalle modéré de température (-10–100 °C) tels que les matériaux présentés au Tableau 5 sont plutôt recommandés.

Tableau 5. Caractéristiques de matériaux isolants [37]

Isolant	Avantages	Inconvénients
Polystyrène	Rigide et léger	Combustible, sensible aux UV et à certains solvants
Rockwool (fibre)	Densité, disponible sous nombreuses formes, non corrosif, résistance mécanique lorsqu'il est manipulé	
Fibre de verre	Ne se désagrège pas avec l'âge	pH non neutre (pH = 9), peut corroder l'acier si des traitements ne sont pas appliqués
Silicate de calcium	Très faible conductivité, léger, résistance mécanique, non combustible, non sensible aux moisissures, non corrosif	
Polyéthylène	Pare-vapeur, barrière imperméable, résistance à la lumière directe du soleil	Non résistant au feu
Polystyrène expansé	Pare-vapeur, barrière imperméable	Non-résistance à la lumière directe du soleil
Polystyrène extrudé	Pare-vapeur, barrière imperméable	Non-résistance à la lumière directe du soleil

Le digesteur en voie liquide infiniment mélangée est souvent construit en acier, en acier inoxydable, en ciment, en béton ou en béton armé, et le volume est généralement de 500 à 3 000 m³, et il peut être monté par assemblage. Pour le digesteur construit en béton, les murs intérieurs sont protégés contre la corrosion (peinture Epoxy, liner, etc.). Figure 21 présente une liste des matériaux de construction utilisés pour les installations de méthanisation et leur pertinence en fonction des équipements. Le digesteur mesure généralement 12, 14, 16, 18, 20, 22 ou 24 m de diamètre et normalement 6 à 8 m de haut. Les rapports courant entre le diamètre et la hauteur varient de 2:1 à 4:1.

Matériel de construction	Equipement du réservoir collecteur	Digesteur	Equipement du réservoir de sortie de gaz	Réservoir à basse pression
Béton armé	■	■	■	■
Béton	■	■	■	■
Tôle en acier résistant à la corrosion	■	■	■	■
Matériel en bois	□	■	■	□
Fibres vitreuses consolidées de polyester	■	■	■	■
Plastification	□	■	■	■
Matériel en plastique	□	■	■	■
Planches en plastique	□	■	■	■

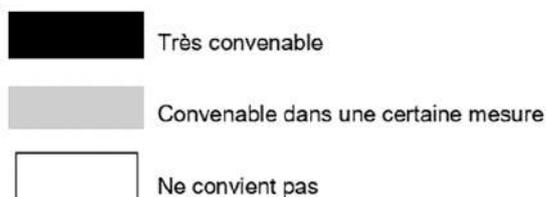


Figure 21. Matériaux de construction utilisés pour les installations de méthanisation

En principe, les fermenteurs sont construits en configuration cylindrique verticale (le rapport diamètre / hauteur > 2). Ils sont placés hors sol, voire partiellement ou totalement enterrés. En construction cylindrique verticale, une des configurations les plus fréquentes est l'emplacement d'un gazomètre à membrane souple sur le digesteur. Naturellement, l'isolation thermique est appliquée sur le côté extérieur. Une couche d'isolation thermique et un manteau de protection forment une structure d'isolation thermique complète. Le manteau protège les matériaux isolants de la vapeur d'eau extérieure, de l'eau de pluie et de l'humidité du sol, ce qui se traduit par une conductivité thermique plus élevée et une isolation thermique plus faible. Le manteau protège également les matériaux isolants contre les dommages mécaniques et assure une surface propre et lisse pour une peinture facile. Les manteaux de protection couramment adoptés comprennent le plâtrage avec du mortier, un mur de briques, une

couverture en fer, une couverture en aluminium, une plaque en alliage et un acier coloré profilé.

Dans les fermenteurs avec un gazomètre à membrane souple, un coffrage en bois fermé est déposé sur une couche de chevrons. Les chevrons présentent une légère pente de 2 à 5 % vers l'extérieur et sont légèrement écartés du bord de la cuve afin que le biogaz puisse s'échapper du substrat vers le haut dans l'accumulateur de gaz. La séparation entre le digesteur et le gazomètre (souvent un coffrage en bois) peut être isolée. Dans ce cas, le fermenteur ouvert vers le haut est recouvert d'une couche de poutres, on y applique le coffrage en bois, puis on place l'isolation. Le gazomètre s'étend sur celle-ci. Une représentation schématique du système d'isolation est présentée à la Figure 22. Dans le cas où le digesteur n'est pas couvert par un gazomètre, il est indispensable d'isoler la paroi supérieure.

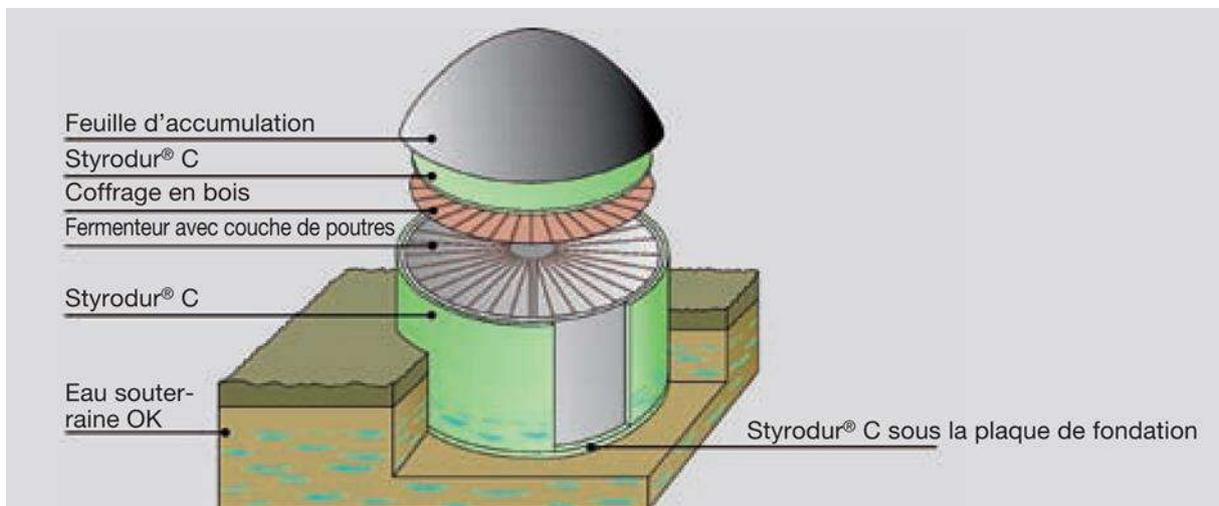


Figure 22. Représentation schématique du système d'isolation d'un gazomètre à membrane souple

[40]

Il est possible de réduire les pertes thermiques en enfouissant le digesteur dans le sol, afin de bénéficier de la stabilité du sol en température (10–12 °C). Cette solution peut être plus complexe à mettre en œuvre pour les grandes installations. Dans ce cas, il est alors primordial de prévoir un accès suffisant pour la maintenance, éventuellement si possible par le dessous du digesteur. Les matériaux d'isolation pour les digesteurs ou pour les utilisations souterraines peuvent contenir de la mousse de polyuréthane dure, de polystyrène, de la mousse de verre et d'autres matériaux à pores fermés pour empêcher la pénétration de l'humidité. Les matériaux doivent être suffisamment solides pour supporter la charge lorsque le digesteur est rempli.

Les matériaux d'isolation externes au-dessus du sol peuvent être un tapis de laine de roche/fibres minérales, un coussin en mousse dure, de la mousse extrudée, du polystyrène

expansé et de la mousse synthétique. L'isolation thermique est recouverte de feuilles rivetées qui servent de protection contre l'humidité.

Des constructions de fermenteurs non enfouis peuvent être protégées par une isolation thermique comme écran contre le gel, et contre le refroidissement du sol. Les fermenteurs enfouis dans le sol doivent être pourvus d'une isolation périphérique, comme dans le cas des espaces habités chauffés dans les caves de bâtiments. Les constructions complètement enfouies dans le sol, recouvertes de terre ou sur lesquelles on peut rouler sont également protégées complètement par une isolation périphérique.

La plupart des isolants, mousses extrudées incluses, ne sont pas des matériaux de construction étanches à la vapeur. Pour la mousse extrudée, pour une augmentation de l'humidité de 1 % en volume, la conductibilité thermique augmente en moyenne de 2,3 %. Il faut donc en tenir compte sur la durée de fonctionnement du fermenteur. Pour s'opposer à une accumulation de condensat d'environ 10 à 20 % en volume, l'épaisseur nécessaire calculée d'isolant peut, par exemple, être augmentée d'environ 25 à 50 % en poids.

L'épaisseur des couches d'isolation doit être calculée en fonction de la température de digestion anaérobie conçue, de la température des matières premières, de la température moyenne du mois le plus froid, de la forme de la paroi (en disque, cylindrique, sphérique...), du coefficient de conductivité thermique λ [$W m^{-1} K^{-1}$] et des matériaux du digesteur. Pour calculer la perte de chaleur au niveau de chaque paroi et dimensionner l'isolant, on utilise le coefficient K [$W m^{-2} K^{-1}$]. Pour la réduction des pertes de chaleur et des variations de température dans des fermenteurs avec des couches d'isolation thermique, on dispose de valeurs empiriques. Lors d'une fermentation mésophile (≈ 38 °C), on recommande un coefficient de transmission thermique (valeur K) de $0,3 W m^{-2} K^{-1}$. Lors d'une fermentation thermophile (≈ 55 °C), une valeur K de $0,2 W m^{-2} K^{-1}$ est indiquée. Cette base permet de déduire l'épaisseur des isolants en fonction de leur conductibilité thermique. Par exemple, dans le cas du polystyrène extrudé, présentant une conductibilité thermique λ variant autour de $0,034 W m^{-1} K^{-1}$, ces valeurs sont atteintes pour des épaisseurs de 10 à 18 cm. Une épaisseur de 20 cm est adoptée par précaution dans les zones froides.

Les plastiques en mousse de polystyrène, les éponges en caoutchouc-plastique et les plastiques en mousse de polyester sont les choix répandus parmi les différents matériaux d'isolation. Parmi les différents matériaux utilisés pour l'isolation des digesteurs, on trouve le polystyrène extrudé, le polystyrène expansé, le polyuréthane, le polyéthylène, la résine époxy, la mousse de verre, la laine de roche, la laine de verre, le verre cellulaire, le liège, la vermiculite, la cellulose, le verre cellulaire, etc.

Tableau 6. Valeurs de K en fonction de la conductibilité thermique et de l'épaisseur de l'isolant [40]

Valeur K $W\ m^{-2}\ K^{-1}$ pour différentes épaisseurs de couche d'isolation et conductibilités thermiques					
Epaisseur de la couche d'isolant [mm]	Conductibilité thermique déclarée λ_D en $W\ m^{-1}\ K^{-1}$				
	0,032	0,034	0,036	0,038	0,040
80	0,40	0,43	0,45	0,48	0,50
100	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40
120	0,27	0,28	0,30	0,32	0,33
140	0,23	0,24	0,26	0,27	0,29
160	0,20	0,21	0,23	0,24	0,25
180	0,18	0,19	0,20	0,21	0,22

Le Styrodur® C est une mousse rigide verte en polystyrène extrudé de BASF. Elle est exempte de CFC (chlorofluorocarbures), de HCFC (hydrochlorofluorocarbures) et de HFC (hydrofluorocarbures). Elle offre une résistance élevée à la compression, une faible hydrophilie, une longue durée de vie et est imputrescible. Le principal critère de distinction entre les différents types de Styrodur® C est la résistance à la compression. Pour les bardages en acier, la mousse polyuréthane serait plus stable dans le temps et moins chère en coûts de maintenance.

Canalisations

Tous les tuyaux doivent être de taille adéquate. Le dimensionnement de la conduite de gaz doit être basé sur le volume de gaz maximum prévu. Les tuyaux de biogaz peuvent être en acier, en acier inoxydable, en laiton, en laiton rouge, en polyéthylène haute densité (PEHD), en polypropylène (PP), en polyéthylène (PE) ou en PVC. L'acier de haute qualité tel que le 1.4571 est préféré à l'acier inoxydable normal pour éviter autant que possible toute liaison potentielle de soufre conduisant à la corrosion par piqûres. Les métaux non ferreux ne sont généralement pas résistants à l'ammoniac présent dans le biogaz. Par conséquent, ils ne sont pas homologués pour les tuyaux, vannes et autres composants. Tous les tuyaux extérieurs en plastique doivent être résistants aux UV. Les tuyaux qui transportent le substrat sont enveloppés dans une feuille d'aluminium pour une protection spéciale contre les UV.

Pour limiter les pertes thermiques le long des canalisations, et donc le gaspillage d'énergie, il est fortement recommandé de calorifuger les tuyauteries. Les pertes thermiques des canalisations sont proportionnelles à la différence de température entre le fluide calorporteur et l'air ambiant. Plus l'écart est grand, plus la perte est grande. L'isolation étant d'autant plus importante sur des réseaux à haute température, les réseaux de vapeur sont spécifiquement concernés par cette solution.

Sur le réseau, les pertes dépendent de la température du fluide, elle-même liée à la pression du réseau. Le Tableau 7 présente la perte thermique annuelle moyenne en France par 30 m de conduite vapeur non isolée selon le diamètre de canalisation et la pression du réseau. Le coût de l'isolation se situe entre 15 et 60 € par mètre linéaire, en fonction du diamètre et de la technologie.

Tableau 7. Perte thermique annuelle par 30 m de conduite [37]

Diamètre de la canalisation (mm)	1 bar	10 bar	21 bar	41 bar
25	41 MWh	84 MWh	110 MWh	145 MWh
76	69 MWh	141 MWh	185 MWh	246 MWh
102	122 MWh	249 MWh	328 MWh	440 MWh
203	217 MWh	451 MWh	595 MWh	799 MWh
305	309 MWh	645 MWh	853 MWh	1 149 MWh

Lors du choix de l'épaisseur à installer, attention à ne pas surisoler l'installation, car une épaisseur plus importante d'isolant aura aussi pour effet d'augmenter la surface d'échange thermique avec l'air ambiant.

Une attention toute particulière doit être portée à l'isolation des points singuliers, souvent oubliés lors de la conception, mais aussi source d'importantes pertes thermiques. Le Tableau 8 met en évidence les économies réalisables par la mise en place de coquilles isolantes sur les vannes selon la température de service.

Tableau 8. Economies d'énergie par l'isolation de vannes sur réseau vapeur [37]

Dimension de la vanne	75 mm	100 mm	150 mm	200 mm	255 mm	305 mm
95 °C	230 W	315 W	450 W	640 W	840 W	955 W
150 °C	495 W	670 W	970 W	1 405 W	1 815 W	2 110 W
205 °C	840 W	985 W	1 700 W	2 430 W	3 165 W	3 660 W

L'isolation des canalisations d'eau chaude est un cas particulier de l'isolation des canalisations vapeur. En effet, si ses températures moins élevées font de l'isolation d'un réseau d'eau chaude un sujet moins critique qu'un réseau vapeur, son isolation reste indispensable.

Les conduites pouvant atteindre 50 °C doivent être isolées pour limiter les pertes et protéger le personnel du risque de brûlure.

- Une conduite dont la température moyenne est de 70 °C aura une épaisseur recommandée de 3 cm pour un diamètre de 34 mm et de 6 cm pour un diamètre de 114 mm ;
- En revanche, une conduite dont la température moyenne est de 43 °C aura une épaisseur recommandée de 1 cm pour un diamètre de 34 mm et de 3 cm pour un diamètre de 114 mm.

2.5 Réseaux de chauffage

Il est essentiel de maintenir la température optimale du digestat dans le digesteur afin de produire efficacement du biogaz. La plupart des matières premières pour la digestion anaérobie sont à température ambiante, et en conséquence, l'efficacité de la production de biogaz est assez faible dans les régions hivernales ou froides. Pour assurer une température de digestion appropriée et garantir une production de biogaz stable et efficace, il est nécessaire de chauffer les matières premières ou le digestat dans le digesteur pour la digestion anaérobie. Les sources de chaleur peuvent être la chaleur résiduelle de la production d'électricité, l'ensoleillement direct, la chaleur de la combustion du biogaz (chaudière) ou une combinaison de sources de chaleur.

Les systèmes de digesteurs chauffés par l'énergie solaire peuvent être de deux types, à savoir actifs et passifs [41]. Les systèmes actifs sont ceux qui nécessitent des apports d'énergie externes pour fonctionner, par exemple des pompes, des ventilateurs, etc. Bien que ces systèmes semblent coûteux, ils sont plus pratiques, tout en respectant et en régulant de manière fiable les objectifs de température en raison de leur nature plus contrôlable. La partie complexe de la DA dans les systèmes solaires actifs est le système de chauffage. Le rayonnement solaire fournit de la chaleur pour maintenir le réacteur à la température souhaitée, comme illustré à la Figure 23. Le panneau solaire, un réservoir de stockage, des tubes et une pompe de circulation ainsi qu'un thermostat différentiel sont normalement inclus dans un système de chauffe-eau solaire actif. L'eau chaude produite par le système solaire est utilisée pour chauffer le réacteur. Le système de chauffage solaire passif fonctionne en exploitant l'énergie solaire sans aucune source d'énergie externe comme des pompes ou des ventilateurs. L'une des formes les plus courantes de chauffage passif des digesteurs implique l'ajout d'un capteur solaire au-dessus du digesteur. Cela capte non seulement la chaleur du soleil, mais stocke également la chaleur.

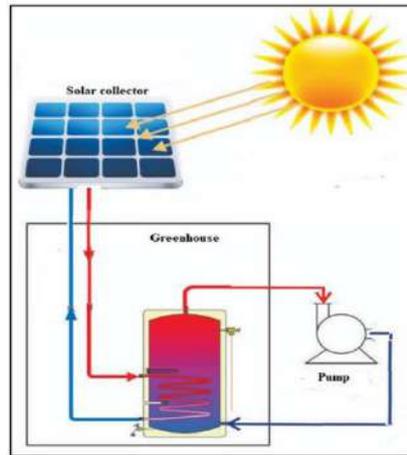


Figure 23. Représentation schématique du système de chauffage solaire actif [1]

La fluctuation de température ne doit pas dépasser 2–3 °C en 1 h pour assurer le processus de digestion optimal. De fortes fluctuations de température ou un écart important par rapport à la valeur optimale affecteront le processus de digestion anaérobie et entraîneront même l'arrêt de la production de biogaz. Les fluctuations de température peuvent être causées par les facteurs suivants : intrants froids, mauvais chauffage et isolation thermique, irrégularités de température dues à une mauvaise agitation, mauvaise disposition du système de chauffage, températures extrêmes en hiver et en été, panne d'équipement, etc. [42].

Concernant le chauffage des digesteurs, il existe deux modes de chauffage, le chauffage interne et le chauffage externe, présentés dans la Figure 24 [42]. Pour le chauffage interne (Figure 24(a)), le chauffage par la source chaude se fait directement dans un digesteur, ce qui peut être réalisé soit par de l'eau chaude, soit par de la vapeur. Plusieurs serpentins de chauffage à circulation d'eau chaude sont nécessaires en fonction de la taille du digesteur. Un tuyau de circulation d'eau chaude peut être situé près des murs intérieurs du digesteur ou à l'intérieur des murs et du fond. Lorsqu'ils sont installés à l'intérieur du digesteur, les tuyaux en acier inoxydable anticorrosion doivent être situés à environ 50 cm de la paroi intérieure du digesteur. Un fluide caloporteur réchauffé par la chaleur de cogénération, une chaudière à biogaz, transmet l'énergie thermique au substrat. Cependant, les tuyaux de chauffage ne doivent pas affecter le fonctionnement du mélangeur et des autres équipements. Un des inconvénients du processus de circulation d'eau chaude est l'encrassement fréquent de la surface extérieure du tuyau, ce qui réduit l'efficacité du transfert de chaleur. Les deux méthodes de chauffage interne nécessitent un mélange approprié par agitation pour favoriser la diffusion thermique. Pour le chauffage interne, la perte de chaleur est plus faible, mais il peut y avoir des complexités dans l'entretien. Ce système est difficile à réparer, puisqu'il nécessite l'intervention à l'intérieur du digesteur. Le chauffage à l'intérieur du mur d'un digesteur n'admet pas un collement (« brûlure » superficielle) du substrat, néanmoins, il peut

entraîner l'encrassement et l'entartrage, tandis que le chauffage à l'intérieur d'un mur construit en béton peut entraîner une dilatation thermique. Les serpentins chauffants à l'intérieur de la paroi en béton du digesteur ne fonctionnent pas de manière satisfaisante, car le béton s'écaille. Dans la plupart des cas, le chauffage des murs est appliqué en pompant de l'eau chaude à travers des tuyaux de chauffage qui font le tour du mur intérieur. Les tuyaux de chauffage en acier inoxydable (1.4571) ou en acier normal sont préférés, car les tuyaux en PVC s'affaissent et nécessitent donc plus de soutien.

Pour le chauffage externe, la charge d'alimentation ou le digestat est chauffé à l'extérieur du digesteur de l'une des manières suivantes : chauffage de la charge d'alimentation et chauffage par circulation du digestat. Pour chauffer les matières premières, elles sont d'abord chauffées à la température requise dans le stockage ou le réservoir de mélange avant d'être envoyées au digesteur (Figure 24(b)). Pour le chauffage par recirculation du digestat, le liquide est d'abord retiré du digesteur, puis chauffé dans un échangeur de chaleur externe (réchauffé par la chaleur de cogénération, une chaudière à biogaz, ou d'autres moyens) à la température requise avant de retourner au digesteur (Figure 24(c)). Les fluides caloripporteurs et le liquide réchauffé doivent être à contre-courant si possible et le sens d'écoulement doit être réversible. En général, un ballon avec serpentin ou un échangeur de chaleur à double enveloppe est sélectionné. Grâce au chauffage externe, les changements de température dus à l'alimentation fraîche peuvent être évités, la maintenance est plus facile et la température peut être facilement contrôlée. Cependant, il y a une perte de chaleur importante de l'échangeur externe. Lorsqu'un échangeur de chaleur externe est utilisé, le liquide mélangé est soumis à un échange de chaleur continu pour maintenir une température de digestion stable, sinon un échangeur supplémentaire est nécessaire à l'intérieur du digesteur.

Dans le cas de cuves en acier, les caloducs peuvent être installés à l'intérieur et à l'extérieur par exemple, voire au fond du bioréacteur. Cependant, des couches de sédiments pourraient interférer avec l'échange de chaleur.

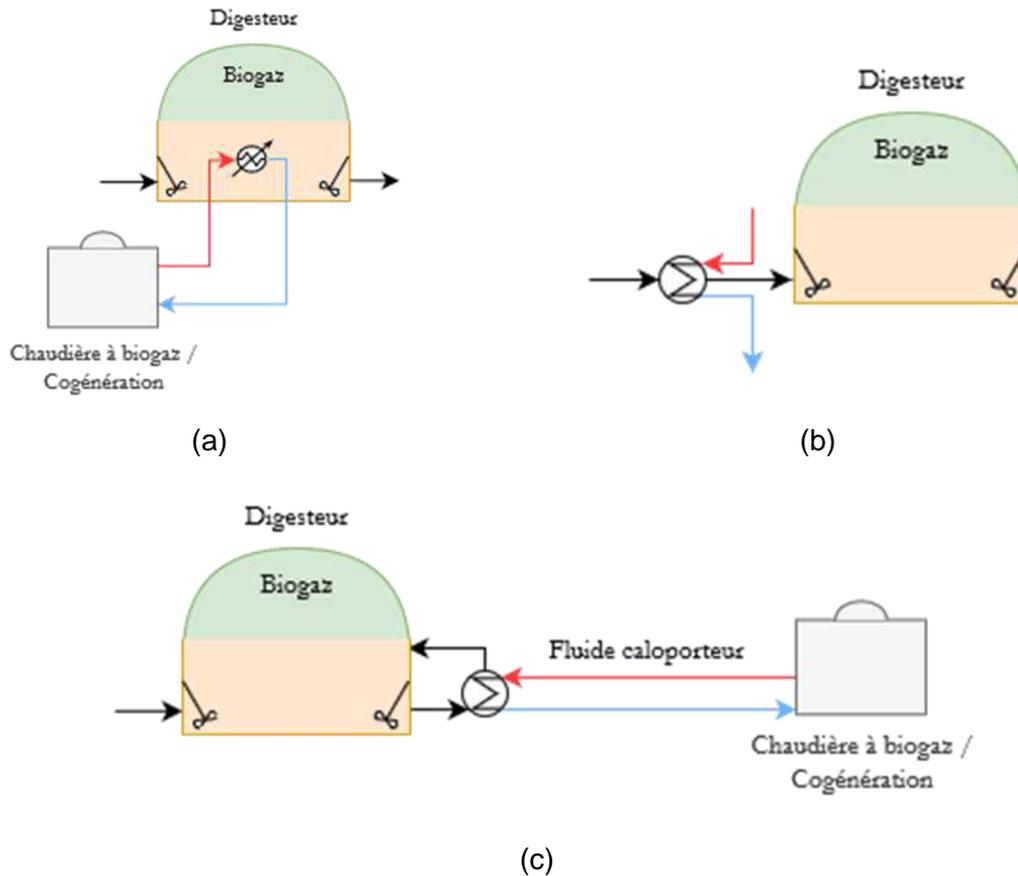


Figure 24. Méthodes de chauffage du digesteur : (a) interne, (b) externe par chauffage des intrants, (c) externe par chauffage du digestat en recirculation interne

2.6 Agitation du digesteur

Le mélange est important pour maintenir des caractéristiques physiques et chimiques uniformes des influents. La fonction principale du mélange est d'empêcher la sédimentation et l'accumulation de solides décantés. Les solides décantés réduisent le temps de rétention hydraulique et le temps de rétention des solides réels et doivent donc être éliminés, ce qui crée un travail supplémentaire. Le mélange dans un digesteur facilite également le transfert de chaleur depuis les échangeurs de chaleur et maintient l'uniformité de la température du digesteur. Le mélange améliore également le contact substrat – micro-organisme.

Le mélange doit être effectué partout où la matière première est stockée, même pour de courtes périodes. Le mélange à l'intérieur d'un digesteur doit être effectué à différents niveaux de hauteur dans tout le réservoir pour assurer un mélange complet. Un mélangeur dédié, ou un mélangeur pouvant être amené à la surface du liquide dans le digesteur, est utilisé pour éviter la formation de croûte.

Selon le but du mélangeur, différents types de mélangeurs sont utilisés. Les mélangeurs peuvent être utilisés pour agiter les solides afin de les maintenir en suspension et pour créer

des conditions homogènes à l'intérieur du digesteur, entre autres. Les mélangeurs sont généralement divisés en deux types : montage submersible et montage externe. Selon leurs fonctions, les mélangeurs fonctionnent soit à grande vitesse, soit à petite vitesse. Les mélangeurs sont alimentés soit par des moteurs électriques, soit par des moteurs hydrauliques. Les mélangeurs submersibles sont généralement montés sur des rails ou des ascenseurs fixés à la paroi latérale du réservoir. Cela permet un retrait facile pour l'entretien et la réparation. Les mélangeurs montés à l'extérieur sont situés à l'extérieur du digesteur sur les parois latérales. Les digesteurs peuvent également être mélangés hydrauliquement à l'aide d'une pompe submersible ou externe avec des buses qui augmentent le débit de décharge pour faire recirculer le contenu du digesteur. Une autre option est le mélange de gaz à l'aide de biogaz comprimé libéré à la base du digesteur. Le Tableau 9 présente un résumé des types d'agitation les plus utilisés pour la digestion en voie liquide infiniment mélangée.

Tableau 9. Différents types d'agitation utilisés dans les digesteurs en voie liquide

Type d'agitation	Fonctionnement
Agitateurs pendulaires	22–30 kW
Agitateurs submersibles	6,5 kW (Amaprop 2500)
Agitateurs Mississippi	10–15 kW
Agitateurs mécaniques en traversée de paroi	Similaire aux agitateurs submersibles
Recirculation de biogaz	Similaire aux agitateurs submersibles
Recirculation de la biomasse	Puissance plus élevée que l'agitation par recirculation de biogaz Le digesteur doit être alimenté par environ 20 fois plus de biomasse digérée que fraîche
Recirculation combinée biomasse + biogaz	11–30 kW

2.7 Les processus biochimiques, le potentiel méthanogène et la composition des intrants

La méthanisation est un procédé biologique dans lequel la matière organique est transformée en biogaz, un mélange composé principalement de méthane, et de dioxyde de carbone à travers l'action d'un consortium microbien [43]. Selon la démarche proposée par le modèle ADM1 de l'IWA [43], les processus biochimiques de la dégradation de matières organiques comprennent deux étapes extracellulaires de désintégration et d'hydrolyse et trois étapes biologiques (l'acidogénèse, l'acétogénèse et la méthanogénèse) (Figure 25). Les déchets particulaires complexes se désintègrent d'abord en (1) substrat particulaire glucidique (carbohydrates), (2) protéique et (3) lipidique, ainsi qu'en matière inerte particulaire et soluble. A ce stade, il est important de faire la distinction entre la DCO (demande chimique en oxygène) dégradable disponible des substrats et l'apport effectif de DCO, car une fraction de DCO n'est pas biodégradable en anaérobiose. La philosophie de l'inclusion des processus et des composants selon la terminologie du modèle ADM1 était de maximiser l'applicabilité de la démarche et conserver une structure représentative simple de la biodégradation.

Les principales étapes biologiques (cellulaires) sont l'acidogénèse ou la fermentation, l'acétogénèse ou l'oxydation anaérobie des « acides gras volatiles » (AGV) et des « acides gras à longue chaîne » et la méthanogénèse ainsi qu'une étape de désintégration extracellulaire (en partie non biologique) et une étape d'hydrolyse extracellulaire. La Figure 25 montre ces différentes étapes :

1. L'hydrolyse : dans cette étape généralement lente, les macromolécules (protéines, carbohydrates et lipides) sont hydrolysées en monomères et composés solubles, i.e., aminoacides, monosaccharides, acides gras, par des enzymes produits par micro-organismes fermentatifs ou acidogènes.
2. L'acidogénèse : les monomères issus de l'hydrolyse sont fermentées en alcool, hydrogène et principalement en acides gras volatiles comme l'acétate, le formate, le propionate, le butyrate, le valérate, entre autres. L'acétate et l'hydrogène seront directement utilisés par des micro-organismes méthanogènes, tandis que les autres composés suivront une oxydation par des bactéries acétogènes.
3. L'acétogénèse : les acides gras volatiles sont transformés par deux voies principales, soit : une voie hétérofermentative, qui produit de l'hydrogène et l'acide carbonique ; une voie homoacétogène, qui conduit exclusivement à la formation de l'acétate.
4. La méthanogénèse : des micro-organismes méthanogènes complètent le procédé biologique en transformant les produits de l'acétogénèse en méthane. Finalement, l'hydrogène, le méthane et le CO₂ sont libérés sous forme de gaz.

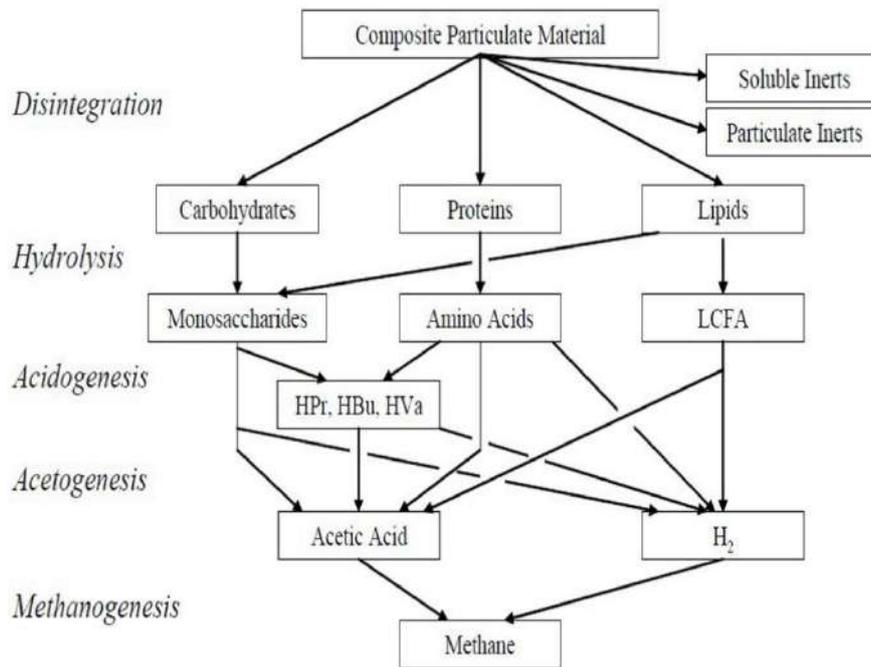


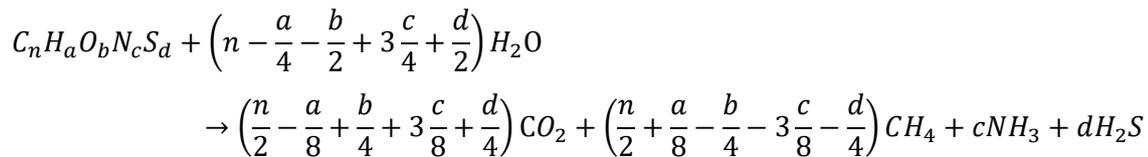
Figure 25. L'organigramme du modèle ADM1 (adapté du [44])

Globalement, la biomasse peut être vue comme composée d'eau et de matière sèche (MS). La matière sèche, à son tour, est composée de matière volatile (MV) (en partie biodégradable et en partie non biodégradable) et de matière minérale ou inerte. La quantité maximale de méthane pouvant être obtenue par la dégradation des matières organiques est désignée par le potentiel méthanogène (BMP), lequel est souvent exprimé en Nm³/kg de matière volatile (MV).

Le potentiel méthanogène peut être déterminé expérimentalement par l'analyse en conduisant la digestion anaérobie d'un substrat en mode batch pour environ 30–50 jours sous conditions contrôlées suivant la méthodologie définie par Hansen [45]. Les potentiels méthanogènes reconnus des divers types de biomasses se trouvent à MéthaSim [46]. Si la composition élémentaire d'une biomasse en carbone, hydrogène, oxygène, azote et soufre est connue, le potentiel méthanogène peut également être estimé de manière théorique à partir de cette composition et suivant la formalisation théorique du potentiel méthanogène proposée par Buswell [47] :

$$BMP_{th} = \frac{\frac{n}{2} + \frac{a}{8} - \frac{b}{4} - 3\frac{c}{8} - \frac{d}{4}}{12n + a + 16b + 14c + 32d} \times 22.4$$

Où les indices n, a, b, c, d correspondent au nombre d'éléments simples constituant la biomasse selon C_nH_aO_bN_cS_d par laquelle la stœchiométrie globale de la biodégradation peut être écrite :



La valeur maximale de BMP correspond à 0,35 Nm³ par kilogramme de DCO. Cette valeur s'applique principalement dans le contexte de la méthanisation des substrats liquides, et son application à la méthanisation des substrats solides est plus délicate.

La conversion de la matière organique dépend également de la performance des méthaniseurs qui est liée aux facteurs décrits ci-dessous [48, 49] :

- La température : son effet principal est sur l'activité biologique, y compris l'inhibition des bactéries anaérobiques, spécialement les méthanogènes. La plupart des méthanogènes sont actifs dans des conditions mésophiles (35–40 °C) et thermophiles (50–60 °C). Le temps de rétention est plus élevé pour les conditions mésophiles. La méthanisation thermophile réduit le temps de dégradation en produisant plus de gaz, mais elle est plus sensible à la température et énergétiquement plus coûteuse que la méthanisation mésophile.
- Le temps de rétention : une durée plus longue de rétention permet une plus grande expression du potentiel méthanogène et un plus grand rendement de production de gaz. En même temps, un temps de rétention hydraulique plus long augmente le volume du digesteur. En méthanisation mésophile, un temps de séjour de 50 jours assure un bon rendement méthane et favorise aussi la valorisation des digestats sortants.
- Le pH : bien que l'acidogénèse soit favorable à un pH plus faible où l'objectif est de produire les AGV, la méthanogénèse préfère un pH d'environ 7. En dehors de cet intervalle, les conditions deviennent toxiques pour les méthanogènes. Le pH dépend de la formation des intermédiaires, principalement des AGV, et peut être contrôlé par la charge organique. La valeur communément admise pour le fonctionnement de la digestion anaérobie est comprise entre 7,4 et 7,9 [49].
- La composition du substrat : la méthanisation peut être classifiée par rapport au pourcentage de la teneur en MS en voie liquide (< 10 % MS), voie demi-sèche (10–20 % MS), modérément sèche (> 20 %). Le rendement diminue, passant de 10 à 25 % de MS pour les conditions mésophiles [49].
- La charge organique : elle est définie par la quantité de matière sèche par jour et par volume du digesteur. Les charges importantes peuvent réduire la taille des digesteurs. Néanmoins, un temps de rétention long doit être utilisé dans ce cas pour la conversion de matière organique en biogaz. La charge doit normalement contenir entre 8 et 10 %

en MS, même si une concentration de 15,2 % a été reportée comme idéale quand le substrat est le fumier. Plus la charge est élevée, plus la production des AGV est grande.

- Le rapport C/N (Carbone/Nitrogène): Un rapport C/N 25:1 correspond à une production optimale de gaz. La plage optimale est comprise entre 20–35:1. Un ratio faible signifie une teneur élevée en protéines, ce qui résulte en la présence de l'ammoniac libre qui provoque un pH élevé entraînant une inhibition méthanogène. Lorsque la température augmente, un ratio C/N plus élevé serait nécessaire pour éviter l'inhibition de l'ammoniac. Exemples de ratios C/N typiques : 13:1 pour le fumier de bovin, 15:1 pour le fumier de volaille, 25:1 pour l'ensilage d'herbe [50].

Parmi les substrats les plus utilisés pour la méthanisation à la ferme, on trouve principalement les déjections animales, les cultures et résidus de cultures [46]. La caractérisation de la biomasse est réalisée soit de façon macroscopique, soit de façon élémentaire et fine. Selon la première approche, la biomasse est divisée en matières solides, matière volatile, et sa fraction minérale est normalement considérée comme cendres [48]. Le Tableau 10 donne des exemples de composition de substrats utilisés pour la méthanisation à la ferme, ainsi que leurs potentiels méthanogènes respectifs. La deuxième approche, quant à elle, fournit la composition élémentaire de la biomasse en C, H, O, N et S. A l'heure actuelle existent des bases de données telles que Phyllis (<https://phyllis.nl/>), fournissant la fraction massique des éléments constituant les différents types de biomasse agricole.

Tableau 10. Potentiel méthanogène des diverses biomasses utilisées à la ferme

Substrat	Potentiel méthanogène Nm ³ / kg MV	%CH ₄	%MS/MF	%MV/MF	Réf
Fumier bovin	0,292	63,7	20	16,4	[46, 51, 52]
Lisier bovin	0,256	61,6	9,6	7,8	[46, 51, 52]
Déchets de céréales	0,442	52,0	80,7	75,3	[46]
Ensilage de maïs	0,349	57,0	35,00	33,25	[51, 52]
Ensilage de seigle	0,351	57,7	31,69	28,99	[46, 51]
Forages	0,122	-	93	90,49	[46, 52]
Paille du blé	0,231	52	87,4	79	[46]
Spathes	0,185	59	89	82,5	[46, 51]
Paille de céréales	0,261	63,0	87,29	84,66	[46]
Herbe et pâturage	0,326	56	39,9	34,6	[46]
Grains blé secs	0,327	52	86,2	83,2	[46]
Céréales (plante entière)	0,353	53	37,4	34,8	[46]

2.8 Valorisation du biogaz

Il existe différents débouchés pour la valorisation énergétique du biogaz qui peut avoir plusieurs fonctions pour les professionnels et les particuliers. La Figure 26 montre les principales voies de valorisation du biogaz :

- La production de chaleur
- La cogénération (production de chaleur et électricité)
- La trigénération (production de chaleur, électricité et froid)
- L'épuration en biométhane pour l'injection sur le réseau de gaz naturel
- L'épuration en biocarburant

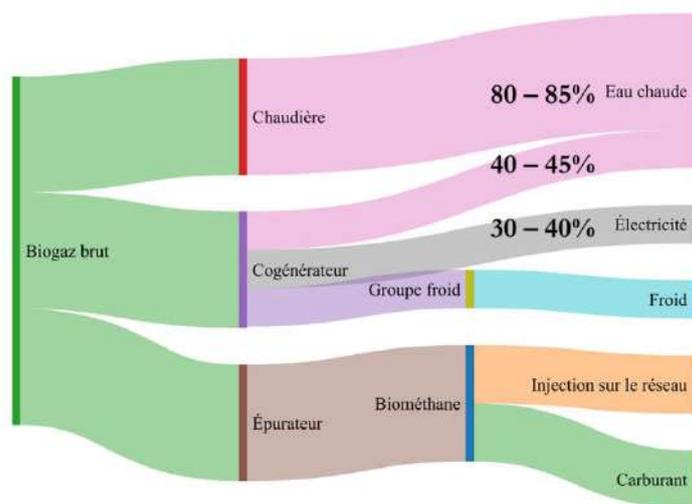


Figure 26. Les différentes valorisations du biogaz (les pourcentages représentent les efficacités de la chaudière et du moteur de cogénération)

Cette énergie d'origine agricole présente l'avantage de la stabilité pour les systèmes énergétiques français (électricité et gaz). En effet, la production constante de biogaz en fait une source d'approvisionnement non intermittente. Enfin, le biométhane est facilement stockable dans les installations de stockage de gaz naturel pour répondre aux variations de la production et de la consommation d'énergie.

2.8.1 Production de chaleur

Une chaudière à gaz brûle le biogaz en produisant de l'eau chaude ou de la vapeur d'eau, à condition d'avoir à proximité des besoins importants et relativement constants à satisfaire. Le fluide calorporteur peut également être transporté dans une canalisation dédiée de quelques centaines de mètres vers un consommateur proche.

La première des utilisations de la chaleur est le chauffage du digesteur. De 8 à 15 % de l'énergie primaire produite par l'unité de méthanisation sert à chauffer le digesteur, une valeur qui augmente jusqu'à 30 % si l'unité n'est pas isolée thermiquement. De 85 à 90 % de la chaleur produite est donc disponible pour d'autres usages. Dans cette voie, chaque projet doit maximiser la valorisation de la chaleur produite sur site. La difficulté réside dans la recherche de débouchés locaux et les plus continus possibles sur l'année.

Des exemples de valorisation de la chaleur sont :

- Chauffage des élevages
- Hygiénisation
- Chauffage des habitations
- Chauffage d'un site industriel
- Chauffage des serres
- Prestations spécifiques (chauffage d'un aéroport ou centres balnéoludiques)
- Productions agricoles nouvelles (spiruline, algue alimentaire)
- Productions agricoles sous abri à forte valeur ajoutée (champignons, fleurs...)
- ORC (cycle organique de Rankine)
- Séchage de foin/fourrage
- Séchage de bois énergie (bûches, granulés, plaquettes de bois)
- Séchage multiproduit
- Séchage du digestat

La Figure 27 présente la répartition des voies de valorisation les plus utilisées par les unités de méthanisation à la ferme.

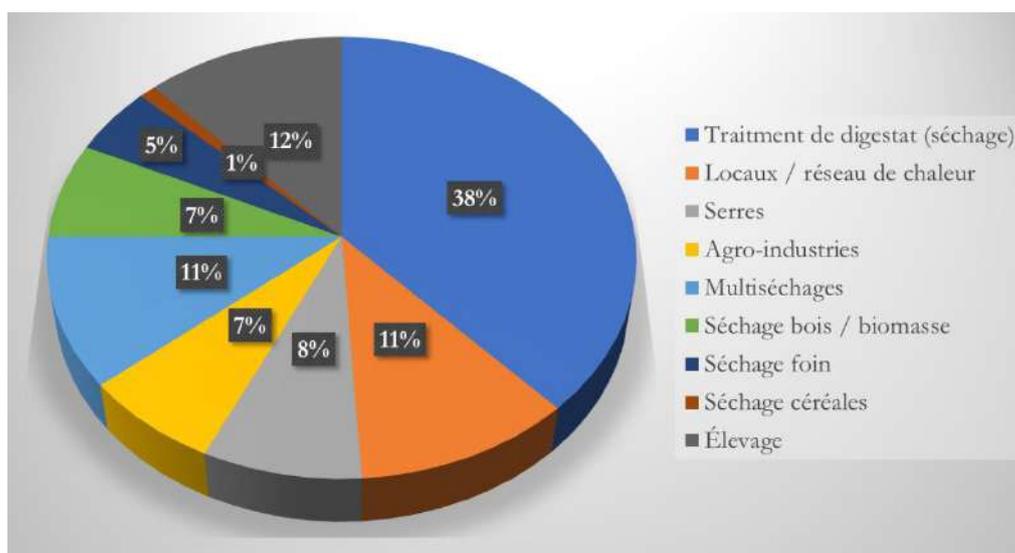


Figure 27. Répartition de l'énergie thermique valorisée du parc d'unités de méthanisation à la ferme (% de l'énergie thermique produite [53])

Le digestat issu de la DA en voie liquide représente en moyenne à 90 % du tonnage entrant. Bien que des traitements tels que la séparation de phase avec compostage et le séchage soient possibles, la valorisation du digestat par épandage sur les terres agricoles reste la solution la moins onéreuse. Dans ce cas, un plan d'épandage est indispensable afin de préciser à quelles réglementations et procédures ce plan est soumis. Il convient de noter que le plan d'épandage dans ce cas sera lié à l'installation de méthanisation et suivra les réglementations respectives pour l'installation de méthanisation.

Dans la mesure où des traitements de biomasse ou de digestat sont envisagés, ce sont les principales voies de valorisation en termes de quantité de chaleur valorisée. Le séchage thermique du digestat est un procédé d'évacuation de l'eau résiduelle présente à l'intérieur du digestat ; l'objectif étant de diminuer son volume. Ainsi, la déshydratation permet d'obtenir un substrat plus concentré et plus léger facilitant le transport.

Le séchage peut se faire sur le digestat brut ou sur sa fraction solide après une étape de préconcentration. Ce dernier cas est plus favorable en termes de performance énergétique, de taille de l'installation de séchage et de coûts associés, mais s'adresse à de petits excédents, car il ne permet d'exporter que peu d'azote. L'efficacité du séchage peut se mesurer en kilogrammes d'eau évaporée par kilowattheures (kWh) électriques et thermiques consommés. Cependant, le séchage peut se faire de manière naturelle. En effet, tant que l'air n'atteint pas sa température de rosée, c'est-à-dire la température à laquelle l'eau contenue dans l'air se condense, il possède un pouvoir séchant. Il faudrait donc mesurer la masse d'eau supplémentaire évaporée par rapport au séchage sans consommation énergétique.

Il existe de nombreuses manières de sécher un produit, mais deux facteurs sont essentiels : il faut suffisamment de chaleur pour évaporer l'eau et un moyen pour évacuer les buées. Il existe deux technologies de séchage du digestat :

- Séchage direct : tapis de séchage (ou sècheurs à bandes) avec de l'air chaud séchant directement l'effluent, et sècheurs à tambours.
- Séchage indirect : sècheurs à tambours rotatifs, sècheurs à palette, turbo sècheurs, sècheurs à disques.
- Séchage mixte (combinaison d'un sécheur direct et d'un sécheur indirect) : les parois en contact direct avec le produit à sécher sont chauffées et de l'air chaud est utilisé pour évacuer l'eau évaporée.

Le séchage direct est la technologie la plus simple à mettre en œuvre avec de plus faibles coûts d'investissement. Néanmoins, un lavage d'air est nécessaire pour le traitement de l'ammoniac. Les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation ainsi que les autres chiffres

clés du procédé du séchage sont présentés dans la Figure 28. Pour un transfert de chaleur efficace, le produit doit être régulièrement renouvelé et le contact avec la surface de transfert de chaleur doit être optimal. Parmi les avantages du séchage du digestat se trouvent l'obtention d'un produit plus stable, un transport et une utilisation plus faciles et un gain en stockage. Cependant, le séchage comporte des inconvénients tels que des émissions gazeuses importantes, des technologies encore peu adaptées et une maintenance importante.

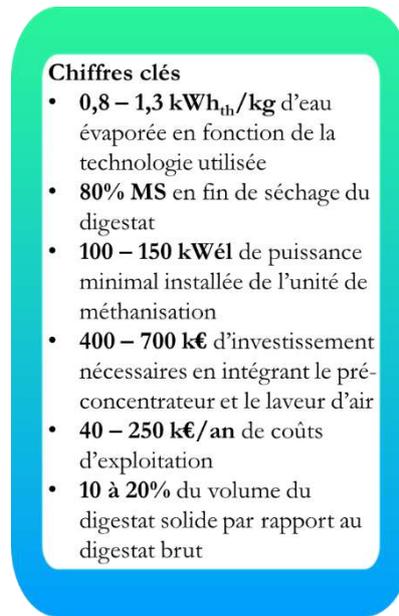


Figure 28. Chiffres clés en investissement et consommation énergétique pour le séchage du digestat [53]

En revanche, les consommations électriques et thermiques sont moins élevées pour un sécheur mixte (consommation électrique de 0,08 kWh_{élec}/kg d'eau évaporée, et consommation thermique de 0,7 kWh_{th}/kg d'eau évaporée). Ces sécheurs sont particulièrement adaptés à la valorisation de la chaleur de cogénération.

2.8.2 Cogénération et trigénération

Le biogaz peut être simultanément transformé en énergie électrique et thermique. Dans les unités de méthanisation à la ferme en France, la quasi-totalité du biogaz produit est valorisée par cogénération dans un moteur biogaz. Ce procédé permet la production simultanée d'électricité (rendement électrique = 30–40 %) et de chaleur (rendement thermique = 40–55 %).

L'inconvénient majeur de cette solution est qu'en l'absence de secteur de consommation de chaleur, l'efficacité énergétique du cogénérateur sera limitée à son rendement électrique (30 à 40 %). Pour valoriser correctement l'énergie du biogaz, il est donc nécessaire de bien

valoriser la chaleur qui se dégage dans le moteur à gaz ou dans la turbine. C'est le principe de la cogénération, dont l'efficacité globale dépend beaucoup des possibilités locales de valorisation de la chaleur.

Le module de cogénération est constitué d'un moteur adapté pour brûler du biogaz, qui entraîne une génératrice de courant. La chaleur est récupérée sur le système de refroidissement du bloc moteur et des fumées de combustion et alimente un circuit d'eau chaude. L'électricité produite peut être injectée sur le réseau et revendue à un acheteur d'énergie.

Différentes technologies peuvent être utilisées pour la valorisation du biogaz :

- Moteurs biogaz (majorité des cas)
- Moteurs dual fuel (biogaz + gaz naturel ou biogaz + fuel) ; la proportion de combustible fossile ne doit pas dépasser 20 % de la quantité d'énergie électrique produite par l'installation en moyenne annuelle.
- Turbines et microturbines biogaz

Les avantages et inconvénients des différentes technologies de cogénération sont présentés dans le Tableau 11.

Tableau 11. Comparatif des différentes technologies de cogénération [53]

	Moteurs biogaz	Moteurs dual fuel	Turbines à gaz	Microturbines à gaz
Gamme de puissance (kWél)	30–3 600	20–500	1 000–300 000	30–250
Efficacité électrique (%)	30–45	30–45	30–38	26–33
Efficacité thermique (%)	40–50	35–45	40–50	45–55
Charge minimale (%)	50	50	35	35
Influence de la variation de [CH₄]	Sensible	Moyennement sensible	Peu sensible	Peu sensible
Maintenance	Accrue	Accrue	Réduite	Réduite
Consommation d'huile	Oui	Oui	Oui	Non
Consommation des auxiliaires (%)	2–5	2–5	15	15
Utilisation sur les sites de méthanisation	Elevée	Faible	Peu adaptées aux puissances actuelles	Inexistante
Investissements	700–2 000 €/kWél	700–2 000 €/kWél	400–900 €/kWél	700–3 000 €/kWél
Coûts d'exploitation	10–25 €/MWh	7–20 €/MWh	5–10 €/MWh	10–15 €/MWh

Avantages	<ul style="list-style-type: none"> - Efficacités importantes, surtout sur les grandes puissances (> 500 kWél) - Technologie connue, nombreuses équipes habilitées aux cogénérations gaz naturel - Longue durée de vie si révisions générales régulières réalisées 	<ul style="list-style-type: none"> - Technologie fiable issue de la technologie du moteur Diesel - Efficacités électriques élevées, même pour de petites puissances 	<ul style="list-style-type: none"> - Chaleur concentrée dans les fumées - Simplicité et faible coût de maintenance, disponibilité importante et longue durée de vie - Flexibilité sur les qualités et quantités de biogaz - Qualité des émissions de fumées et bruits - Chaleur à haut niveau de température
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> Gestion de l'huile et importance du traitement du biogaz - Complexité de la maintenance - Pertes d'efficacité importantes en cas de fonctionnement en charge partielle - Fonctionnement difficile en dessous de 50 % du taux de charge - Emissions à contrôler en cas de demande stricte de la DREAL (*) 	<ul style="list-style-type: none"> - Faible durée de vie (5 ans) - Coûts de maintenance très élevés - Emissions d'échappement élevées (risque de non-respect des normes) 	<ul style="list-style-type: none"> - Efficacités électriques relativement faibles - Investissement plus important (microturbines) - Besoin de compression du biogaz

(*) Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement

Le dimensionnement du moteur prend en compte le débit prévisionnel de biogaz à valoriser.

- Les efficacités annoncées par les constructeurs sont des efficacités théoriques obtenues dans des conditions normées de température et de pression. Les efficacités réelles sont inférieures de 2 à 5 % par rapport aux efficacités théoriques.
- La consommation électrique des auxiliaires du moteur doit être déduite de l'électricité vendue, cela représente de 3 à 5 % de l'électricité totale produite.
- Une maintenance préventive est fortement conseillée. L'usure prématurée et la casse des moteurs représentent la grosse majorité des incidents constatés par les assureurs et les pertes de recettes pour les unités.

A titre d'exemple, pour le dimensionnement du moteur pour la cogénération, pour une production annuelle de 500 000 Nm³ de biogaz à 55 % de CH₄, l'énergie totale contenue dans le biogaz est 500 000 Nm³ × 0,55 × 9,94 kWh/m³ (PCI du CH₄) = 2 733 500 kWh. Le moteur tournera en moyenne 8 000 h dans l'année avec une efficacité électrique de 35 %. La puissance moyenne électrique sera égale à 2 733 500 kWh × 0,35 / 8 000 h = 120 kWél. Il faudra donc installer un moteur d'une puissance électrique de 120 à 150 kWél environ.

La trigénération est actuellement peu utilisée, cette technique utilise une partie de la chaleur produite grâce à la cogénération pour produire du froid par absorption. Ainsi, une cogénération est couplée à une machine frigorifique à absorption pour produire du froid (eau à 4 °C).

Les gains en efficacité ne sont pas particulièrement accrus et les coûts d'investissement et de fonctionnement restent élevés. Néanmoins, plusieurs constructeurs s'intéressent à cette technologie, ce qui devrait élargir la gamme et réduire les prix à l'investissement. Jusqu'à présent, des offres ne sont disponibles qu'à partir de 300 kW froid même si des offres dès 15 à 50 kW froid commencent à apparaître [53].

2.8.3 L'épuration du biométhane pour l'injection dans le réseau de gaz naturel

L'injection dans le réseau de gaz naturel est possible en France depuis novembre 2011. Ce mode de valorisation nécessite un traitement renforcé du biogaz afin qu'il respecte les critères techniques des opérateurs de réseaux de gaz. L'épuration du biogaz consiste à séparer principalement le CO₂, mais aussi des impuretés telles que le H₂S, l'eau, les siloxanes pour obtenir un gaz concentré en biométhane d'une qualité analogue à celle du gaz naturel (plus de 97 % volumique de méthane) pour pouvoir être injecté dans les réseaux.

En plus de la séparation du CO₂, des traitements supplémentaires sont nécessaires tels que la désulfuration et les pièges à charbon actif permettant d'extraire le sulfure d'hydrogène (H₂S), en faible teneur, mais toxique, dont la présence peut endommager les appareils (moteur, chaudière, etc.).

Pour pouvoir être injecté dans le réseau, le biométhane devra respecter les qualités requises, qui dépendent des régions où l'on se trouve (gaz de type H ou B). Pour ce faire, le biogaz passe par plusieurs étapes d'épuration :

- Désulfuration
- Déshumidification
- Décarbonation

Divers procédés d'épuration existent pour atteindre 97 % minimum de taux de méthane. Ces procédés sont brièvement présentés dans la section suivante.

Après l'étape de l'épuration, le biogaz est acheminé jusqu'à un « poste d'injection » dans lequel ont lieu quatre étapes :

- L'odorisation qui permet de donner au biométhane l'odeur caractéristique du gaz naturel et ainsi assurer la sécurité des usagers. Le système d'odorisation doit permettre d'assurer une teneur en THT (tétrahydrothiophène, l'agent odorisant) de l'ordre de

25 mg/Nm³ avec une tolérance comprise entre 15 et 40 mg/Nm³ sur toute la plage de débit de biogaz.

- Le contrôle de la qualité du biométhane permettant de vérifier la conformité de ses caractéristiques physico-chimiques aux prescriptions techniques en vigueur, notamment le PCS (ou indice de Wobbe), la teneur en eau, H₂S et THT.
- La régulation de la pression et le comptage permettant de connaître les volumes de biométhane injecté (ou non) dans le réseau.

Le poste d'injection (Figure 29) est la dernière étape de l'injection du biométhane dans le réseau et permet de :

- Sécuriser l'opération par des systèmes de filtres, de vannes et clapets,
- Réguler le débit par un détendeur-régulateur de pression qui abaisse la pression du gaz en fonction de la capacité du réseau à absorber le biométhane au point d'injection,
- Compter la quantité de biométhane injecté via un compteur à turbine ou à pistons rotatifs en fonction des quantités.

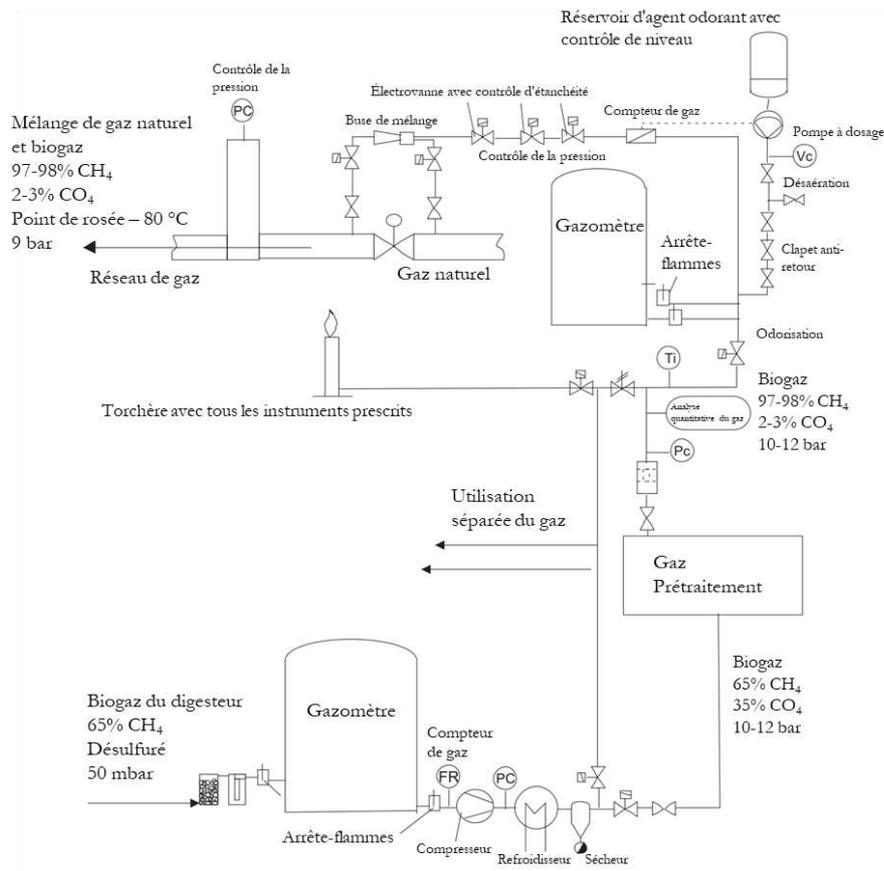


Figure 29. Exemple de poste d'injection biogaz au réseau de gaz naturel [54]

Tarif d'achat du biométhane en injection

Les tarifs d'achat du biométhane sont supérieurs au prix du gaz naturel pour permettre de rentabiliser l'investissement dans le matériel d'épuration. Il n'est alors pas étonnant que certains sites utilisent l'injection pour rentabiliser leur investissement, même si celle-ci n'est pas nécessaire. Selon l'arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, le tarif d'achat pour le biométhane produit par la méthanisation de produits ou déchets non dangereux (hors STEP) se calcule de la façon suivante :

$$\text{Tarif d'achat} = K \times (T_{base} + P_{ef} + P_{re} - R_{ai})$$

$$\text{Avec, } K = (1 - 0,5\%)^{N-1} \times (1 - D_{N-2})$$

L'indice N correspond au trimestre durant lequel le contrat d'achat est signé ; D_{N-2} varie entre 0 et 0,5 en fonction de la somme des productions annuelles prévisionnelles des contrats d'achat signés. T_{base} (c€/kWh PCS) est fonction de la production annuelle prévisionnelle d'installation de biométhane selon le Tableau 12. P_{ef} est la prime d'effluents d'élevage, dépendant de la proportion d'effluents d'élevage, et il est compris entre 0 et 1 (Tableau 13).

P_{re} est la prime pour les unités raccordées à un réseau public de distribution de gaz naturel (c€/kWh PCS). Elle est comprise seulement pour les installations de production de biométhane raccordées à un réseau public de distribution de gaz naturel concédé en application de l'article L. 432-6 du Code de l'énergie ou à un réseau public de distribution qui dessert, sur le territoire métropolitain continental, moins de 100 000 clients. La prime est fonction de la production annuelle prévisionnelle de l'installation de production de biométhane et définie par le Tableau 14.

R_{ai} est la prime d'aide à l'investissement en c€/kWh PCS, seulement pour les installations de production de biométhane bénéficiant d'une aide à l'investissement de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). Dans ce cas, le coefficient R_{ai} est égal à 0,5 c€/kWh PCS.

Tableau 12. Calcul de la valeur du tarif de base en fonction de la production annuelle provisionnelle

Production annuelle provisionnelle	T_{base} (c€/kWh PCS)
≤ 5 GWh PCS par an	12,2
Entre 5–10 GWh PCS par an	Interpolation linéaire entre 12,2 et 10,6
Entre 10–15 GWh PCS par an	Interpolation linéaire entre 10,6 et 9,8
Entre 15–20 GWh PCS par an	Interpolation linéaire entre 9,8 et 9,2
Entre 20–25 GWh PCS par an	Interpolation linéaire entre 9,2 et 8,8

Tableau 13. Calcul de la valeur de la prime d'effluents d'élevage

Proportion d'effluents d'élevage	P_{ef} (c€/kWh PCS)
0 %	0
Entre 0–60 %	Interpolation linéaire entre 0 et 1
> 60 %	1

Tableau 14. La prime pour les unités raccordées à un réseau public de distribution de gaz naturel concédé en application de l'article L. 432-6 du Code de l'énergie ou à un réseau public de distribution qui dessert, sur le territoire métropolitain continental, moins de 100 000 clients

Production annuelle provisionnelle	P_{re} (c€/kWh PCS)
≤ 5 GWh PCS par an	0,3
Entre 5–15 GWh PCS par an	Interpolation linéaire entre 0,3 et 1
Entre 15–25 GWh PCS par an	1

Élimination du CO₂ pour l'obtention de biométhane de haute pureté

Afin d'atteindre la teneur en méthane nécessaire pour assurer le PCS spécifique, le biogaz brut doit être épuré. Il s'agit particulièrement d'éliminer le dioxyde de carbone contenu en quantité importante dans le biogaz (30–50 %) afin de le concentrer en méthane.

L'unité d'épuration résulte principalement en deux flux distincts :

1. Gaz riche, riche en biométhane,
2. Le gaz dit « pauvre », pauvre en méthane, donc au pouvoir calorifique faible.

Pour augmenter le taux de méthane du biogaz, différentes technologies de séparation peuvent être mises en œuvre.

a) Absorption physique

L'absorption décrit le processus selon lequel des atomes, des molécules ou des ions entrent dans le volume d'une phase – liquide ou solide – et sont retenus par celle-ci. Le procédé de l'absorption physique du CO₂ (par exemple, le « lavage à l'eau ») est représenté par la Figure 30. Le lavage à l'eau se base sur les différences de solubilité entre les constituants d'un mélange de gaz. Le méthane, avec une solubilité quasi nulle dans l'eau, reste en phase gaz quand le dioxyde de carbone passe en phase aqueuse. La pression dans la colonne de lavage est élevée (8–10 bar), afin de favoriser la solubilisation du CO₂ dans l'eau. Le biométhane ainsi produit est saturé en eau, il doit subir une étape de déshumidification avant d'être utilisé. La solubilité du CO₂ dans les glycols est beaucoup plus importante que dans l'eau et un lavage au glycol permet un meilleur rendement et réduit ainsi la quantité d'énergie consommée. Le

lavage au glycol présente l'avantage d'éliminer également l'eau et les hydrocarbures halogénés qui peuvent être présents notamment dans le biogaz de décharge. La principale consommation énergétique est au niveau des compresseurs, des pompes de recirculation et de la pompe à vide pour diminuer la charge en CO₂ du solvant recyclée.

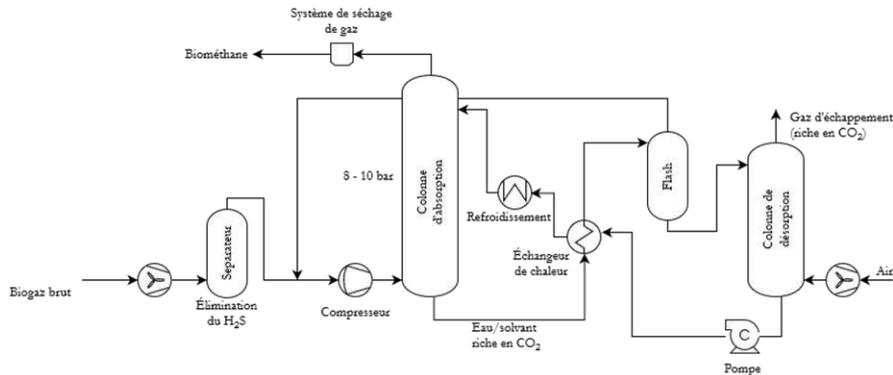


Figure 30. Procédé d'absorption physique du CO₂ sous pression

b) Absorption chimique

Le procédé d'absorption chimique (Figure 31) s'appuie également sur le principe de solubilité du gaz dans un fluide liquide, avec la différence majeure que le transfert du gaz vers le liquide absorbant est favorisé par la présence de réaction chimique en phase aqueuse. Cela permet d'augmenter le transfert du gaz à traiter, en l'occurrence le dioxyde de carbone, et d'atteindre des taux de récupération et des puretés très élevés. La famille des alcanolamines, et notamment le monoéthanolamine (MEA), est le plus souvent utilisée pour réaliser une absorption chimique du CO₂.

L'absorption du CO₂ aux amines est souvent réalisée à la pression atmosphérique, où l'on peut bénéficier d'une montée en température provenant de la chaleur résiduelle de l'étape de régénération du solvant. Le solvant riche en CO₂ sortant de la colonne d'absorption est systématiquement régénéré et recirculé. La régénération des amines s'effectue dans une colonne de stripping par l'apport de chaleur dans un bouilleur (100–110 °C). Malgré sa performance de séparation élevée, l'absorption chimique aux amines requiert une consommation thermique élevée pour la régénération du solvant.

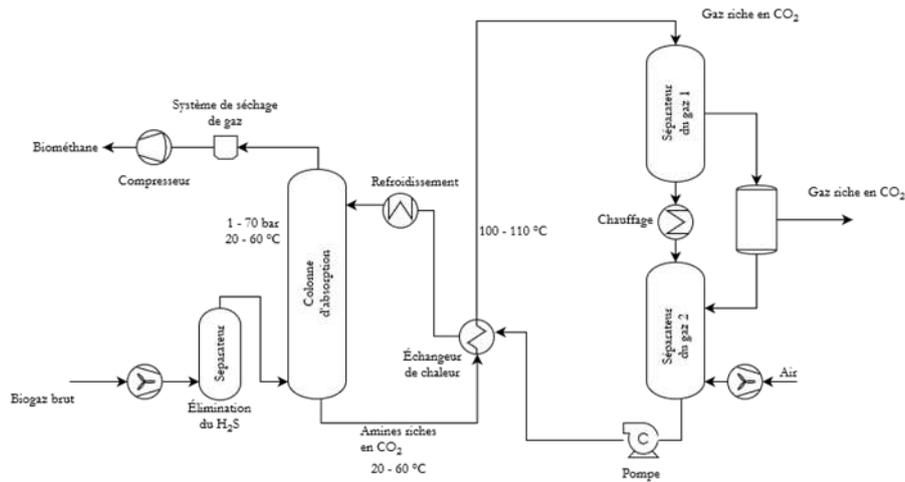


Figure 31. Procédé d'absorption chimique aux amines du CO₂ avec régénération du solvant

c) Procédé d'adsorption par inversion de pression (PSA)

Le procédé d'adsorption par inversion de pression (PSA) décrit le principe de séparation des gaz à l'aide des colonnes verticales remplies d'adsorbants dans lesquelles auront lieu alternativement l'adsorption d'un gaz par l'adsorbant solide à pression élevée (étape de pressurisation), puis la désorption à faible pression des gaz adsorbés (étape de dépressurisation). Comme le montre la Figure 32, suivant les cycles de pressurisation et de dépressurisation, le système produit soit un gaz riche en méthane, soit un gaz pauvre en méthane ($\approx 10-12\%$ volumique) principalement composé de CO₂.

Selon le gaz à traiter, les différents adsorbants tels que les zéolithes, le charbon actif et des tamis moléculaires peuvent être utilisés. La phase d'adsorption fonctionne à une pression de 4 à 10 bar jusqu'à la saturation des adsorbants, la colonne est ensuite dépressurisée pour désorber les gaz piégés. Plusieurs colonnes peuvent être reliées entre elles pour créer un fonctionnement par cycle et assurer une séparation continue.

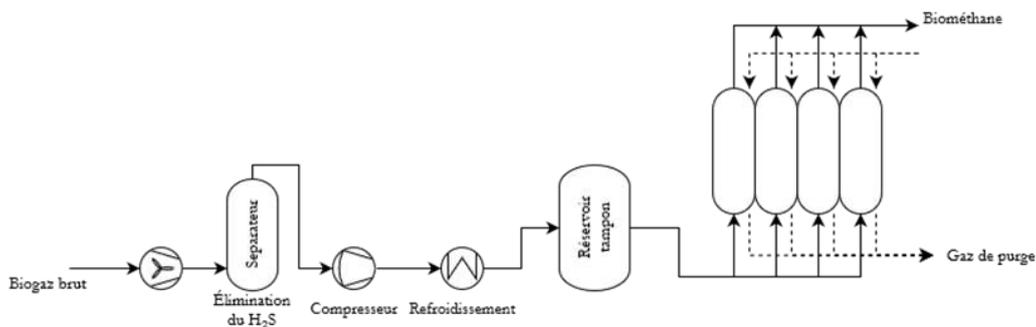


Figure 32. Procédé d'adsorption par inversion de pression (PSA)

d) Séparation membranaire

Il s'agit d'utiliser les matériaux des membranes de fibres creuses en polymère laissant passer le CO_2 sous pression et retenant le CH_4 . Le procédé est illustré à la Figure 33. Le biogaz brut est comprimé jusqu'à une pression de 10 à 12 bar dans un compresseur à vis avec récupérateur de chaleur. Le gaz riche en CO_2 constitue le perméat, c'est-à-dire les gaz traversant la paroi membranaire. Les molécules de méthane (CH_4) sont récupérées à l'autre extrémité des fibres creuses, concentrées et sous pression en tant que rétentat. La principale consommation énergétique dans cette technologie est sous forme électrique au niveau des compresseurs de gaz.

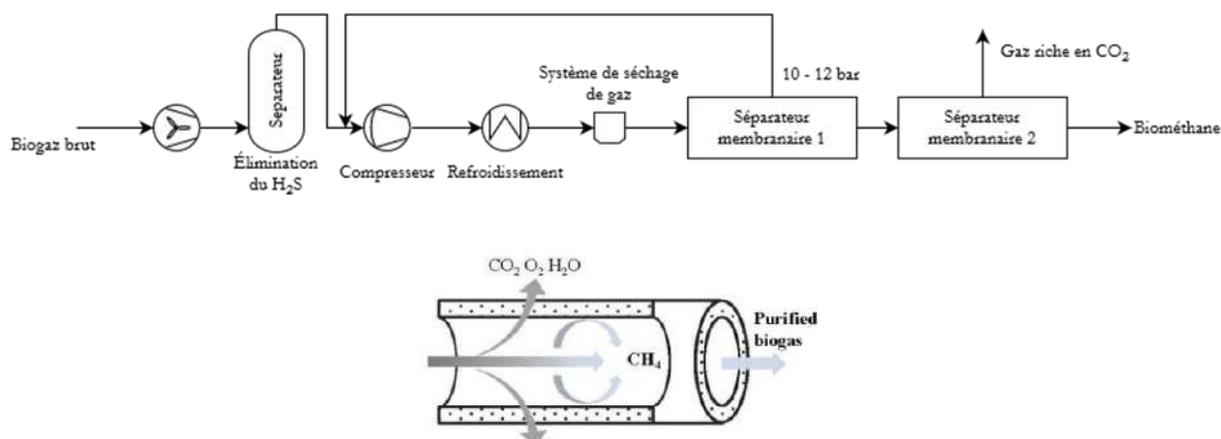


Figure 33. Procédé de séparation membranaire

e) Séparation cryogénique

Cette nouvelle technologie utilise la différence de température de liquéfaction pour séparer les gaz. A pression atmosphérique, le CO_2 a un point de bulle de $-78\text{ }^\circ\text{C}$, tandis que celui du méthane est de $-160\text{ }^\circ\text{C}$, ce qui entraîne une nette séparation du CO_2 du biogaz en refroidissant les mélanges gazeux. Si des étapes de compression sont envisagées, ceci augmente la température de liquéfaction et diminue les besoins de refroidissement tout en induisant un coût énergétique lié à la compression des gaz. Le grand écart entre le point d'ébullition du CO_2 et du CH_4 permet un rendement de séparation très élevé, presque à 100 %, et donc peu de pertes de méthane auront lieu. La consommation électrique est cependant très élevée en raison des étapes de compression et de refroidissement conséquentes. Le procédé de séparation cryogénique est présenté à la Figure 34.

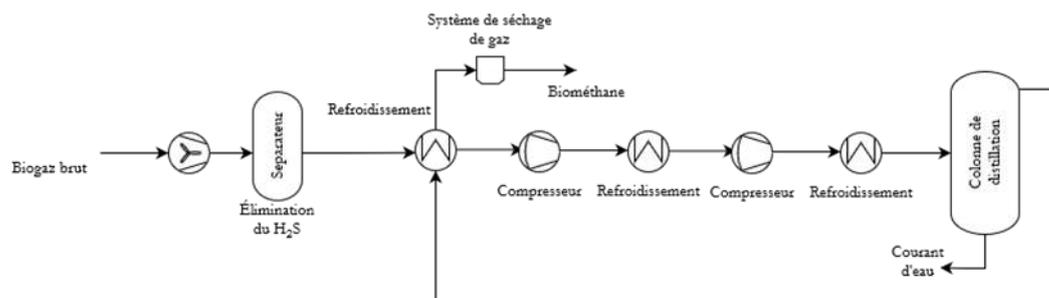


Figure 34. Procédé de séparation cryogénique

Pour tous les procédés, une désulfuration grossière est indispensable. Une étape de désulfuration fine est également nécessaire, sauf pour le procédé d'adsorption physique. La PSA et l'adsorption au glycol permettent déjà une déshydratation fine de la vapeur d'eau et donc une étape complémentaire n'est plus nécessaire.

Dans le Tableau 15, les principales technologies de production de biométhane sont comparées en termes d'efficacité, de teneur et de pertes en méthane, de coûts d'investissement par kilowattheure de biométhane produit et du pourcentage d'utilisation dans l'UE pour l'année 2017.

Tableau 15. Comparaison entre les techniques d'épuration de méthane [7, 37].

Techniques	Température (°C)	Pression (bar)	Efficacité maximale (%)	Teneur en méthane (%vol)	Pertes en méthane (%)	Coûts totaux (€/kWh)	Pourcentage d'utilisation (%)
Absorption physique (lavage à l'eau)	3–30	< 7	95,5	95–98	< 2		
Absorption physique (lavage au glycol)	< 40 (Selenox™, Genorsorb™)	< 7 (Selenox™), 20–30 (Genorsorb™)	96	96–98	2–4	370	36
Absorption chimique (lavage aux amines)	20–70	1–70	97	96–99,9	0,1–0,5	390	19
PSA	< 40	1–10	93,6	95–98	1–3 / 6–10	400	27
Séparation membranaire	< 40	10–12	98	96–99	1–3	413	15
Cryogénie	< -80	200	99	> 99,9	< 0,5	1 052	2

2.8.4 L'épuration en biocarburant

Le biométhane à destination de l'injection (répondant aux mêmes exigences de composition que le gaz naturel) peut être comprimé pour produire du « bio-GNV », ou « biométhane carburant ». Le bio-GNV doit alors être stocké pour alimenter des véhicules roulant au GNV (gaz naturel véhicule) sous deux formes : l'équivalent du GNL (gaz naturel liquéfié) ou du GNC (gaz naturel comprimé). Ce mode de valorisation est tout récent et nécessite des investissements conséquents.

2.9 Estimation de performance énergétique des unités de méthanisation

La Figure 35 indique l'intégration du procédé de production de biométhane depuis l'alimentation des matières premières dans l'unité de méthanisation jusqu'à sa valorisation énergétique.

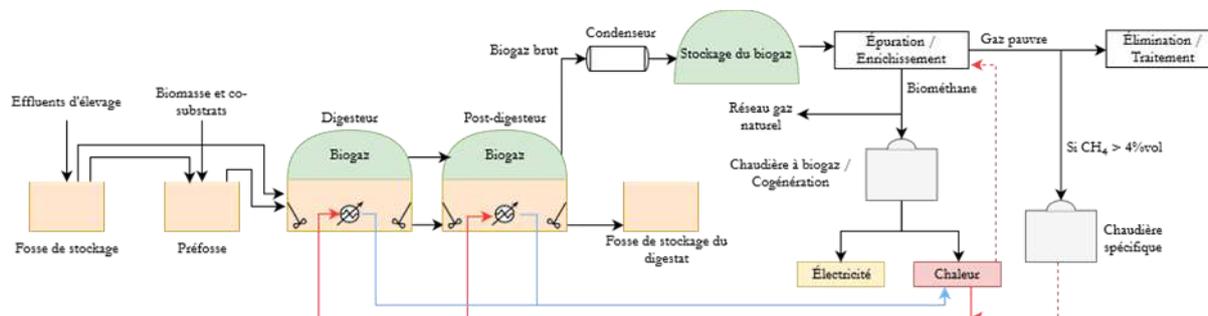


Figure 35. Intégration du procédé de production de biométhane

Concernant les besoins en chaleur des digesteurs, l'arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel spécifie : « Les besoins en énergie liés au chauffage du digesteur pour une installation de méthanisation ainsi qu'à l'épuration du biogaz et à l'oxydation des événements pour toute installation ne sont pas satisfaits par une énergie fossile. »

Les besoins en énergie liés au chauffage du digesteur d'une installation de méthanisation sont satisfaits par :

- 1) L'énergie issue de l'utilisation du biogaz ou biométhane produit pour cette installation ;
- 2) La récupération de la chaleur fatale issue d'un équipement du système d'épuration ou de compression de l'installation de production ;
- 3) La récupération de la chaleur fatale issue d'un équipement installé sur site dans le cas d'une installation du biogaz à partir de matières telles que boues, graisses, liquides organiques résultant du traitement des eaux usées urbaines.

La valorisation de la chaleur fatale/résiduelle permettra d'améliorer le bilan énergétique de l'unité et d'optimiser la rentabilité de l'installation. Pour les techniques d'épuration consommatrice de chaleur, telles que « lavage aux amines », celles-ci devront également être couvertes par la consommation de l'énergie primaire ou par l'énergie thermique résiduelle issue d'un équipement préexistant (chaleur fatale).

Le bilan énergétique permet d'établir l'efficacité énergétique de l'unité, il comprend plusieurs niveaux. A titre d'exemple, la Figure 36 présente le bilan énergétique d'un projet en cogénération (avec un moteur à biogaz, Tableau 11) dont les puissances respectives sont

exprimées par rapport à la valeur énergétique de l'énergie primaire. La répartition est décrite par l'efficacité thermique de 40–50 % et le rendement électrique de 30–40 % du cogénérateur, entre 8–15 % d'autoconsommation de l'énergie primaire pour le chauffage du digesteur, 10–20 % des pertes thermiques, les fuites rapportées à la quantité de méthane produite par le digesteur qui sont inférieures à 0,15 % et la consommation des auxiliaires (surpresseur, alternateur, pompes internes, etc.) représentent de 2 à 4 %.

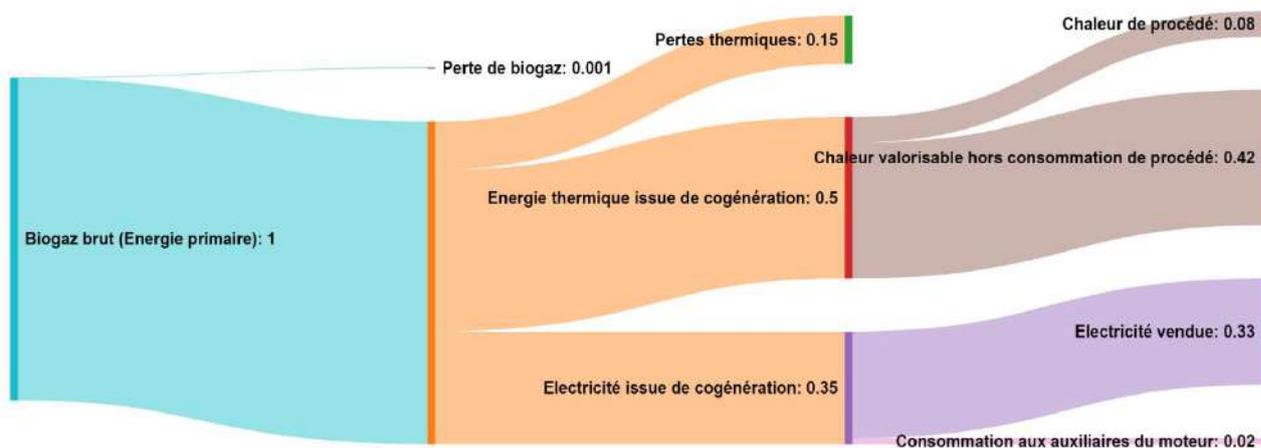


Figure 36. Exemple du bilan d'énergie de la méthanisation avec valorisation en cogénération (les chiffres sur le graphique désignent la puissance par étape, par rapport à la valeur énergétique de l'énergie primaire)

En matière de consommation électrique, l'arrêté du 13 décembre 2021 spécifie que la consommation électrique du système d'épuration et, le cas échéant, de traitement des événements est inférieure à 0,6 kWhél/Nm³ du biométhane. Chaque technique représente une consommation énergétique qui lui est propre. Elle est le résultat des équipements électriques nécessaires pour la faire fonctionner (pompes, compresseurs, appareils de mesures et de contrôle, etc.), ainsi que la condition optimale de fonctionnement des équipements. La Figure 37 présente un résumé des principales étapes des différentes techniques d'épuration du biogaz en biométhane et leurs consommations énergétiques.

	Consommation électrique (kWh _{el} /Nm ³ biogaz brut)	Consommation thermique (kWh _{th} /Nm ³ biogaz brut)
Désulfuration grossière → Compression → Refroidissement / déshydratation → Lavage à l'eau → Elimination d'eau	0,2 – 0,3	-
Désulfuration grossière → Compression → Refroidissement / déshydratation → Lavage au glycol	0,23 – 0,33	~ 0,3
Désulfuration grossière → Désulfuration fine → Refroidissement / déshydratation → Lavage aux amines → Elimination d'eau → Compression	0,12	0,5 – 0,8
Désulfuration grossière → Désulfuration fine → Compression → Refroidissement / déshydratation → PSA	0,2 – 0,25	-
Désulfuration grossière → Désulfuration fine → Compression → Refroidissement / déshydratation → Elimination d'eau → Filtration membranaire	0,18 – 0,25	-
Désulfuration grossière → Refroidissement / déshydratation → Compression → Elimination d'eau → Désulfuration fine → Cryogénie	0,5	-

Figure 37. Consommations thermiques et électriques des différentes technologies d'épuration du biogaz brut issu de la digestion anaérobie

La consommation électrique des différentes techniques d'épuration présentée sur la Figure 37 est inférieure aux exigences réglementaires, même si certains retours d'expérience témoignent d'une différence entre les performances énergétiques annoncées et réelles [28]. Cependant, il est nécessaire de prendre également en compte l'épuration préalable (désulfuration, déshydratation et élimination éventuelles de siloxanes), car, toujours selon l'arrêté susmentionné, « le système d'épuration comprend les unités fonctionnelles de désulfuration, décarbonation et déshumidification, qu'elles soient séparées au cours du process d'épuration ou non ».

Pour une organisation optimale de l'épuration en voie d'injection, il faut une approche globale qui ne tienne pas seulement compte de la technique d'épuration, mais aussi de son intégration dans le procédé multiétape, qui comprend toutes les étapes d'épuration, le traitement du gaz pauvre et l'approvisionnement de l'énergie thermique pour l'étape de la digestion anaérobie.

2.9.1 Estimation de l'efficacité énergétique des unités de méthanisation

Trois indicateurs de performance énergétique sont présentés pour l'évaluation thermique des sites de méthanisation :

- Autoconsommation de l'énergie primaire pour le chauffage du digesteur (%)
- Autoconsommation de l'énergie primaire pour le chauffage du site (%) : toutes les étapes incluses
- Efficacité énergétique de site (%)

Il est à noter que la consommation électrique des sites n'est pas systématiquement reportée, selon la voie de valorisation adoptée. C'est pourquoi les indicateurs de performance présentés

dans cette partie sont divisés intentionnellement en deux grandes catégories : (i) les autoconsommations de l'énergie primaire ne reflétant que des consommations thermiques, et (ii) l'efficacité énergétique qui désigne le rendement réel de la valorisation énergétique du site, compte tenu de tous les secteurs de consommation, thermiques et électriques inclus.

Autoconsommation de l'énergie primaire pour le chauffage du digesteur (A_d)

L'autoconsommation pour le chauffage du digesteur (A_d), exprimée en %, est le ratio entre l'énergie de chauffage des digesteurs (Q_d) et la quantité totale de l'énergie primaire (E_p , la valeur énergétique du biogaz brut produit), où ces énergies sont souvent exprimées en consommation (MWh PCS) par an. L'autoconsommation thermique du digesteur ne prend pas en compte les consommations thermiques des autres procédés, autres que le système de chauffage des digesteurs.

$$A_d(\%) = \left(\frac{Q_d}{E_p} \right) \cdot 100$$

Autoconsommation de l'énergie primaire pour le chauffage du site (A_t)

L'autoconsommation totale de l'énergie primaire (A_t), exprimée en %, est le ratio entre la quantité de biométhane autoconsommé au profit de tous les besoins énergétiques de l'unité complète de méthanisation incluant les consommations thermiques, autres que le chauffage des digesteurs.

$$A_t(\%) = \left(\frac{Q_t}{E_p} \right) \cdot 100$$

Efficacité énergétique de site (η)

L'efficacité énergétique de site η (valeur exprimée ici en %) correspond au ratio entre l'énergie effectivement valorisée en électricité (E_v), en chaleur (Q_v) ou en biométhane (B_v) selon la voie de valorisation choisie (par exemple, le biométhane en injection ou l'électricité et la chaleur en cogénération) et l'énergie primaire, et ceci hors consommation interne du procédé. Ces énergies sont souvent exprimées en MWh par an. Actuellement, l'efficacité énergétique des unités de méthanisation en cogénération est comprise entre 50 et 71 %, et en injection entre 73 et 85 % [28].

En injection, l'énergie valorisée est désignée par la valeur énergétique du biométhane injecté (B_v en MWh PCS) ; néanmoins, pour établir l'efficacité énergétique du site, il faudrait également déduire les consommations électriques associées (E_i), car contrairement aux consommations thermiques qui sont incluses dans la valeur énergétique du biométhane injecté ($B_v = E_p - \text{perte de gaz} - \text{gaz autoconsommé pour la production de chaleur}$), les consommations électriques

ne figurent pas systématiquement dans la mesure d'autoconsommation réelle des sites (Tableau 16). En ce qui concerne la cogénération, les consommations thermiques et électriques internes du site sont déduites des énergies valorisées ($E_v + Q_v$) pour pouvoir établir l'efficacité énergétique réelle des sites (Tableau 16).

D'autres indicateurs intermédiaires de performance énergétique sont également pris en compte même s'ils sont inclus dans le calcul des trois indicateurs principaux mentionnés ci-dessus : consommation et efficacité électriques, consommation et efficacité thermiques.

La consommation électrique, exprimée en MWh annuel ou en %, correspondant au ratio entre l'énergie électrique consommée et l'énergie primaire. Après une étude récente sur vingt sites de méthanisation en France, la consommation électrique globale des unités est assez homogène et elle est autour de 4,8 % [28]. L'arrêté du 16 décembre 2016 fixant les conditions d'achat d'électricité produite par les installations de méthanisation définit l'efficacité électrique moyenne du groupe de cogénération comme la quantité brute d'électricité produite à partir d'un volume unitaire de biogaz en entrée de centrale de production d'électricité. Cette valeur est actuellement comprise, en moyenne, entre 37 et 44 %.

La consommation thermique, exprimée en MWh PCS annuel ou en %, correspond au ratio entre la chaleur consommée et l'énergie primaire. La thermie est essentielle sur une unité de méthanisation (chauffage des digesteurs, hygiénisation, valorisation de la chaleur), et pourtant, cette partie semble la moins connue des exploitants. La consommation thermique des unités de méthanisation est assez variable selon la performance thermique des méthaniseurs et elle est comprise entre 4 et 15 % de l'énergie primaire sur les sites sans dysfonctionnement majeur [28]. L'efficacité thermique du groupe de cogénération ou du groupe chaleur (chaudière) est définie comme la quantité de chaleur brute produite à partir d'un volume de biogaz en entrée de centrale de production de chaleur. Ces valeurs sont actuellement comprises, en moyenne, entre 10 et 29 % pour la cogénération et entre 74 et 87 % pour la production de chaleur dans une chaudière. Ci-dessous, des exemples de calculs des rendements énergétiques sont présentés pour trois sites de méthanisation (deux sites d'injection dans le Tableau 16 et un site de cogénération dans le Tableau 17 [28]).

Tableau 16. Exemples de performance énergétique des unités de méthanisation en vue de l'injection de biogaz (valeurs correspondant à celles réalisées sur 12 mois de fonctionnement)

		Terragr'eau	MéthaChrist
Technologie digestion		Infiniment mélangé	Infiniment mélangé
Mode de valorisation du biogaz		Epuration : lavage aux amines	Epuration membranaire
Volume utile du digesteur		Digesteur 3 500 m ³ , post-digesteur 3 500 m ³	Digesteur-1 2 000 m ³ , Digesteur-2 2 000 m ³ , post-digesteur 5 000 m ³
Débit injecté biométhane (Nm³/h)		57	200
Consommation électrique épuration (kWh/Nm³/h biogaz)		0,37	0,36
Production d'énergie primaire (MWh PCS)	E_p	7 465	20 221
Energie valorisée : biométhane injecté (MWh PCS)	B_v	5 499	18 929
Consommation électrique process (MWh)	E_t	1 214	1 818 (677 Process ; 1 141 Epurateur)
Consommation thermique digestion (MWh PCS)	Q_d	NC	721
Consommation thermique du site (MWh PCS)	Q_t	1 842	721
Consommation électrique (%)	$E_t / E_p (100)$	16,3	9
Consommation thermique de process (%)	$Q_t / E_p (100)$	24,7	3,6
Autoconsommation thermique du digesteur (%)	$A_d = Q_d / E_p (100)$	NC	3,6
Autoconsommation du site (%)	$A_t = Q_t / E_p (100)$	24,7	3,6
Efficacité énergétique du site (%)	$\eta = (B_v - E_t) / E_p (100)$	57	85

Terragr'eau a un ratio consommation thermique / production d'énergie particulièrement élevé.

Ceci est principalement dû à :

- Des températures ambiantes faibles ;
- Un mélange peu énergétique ;
- La recirculation importante de digestat liquide pour incorporer le fumier ;
- Une consommation de chaleur liée à la régénération des amines (cependant, environ 90 % de la chaleur utilisée pour la régénération est récupérée et directement fournie aux digesteurs pour leur maintien en température).

Les données de consommation thermique disponibles ne permettent pas de statuer avec absolue clarté sur les causes de l'efficacité énergétique faible du site. Pour cela, il faudrait connaître la part des consommations du procédé de méthanisation couvertes par la récupération de chaleur fatale de l'épurateur et celle par la chaudière biogaz.

Le site de MéthaChrist a déjà mis en place une stratégie de récupération des chaleurs fatales provenant de l'étape de l'épuration, ceci explique son efficacité énergétique plus élevée et son autoconsommation faible.

Tableau 17. Exemples de performance énergétique d'unité de méthanisation en vue de cogénération
(valeurs correspondant à celles réalisées sur 12 mois de fonctionnement)

		Méthabates
Technologie digestion		Infiniment mélangé
Mode de valorisation du biogaz		Cogénération
Volume utile du digesteur		Digesteur 1 044 m ³ , post-digesteur 2 800 m ³
Production d'énergie primaire (MWh PCS)	E_p	5 110
Chaleur valorisée (hors procédé) (MWh) (*)	Q_v	1 494
Electricité valorisée nette (vendue) (MWh) (*)	E_v	1 737
Consommation électrique process (MWh)	E_t	376
Consommation électrique cogé (MWh)	$E_{cogé}$	40
Consommation thermique digestion (MWh PCS)	Q_d	601
Consommation thermique du site (MWh PCS)	Q_t	601
Efficacité électrique du site (%)	$E_v / E_p (100)$	33,9
Efficacité thermique du site (%)	$Q_v / E_p (100)$	29,2
Autoconsommation thermique du digesteur (%)	$A_d = Q_d / E_p (100)$	11,9
Autoconsommation du site (%)	$A_t = Q_t / E_p (100)$	11,9
Efficacité énergétique du site (%)	$\eta = (E_v + Q_v) / E_p (100)$	63,2

(*) hors consommation interne du procédé

Compte tenu de la faible instrumentation de l'unité (compteur biogaz non rapporté, pas de mesure de l'envoi du biogaz à la torchère, pas de mesure de la chaleur valorisée), le bilan énergétique ne peut être que très sommaire. On voit que sur l'énergie primaire entrée sous forme d'intrants, 34 % sont valorisés sous forme d'électricité et 30 % sous forme de chaleur.

3. Caractérisation et modélisation thermique des digesteurs anaérobies à gazomètres multimembranes

3.1 Structure multicompartiment des digesteurs anaérobies

La conception générale des digesteurs anaérobies en voie humide semi-enterrés modernes dans les fermes équipées de gazomètres multimembranes est illustrée à la Figure 38. La membrane supérieure agit comme une couverture de protection, et en dessous de cette couverture, des membranes supplémentaires peuvent être incluses, pour stocker le biogaz produit ou pour l'isolation thermique. Concernant le digesteur anaérobie, le cas des réacteurs infiniment mélangés a été particulièrement mis en avant, car il s'agit de la technologie de méthanisation la plus répandue en voie humide. Pour prendre en compte les échanges thermiques avec l'environnement, les conditions climatiques doivent être géographiquement adaptées à l'emplacement réel du digesteur. Les principaux apports de matières au système sont les effluents composés de déchets agricoles, de lisier et de digestat liquide recirculé, tandis que les principales sorties de matières sont le digestat et le biogaz brut produit. Les principaux apports énergétiques sont la chaleur utilisée pour maintenir en température le digesteur, l'ensoleillement direct et l'électricité dont la consommation majeure est attribuée au travail des agitateurs.

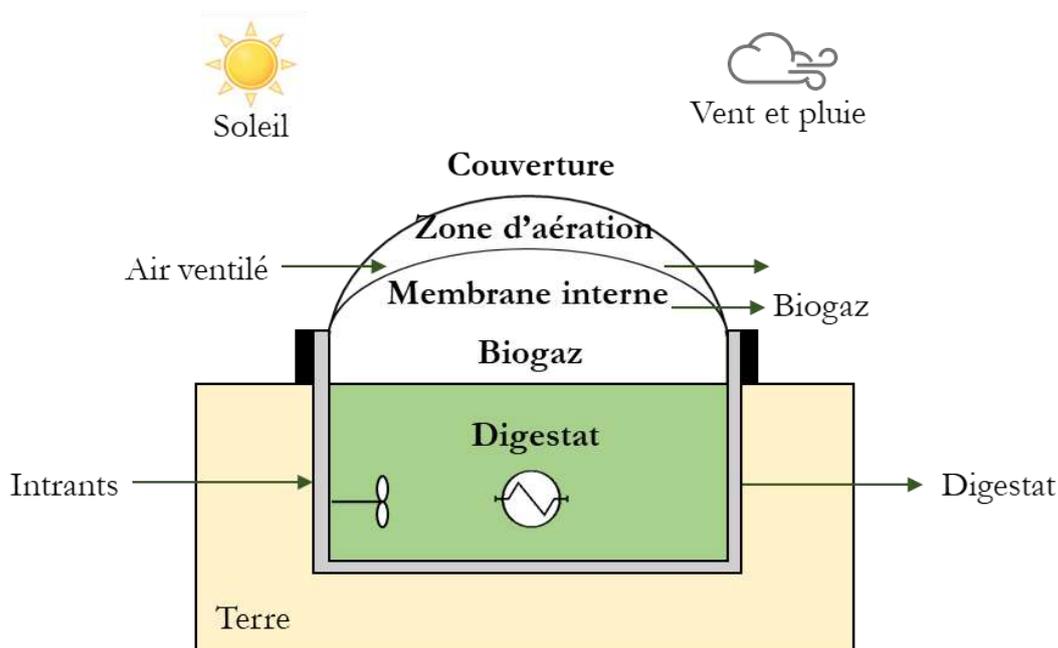


Figure 38. Configuration générale d'un méthaniseur moderne en voie liquide équipé d'un gazomètre multimembrane

Pour prendre en compte les échanges thermiques entre les différents composants des digesteurs équipés de gazomètres multimembranes, l'unité est divisée en plusieurs

compartiments dont les températures sont considérées comme variables dans le temps, mais homogènes dans le compartiment. Par exemple, dans le cas d'un gazomètre à double membrane, les compartiments sont (i) digestat, (ii) biogaz, (iii) zone d'aération, (iv) membrane interne, (v) couverture et (vi) murs. Un gazomètre à double membrane est composé d'une membrane souple de stockage (membrane interne dans la Figure 39(b)) et d'une membrane de couverture. A l'aide d'un ventilateur insufflant de l'air entre les deux membranes, le volume de gaz stocké est régulé et la structure de la membrane de couverture est maintenue.

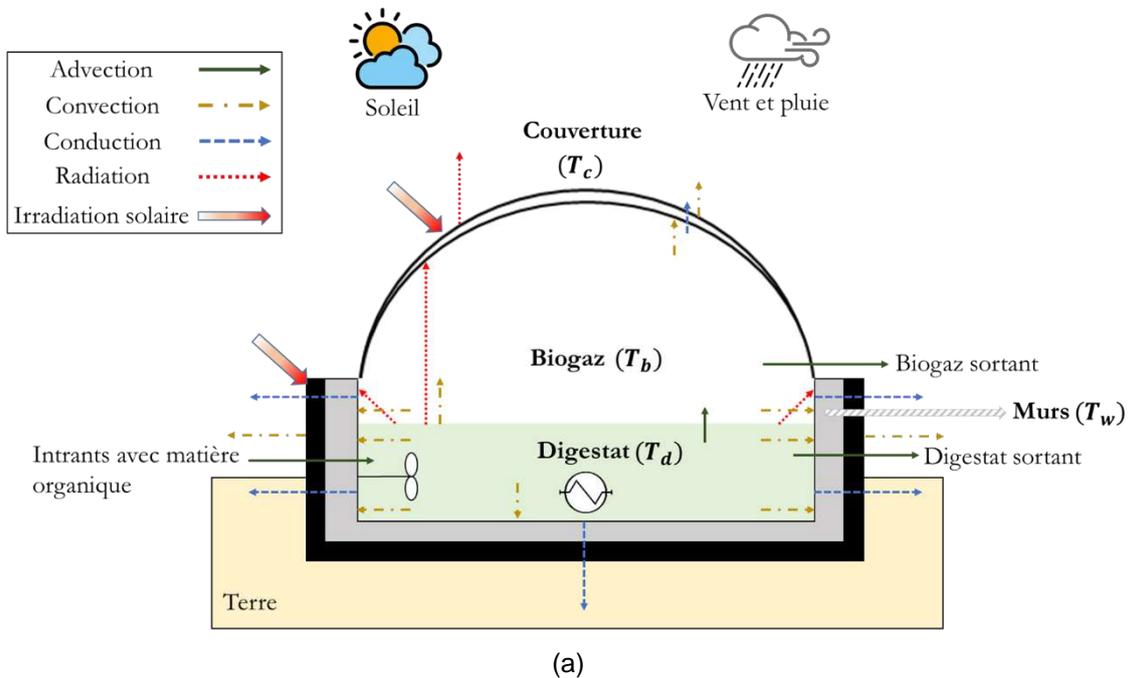
Pour un digesteur avec une seule membrane souple, les compartiments sont : (i) digestat, (ii) biogaz, (iii) couverture et (iv) murs (Figure 39(a)) ; tandis que pour un gazomètre à triple membrane, les compartiments seront : (i) digestat, (ii) biogaz inférieur, (iii) biogaz supérieur, (iv) zone d'aération, (v) membrane fixe, (vi), membrane interne, (vii) couverture et (viii) murs (Figure 39(c)). Concernant le gazomètre à triple membrane, une configuration possible consisterait à placer une barrière épaisse entre le digestat et la membrane souple de stockage de gaz (3^e membrane dans la Figure 39(c)). Cette troisième couche d'isolation devrait être un bloc d'isolant thermique à faible conductivité thermique et permettre le passage du biogaz sur tout le volume de stockage de gaz. Le passage de gaz entre les deux compartiments « biogaz supérieur » et « biogaz inférieur » peut se faire par un espacement latéral ou en perçant cette membrane, assurant le passage du gaz tout en limitant la convection de gaz entre les deux compartiments. Le rôle majeur de cette troisième membrane d'isolation est de limiter à la fois le rayonnement thermique et la convection du biogaz entre le digestat et la membrane souple de stockage et de diminuer en conséquence les pertes thermiques associées.

Pour une telle unité, les bilans d'énergie dynamiques sont établis en fonction de la configuration du digesteur et de la configuration du gazomètre. Par exemple, si l'unité de méthanisation est équipée de deux membranes d'isolation, un total de six bilans d'énergie dynamiques est établi, chaque équation du bilan correspond au comportement thermique du compartiment associé.

Les équations du bilan d'énergie sont dynamiques, c'est-à-dire conçues de manière variable dans le temps, prenant ainsi en compte l'influence de la variation des températures sur la performance et les pertes thermiques avec l'environnement. Ces bilans comportent également une description détaillée des transferts de chaleur par advection, par conduction, par convection et par radiation infrarouge. Comme illustré dans la Figure 39, les transferts de chaleur auront lieu entre tous les compartiments de l'unité, mais aussi avec l'environnement (les différentes flèches sur la Figure 39 désignent les différentes formes de transfert de chaleur). A titre d'exemple, les échanges radiatifs comprennent le transfert de chaleur du digestat vers la couverture, le rayonnement de la couverture et des murs vers l'atmosphère et

l'irradiance solaire absorbée par la couverture et les murs, ainsi que tous les échanges radiatifs infrarouges entre parois et surfaces internes, où les géométries et les dimensions sont prises en compte via les facteurs de forme respectifs.

L'étude rigoureuse des échanges thermiques internes d'un méthaniseur et celle de la répartition des pertes de chaleur par compartiment permettent d'évaluer le potentiel des digesteurs anaérobies à grande échelle à se rapprocher de l'autarcie thermique lorsqu'ils sont équipés d'un gazomètre multimembrane et lorsque les diverses stratégies de récupération de chaleur résiduelle et fatale sont appliquées. L'objectif principal à cet égard est de proposer et de justifier des solutions viables via la modélisation thermique pour permettre aux digesteurs modernes à grande échelle de production de réduire, de manière significative, leurs pertes de chaleur et d'augmenter ainsi leur performance énergétique.



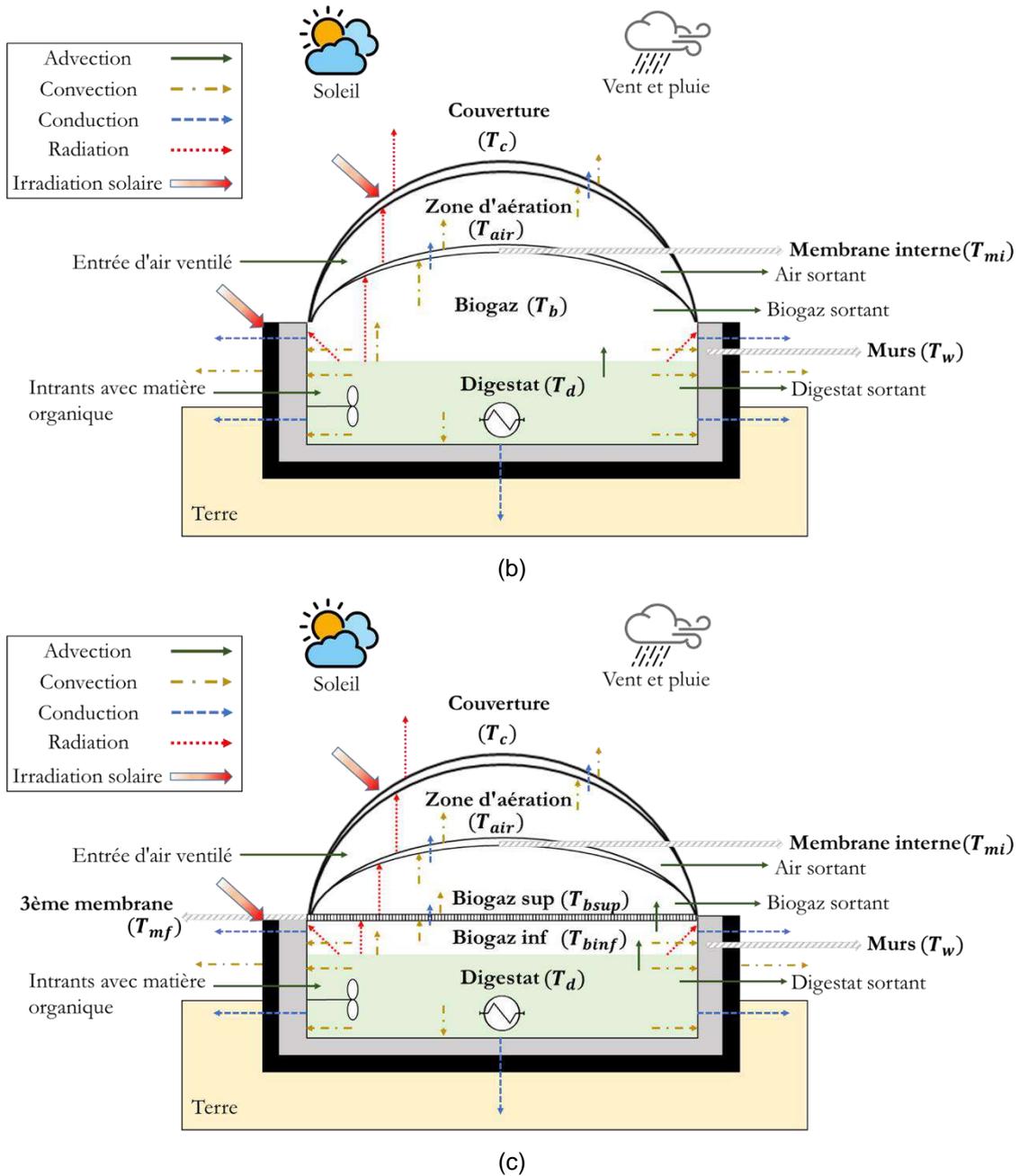


Figure 39. Schéma d'un digesteur anaérobie semi-enterré équipé d'un gazomètre de stockage et de protection (les flèches désignent les transferts thermiques potentiels entre compartiments) : (a) gazomètre à une seule membrane de protection et de stockage ; (b) gazomètre double membrane ; (c) gazomètre triple membrane

3.2 Différents mécanismes de transfert de chaleur

Comme le montre la Figure 40, nous nous référons à différents types de processus de transfert de chaleur en tant que modes. Lorsqu'un gradient de température existe dans un milieu, qui peut être un solide ou un fluide, nous utilisons le terme « conduction » pour désigner le transfert de chaleur qui se produira à travers le milieu. En revanche, le terme « convection » fait référence au transfert de chaleur qui se produira entre une surface et un fluide en mouvement lorsqu'ils sont à des températures différentes. Le troisième mode de transfert de chaleur est appelé « radiation » thermique. Toutes les surfaces de température finie émettent de l'énergie sous forme d'ondes électromagnétiques. Ainsi, en l'absence d'un milieu intermédiaire absorbant de l'irradiation, il y a un transfert net de chaleur par radiation entre deux surfaces selon leurs températures de surface.

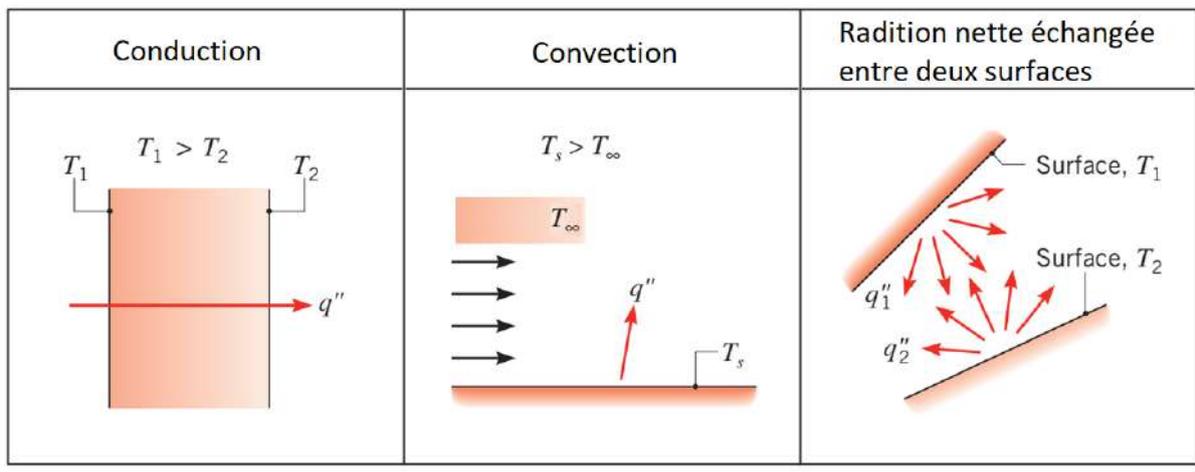


Figure 40. Modes de transfert de chaleur par conduction, convection et radiation [55]

3.2.1 Phénomène de conduction thermique

La conduction est le transport d'énergie dans un milieu dû à un gradient de température, et le mécanisme physique est celui d'une activité atomique ou moléculaire aléatoire. Des températures plus élevées sont associées à des énergies vibratoires microscopiques plus élevées. Lorsque des molécules voisines entrent en collision, comme elles le font constamment, un transfert d'énergie des molécules les plus énergétiques vers les molécules les moins énergétiques doit se produire. En présence d'un gradient de température, le transfert d'énergie par conduction doit alors se faire dans le sens de la température décroissante. Cela serait vrai même en l'absence de collisions, comme le montre la Figure 41. Les processus de transfert de chaleur peuvent être quantifiés en termes d'équations de vitesse de transfert de chaleur appropriées. Ces équations peuvent être utilisées pour calculer la quantité d'énergie transférée par unité de temps. Pour la conduction thermique, l'équation de vitesse est connue

sous le nom de loi de Fourier. Pour la paroi plane unidimensionnelle illustrée à la Figure 42, ayant une distribution de température $T(x)$, l'équation du flux de chaleur est exprimée par :

$$q_x'' = -\lambda \frac{dT}{dx} \quad [W \ m^{-2}]$$

Le paramètre λ est une propriété de transport connue sous le nom de conductivité thermique ($W \ m^{-1} \ K^{-1}$) et est une caractéristique du matériau du mur. Sous les conditions de régime établi illustrées à la Figure 42, où la distribution de température est linéaire, le flux de chaleur peut être exprimé comme :

$$q_x'' = \lambda \frac{T_1 - T_2}{L} = \lambda \frac{\Delta T}{L}$$

Le taux de chaleur par conduction, q_x (W), à travers une paroi plane de surface A est alors le produit du flux et de la surface :

$$q_x = q_x'' \cdot A$$

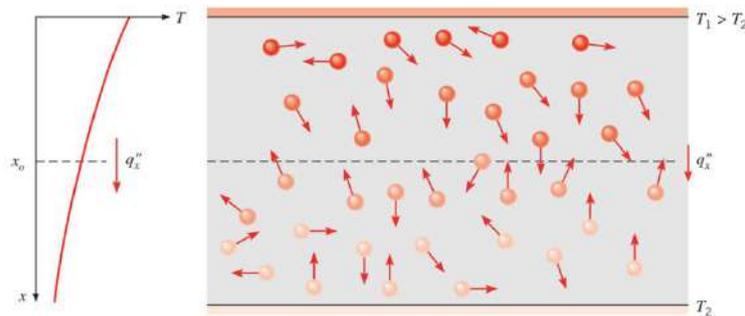


Figure 41. Association du transfert de chaleur par conduction avec la diffusion d'énergie due à la vibration et aux mouvements microscopiques [55]

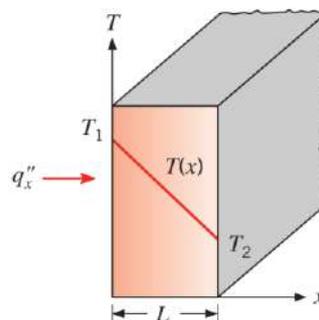


Figure 42. Transfert de chaleur unidimensionnel par conduction [55]

3.2.2 Phénomène de convection

La convection décrit le transfert d'énergie entre une surface et un fluide se déplaçant sur une surface de limitation lorsque les deux sont à des températures différentes. Considérez l'écoulement de fluide sur la surface chauffée dans la Figure 43. Une conséquence de l'interaction fluide-surface est le développement d'une région dans le fluide à travers laquelle la vitesse varie de zéro à la surface à une valeur finie u_∞ associée à l'écoulement. Cette région du fluide est connue sous le nom de couche limite hydrodynamique ou de vitesse. De plus, si les températures de surface et d'écoulement sont différentes, il y aura une région du fluide à travers laquelle la température varie de T_s à $y = 0$ à T_∞ dans l'écoulement extérieur. Cette région, appelée couche limite thermique, peut être plus petite, plus grande ou la même que celle à travers laquelle la vitesse varie. Dans tous les cas, si $T_s > T_\infty$, le transfert de chaleur par convection se produira de la surface vers le flux externe. La convection comprend le transfert d'énergie par le mouvement global de fluide et le mouvement de molécules de fluide par conduction ou diffusion. Le transfert de chaleur par convection peut être classé selon la nature du flux. On parle de convection forcée lorsque le flux est provoqué par des moyens extérieurs, comme par un ventilateur, une pompe, ou des vents atmosphériques ; ou de convection naturelle, où l'écoulement est induit par les forces dues aux différences de densité causées par les variations de température dans le fluide.

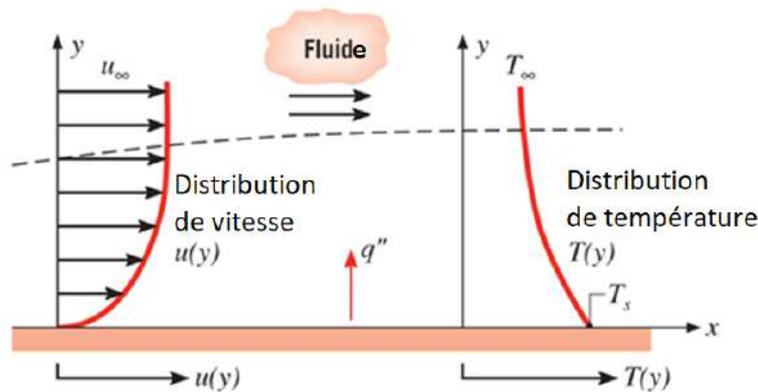


Figure 43. Développement de la couche limite dans le transfert de chaleur par convection [55]

Quelle que soit la nature du processus de transfert de chaleur par convection, l'équation de flux de chaleur appropriée est de la forme :

$$q'' = h(T_s - T_\infty)$$

Où, le flux de chaleur convectif ($W m^{-2}$) est proportionnel à la différence entre les températures de surface et de fluide, T_s et T_∞ , respectivement. Cette expression est connue sous le nom de loi de refroidissement de Newton et le paramètre h ($W m^{-2} K^{-1}$) est appelé coefficient de

transfert thermique convectif. Ce coefficient dépend des conditions dans la couche limite, qui sont influencées par la géométrie de surface, la nature du mouvement du fluide et de propriétés thermodynamiques et de transport du fluide. Le transfert de chaleur par convection, q (W), entre le fluide et une surface A est alors le produit du flux et de la surface :

$$q = q'' \cdot A$$

Ci-dessous, des exemples illustrant les pertes thermiques conductives et convectives dans un digesteur sont présentés. Dans le premier cas, les pertes ont lieu à travers une membrane d'isolation d'épaisseur δ entre deux compartiments gazeux des digesteurs (Figure 44), et dans le second cas, celles-ci ont lieu entre le digestat liquide et l'air extérieur à travers les parois du digesteur composées de murs d'épaisseur de δ_m et d'isolant d'épaisseur de δ_{iso} (Figure 45). Les paramètres importants pour une quantification pertinente des transferts de chaleur sont les coefficients de transfert convectifs (h dans les fluides), et l'épaisseur (δ) et la conductivité thermique (λ) des parois dépendant des matériaux de construction et d'isolation.

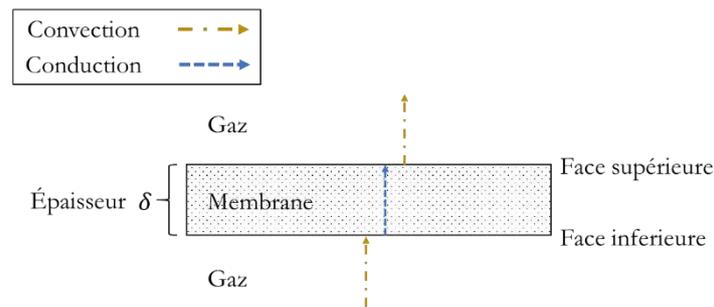


Figure 44. Représentation graphique des pertes thermiques à travers les membranes de protection

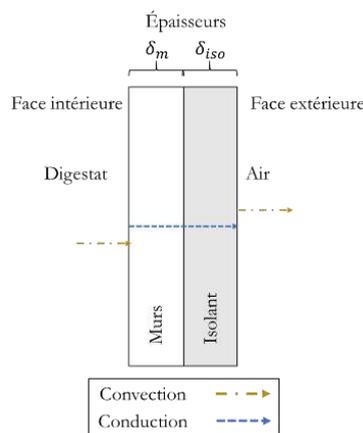


Figure 45. Représentation graphique des pertes thermiques à travers les murs et l'isolation

3.2.3 Transfert de chaleur par rayonnement

La radiation thermique est l'énergie électromagnétique émise par la matière selon sa température en K et sa fréquence ou sa longueur d'onde respective allant, à titre d'exemple,

de la radiation ultraviolet (UV, courtes longueurs d'onde) jusqu'à la radiation infrarouge lointain (grandes longueurs d'onde). L'énergie du champ de rayonnement est transportée et transmise dans l'espace par des ondes électromagnétiques. Alors que le transfert d'énergie par conduction ou convection nécessite la présence d'un milieu matériel, le rayonnement ne le nécessite pas. En fait, le transfert par radiation se produit plus efficacement dans le vide.

Considérez les processus de transfert radiatif pour la surface de la Figure 46(a). La radiation émise par la surface provient de l'énergie thermique du matériau délimité par sa surface, et la vitesse à laquelle l'énergie est libérée par unité de surface (W m^{-2}) est appelée le flux de radiation émise par la surface, E . Il existe une limite supérieure à la radiation émise, qui est donnée par la loi de Stefan-Boltzmann :

$$E_b = \sigma T_s^4$$

Où T_s est la température absolue de la surface en K et σ est la constante de Stefan-Boltzmann. Une telle surface est appelée corps noir. Le flux de chaleur émis par une surface réelle est inférieur à celui d'un corps noir à la même température et est donné par :

$$E = \sigma \varepsilon T_s^4$$

Où ε est une propriété optique de la surface appelée émissivité. Avec des valeurs dans la plage $0 \leq \varepsilon \leq 1$, cette propriété fournit une mesure de l'efficacité avec laquelle une surface émet de l'énergie par rapport à l'émissivité d'un corps noir. Cela dépend fortement du matériau de surface et de son revêtement.

Le rayonnement peut également être incident sur une surface depuis son environnement. Le rayonnement peut provenir d'une source spéciale, telle que le soleil, ou d'autres surfaces auxquelles la surface d'intérêt est exposée. Indépendamment des sources, nous désignons le flux sur une unité de surface à laquelle tout ce rayonnement est incident comme l'irradiation G (Figure 46(a)).

Une partie ou la totalité de l'irradiation peut être absorbée par la surface, augmentant ainsi l'énergie thermique du matériau. La vitesse à laquelle l'énergie rayonnante est absorbée par unité de surface peut être évaluée à partir de la connaissance d'une propriété de surface appelée l'absorption α . C'est-à-dire :

$$G_{abs} = \alpha G$$

Avec $0 \leq \alpha \leq 1$. Si la surface est opaque, aucun rayonnement ne peut être transmis (transmittance $\tau = 0$), la lumière est soit absorbée selon la valeur de α , soit réfléchie selon la réflectance de surface ($\rho = 1 - \alpha - \tau$), car la conservation de l'énergie impose que $\rho + \alpha + \tau = 1$. Si la surface est semi-transparente, une part de rayonnement peut également être

transmise. Cependant, alors que les rayonnements absorbés et émis augmentent et réduisent respectivement l'énergie thermique de la matière, les rayonnements réfléchis et transmis n'ont aucun effet sur cette énergie et la température du corps. Notez qu'en plus des propriétés optiques de surface, la valeur de α dépend aussi de la fréquence lumineuse du rayonnement reçu. Par exemple, l'absorption d'une surface soumise au rayonnement solaire (onde électromagnétique de courtes longueurs d'onde) peut différer de celle de la même surface, mais soumise à un rayonnement des parois d'une pièce confinée (onde électromagnétique de grandes longueurs d'onde).

Comme illustré dans la Figure 46(a), le taux net de transfert de chaleur par rayonnement de la surface, exprimé par unité de surface, est la différence entre ce qui est absorbé et ce qui quitte la surface par rayonnement :

$$q''_{rad} = \frac{q_{rad}}{A} = \varepsilon E(T_s) - \alpha G$$

Un cas particulier qui se produit fréquemment concerne l'échange de rayonnement entre une petite surface à T_s et une plus grande surface isotherme entourant la plus petite et émettant aussi des radiations selon sa température T_{sur} (Figure 46(b)). L'environnement pourrait être, par exemple, le toit d'un grand réservoir ou le ciel et l'atmosphère dont la température T_{sur} diffère de celle de surface T_s .

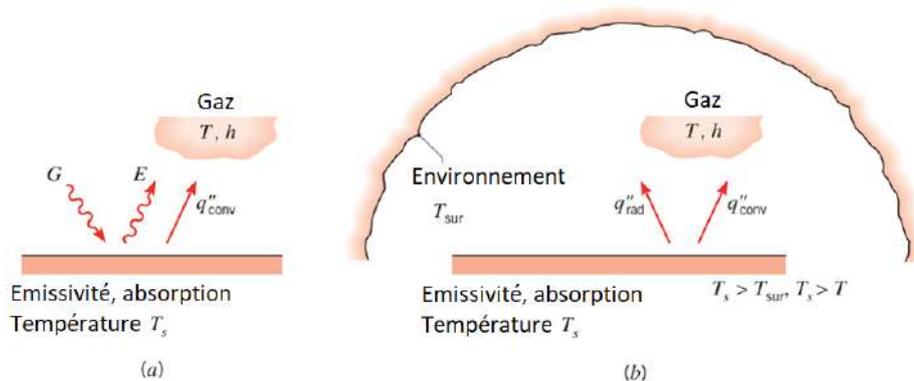


Figure 46. Illustration de différentes formes de transfert de radiation: (a) à partir d'une surface et (b) entre une surface et un environnement isotherme plus grand [55]

3.2.4 Rayonnement dans les espaces confinés et radiosité relative des surfaces

La quantification des différents flux de chaleur infrarouge appartenant principalement à la gamme de l'infrarouge de grandes longueurs d'onde (8–15 μm) et correspondant aux rayonnements infrarouges des surfaces confinées ayant une température $T < 90\text{ }^\circ\text{C}$ est réalisée par la construction d'un système équationnel reliant les rayonnements émis et reçus

entre surfaces et par l'introduction du concept de radiosité de surface (J_i) [56, 57]. Le flux radiatif net quittant toute surface dans un espace confiné peut s'écrire :

$$q_i = \frac{\varepsilon_i \sigma T_i^4 - \alpha_i J_i}{(1 - \alpha_i)/A_i} = \sum_{j=1}^n (A_i F_{ij})(J_i - J_j)$$

J_i et J_j sont les radiosités des surfaces i et j , respectivement, et F_{ij} est le facteur de forme entre les surfaces i et j . L'équation représente le flux radiatif net sortant de la surface/nœud i en considérant d'autres surfaces/nœuds (j) dans un espace confiné donné et recevant leurs radiosités respectives (J_j). Dans cette équation, le flux radiatif net sortant de toute surface (i) est la différence entre les émissions radiatives totales en fonction de la température de surface (T_i), l'émissivité (ε_i) et le rayonnement absorbé par la surface en fonction de son absorption (α_i) ; le rayonnement absorbé est le rayonnement entrant total provenant des autres surfaces moins le rayonnement réfléchi provenant de la surface (i). Selon l'approche du réseau de radiosités, le flux de chaleur radiatif net quittant toute surface à l'intérieur du digesteur et du gazomètre peut être formulé comme indiqué plus loin dans le Tableau 18.

3.2.5 Phénomène d'advection

L'échange de chaleur par advection consiste en la quantité d'énergie transportée en raison du mouvement du fluide et ne dépendant que de l'enthalpie spécifique et du débit massique de ce dernier. Le terme advectif de transfert donne une formulation relativement simple des échanges de chaleur liés à l'entrée et à la sortie de matière dans un système conformément au bilan matière, un terme indispensable surtout dans les systèmes ouverts :

$$\Delta \dot{H} = \Delta \dot{H}_{in} - \Delta \dot{H}_{out} = \dot{m}_{in} h'_{in, T_{in}} - \dot{m}_{out} h'_{out, T_{out}}$$

3.3 Modélisation thermique des méthaniseurs avec gazomètres multimembranes

Pour tenir compte des échanges de chaleur entre les différentes parties des digesteurs à gazomètres multimembranes, l'unité de méthanisation doit être divisée en plusieurs compartiments. Ci-dessous, la structure du modèle thermique dynamique pour une unité de production de biogaz avec gazomètre triple membrane est présentée, conformément à la Figure 39(c). Les équations du modèle correspondent d'une part aux bilans d'énergie dynamiques sur le digestat, sur les gaz se trouvant entre les membranes du gazomètre (air dans la zone ventilée, biogaz dans la zone supérieure, biogaz dans la zone inférieure, etc.), aux membranes, sur les parois du digesteur, appelées mur et fond (Eq. a1-a12), et d'autre part à la description du réseau des échanges radiatifs nets ($\dot{Q}_{i,net(rad)}$) entre surfaces confinées incorporant la radiosité (J_i) des surfaces (Eq. b1-b7). Les bilans sont complétés par la définition des différents termes de transfert de chaleur : advectifs ($\Delta \dot{H}$) quand le digesteur est ouvert, et

des échanges convectifs, conductifs et radiatifs sous forme de gains, tels que l'irradiation solaire, et de perte de chaleur ($\sum \dot{Q}$) dont la description détaillée est fournie dans le *Tableau 19*. Les échanges de chaleur par advection, conduction, convection et radiation sont formulés et quantifiés pour chaque compartiment en fonction des paramètres opératoires et de design (*Tableau 20*). Le modèle permet, avant tout, d'évaluer la performance thermique de méthaniseur de façon dynamique, c'est-à-dire en suivant les variations journalières, mensuelles, annuelles selon le choix de l'étude, en soumettant le méthaniseur aux conditions météorologiques fluctuantes telles que la température de l'air et du sol, l'irradiation solaire, le vent et la pluie. La structure multicompartiment du modèle et son caractère multiparamétré et généralisé permettent aussi de réaliser des analyses complémentaires, comme celles présentées dans la section 4 de ce rapport, afin d'évaluer l'influence des différents paramètres de fonctionnement et de conception et d'identifier les conditions et configurations optimales d'un méthaniseur permettant d'augmenter son efficacité énergétique.

Une distinction entre les surfaces opposées des parois solides (surfaces intérieure et extérieure des murs, surfaces supérieure et inférieure des membranes) a également été réalisée, ce qui dédouble le nombre d'équations de bilan décrivant les parois solides. La distinction entre les surfaces opposées d'une même paroi permet de mieux décrire la conduction dans ces milieux.

Les principales variables dynamiques du système de digesteur sont les températures de chaque compartiment lorsque l'énergie fournie pour chauffer le digesteur (\dot{Q}_{HE}) est connue, et les radiosités (J_i). Il est à noter que, lorsque des données expérimentales dynamiques concernant la température dans le digestat (T_d) sont disponibles via des mesures sur le terrain, l'énergie de chauffage fournie par l'échangeur (\dot{Q}_{HE}) devient une nouvelle variable du système et sa valeur peut être estimée par la simulation thermique de l'unité.

Les équations de bilan d'énergie pour un digesteur avec gazomètre triple membrane sont les suivantes :

a1) Bilan sur le digestat (d)

$$\rho_d V_d c_{p,d} \frac{dT_d}{dt} = \Delta \dot{H}_d - \Delta \dot{H}_{d,binf} - \dot{Q}_{d,binf} - \dot{Q}_{d,w-intd} - \dot{Q}_{d,net(rad)} + \dot{W}_M - \dot{Q}_{d,gr} + \dot{Q}_{HE} - \Delta \dot{H}_r$$

a2) Bilan sur le biogaz inférieur ($binf$)

$$\rho_{binf} V_{binf} c_{p,binf} \frac{dT_{binf}}{dt} = \Delta \dot{H}_{binf} - \dot{Q}_{binf,mf-inf} + \dot{Q}_{d,binf} - \dot{Q}_{binf,w-intb}$$

a3) Bilan sur le biogaz supérieur ($bsup$)

$$\rho_{bsup} V_{bsup} c_{p,bsup} \frac{dT_{bsup}}{dt} = \Delta \dot{H}_{bsup} + \dot{Q}_{mf-sup,bsup} - \dot{Q}_{bsup,mi-inf}$$

a4) Bilan sur la 3^e membrane – face inférieure (*mf – inf*)

$$\rho_{mf-inf} V_{mf-inf} c_{p,mf-inf} \frac{dT_{mf-inf}}{dt} = \dot{Q}_{binf,mf-inf} - \dot{Q}_{mf-inf,mf-sup} - \dot{Q}_{mf-inf,net(rad)}$$

a5) Bilan sur la 3^e membrane – face supérieure (*mf – sup*)

$$\rho_{mf-sup} V_{mf-sup} c_{p,mf-sup} \frac{dT_{mf-sup}}{dt} = \dot{Q}_{mf-inf,mf-sup} - \dot{Q}_{mf-sup,bsup} - \dot{Q}_{mf-sup,net(rad)}$$

a6) Bilan sur les murs intérieurs en contact avec le digestat (*w – intd*)

$$\rho_{w-intd} V_{w-intd} c_{p,w-intd} \frac{dT_{w-intd}}{dt} = \dot{Q}_{d,w-intd} - \dot{Q}_{w-intd,w-ext}$$

a7) Bilan sur le mur extérieur (*w – intb*)

$$\rho_{w-ext} V_{w-ext} c_{p,ext} \frac{dT_{w-ext}}{dt} = \dot{Q}_{w-intd,w-ext} + \dot{Q}_{w-intb,w-ext} - \dot{Q}_{w-ext,at} - \dot{Q}_{w-ext,at(rad)} + \dot{Q}_{Sun-w(rad)}$$

a8) Bilan sur la membrane interne – face inférieure (*mi – inf*)

$$\rho_{mi-inf} V_{mi-inf} c_{p,mi-inf} \frac{dT_{mi-inf}}{dt} = \dot{Q}_{bsup,mi-inf} - \dot{Q}_{mi-inf,mi-sup} - \dot{Q}_{mi-inf,net(rad)}$$

a9) Bilan sur la membrane interne – face supérieure (*mi – sup*)

$$\rho_{mi-sup} V_{mi-sup} c_{p,mi-sup} \frac{dT_{mi-sup}}{dt} = \dot{Q}_{mi-inf,mi-sup} - \dot{Q}_{mi-sup,air} - \dot{Q}_{mi-sup,net(rad)}$$

a10) Bilan sur la zone d'aération (*air*)

$$\rho_{air} V_{air} c_{p,air} \frac{dT_{air}}{dt} = \Delta \dot{H}_{air} + \dot{Q}_{mi-sup,air} - \dot{Q}_{air,c-inf}$$

a11) Bilan sur la membrane de couverture – face inférieure (*c – inf*)

$$\rho_{c-inf} V_{c-inf} c_{p,c-inf} \frac{dT_{c-inf}}{dt} = \dot{Q}_{air,c-inf} - \dot{Q}_{c-inf,c-sup} - \dot{Q}_{c-inf,net(rad)}$$

a12) Bilan sur la membrane de couverture – face supérieure (*c – sup*)

$$\rho_{c-sup} V_{c-sup} c_{p,c-sup} \frac{dT_{c-sup}}{dt} = \dot{Q}_{c-inf,c-sup} - \dot{Q}_{c-sup,at} - \dot{Q}_{c-sup,rain} - \dot{Q}_{c-sup,at(rad)} + \dot{Q}_{Sun-c(rad)}$$

Et les équations décrivant le réseau des échanges radiatifs nets ($\dot{Q}_{i,net(rad)}$) entre surfaces confinées incorporant la radiosité (j_i) des surfaces sont :

Tableau 18. Bilans des flux radiatifs dans le digesteur

b1) Flux radiatif net de la surface du digestat	$\dot{Q}_{d,net(rad)} = \frac{\varepsilon_d \sigma T_d^4 - \alpha_d J_d}{(1 - \alpha_d)/A_d}$ $= (A_d F_{d,mi-inf})(J_d - J_{mi-inf}) + (A_d F_{d,w-intb})(J_d - J_{w-intb})$
b2) Flux radiatif net de la surface de la 3 ^e membrane – face inférieure	$\dot{Q}_{mf-inf,net(rad)} = \frac{\varepsilon_{mf-inf} \sigma T_{mf-inf}^4 - \alpha_{mf-inf} J_{mf-inf}}{(1 - \alpha_{mf-inf})/A_{mf}}$ $= (A_{mf} F_{mf-inf,d})(J_{mf-inf} - J_d)$ $+ (A_{mf} F_{mf-inf,w-intb})(J_{mf-inf} - J_{w-intb})$
b3) Flux radiatif net de la surface des murs intérieurs en contact avec le biogaz	$\dot{Q}_{w-intb,net(rad)} = \frac{\varepsilon_{w-intb} \sigma T_{w-intb}^4 - \alpha_{w-intb} J_{w-intb}}{(1 - \alpha_{w-intb})/A_{w-intb}}$ $= (A_{w-intb} F_{w-intb,d})(J_{w-intb} - J_d)$ $+ (A_{w-intb} F_{w-intb,mf-inf})(J_{w-intb} - J_{mf-inf})$
b4) Flux radiatif net de la surface de la 3 ^e membrane – face supérieure	$\dot{Q}_{mf-sup,net(rad)} = \frac{\varepsilon_{mf-sup} \sigma T_{mf-sup}^4 - \alpha_{mf-sup} J_{mf-sup}}{(1 - \alpha_{mf-sup})/A_{mf}}$ $= (A_{mf} F_{mf-sup,mi-inf})(J_{mf-sup} - J_{mi-inf})$
b5) Flux radiatif net de la surface de la membrane interne – face inférieure	$\dot{Q}_{mi-inf,net(rad)} = \frac{\varepsilon_{mi-inf} \sigma T_{mi-inf}^4 - \alpha_{mi-inf} J_{mi-inf}}{(1 - \alpha_{mi-inf})/A_{mi}}$ $= (A_{mi} F_{mi-inf,mf-sup})(J_{mi-inf} - J_{mf-sup})$
b6) Flux radiatif net de la surface de la membrane interne – face supérieure	$\dot{Q}_{mi-sup,net(rad)} = \frac{\varepsilon_{mi-sup} \sigma T_{mi-sup}^4 - \alpha_{mi-sup} J_{mi-sup}}{(1 - \alpha_{mi-sup})/A_{mi}}$ $= (A_{mi} F_{mi-sup,c-inf})(J_{mi-sup} - J_{c-inf})$
b7) Flux radiatif net de la surface de la couverture – face inférieure	$\dot{Q}_{c-inf,net(rad)} = \frac{\varepsilon_{c-inf} \sigma T_{c-inf}^4 - \alpha_{c-inf} J_{c-inf}}{(1 - \alpha_{c-inf})/A_c} = (A_c F_{c-inf,mi-sup})(J_{c-inf} - J_{mi-sup})$

La définition des termes de transfert de chaleur inclus dans le modèle thermique est présentée dans le *Tableau 19*. Le *Tableau 20* regroupe tous les paramètres de design et de fonctionnement impliqués dans le modèle thermique. De manière générale, le système équationnel pour un méthaniseur équipé d'un gazomètre multimembrane doté de n membranes de stockage et d'isolation comportent $3n+3$ équations de bilan et $2(n-1)+3$ équations décrivant les échanges radiatifs nets entre surfaces confinées, ce qui donne un total de $5n+4$ équations. De même, le modèle comprend $3n+3$ variables de température (T_i) si la chaleur fournie au digesteur est connue et $2(n-1)+3$ variables de radiosité (J_i).

Selon la configuration du gazomètre, le système équationnel proposé est réduit à (i) un système de 9 équations et 9 variables pour un méthaniseur équipé d'un gazomètre à une seule membrane de stockage et de protection, (ii) un système de 14 équations et 14 variables dans un méthaniseur avec gazomètre à double membrane, et (iii) un système de 19 équations et 19 variables dans un méthaniseur avec gazomètre à triple membrane.

Tableau 19. Description des termes de transfert de chaleur utilisés dans le modèle thermique

Terme	Equation
Transferts advectifs	
Chaleur advective du digestat	$\Delta\dot{H}_d = \Delta\dot{H}_{d,in} - \Delta\dot{H}_{d,out} = \dot{m}_{d,in}h'_{d,in,T_{in}} - \dot{m}_{d,out}h'_{d,out,T_d}$
Chaleur advective par le transfert de matière entre le digestat et le biogaz	$\Delta\dot{H}_{d,binf} = \dot{m}_b h'_{b,T_d}$
Chaleur advective par le transfert de matière entre le biogaz inférieur et le biogaz supérieur	$\Delta\dot{H}_{binf} = \Delta\dot{H}_{d,binf} - \Delta\dot{H}_{binf,bsup} = \dot{m}_{binf}(h'_{binf} - h'_{bsup}) + \dot{m}_{H_2O}\Delta H_{vap,H_2O}$
Chaleur advective du biogaz supérieur sortant	$\Delta\dot{H}_{bsup} = \dot{H}_{binf,bsup} - \Delta\dot{H}_{bsup,out} = \dot{m}_{bsup}h'_{bsup,T_{bsup}} \text{ avec } h'_{bsup} = h'_{biogas} + x_{H_2O}\Delta h_{vap,H_2O}$
Chaleur advective de l'air ventilé	$\Delta\dot{H}_{air} = \Delta\dot{H}_{air,in} - \Delta\dot{H}_{air,out} = \dot{m}_{air}(h'_{air,in} - h'_{air,out})$
Transferts convectifs/conductifs	
Transfert convectif du digestat au biogaz inférieur (convection naturelle)	$\dot{Q}_{d,binf} = h_{d,binf}A_d(T_d - T_{binf})$
Transfert convectif du digestat aux murs hors sol – face intérieure (convection naturelle)	$\dot{Q}_{d,w-intd} = h_{d,w-intd}A_{w-intd}(T_d - T_{w-intd})$
Transfert convectif du biogaz inférieur à la 3 ^e membrane – face inférieure (convection naturelle)	$\dot{Q}_{binf,mf-inf} = h_{binf,mf-inf}A_{mf}(T_{binf} - T_{mf-inf})$
Transfert convectif entre biogaz inférieur et murs intérieurs (convection naturelle)	$\dot{Q}_{binf,w-intb} = h_{binf,w-intb}A_{w-intb}(T_{binf} - T_{w-intb})$
Transfert conductif à travers la 3 ^e membrane	$\dot{Q}_{mf-inf,mf-sup} = \frac{A_{mf}(T_{mf-inf} - T_{mf-sup})}{\sum_{j=1}^n \frac{\delta_j}{\lambda_j}}$
Transfert convectif de la 3 ^e membrane face supérieure au biogaz supérieur (convection naturelle)	$\dot{Q}_{mf-sup,bsup} = h_{mf-sup,bsup}A_{mf}(T_{mf-sup} - T_{bsup})$
Transfert convectif du biogaz supérieur à la membrane interne (face inférieure) (convection naturelle)	$\dot{Q}_{bsup,mi-inf} = h_{bsup,mi-inf}A_{mi}(T_{bsup} - T_{mi-inf})$
Transfert conductif à travers la membrane interne	$\dot{Q}_{mi-inf,mi-sup} = \frac{A_{mi}(T_{mi-inf} - T_{mi-sup})}{\sum_{j=1}^n \frac{\delta_j}{\lambda_j}}$
Transfert convectif de la membrane interne (face supérieure) à la zone d'air ventilé (convection naturelle, forcée ou mixte)	$\dot{Q}_{mi-sup,air} = h_{mi-sup,air}A_{mi}(T_{mi-sup} - T_{air})$
Transfert convectif de la zone d'air ventilé à la couverture – face inférieure (convection naturelle, forcée ou mixte)	$\dot{Q}_{air,c-inf} = h_{air,c-inf}A_c(T_{air} - T_{c-inf})$
Transfert conductif à travers les murs côté digestat	$\dot{Q}_{w-intd,w-ext} = \frac{A_{w-intd}(T_{w-intd} - T_{w-ext})}{\sum_{j=1}^n \frac{\delta_j}{\lambda_j}}$
Transfert conductif à travers les murs côté biogaz	$\dot{Q}_{w-intb,w-ext} = \frac{A_{w-intb}(T_{w-intb} - T_{w-ext})}{\sum_{j=1}^n \frac{\delta_j}{\lambda_j}}$
Transfert conductif à travers la couverture	$\dot{Q}_{c-inf,c-sup} = \frac{A_c(T_{c-inf} - T_{c-sup})}{\sum_{j=1}^n \frac{\delta_j}{\lambda_j}}$

Transfert convectif des murs extérieurs à l'atmosphère – vent (convection forcée)	$\dot{Q}_{w-ext,at} = h_{w-ext,at} A_{w-ext} (T_{w-ext,at} - T_{amb})$
Transfert convectif de la couverture (face supérieure) à l'atmosphère – vent (convection forcée)	$\dot{Q}_{c-sup,at} = h_{c-sup,at} A_c (T_c - T_{amb})$
Transfert convectif – film de pluie sur la couverture supérieure (convection forcée)	$\dot{Q}_{c-sup,rain} = h_{c-sup,rain} A_c (T_{c-sup} - T_{amb})$
Transfert conductif des murs et du fond du digesteur au sol (conduction avec variation transitoire de la température du sol). Norme EN ISO 13370	$\dot{Q}_{d,gr} = (A_{floor} U_{floor} (T_d - T_s(z, t))) + (A_{w-intdu} U_{w-intdu} (T_d - \bar{T}_s(z, t)))$
Transferts radiatifs sur les parois extérieures	
Transfert radiatif des murs extérieurs vers l'extérieur (rayonnement IR de grandes longueurs d'onde)	$\begin{aligned} \dot{Q}_{w-ext,at(rad)} = & F_{w-ext-sky} \epsilon_{w-ext} \sigma A_{w-ext} (T_{w-ext}^4 - T_{sky}^4) \\ & + F_{w-ext-gr} \epsilon_{w-ext} \sigma A_{w-ext} (T_{w-ext}^4 - T_{amb}^4) \\ & + F_{w-ext-sur} \epsilon_{w-ext} \sigma A_{w-ext} (T_{w-ext}^4 - T_{amb}^4) \end{aligned}$
Transfert radiatif de la couverture (face supérieure) vers l'extérieur (rayonnement IR de grandes longueurs d'onde)	$\dot{Q}_{c-sup,at(rad)} = \epsilon_{co-sup} \sigma A_c (T_{c-sup}^4 - T_{sky}^4)$
Irradiation solaire absorbée par les murs extérieurs (absorption du spectre lumineux sur Terre)	$\dot{Q}_{Sun-w(rad)} = G_H^i \alpha_{s,w-ext} A_{w-ext} (F_{w-ext-sky} + F_{w-ext-gr} \psi)$
Irradiation solaire absorbée par la couverture supérieure (absorption du spectre lumineux sur Terre)	$\dot{Q}_{Sun-c(rad)} = G_H^i \alpha_{s,co-sup} A_c (F_{c-sup-sky} + F_{c-sup-gr} \psi)$ Avec G_H^i = radiation directe + radiation diffuse + radiation réfléchie dont les calculs sont basés sur la modélisation dynamique du ciel avec nébulosité
Termes sources	
Chaleur fournie par l'échangeur de chaleur	\dot{Q}_{ECH}
Chaleur dissipée par le travail de l'agitateur	\dot{W}_M : fonction du type et de la dimension du système d'agitation
Chaleur de la biodégradation	$\Delta \dot{H}_r = \dot{m}_{sw} \sum w_i \Delta \dot{H}_i$

Tableau 20. Liste des principaux paramètres de design et de fonctionnement pour la modélisation thermique du digesteur anaérobie

Paramètres	
Diamètre du digesteur (m)	Débit des intrants (t/j)
Hauteur du digesteur (m)	Composition des intrants
Profondeur de la partie enterrée du digesteur (m)	Débit de sortie du digestat (t/j)
Volume de liquide (m ³)	Débit du biogaz (Nm ³ /h)
Volume de gaz (m ³)	Composition du gaz
Hauteur entre digestat et couverture (m)	Température ambiante (°C)
Epaisseur des murs et du fond (m)	Température des intrants (m/s)
Matériaux des murs et du fond	Vitesse du vent (m/s)
Choix d'isolant des murs extérieurs	Précipitations (m/j)
Epaisseur d'isolant des murs extérieurs (m)	Date
Matériaux de couverture (-)	Méridien standard pour le fuseau horaire local, à l'ouest (°)

Epaisseur de couverture (m)	Longitude locale, à l'ouest (°)
Matériaux des membranes d'isolation	Latitude locale (radians)
Nombre, positionnement et espacement des membranes d'isolation	Altitude locale < 2,5 (km)
Géométrie de couverture	Albédo local
Type de sol	Puissance agitateurs (kW)
Revêtement de surface des membranes d'isolation et de couverture	Puissance de chauffage (kW)
Irradiance solaire globale à la surface de la Terre dans des conditions de ciel nuageux (W/m^2)	

3.4 Prise en compte des conditions météorologiques fluctuantes

Comme on peut le voir dans le Tableau 20, les conditions météorologiques dynamiques du site de méthanisation sont nécessaires pour le fonctionnement du modèle thermique. Plus précisément :

- Température ambiante (°C)
- Vitesse du vent ($m\ s^{-1}$)
- Précipitations (m/jour)
- Ensoleillement ($W\ m^{-2}$)
- Température du sol (°C)

Les données météorologiques requises sont collectées en fonction de la situation géographique du site de méthanisation. Le profil de la température de l'air ambiant et de la vitesse du vent pour l'emplacement du site est obtenu à partir du site Web Iowa Environmental Mesonet [58]. Les valeurs quotidiennes des précipitations totales ($mm\ j^{-1}$) et de la température de surface du sol, ainsi que les valeurs mensuelles d'albédo sont extraites du NASA Data Access Viewer [59]. Ces données sont essentielles pour connaître à la fois la température de surface du sol et l'irradiance solaire globale sur la surface de la Terre prenant aussi en compte la présence des nuages.

La température du sol est influencée par de nombreux facteurs différents et elle change en réponse aux conditions météorologiques dynamiques (l'ensoleillement, la nébulosité, les vagues de froid, les vagues de chaleur, les tempêtes de pluie, les tempêtes de neige, etc.), les propriétés du sol, la situation géographique et la gestion du sol. Les changements typiques de la température du sol à différentes profondeurs et à différents moments sont illustrés à la Figure 47. La modélisation de la température du sol est complexe, car cette température varie dans le temps et en fonction de la profondeur dans le sol et elle est soumise aux stimulus divers provenant du ciel ou du sol lui-même (flux géothermique ascendant). Les études de la

variation de température du sol admettent son oscillation selon une forme sinusoïdale dans le temps, où l'amplitude de sa variation est déterminée en fonction du minimum et du maximum de température de l'air ambiant sur l'horizon temporel choisi [60].

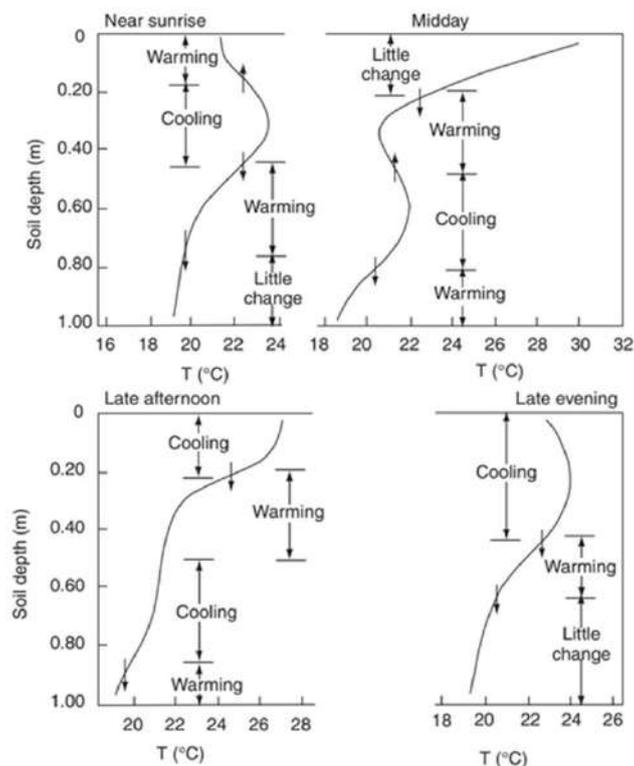
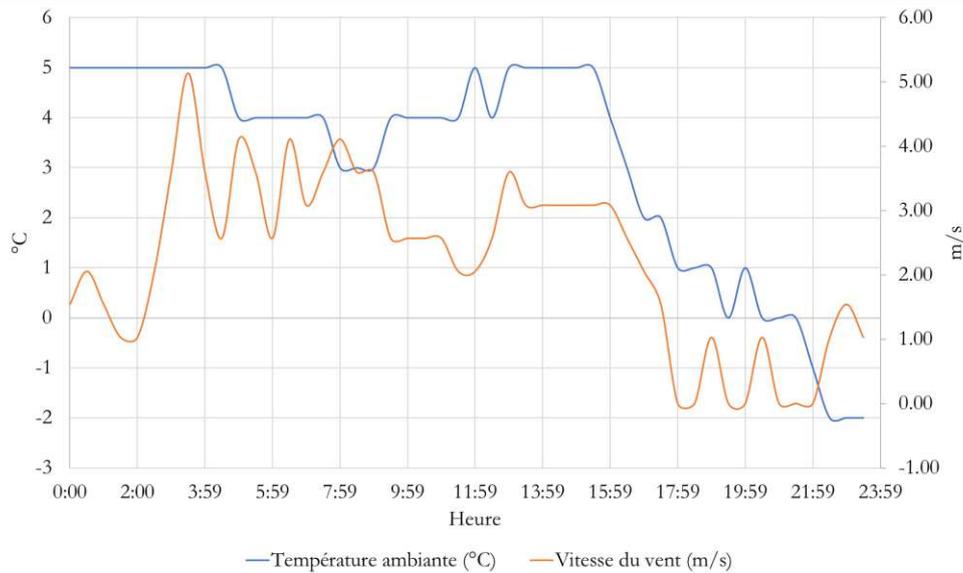


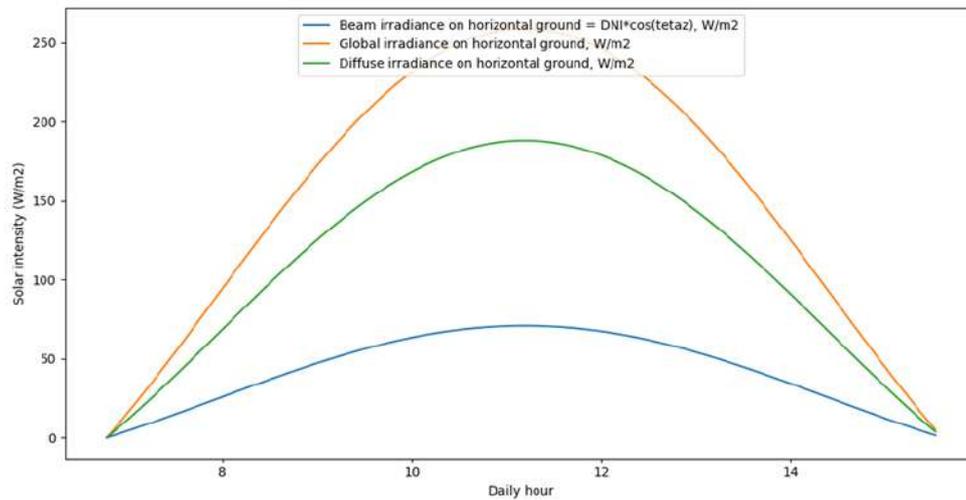
Figure 47. Variation typique de la température du sol à différentes profondeurs et heures pour une journée d'été [61, 62]

En ce qui concerne l'ensoleillement, le modèle « cloudy sky model » pour le calcul de l'irradiance solaire globale sur la surface de la Terre (G_H) considère celle-ci comme la somme de deux composantes lumineuses : l'irradiation directe (B_H) et l'irradiation diffuse (D_H) [63]. Concrètement, G_H est d'abord organisé de sorte à inclure l'effet de la nébulosité (en utilisant la régression géographique de l'indice de clarté quotidienne du ciel K_T) puis il est converti en G_H^i instantané en utilisant l'angle solaire (ω) spécifique à l'emplacement du site et ses coordonnées géographiques respectives.

La Figure 48 illustre des exemples de profils de température ambiante, vitesse du vent et irradiance solaire sur la Terre pour une journée du mois de janvier et au sud de la France.



(a)



(b)

Figure 48. Profils dynamiques des conditions météorologiques pour une journée de janvier au sud de la France : (a) température ambiante et vitesse du vent issues de la collecte de données météorologiques ; (b) irradiation solaire sur la Terre obtenue par la modélisation (cloudy sky model)

3.5 Suivi énergétique des sites de méthanisation

Le suivi énergétique d'une unité de méthanisation est nécessaire pour :

- Contrôler son bon fonctionnement thermique (maintien en température),
- Evaluer sa performance énergétique,
- Répondre aux exigences réglementaires,
- Eviter tout dysfonctionnement engendrant des surcoûts d'entretien et des pertes de revenus par diminution de la production de biogaz.

Il est important de suivre la consommation énergétique des unités afin d'en optimiser la performance énergétique et environnementale, mais aussi pour minimiser les pertes et mieux valoriser l'énergie produite.

Chaque unité consomme de l'énergie thermique pour chauffer le digestat, et dans certains cas, pour hygiéniser les intrants ou les maintenir en température, ainsi que de l'énergie électrique pour faire fonctionner les équipements mécaniques tels que les agitateurs, les pompes, les broyeurs/mélangeurs, l'épuration, etc.

Les paramètres clés mettant en évidence la performance thermique du méthaniseur sont les températures et les différents débits/compositions des matières entrantes ou sortantes ainsi que le débit des fluides caloripporteurs dans les circuits de chauffage :

- Mesure de différentes températures à l'aide d'une sonde de type thermocouple,
- Débit et composition du biogaz brut et valorisé (cogénération ou injection),
- Débit de l'air insufflé dans la zone de ventilation,
- Débit et composition des intrants,
- Débit du digestat,
- Débit du fluide caloripporteur dans le circuit de chauffage (réseaux de chaleur).

Les fréquences d'acquisition conseillées pour les différentes mesures sont présentées dans le Tableau 21.

La connaissance et le suivi des paramètres clés de la consommation ou la valorisation énergétique sont également nécessaires. Ces paramètres peuvent être soit mesurés, soit estimés en connaissant les autres paramètres opératoires tels que les débits, les températures, les rendements annoncés des machines et le pouvoir/capacité calorifique du gaz et des fluides concernés :

- Puissance électrique et thermique produite en cogénération
- Puissance thermique produite dans une chaudière à gaz
- Débit de biogaz autoconsommé
- Puissance électrique requise pour les différents équipements du site
- Puissance thermique requise pour les différents équipements du site, notamment pour le chauffage des digesteurs
- Puissance thermique fatale provenant des étapes thermiques du procédé

Concernant les mesures de température nécessaires pour le suivi énergétique, les caractéristiques des thermocouples sont listées ci-dessous.

Thermocouples

- Biogaz, digestat et air soufflé dans le gazomètre :
 - Utilisation des sondes en inox adaptées à des fluides gazeux et liquides à des contraintes physico-chimiques modérées. Exemples : sonde à résistance RTD, PT100, thermocouples de type K.
 - La sonde biogaz peut être placée à l'intérieur pour les nouvelles unités (avant le fonctionnement) ou dans le doigt de gant au niveau de la canalisation du biogaz pour les unités en fonctionnement.
 - La sonde digestat se trouve dans le digestat et celle de l'air soufflé est recommandée en sortie de l'air, car à l'entrée, l'hypothèse de la température ambiante est admise.
 - Gamme d'opération : 0–150 °C (biogaz et digestat), -20–150 °C (air soufflé) ; limites de précision < ± 1 °C.
 - Thermocouples classés ATEX catégorie 2 (zones ATEX illustrées dans la Figure 49).
- Couverture
 - La sonde doit être posée sur la face extérieure de la couverture, de préférence sur la partie plus haute de la bâche.
 - Exemples : thermocouple patch, PT100.
 - Gamme d'opération : -20–150 °C, limites de précision < ± 1 °C.
 - Thermocouples classés ATEX catégorie 2.

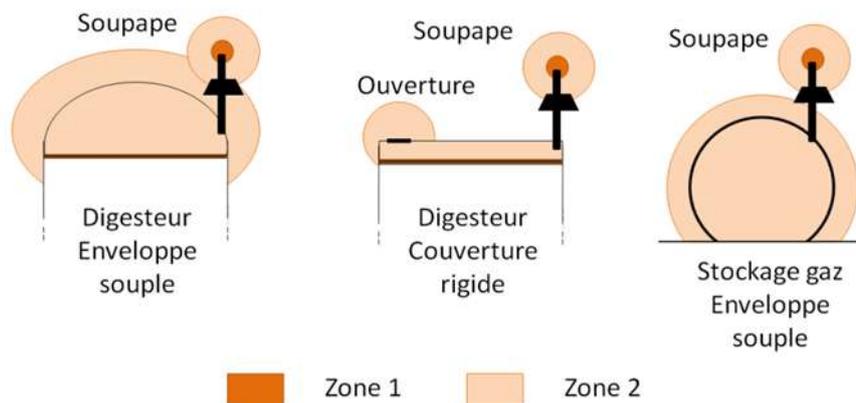


Figure 49. Illustration du classement en zones ATEX des digesteurs et stockage de gaz [64]

Tableau 21. Liste des mesures nécessaires et leur fréquence minimum requise d'acquisition pour un suivi énergétique des méthaniseurs

Fréquence minimum requise d'acquisition	
Conditions opératoires	
Débit de biogaz brut (Nm ³ /h)	10 min
Composition du biogaz brut (vol%)	10 min
Niveau de remplissage liquide (%)	Journalier
Composition de l'alimentation du digesteur (wt.%)	Journalier
Température d'alimentation du digesteur (°C)	10 min
Débit d'intrants solides (trémie) (t/j)	Journalier
Débit des lisiers (t/j)	Journalier
Digestat liquide (m ³ /j)	Journalier
Consommation électrique de l'agitateur (kWh)	Journalier
Température ambiante (°C)	10 min
Température du digestat (°C)	10 min
Température du biogaz (°C)	10 min
Température de la couverture (°C)	10 min
Température de l'air insufflé en sortie (°C)	10 min
Température des intrants au moment du chargement (°C)	10 min
Débit de l'air insufflé (Nm ³ /h)	10 min
Débit du fluide calorporteur (exemple : eau chaude) dans le réseau de chaleur (m ³ /h)	10 min
Température d'arrivée du fluide calorporteur (°C)	10 min
Température de départ du fluide calorporteur (°C)	10 min
Biométhane brûlé (Chaudière ou cogénération) (Nm ³ /h)	Journalier
Consommation électrique de l'unité de méthanisation (kWh)	Journalier
Consommation thermique de l'unité de méthanisation (kWh)	Journalier

4. Exemple d'application : évaluation thermique d'un site de méthanisation agricole en vue d'une injection de biogaz (Biometharn)

4.1 Présentation du site

Inaugurée en fin d'année 2018, l'installation de méthanisation Biometharn est implantée dans le Tarn, entre Castres et Mazamet, sur la commune d'Aiguefonde (Figure 50). Biometharn contribue à l'ambition de faire de l'Occitanie la première région à énergie positive d'Europe à l'horizon 2050. L'unité de méthanisation agricole Biometharn a été la première d'Occitanie à valoriser sa production de biométhane en vue de son injection dans le réseau de distribution de gaz de GRDF. Installée initialement pour la valorisation des effluents et déchets agricoles de la ferme « La Rive », aujourd'hui, les déchets verts alimentés sont aussi issus des collectivités locales partenaires. Au lieu d'être stockés sur l'exploitation et directement épandus sur les cultures, les fumiers et lisiers de l'exploitation agricole sont stockés dans des silos pour alimenter le méthaniseur.

- Type d'intrants : fumiers, lisiers, résidus végétaux, soit 16 000 t/an de déchets agricoles.
- Production du biogaz : 290–300 Nm³/h en 2021.



Figure 50. Positionnement géographique de Biometharn

Le digesteur anaérobie en voie liquide est alimenté avec un mélange de déchets organiques solides et liquides. Le digesteur est alimenté par un débit moyen annuel de 24,6 t/j de solides frais et de 20,1 t/j de lisiers. Les matières organiques solides passant par une trémie sont ensuite mélangées avec du lisier et des effluents liquides recirculés pour obtenir 10 % de matières solides (MS), puis introduites dans le digesteur. Les matières liquides sont stockées

dans une préfosse avant d'être introduites dans le digesteur. Le tonnage annuel des charges et les compositions sont présentés dans le Tableau 22, le Tableau 23 et la Figure 51.

Tableau 22. Composition grossière des charges

Charges	16 319 t/an
Part d'effluents d'élevage	66 %
Part de matières végétales	34 %

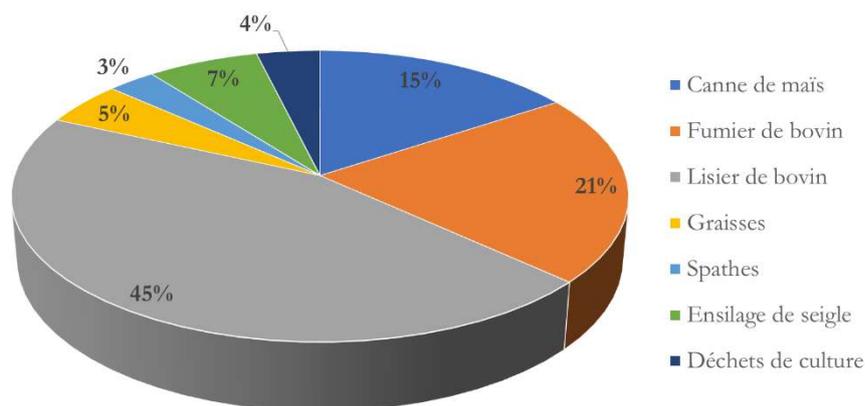


Figure 51. Compositions moyennes annuelles des matières organiques sur le site Biometharn en 2021 (les chiffres expriment le pourcentage de MS)

Tableau 23. Charges des matières organiques incorporées dans les digesteurs (moyenne annuelle 2021, Biometharn)

Type de déchets agricoles	Tonnes
Canne de maïs	2 561
Fumier de bovin	3 444
Lisier de bovin	7 337
Graisses	791
Spathes	473
Ensilage de seigle	1 093
Déchets de culture	620

Les digesteurs consistent en de grands réacteurs cylindriques infiniment mélangés en voie liquide, semi-enterrés, avec des gazomètres à double membrane. Le digesteur et le post-digesteur sont illustrés sur la Figure 52. Les principales caractéristiques du digesteur et du post-digesteur (dimensions, formes, matériaux, débits, etc.) ainsi que les principaux

paramètres de fonctionnement sont présentés dans le *Tableau 24*. La hauteur des digesteurs est de 6 m et leur diamètre est de 25 m et 18 m pour le digesteur et le post-digesteur respectivement. Le gazomètre à double membrane consiste en une membrane souple interne d'éthylène-propylène-diène monomère (EPDM) et une membrane de couverture tissée en polychlorure de vinyle (PVC). Le digesteur et le post-digesteur sont enterrés à 2,5 m dans le sol. La membrane de couverture sert de protection, d'isolation et de maintien de la structure, et la membrane souple interne sert de stockage de gaz. La température de fonctionnement du digesteur est globalement stable, proche de 40 °C. Le digesteur est équipé de deux mélangeurs à hélice tripale et d'un agitateur à hélice quadripale. Le post-digesteur est équipé d'un seul mélangeur à hélice tripale. Le système de mélange mécanique du digesteur est alimenté par un moteur de 15 kW et celui du post-digesteur par un moteur de 4 kW avec un rendement de 90 %.

Les murs sont en béton avec une épaisseur de 20 cm et sont isolés thermiquement avec du polystyrène extrudé (XPS) de 14 cm d'épaisseur. Les propriétés thermiques et optiques des matériaux sont listées, respectivement, dans le *Tableau 25* et le *Tableau 26*.

Le digesteur et le post-digesteur sont reliés directement par deux conduites ouvertes permettant au digestat et au biogaz du digesteur de s'écouler sans moyens mécaniques vers le post-digesteur. Le digesteur et le post-digesteur reçoivent également indépendamment un digestat liquide recirculé dont le débit moyen dépend de la saison, avec des débits annuels moyens de 13,5 m³/j et 3,5 m³/j vers le digesteur et le post-digesteur, respectivement. Environ 80 % de la méthanisation est réalisé dans le digesteur et le reste aura lieu dans le post-digesteur. La composition annuelle moyenne du biogaz brut est de 58,5 % de CH₄ et 41,3 % de CO₂, avec une production annuelle en 2021 de 296 Nm³/h. Le schéma des principaux courants de matière sur la première ligne de production de gaz du site est illustré à la *Figure 53*. Le biogaz brut produit est ensuite envoyé vers un épurateur. Celui-ci permet d'atteindre un débit d'injection de 165 Nm³ biométhane/h (moyenne annuelle en 2021) dans le réseau de gaz naturel.

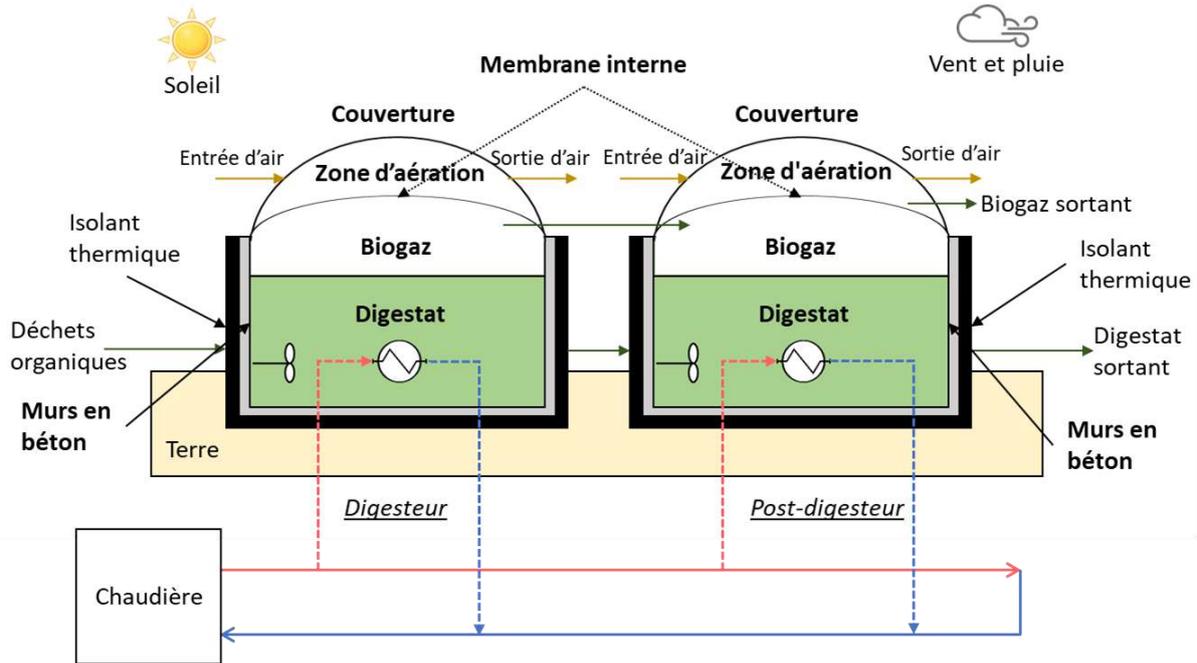


Figure 52. Schéma de la première ligne de production de gaz sur le site, composée d'un digesteur et d'un post-digesteur en série (les lignes en pointillés représentent le débit d'eau dans les circulateurs de chauffage alors que les lignes rouges et bleues représentent respectivement l'arrivée de l'eau chaude et le départ de l'eau dans les circuits du réseau de chaleur)

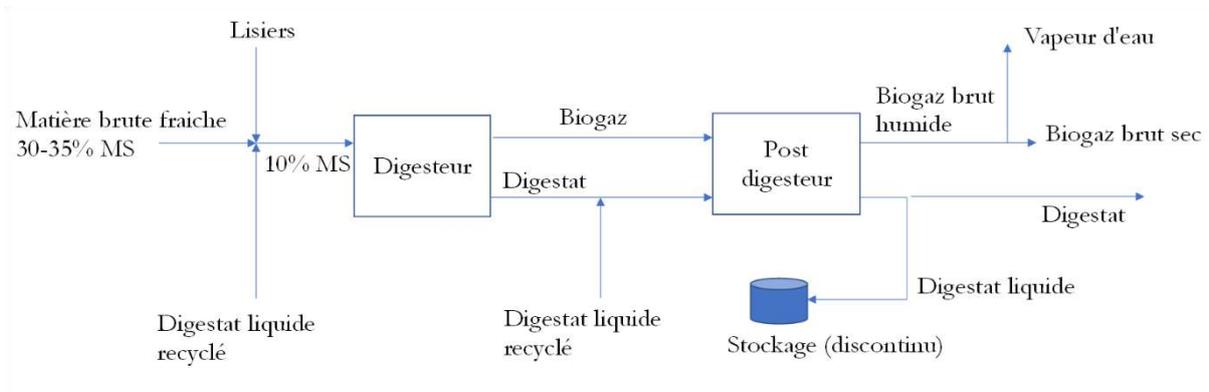


Figure 53. Schéma des principaux courants de matière sur la première ligne de production de gaz du site

Tableau 24. Principales caractéristiques des digesteurs et principaux paramètres opératoires (moyenne annuelle, 2021)

Caractéristiques	Digesteur	
	Digesteur	Post-digesteur
Diamètre (m)	25	18
Hauteur (m)	6	
Profondeur de la partie enterrée du digesteur (m)	2,5	
Volume (m ³)	2 950	1 530
Volume de gaz (m ³)	310	160
Angle d'inclinaison de la couverture (°)	22,8	31,3
Épaisseur des matériaux de construction en béton (m)	0,2	
Épaisseur de la membrane souple en EPDM (m)	0,005	
Épaisseur de la couverture en PVC (m)	0,005	
Épaisseur de l'isolation extérieure des murs en XPS (m)	0,14	
Nombre de membranes	2	
Hauteur entre le digestat et la couverture (m)	2,52	
Puissance d'agitation (kW)	15	4
Débit de matière fraîche (t/j)	24,6	
Débit de lisier (m ³ /j)	20,1	
Débit de digestat liquide recirculé (m ³ /j)	13,3	4
Pourcentage de matière sèche des déchets végétaux (%)	59	
Pourcentage de matière sèche des fumiers (%)	31	
Pourcentage de matière sèche des lisiers (%)	12	
Pourcentage de matière sèche du mélange alimenté dans le digesteur (%)	10	
Température du digesteur (°C)	40,7 °C	
Débit de biogaz brut (Nm ³ /h)	295,5	
Composition du CH ₄ dans le biogaz brut (%vol)	58,5	
Composition du CO ₂ dans le biogaz brut (%vol)	41,3	
Débit de biogaz injecté (Nm ³ /h)	165	
Composition du CH ₄ dans le biogaz injecté (%vol)	96,6	
Type de sol	Argileux limoneux	

Tableau 25. Propriétés thermiques des matériaux de construction et d'isolation

Propriété thermique	Béton	XPS	EPDM	PVC	Sol limoneux
Conductivité thermique λ ($W m^{-1} K^{-1}$)	1,4	0,034	0,25	0,17	2,2
Capacité calorifique c_p ($J kg^{-1} K^{-1}$)	880	1 450	1 000	900	1 315,8
Masse volumique ρ ($kg m^{-3}$)	2 300	42,5	1 150	1 390	1 710
Diffusivité thermique $\bar{\alpha}$ ($m^2 s^{-1}$)	$6,92 \times 10^{-7}$	$5,52 \times 10^{-7}$	$2,17 \times 10^{-7}$	$1,36 \times 10^{-7}$	$9,78 \times 10^{-7}$

Tableau 26. Propriétés optiques des matériaux de construction et d'isolation

Propriété	Béton	XPS	EPDM	PVC
Absorption α (*)	0,94	0,86	0,86	0,86
Emissivité ε	0,94	0,86	0,86	0,86
Absorption solaire α_s	0,60	0,74	0,74	0,74

(*) Infrarouge de grandes longueurs d'onde

Le digesteur et le post-digesteur sont chauffés par une chaudière à gaz utilisant principalement le gaz pauvre issu de l'épuration ($\approx 12\% CH_4$) et le biométhane produit si la puissance thermique requise pour le chauffage des digesteurs augmente surtout en hiver. Le réseau de chaleur fait circuler de l'eau liquide entre la chaudière et les circulateurs d'eau au niveau des digesteurs, dont les températures d'arrivée et de départ de l'eau sont $66\text{ }^\circ\text{C}$ et $57\text{ }^\circ\text{C}$, respectivement (valeurs moyennes annuelles).

Suivant les démarches présentées dans la section 3.4, les conditions météorologiques ont été pour une part collectées, et pour une autre part modélisées conformément au positionnement géographique du site. Les propriétés du sol sont supposées constantes et uniformes à toutes les profondeurs. Plus de détails sur l'acquisition des données opératoires, des données météorologiques et du système de chauffage sont décrits dans la section suivante.

4.2 Mesures des conditions opératoires et collecte des données météorologiques

Le Tableau 27 résume l'ensemble des conditions opératoires et des données météorologiques collectées ainsi que leur fréquence d'acquisition. Les mesures effectuées comprennent les températures (digestat, biogaz et surface extérieure de la couverture), le niveau de liquide dans le digesteur, la composition et le débit des courants de matières, ainsi que le débit et la composition du biogaz brut. La pression du digesteur est maintenue légèrement au-dessus de la pression atmosphérique.

Comme le montre le Tableau 27, les données météorologiques requises en 2021 ont été collectées en fonction de l'emplacement et des coordonnées géographiques du site (43,6° ; 1,44°). Les profils dynamiques de la température ambiante et de la vitesse du vent sont obtenus à partir du site Web Iowa Environmental Mesonet. Les valeurs quotidiennes des précipitations totales (mm/j) et de la température de surface du sol, ainsi que les valeurs mensuelles d'albédo, ont été extraites du NASA Data Access Viewer. La Figure 54 et la Figure 55 présentent les données météorologiques du site en 2021 (moyennes mensuelles).

Tableau 27. Liste des mesures sur site et des données météorologiques collectées et leur fréquence d'acquisition

Fréquence d'acquisition	
Conditions opératoires	
Débit de biogaz brut (Nm ³ /h)	5 min
Composition de biogaz brut (vol%)	5 min
Niveau de remplissage liquide (%)	Journalier
Composition des intrants (en wt% de matière sèche)	Journalier
Débit de déchets organiques solides (t/j)	Journalier
Débit de lisier (t/j)	Journalier
Débit de digestat liquide recirculé (m ³ /j)	Journalier
Consommation électrique des agitateurs (kWh)	Journalier
Température de digestat (°C)	5 min
Température de biogaz (°C)	5 min
Température de la couverture (°C)	5 min
Débit d'eau chaude du système de chauffage (m ³ /h)	Mensuel
Température d'arrivée d'eau chaude (°C)	15 min
Température de départ d'eau (°C)	15 min
Biogaz brûlé à la chaudière (Nm³/h)	Mensuel
Données météorologiques	
Température ambiante (°C)	30 min
Vitesse du vent (m/s)	30 min
Précipitations (m/j)	Journalier
Température de surface du sol (°C)	Journalier
Albédo	Mensuel
Indice de clarté du ciel K_T	Mensuel

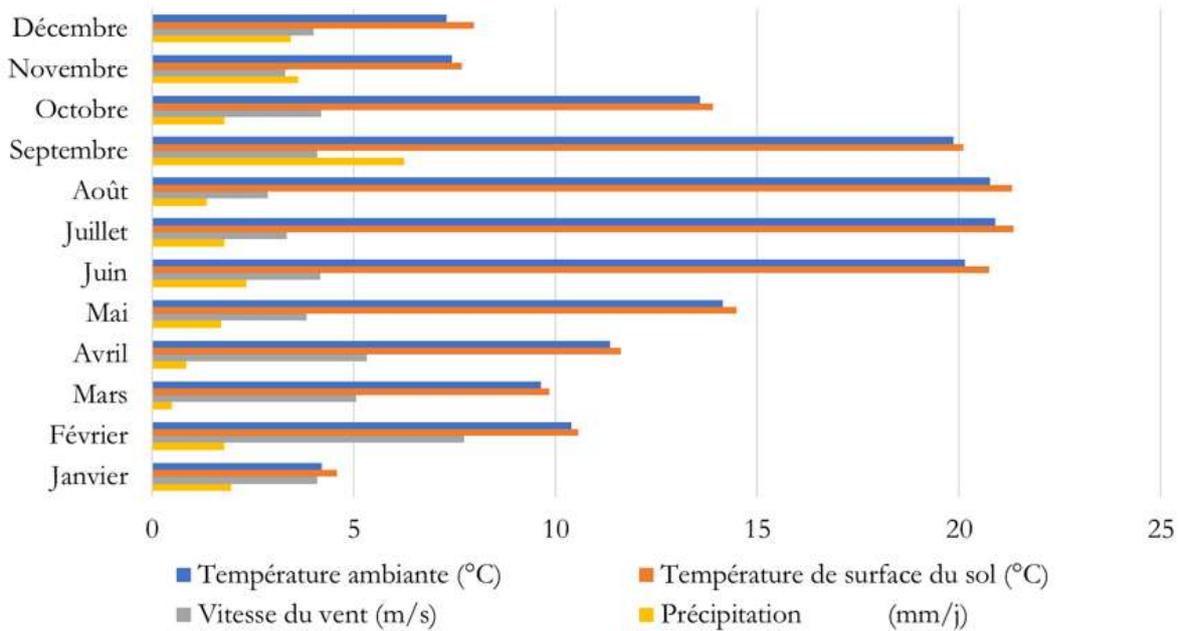


Figure 54. Données météorologiques du site en 2021 (moyennes mensuelles)

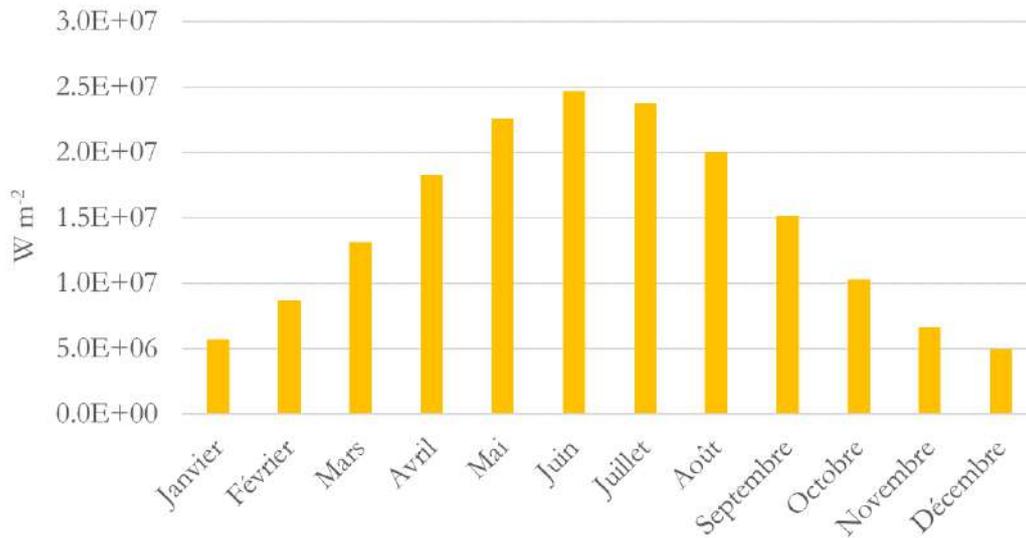


Figure 55. L'irradiance solaire globale (GHI) du site, après actualisation et rectification pour prendre en compte l'effet des nuages sur l'ensoleillement reçu sur la Terre (2021)

4.3 Réseau de chaleur et efficacité énergétique du site

Le biogaz pauvre ($\approx 12\% \text{ CH}_4$) résultant de l'étape de l'épuration de gaz et de biogaz brut est brûlé dans la chaudière à gaz principale pour la production de chaleur. En 2021, le débit annuel moyen de biométhane brûlé en total dans la chaudière à gaz était de $9,3 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{h}$, l'efficacité énergétique de la chaudière à combustion étant de 93 %. L'eau chaude chauffée dans la

chaudière est utilisée pour chauffer le digesteur et le post-digesteur. La Figure 56 donne le schéma du réseau de chaleur sur site.

Les températures annuelles moyennes de l'eau à l'arrivée et au départ de la chaudière sont respectivement de 57 °C et 66 °C. Les points de consommation thermique sur site sont principalement le chauffage des digesteurs et l'hygiénisation où les pertes globales de chaleur dans les conduites de transport sont estimées à 5 %. Il est à noter que le circuit principal du réseau de chaleur bénéficie également d'une récupération de la chaleur fatale provenant des compresseurs du système d'épuration (technologie PSA). Le profil annuel des températures d'eau chaude dans le circuit principal de la chaudière est présenté à la Figure 57.

En 2021, en moyenne, l'équivalent de 30 % de l'énergie thermique nette fournie par le réseau de chaleur provenait des compresseurs du système d'épuration, et environ 7 % de cette énergie était prélevée pour l'hygiénisation. La Figure 58 présente la répartition des principales puissances thermiques en 2021 sur le réseau de chaleur. Enfin, le Tableau 28 présente le bilan et l'efficacité énergétique de l'unité sur l'année suivie.

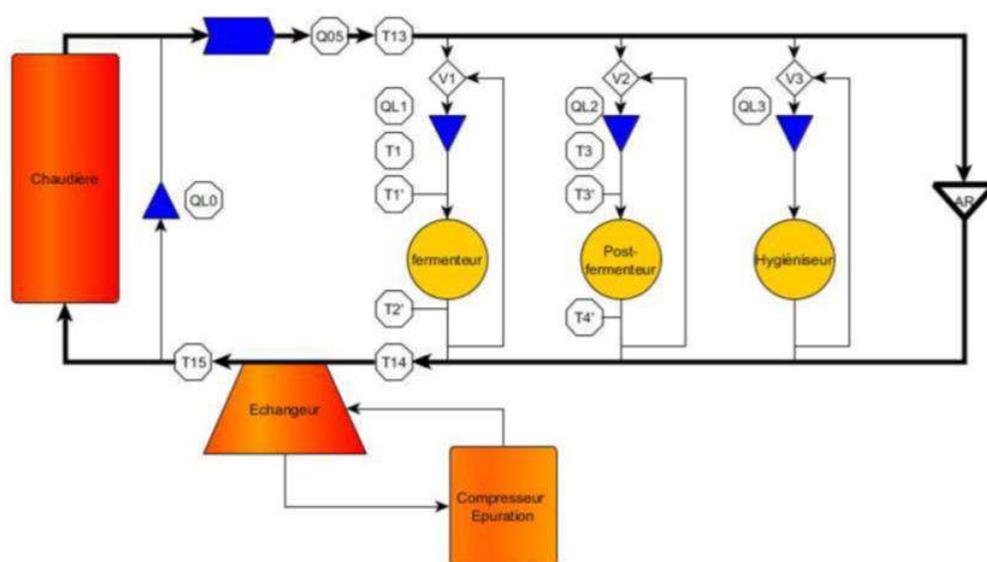


Figure 56. Schéma détaillé du réseau de chaleur alimenté par une chaudière à biogaz
 V : vannes mélangeuses ; Q : débitmètres ; T : capteurs de température



Figure 57. Profil annuel des températures d'arrivée et de départ de l'eau chaude de la chaudière à gaz

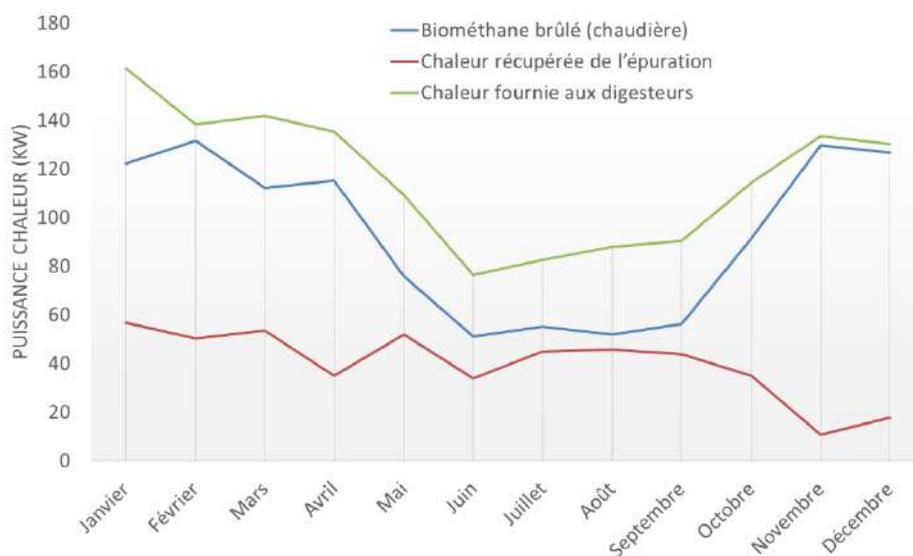


Figure 58. Répartition des principales puissances thermiques sur le réseau de chaleur (2021)

Tableau 28. Principaux indicateurs de performance et d'efficacité énergétique (moyenne annuelle, 2021)

Site		Biometharn
Technologie digestion		Infiniment mélangé
Mode de valorisation du biogaz		Epuration PSA / Injection
Volume utile du digesteur		Digesteur 2 945 m ³ , Post-digesteur 1 527 m ³
Débit injecté de biométhane (Nm ³ /an)		1 832
Consommation électrique épuration (kWh/Nm ³ /h biogaz)		0,25
Production d'énergie primaire (MWh PCS)	E_p	16 163
Energie valorisée : biométhane injecté (MWh PCS)	B_v	14 311
Consommation électrique process (MWh)	E_t	789
Autoconsommation thermique digesteurs (MWh PCS) (*)	Q_d	813
Autoconsommation thermique du site (MWh PCS) (*)	Q_t	875
Consommation électrique (%)	$E_t / E_p (100)$	4,9
Consommation thermique process (%)	$Q_t / E_p (100)$	5,4
Autoconsommation thermique du digesteur (%)	$A_d = Q_d / E_p (100)$	5
Autoconsommation du site (%)	$A_t = Q_t / E_p (100)$	5,4
Efficacité énergétique du site (%)	$\eta = (B_v - E_t) / E_p (100)$	84

(*) Chaleur récupérée de l'épuration incluse (340 MWh)

4.4 Modélisation thermique, évaluations saisonnières et identification des principales sources de pertes thermiques

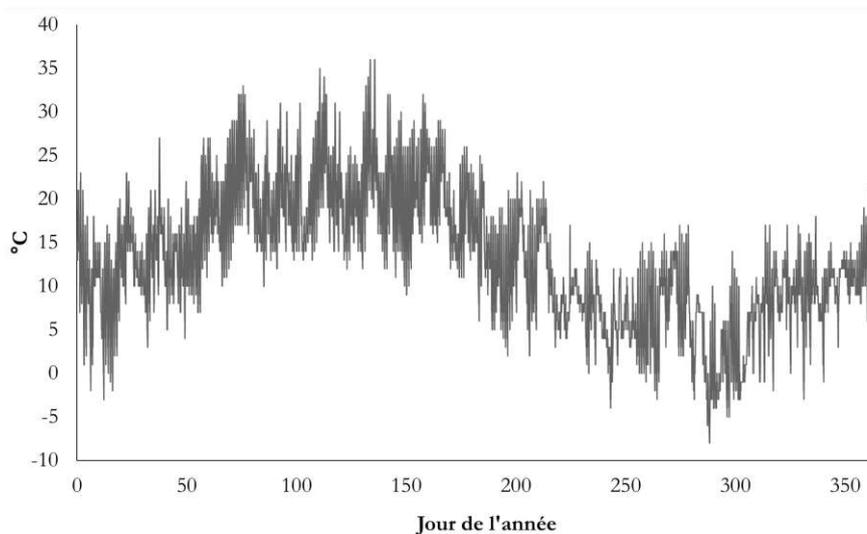
Dans cette partie, suivant la démarche de modélisation thermique et de suivi des données de fonctionnement, les performances thermiques du site au sud de la France ont été étudiées. Cette étude se concentre seulement sur une des lignes de production de biogaz du site composé d'un digesteur et d'un post-digesteur en série avec des gazomètres à double membrane, et elle se base sur le fonctionnement du site durant l'année 2021 (12 mois). Pour faciliter les discussions sur le fonctionnement thermique des digesteurs, les résultats de simulation sont présentés par saison : hiver, printemps, été et automne.

La température ambiante (T_{amb}) prise dans ces simulations provient de la collecte des données météorologiques et correspond au positionnement géographique exact du site. Les variations de T_{amb} et de la température du digestat (T_d) en 2021 sont présentées à la *Figure 59*. Connaissant la température du digestat dans les fermenteurs, la puissance de chauffage introduite au sein des digesteurs est prédite en temps réel via la modélisation thermique,

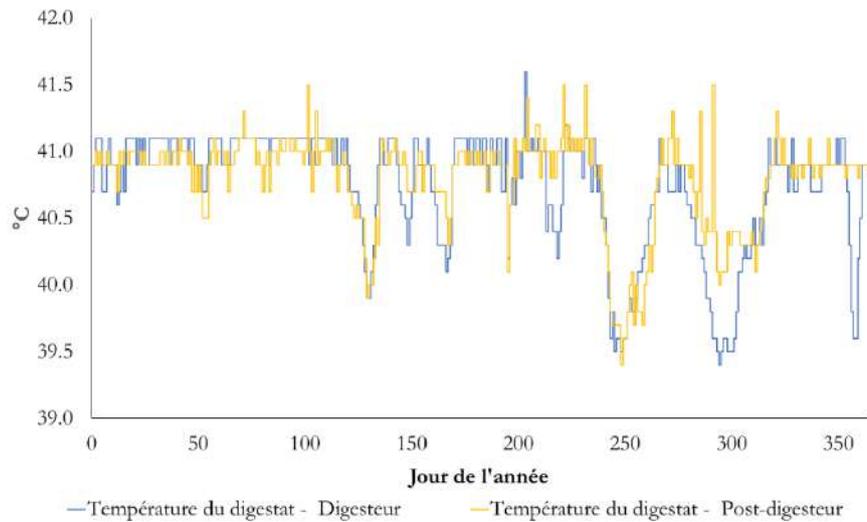
ensuite ces valeurs sont comparées avec celles mesurées sur site au niveau du réseau de chaleur.

Le Tableau 29 résume les principaux résultats de la modélisation thermique décrivant la répartition saisonnière des pertes thermiques du digestat ainsi que les pertes thermiques globales de l'unité (digesteur, post-digesteur et gazomètres) en 2021. Comme présenté dans le Tableau 29, la puissance de chaleur consommée dans les digesteurs varie de 80 kW en été à 140 kW en hiver, correspondant à la quantité d'énergie thermique fournie via les échangeurs de chaleur pour maintenir le digestat en température mésophile et afin d'éviter la forte fluctuation de cette dernière.

Dans le Tableau 29 et la Figure 60, \dot{Q}_{HE} désigne la puissance chaleur requise pour le chauffage des digesteurs. Sur la Figure 60, des pics de consommation thermique correspondent à la nuit et à l'absence d'ensoleillement. L'ensoleillement diurne réduit la puissance de chauffage de - 39 % en moyenne, et ce gain est plus significatif en été qu'en hiver.



(a)



(b)

Figure 59. Profils de la température ambiante et du digestat en 2021 : (a) température ambiante (T_{amb}), (b) température du digestat (T_d)

Le Tableau 30 compare la prédiction des principaux paramètres thermiques (températures et puissance de chaleur consommée) avec les valeurs expérimentales. Les écarts entre les valeurs prédites et expérimentales sont quantifiés via l'erreur quadratique moyenne (RMSE) avec des RMSE d'environ 1,4 °C pour les températures et de 4,2 kW pour la puissance de chaleur consommée. La Figure 61 compare la consommation de chaleur réelle du site avec les prévisions faites par le modèle sur une base mensuelle. Le modèle énergétique développé s'avère capable de prédire le comportement thermique gouverné par la température de ses différents compartiments ainsi que la puissance thermique requise pour le chauffage des digesteurs.

L'analyse saisonnière réalisée dans le Tableau 29 permet également d'étudier l'efficacité thermique et la répartition des pertes de chaleur dans les digesteurs et les gazomètres. Ces résultats mettent en évidence le comportement thermique de l'unité selon la saison : hiver (décembre, janvier et février), printemps (mars, avril et mai), été (juin, juillet et août) ou automne (septembre, octobre et novembre). Les pertes de chaleur sont ensuite représentées graphiquement pour le digestat et pour l'ensemble de l'unité dans la Figure 62 et la Figure 63 en été et en hiver.

Concernant les pertes de chaleur dans le digestat (le compartiment le plus chaud du digesteur), pour toutes les saisons en moyenne, les pertes les plus importantes sont la perte par advection du digestat $\Delta\dot{H}_d$ (33 %), le transfert radiatif du digestat $\dot{Q}_{d,net(rad)}$ (33 %), la perte

par advection du biogaz $\Delta\dot{H}_{d,b}$ (14 %), et la perte par convection du digestat au biogaz $\dot{Q}_{d,b}$ (11 %).

Concernant les pertes globales de l'ensemble de l'unité du Tableau 29, pour toutes les saisons, les résultats indiquent que les principales pertes thermiques sont liées aux pertes radiatives de la couverture vers l'atmosphère ($\dot{Q}_{c,at(rad)}$), les pertes nettes de digestat par advection ($\Delta\dot{H}_d$) et la perte de couverture convective vers l'atmosphère ($\dot{Q}_{c,at}$), représentant respectivement 29 %, 22 % et 21 % des pertes totales en hiver, et 27 %, 10 % et 26 %, respectivement, des pertes totales en été (Tableau 29). Notons que $\Delta\dot{H}_d$ représente la différence nette entre les flux d'advection à la sortie et à l'entrée, qui diminuent en été du fait de l'augmentation de la température ambiante.

Les pertes de chaleur de la couverture vers l'atmosphère sont principalement dues aux effets radiatifs et convectifs. Les pertes radiatives ($\dot{Q}_{c,at(rad)}$) varient entre 58 kW et 76 kW, tandis que l'irradiation solaire absorbée par la couverture, $\dot{Q}_{Sun-c(rad)}$, varie entre 42 kW en hiver et 147 kW en été. Cette forte variation de l'irradiation solaire reçue par la couverture entre la saison froide (automne et hiver) et la saison chaude (printemps et été) est principalement due au niveau élevé de nébulosité pendant la saison froide. Les pertes radiative et convective de couverture dans l'atmosphère sont plus faibles en hiver (110 kW) qu'en été (172 kW) en raison de la plus grande quantité de rayonnement solaire reçue en été. Le même phénomène se produit pour les pertes globales par paroi radiative et convective vers l'atmosphère, avec des valeurs de 18 kW et 55 kW en hiver et en été, respectivement.

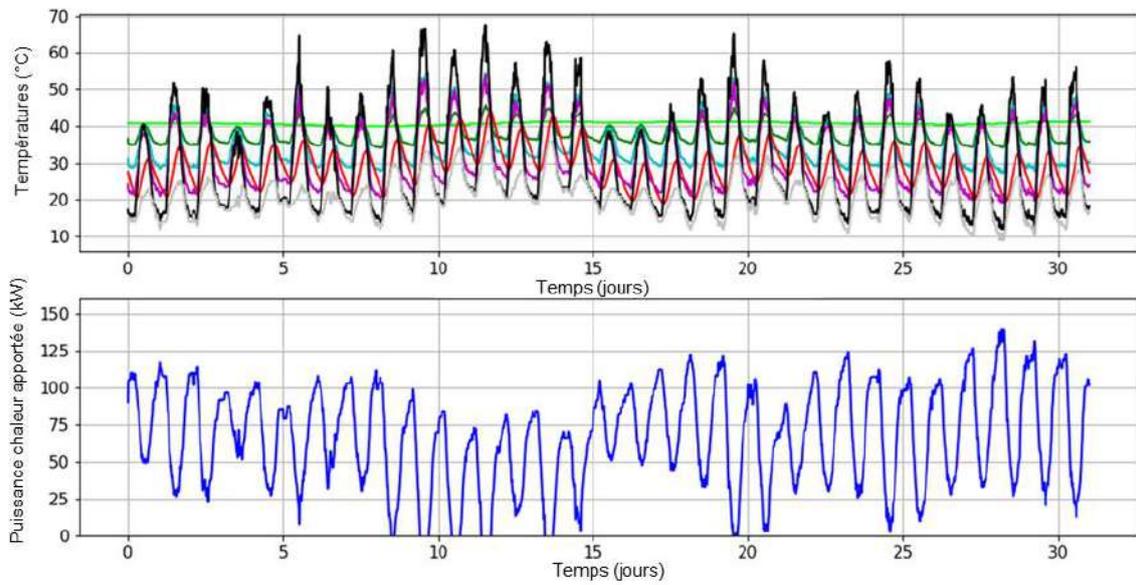
Tableau 29. Répartition saisonnière des principales pertes dans les méthaniseurs en 2021 (digesteur, post-digesteur et gazomètres) par la modélisation thermique de l'unité

		Hiver	Printemps	Été	Automne
Débits et températures de fonctionnement					
Charge totale	$\dot{m}_f (t d^{-1})$	55,0	59,5	59,1	59,2
Biogaz produit	$\dot{m}_b (Nm^3 h^{-1})$	301,9	299,4	294,6	285,7
Température du digesteur	$T_d (°C)$	40,1	40,9	40,9	40,8
Température du post-digesteur	$T_{post-d} (°C)$	40,8	41,0	40,9	40,8
Apport thermique global					
Apport de chaleur dans les digesteurs	$\dot{Q}_{HE} (kW)$	139,7	122,5	79,3	117,7
Irradiation solaire absorbée par la couverture	$\dot{Q}_{Sun-c(rad)} (kW)$	41,7	116,1	147,0	68,9
Irradiation solaire absorbée par les murs	$\dot{Q}_{Sun-w(rad)} (kW)$	14,9	42,1	53,4	24,6
Perte thermique du digestat					
Perte par advection du digestat	$\Delta\dot{H}_d (kW)$	42,4	42,6	26,7	36,9
Perte par advection du biogaz quittant le digestat	$\Delta\dot{H}_{d,b} (kW)$	14,6	15,8	17,0	14,9
Perte de chaleur par convection du digestat au biogaz	$\dot{Q}_{d,b} (kW)$	19,2	13,1	5,7	13,7
Perte de chaleur convectif/conductif du digestat aux murs (la partie hors sol)	$\dot{Q}_{d,w} (kW)$	2,7	2,0	1,0	2,0
Perte de chaleur par conduction du digestat aux parois souterraines et au sol	$\dot{Q}_{d,gr} (kW)$	5,5	4,9	3,4	4,5
Perte radiative nette par la surface du digestat	$\dot{Q}_{d,net(rad)} (kW)$	52,3	40,1	22,1	41,1
Chaleur nette de biodégradation et de mélange	$\Delta\dot{H}_r - \dot{W}_M (kW)$	3,1	4,2	3,6	4,5
Perte thermique totale	(kW)	139,8	122,7	79,5	117,6
Perte thermique globale des méthaniseurs					
Perte par advection du digestat	$\Delta\dot{H}_d (kW)$	42,4	42,6	26,7	36,9
Perte par advection du biogaz	$\Delta\dot{H}_b (kW)$	13,7	15,0	16,6	14,1
Perte à l'air insufflé dans la zone d'aération	$\Delta\dot{H}_{air} (kW)$	3,3	3,7	3,2	3,0

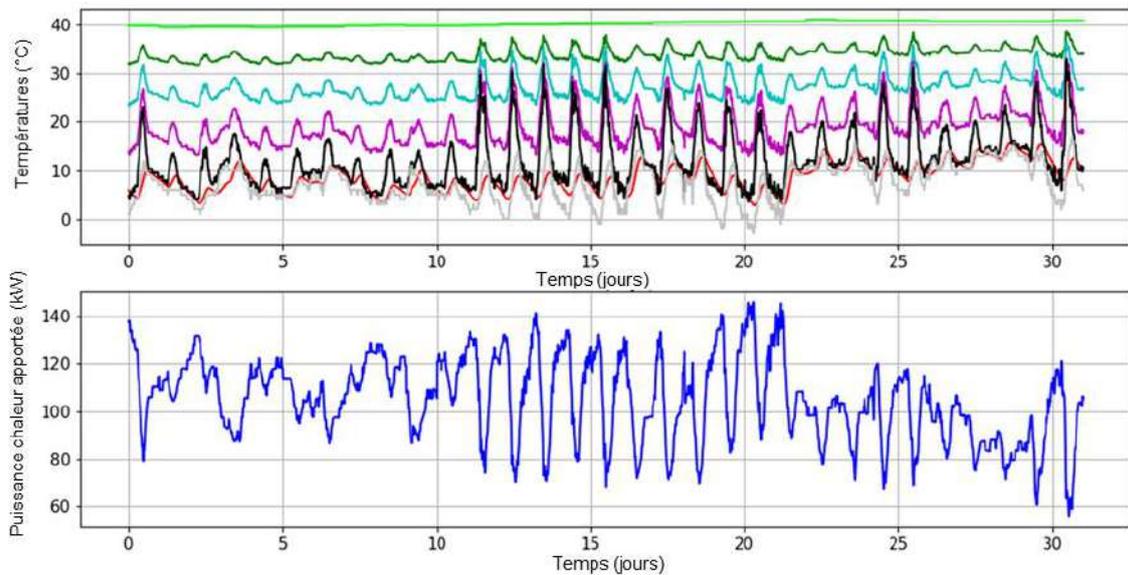
Perte conductive aux parois souterraines et au sol	$\dot{Q}_{d,gr} (kW)$	5,5	4,9	3,4	4,5
Perte convective des murs à l'air ambiant	$\dot{Q}_{w,at} (kW)$	6,2	22,4	24,9	10,8
Perte convective de la couverture à l'air ambiant	$\dot{Q}_{c,at} (kW)$	41,7	78,5	71,4	42,5
Perte convective due à la pluie	$\dot{Q}_{c,rain} (kW)$	10,3	14,8	24,0	17,7
Perte radiative des murs à l'extérieur	$\dot{Q}_{w,at(rad)} (kW)$	12,3	22,4	29,7	16,5
Perte radiative de la couverture à l'extérieur	$\dot{Q}_{c,at(rad)} (kW)$	57,8	72,1	76,2	60,6
Chaleur nette de biodégradation et de mélange	$\Delta\dot{H}_r - \dot{W}_M (kW)$	3,1	4,2	3,6	4,5
Perte thermique totale	(kW)	196,3	280,6	279,7	211,1

Tableau 30. Moyennes mensuelles des principaux paramètres dynamiques du modèle en 2021 et comparaison avec des valeurs expérimentales (l'erreur quadratique moyenne (RMSE) et l'erreur quadratique moyenne normalisée sont indiquées en gris)

	Total	Digesteur				Post-digesteur			
	Q_{HE} (kW)	T_d (°C)	T_b (°C)	T_w (°C)	T_d (°C)	T_d (°C)	T_b (°C)	T_w (°C)	T_d (°C)
Janvier	153,1	40,0	32,8	5,5	8,6	40,9	33,0	5,6	8,2
Février	131,2	40,1	34,1	12,0	13,9	41,2	34,4	12,0	13,7
Mars	132,6	40,9	35,1	13,5	16,0	41,3	34,9	13,4	15,5
Avril	129,4	41,0	35,8	16,8	19,0	40,9	35,3	16,8	18,3
Mai	105,5	41,0	36,9	22,6	23,8	40,9	36,4	22,5	23,1
Juin	78,9	41,1	38,2	28,9	29,3	41,0	37,8	28,8	28,6
Juillet	77,8	41,0	38,5	30,2	30,6	41,0	38,1	30,0	29,5
Août	81,2	40,7	38,0	29,0	29,6	40,7	37,7	28,9	29,0
Septembre	94,8	40,8	37,1	24,8	25,2	40,8	36,8	24,8	24,8
Octobre	116,7	40,9	35,7	16,6	18,6	40,9	35,3	16,6	18,1
Novembre	141,5	40,7	34,1	9,3	12,0	40,9	33,8	9,3	11,5
Décembre	134,7	40,3	33,5	8,3	10,9	40,3	33,0	8,3	10,5
Moyenne annuelle	114,8	40,7	35,8	18,1	19,8	40,9	35,6	18,1	19,2
RMSE	4,2 kW	1,38 °C							
RMSE normalisée	3,63 %	6,2 % (°C basis)							



(a)



(b)

Figure 60. Profils des températures dans le digesteur et de la puissance chaleur apportée (\dot{Q}_{HE}) en 2021 issus de la modélisation thermique : (a) août, (b) décembre
Les codes couleurs pour les températures : T_d (vert clair), T_b (vert foncé), T_c (noir), T_w (rouge), T_{mi} (bleu clair), T_{air} (violet) et T_{amb} (gris)

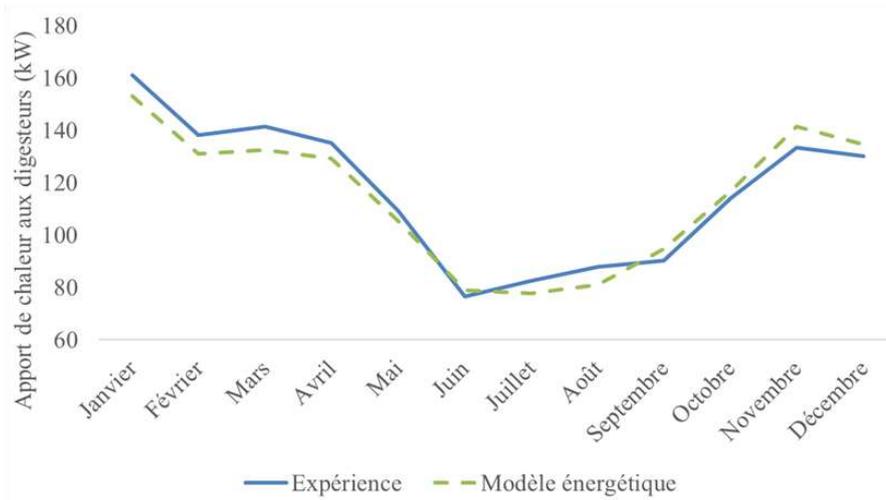


Figure 61. Comparaison modèle-expérience concernant la puissance chaleur consommée (Q_{EH}) pour le chauffage des digesteurs en 2021

De plus, comme le montre le Tableau 29, la perte totale de chaleur du compartiment digestat liquide est de 140 kW en hiver, 123 kW au printemps, 79 kW en été et 118 kW en automne. Naturellement, les pertes sont plus importantes en hiver en raison de la température ambiante plus basse. Concernant les pertes radiatives et convectives associées au digestat liquide ($\dot{Q}_{d,net(rad)}$), l'hiver représente la plus grande perte, à 37 %, due à la température plus basse de la membrane interne (26,3 °C en hiver contre 35,1 °C en été) et à la température de la couverture (11 °C en hiver contre 29,5 °C en été), ce qui intensifie le transfert radiatif du digestat chaud vers la zone supérieure du gazomètre.

Les pertes de chaleur vers les parois souterraines et le fond ($\dot{Q}_{d,gr}$) et vers les parois hors sol ($\dot{Q}_{d,w}$) représentent une faible partie des pertes, 6 % en moyenne, grâce à l'utilisation des matériaux d'isolation thermique efficaces (par exemple, le polystyrène extrudé, XPS) dans les digesteurs anaérobies modernes et à l'isolation du sol. La puissance thermique nette liée à la réaction de biodégradation et au mélange de l'agitateur ($\Delta\dot{H}_r - \dot{W}_M$) est presque constante sur l'année, restant inférieure à 4 kW.

Les pertes thermiques des parois vers l'atmosphère représentent 9 à 20 % des pertes totales selon les saisons. Comme évoqué plus haut, cette contribution relativement plus faible, par rapport à la couverture, s'explique principalement par l'épaisseur des parois, ainsi que par l'utilisation de polystyrène extrudé épais comme isolant sur la surface externe des parois du digesteur en plus de l'épaisseur des matériaux de construction et du recours à un liner pour le recouvrir.

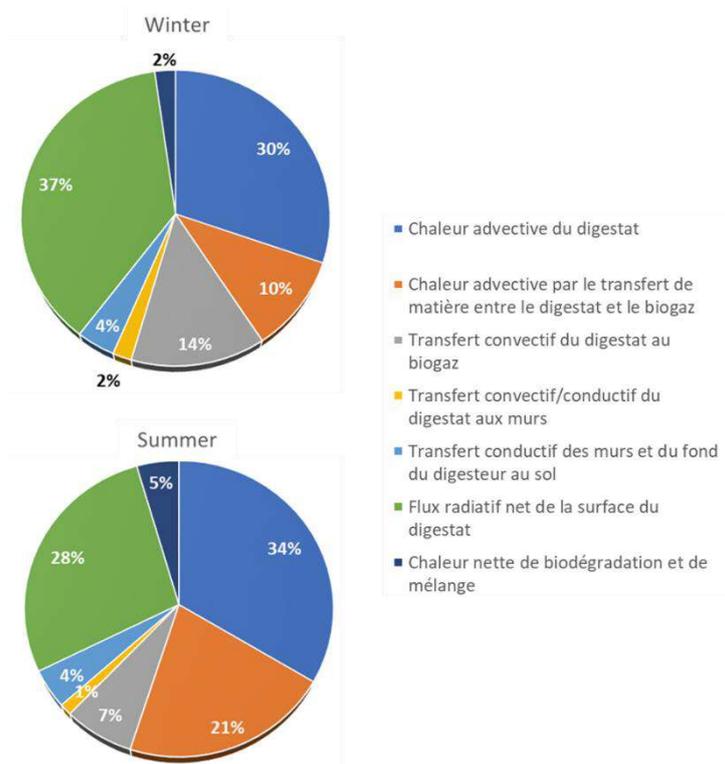


Figure 62. Répartition des pertes thermiques du digestat pour l'ensemble de l'installation de biogaz (digesteur, post-digesteur et gazomètres) en hiver et été 2021

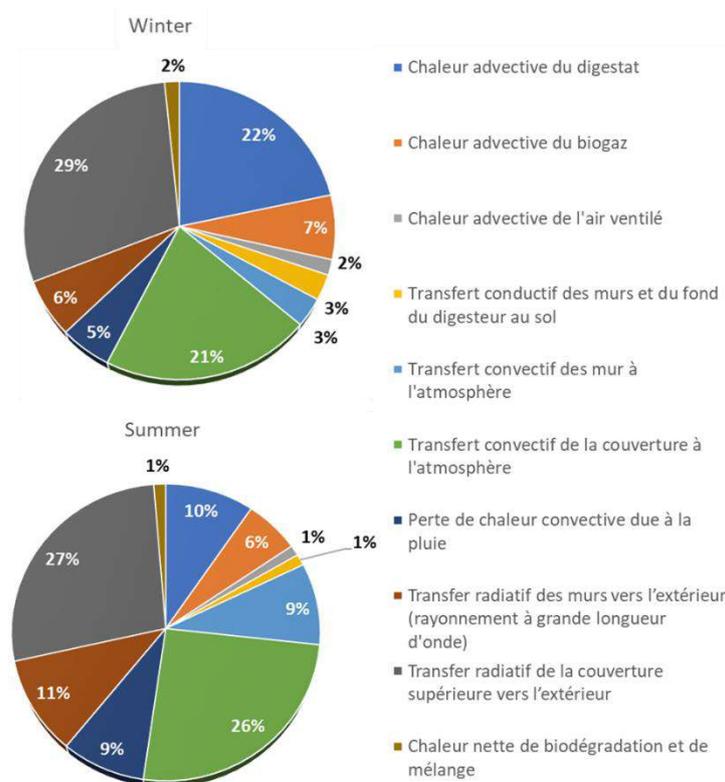


Figure 63. Répartition des pertes thermiques globales pour l'ensemble de l'unité de production de gaz (digesteur, post-digesteur et gazomètres) en hiver et été 2021

Afin d'apporter une observation plus détaillée des pertes thermiques et de leurs origines, la répartition fine de ces pertes est illustrée pour toutes les saisons et également en mode histogramme pour montrer leur fluctuation saisonnière : la Figure 64 présente la répartition saisonnière des pertes thermiques globales de l'unité de production de gaz incluant les deux digesteurs et gazomètres associés ; la Figure 65 présente la répartition des pertes thermiques cumulées dans le digestat (digesteur, post-digesteur) et les compare selon la saison ; et la Figure 66 illustre ces répartitions des pertes thermiques cumulées des deux gazomètres dans le compartiment de couverture.

D'après les résultats présentés ici, on peut remarquer que l'identification des principales sources de perte de chaleur permet d'étudier au préalable les principales stratégies thermiques afin d'atteindre l'autarcie thermique dans les digesteurs anaérobies pour la production de biogaz à grande échelle. La modélisation thermique peut être utilisée comme un outil fiable pour mener d'autres études via des analyses de sensibilité et des optimisations des unités de méthanisation à grande échelle et des études paramétriques sur la géométrie et les dimensions des digesteurs et des gazomètres, les paramètres de fonctionnement et de conception, le gain potentiel associé à la récupération de chaleur du digestat, l'isolation thermique des équipements de stockage, l'utilisation des revêtements sélectifs diminuant les pertes radiatives infrarouges par émissivité des matériaux, l'utilisation des panneaux solaires thermiques pour le préchauffage des intrants, entre autres. Les analyses paramétriques décrivant l'influence des principaux paramètres de fonctionnement et de design des méthaniseurs seront présentées dans la section 5.

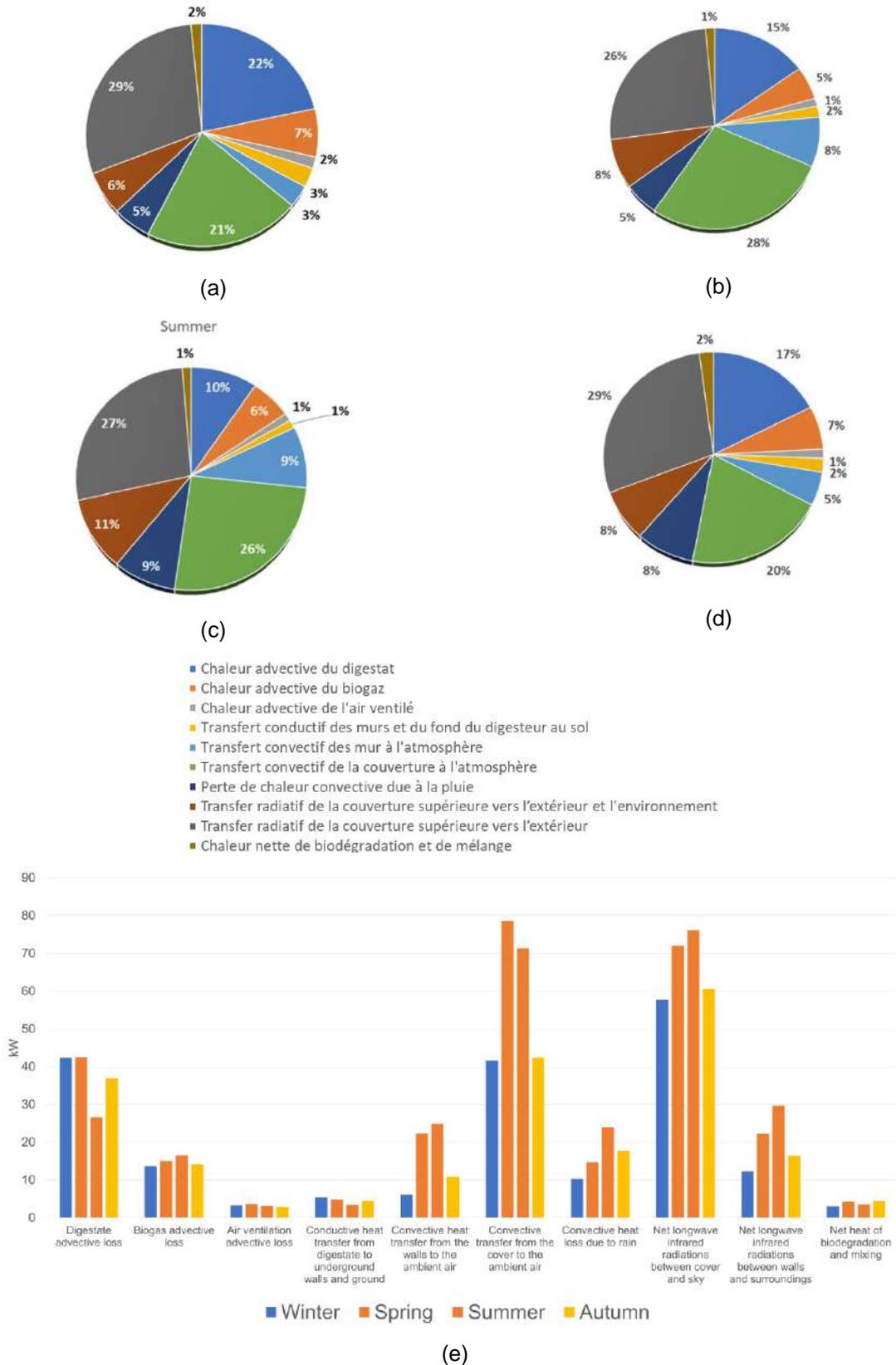


Figure 64. Répartition des pertes thermiques globales sur l'ensemble de l'unité de production de gaz (digesteur, post-digesteur et gazomètres) : (a) hiver, (b) printemps, (c) été, (d) automne, (e) comparaison saisonnière des pertes en histogramme

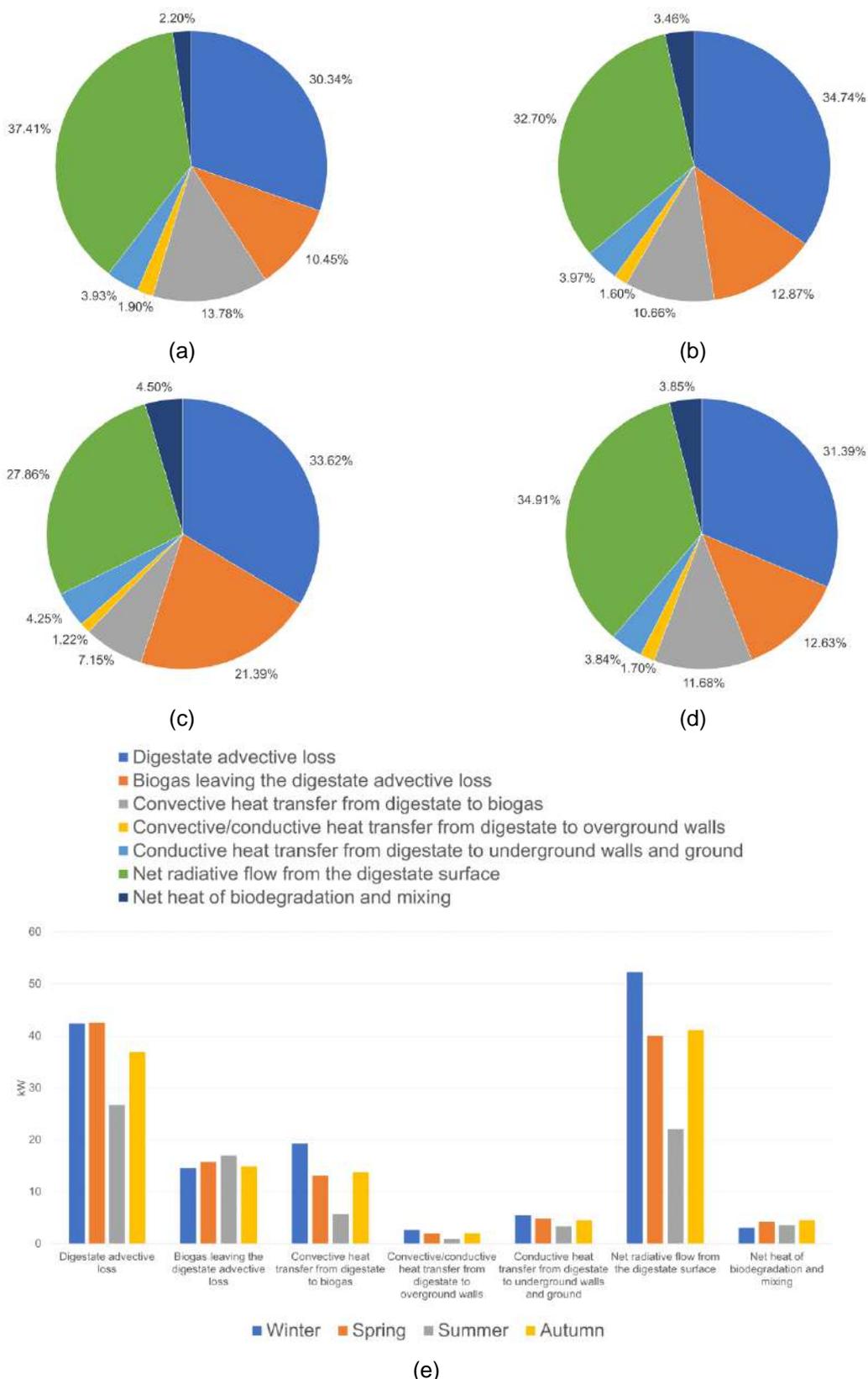


Figure 65. Répartition des pertes thermiques totales dans le digestat (digesteur, post-digesteur) : (a) hiver, (b) printemps, (c) été, (d) automne, (e) comparaison saisonnière des pertes en histogramme

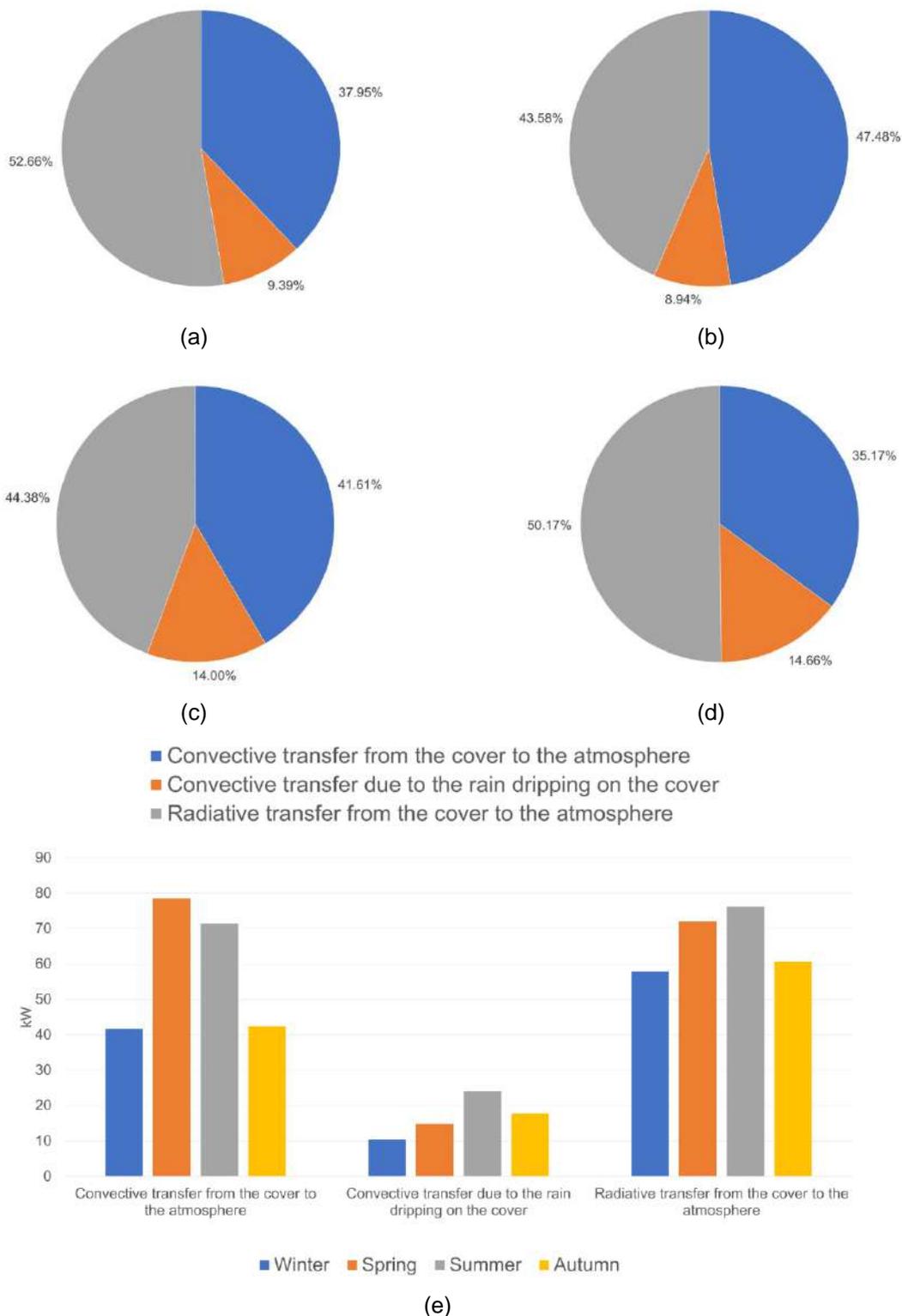


Figure 66. Répartition des pertes thermiques de la couverture (les valeurs cumulées des deux gazomètres) : (a) hiver, (b) printemps, (c) été, (d) automne, (e) comparaison saisonnière des pertes en histogramme

4.5 Stratégies pour approcher l'autarcie thermique

Dans cette partie, différentes solutions élémentaires de renforcement thermique des digesteurs du site sont présentées, étudiées et comparées à l'aide de l'outil de modélisation thermique, développé et décrit précédemment. Ces études permettent de montrer la pertinence de ces stratégies d'amélioration thermique, leurs gains théoriques respectifs, mais aussi le potentiel du site à approcher l'autarcie thermique.

a) Effet multimembranaire dans le gazomètre

Comme mentionné dans la section précédente, les pertes thermiques liées au transfert de chaleur radiatif et convectif du digestat vers la couverture puis vers l'atmosphère sont parmi les principales sources de pertes de chaleur. Les pertes de chaleur du digestat à travers les membranes vers la couverture peuvent être réduites en utilisant plusieurs membranes entre le digestat et la couverture. La présence de membranes isolantes peut réduire significativement les pertes convectives et radiatives provenant du digestat.

Sur la base d'une moyenne annuelle, les résultats de la modélisation indiquent que l'utilisation d'une troisième membrane isolante (une surface supplémentaire d'isolant en polystyrène de 5 cm d'épaisseur entre le digestat et la membrane souple interne du gazomètre) permet une réduction de 34 % des besoins énergétiques par rapport à un gazomètre à double membrane (Figure 67). La Figure 67 montre que l'influence du nombre de membranes isolantes sur la quantité totale d'apports de chaleur nécessaire peut être évaluée via la modélisation énergétique. Ici, le nombre de membranes varie d'une (comprenant uniquement la couverture de protection) à trois (comprenant la couverture, la membrane interne et une troisième barrière isolante). On constate que le passage d'une configuration simple à double membrane assure un gain thermique de 27 %, tandis que le passage d'un système simple à triple membrane se traduit par un gain thermique total de 52 %.

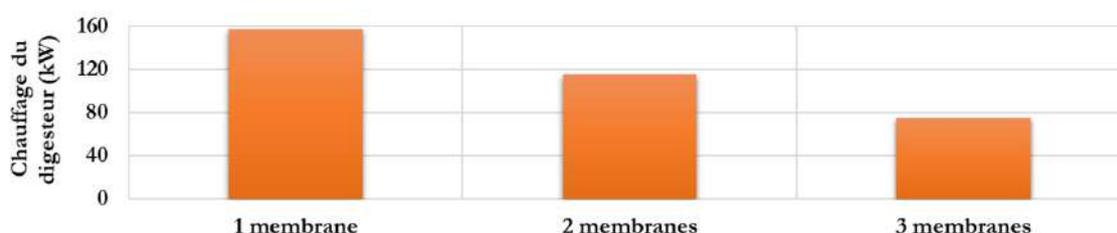


Figure 67. Réduction de l'apport total de chaleur pour le chauffage des digesteurs équipés d'un gazomètre multimembranaire (moyenne annuelle)

b) Revêtements de couverture sélectifs

Le rayonnement solaire absorbé par la couverture est important, allant de 42 kW en hiver à 147 kW en été en raison de la grande absorption solaire des matériaux de surface supérieure

de la couverture ($\alpha_{s,co,sup}$). Néanmoins, une partie importante de cette énergie est réémise vers le ciel sous forme de rayonnement infrarouge de grandes longueurs d'onde en fonction surtout de l'émissivité des matériaux sélectionnés (ε), avec des valeurs allant de 58 kW à 76 kW au long de l'année.

Le choix des matériaux de couverture avec des revêtements sélectifs peut jouer un rôle clé dans l'amélioration de l'efficacité thermo-optique de la couverture en réduisant l'émissivité infrarouge (grandes longueurs d'onde) à des valeurs inférieures à 0,3, tout en augmentant l'absorption solaire jusqu'aux valeurs supérieures à 0,95, ce qui se traduit par une sélectivité (α_s/ε) allant de 3 à 10, via l'utilisation de matériaux ou peintures sélectifs à émissivité faible et absorption élevée. Sur la base d'application d'une peinture sélective peu coûteuse avec une sélectivité de 3 ($\varepsilon = 0,3$, $\alpha_s = 0,9$), les simulations indiquent les gains thermiques suivants : - 12 % de la puissance chaleur introduite pour le chauffage (\dot{Q}_{HE}) et -13 % de perte à la couverture vers l'atmosphère ($\dot{Q}_{c,at} + \dot{Q}_{c,at(rad)}$) (en hiver).

c) Récupération de la chaleur fatale de l'épuration de gaz

Pour la valorisation du biogaz en injection, des unités de séparation des gaz telles que le lavage à l'eau ou aux amines et l'adsorption par inversion de pression (PSA) sont utilisées. Dans le cas de la technologie PSA, les compresseurs à haute pression peuvent être équipés d'un système de refroidissement permettant de transférer la chaleur fatale produite par l'équipement à une température supérieure à 70–80 °C vers le réseau de chaleur du site. Sur une base annuelle, en 2021, la chaleur disponible de PSA a été estimée à 26 % des besoins thermiques annuels pour le chauffage du site.

d) Valorisation énergétique du digestat sortant

Les échangeurs à doubles tubes concentriques avec une configuration à contre-courant, ainsi que les échangeurs à plaques spirales, peuvent être comparés pour le préchauffage de la matière fraîche et du lisier à l'entrée en utilisant la chaleur du digestat chaud sortant. Des efficacités d'échangeur de chaleur entre 70 % et 90 % peuvent être raisonnablement attendues, selon le type d'échangeur de chaleur utilisé.

Dans le cas des échangeurs concentriques à doubles tubes appliqués aux mêmes conditions de fonctionnement, le rendement de l'échangeur dépasse à peine 70 % pour une puissance maximale d'échange thermique de 53 kW du fait de la longueur considérable des tubes (180 m) et de la nécessaire surface d'échange thermique (62 m²), avec des diamètres intérieurs de tubes de 10 cm et 20 cm, correspondant à un faible coefficient de transfert thermique global (U) de 78 W m⁻² °C⁻¹, un nombre d'unités de transfert égal à 2, et $\Delta T_{ml} = 8$ °C.

A l'inverse, les échangeurs de chaleur à plaques spirales peuvent atteindre 90 % ou plus d'efficacité pour la même capacité d'échange maximale disponible avec une surface d'échange de chaleur considérablement réduite de 16 m² (un diamètre extérieur en spirale de 65 cm), correspondant à un coefficient de transfert de chaleur global élevé (U) de 875 W m⁻² °C⁻¹ et $\Delta T_{ml} = 3$ °C. Ces échangeurs présentent, en outre, les avantages de la compacité (c'est-à-dire la taille réduite de l'appareil pour la surface d'échange de chaleur requise), le taux d'encrassement réduit, car le chemin d'écoulement est incurvé et l'écoulement en une seule passe limite la quantité de sédimentation des particules solides, la facilité de nettoyage et des coûts de maintenance réduits.

Les simulations ont été menées pour déterminer les gains de chaleur associés à la récupération de chaleur du digestat sortant sur la première ligne de production de gaz du site utilisant un échangeur de chaleur à plaques spirales fonctionnant à 90 % d'efficacité. Les résultats indiquent que la récupération de chaleur du digestat sortant réduit l'apport total de chaleur (\dot{Q}_{HE}) de -44 % pour les digesteurs équipés d'un gazomètre à double membrane et de -68 % pour les digesteurs équipés d'un gazomètre à triple membrane.

Globalement, comme le montre le *Tableau 31*, indépendamment de la récupération de la chaleur fatale de l'étape de l'épuration, en combinant l'effet d'un gazomètre à triple membrane avec celui de la récupération d'énergie thermique du digestat sortant, l'autoconsommation de biogaz est réduite à 1,4 % (moyenne annuelle). Lorsque la possibilité de récupération thermique de la chaleur résiduelle de l'étape de purification du biogaz existe, le digesteur anaérobie peut atteindre l'autosuffisance thermique.

Tableau 31. Réduction de l'autoconsommation de biogaz selon les diverses stratégies de renforcement thermique du site (les valeurs présentent les moyennes annuelles)

Configuration	Autoconsommation du biogaz
Gazomètre à simple membrane	9,1 %
Gazomètre à double membrane	6,7 %
Gazomètre à double membrane avec récupération de la chaleur fatale de l'étape d'épuration (*)	5,4 %
Gazomètre à triple membrane	4,4 %
Gazomètre à triple membrane avec récupération de la chaleur du digestat	1,4 %
Gazomètre à triple membrane avec récupération de la chaleur du digestat et récupération de la chaleur fatale de l'étape d'épuration du biogaz	0 %

(*) configuration actuelle du site

5. Influence des paramètres de fonctionnement et de conception sur l'efficacité énergétique et recommandations

La modélisation thermique des digesteurs anaérobies à grande échelle équipés de gazomètres multimembranes peut jouer un rôle central dans la compréhension de leur comportement thermique et de l'influence de leur conception et de différents paramètres opératoires sur leur performance énergétique et thermique, une fois soumis à des conditions environnementales fluctuantes. De plus, les solutions alternatives telles que l'isolation de différents équipements, la diminution des pertes et les stratégies diverses de récupération des chaleurs résiduelles et fatales peuvent être rigoureusement étudiées afin d'évaluer leur potentiel d'approche de l'autarcie thermique en termes d'autoconsommation de l'énergie primaire et de l'efficacité énergétique du site.

Dans cette partie, un ensemble d'analyses paramétriques a été effectué sur les principaux paramètres de fonctionnement et de design des digesteurs anaérobies équipés d'un gazomètre de stockage conjoint. Les études paramétriques sont basées sur le fonctionnement mensuel de l'unité en hiver tel qu'il est simulé par le modèle thermique en régime établi. Ces analyses prennent, comme le scénario de référence, le fonctionnement thermique d'un seul digesteur avec un gazomètre double membrane en hiver. Les principaux paramètres de fonctionnement et de design du cas de référence, ainsi que les conditions météorologiques choisies pour ces analyses, sont présentés au Tableau 32.

Tableau 32. Conditions opératoires, configuration du digesteur et données météorologiques sélectionnées pour le cas de référence en hiver

Valeur	
Conditions opératoires et configuration du digesteur	
Charge fraîche introduite (MF, lisier) et le digestat liquide recirculé (t/j)	44,5 et 12,1
Taux de matière sèche de la charge (wt%)	10
Composition de la matière organique (wt% dans la charge fraîche introduite) : lisier bovin ; fumier bovin ; canne de maïs ; ensilage de seigle ; graisses et huiles ; autres résidus de culture	45 % ; 21 % ; 16 % ; 7 % ; 5 % ; 4 %
Débit de biogaz brut (Nm³/h)	239
Composition du biogaz brut (vol%) – CH₄	57
Composition du biogaz brut (vol%) – CO₂	42
Température du digestat (°C)	40
Température des charges introduites (°C)	10
Consommation électrique de l'agitateur (kW)	15

Digesteur : forme ; diamètre ; hauteur ; volume ; profondeur	Cylindrique ; 25 m ; 6 m ; 3 000 m ³ ; 2,5 m
Niveau du liquide (%)	90
Matériaux de construction, épaisseur	Béton, 20 cm
Matériaux d'isolation des murs et du fond, épaisseur	XPS, 14 cm
Configuration du gazomètre	Double membrane
Couverture : hauteur ; matériaux ; épaisseur, forme	2,5 m ; PVC ; 5 mm ; semi-sphérique
Membrane interne : hauteur ; matériaux ; épaisseur ; forme	1,25 m ; EPDM ; 5 mm ; souple
Données météorologiques et conditions environnantes	
Température ambiante (°C)	4,2
Température de surface du sol (°C)	4,2
Vitesse du vent (m/s)	4,1
Précipitations (m/j)	0,002
Albédo	0,13
Sol	Argileux limoneux
Irradiance horizontale globale avec nébulosité MJ.m⁻².j⁻¹	5,761

Les paramètres étudiés dans l'analyse paramétrique sont les suivants :

- 1) Ratio D/H (diamètre/hauteur) pour un volume donné de digesteur
- 2) Echelle du digesteur
- 3) Système de chauffage du digesteur
- 4) Géométrie de couverture du gazomètre
- 5) Nombre de membranes du gazomètre
- 6) Différentes configurations multimembranes du gazomètre
- 7) Construction du digesteur (matériaux, épaisseur)
- 8) Isolation des murs et du fond (matériaux, épaisseur)
- 9) Couverture de protection (matériaux, épaisseur, couleur et revêtements sélectifs)
- 10) Type de sol et influence de l'humidité du sol
- 11) Profondeur dans le sol du digesteur
- 12) Hétérogénéité et stabilité de la température dans le digestat
- 13) Ventilation d'air dans le gazomètre
- 14) Température des substrats incorporés
- 15) Valorisation de la chaleur advective du digestat
- 16) Valorisation de la chaleur fatale (le cas des épurateurs en injection)

5.1 Ratio D/H (diamètre/hauteur) pour un volume donné de digesteur

L'analyse paramétrique concernant le ratio D/H est établie pour un volume donné de digesteur égal à celui fixé pour le cas de référence ($\approx 3\,000\text{ m}^3$). Compte tenu du volume et du ratio D/H ciblé, les géométries du digesteur peuvent être déterminées pour chaque cas. Comme l'illustre la Figure 68, dans les digesteurs cylindriques, pour les valeurs du ratio D/H élevées, la diminution de ce dernier réduira la puissance de chauffage nécessaire au digesteur ; cependant, un minimum est observé à $D/H = 1$, ce qui est en accord avec l'optimum $D/H = 1$ d'un cylindre minimisant sa surface. En diminuant le ratio D/H, les principaux gains proviennent de la plus petite surface de digestat exposée en direction du gazomètre, et par conséquent, les pertes de chaleur de digestat vers le gazomètre diminueront proportionnellement (pertes radiatives de digestat à la Figure 69). Concernant la couverture, les faibles pertes associées dans la Figure 69 s'expliquent par la diminution du diamètre du digesteur et par la diminution de la surface de couverture exposée au ciel. Il est à noter que la diminution du ratio D/H se traduit également par une augmentation des pertes des murs ainsi qu'une très faible diminution de l'irradiation solaire reçue (pointillés sur la Figure 69), cependant, leur effet est globalement compensé par d'autres composants de gain thermique lorsque le ratio D/H diminue.

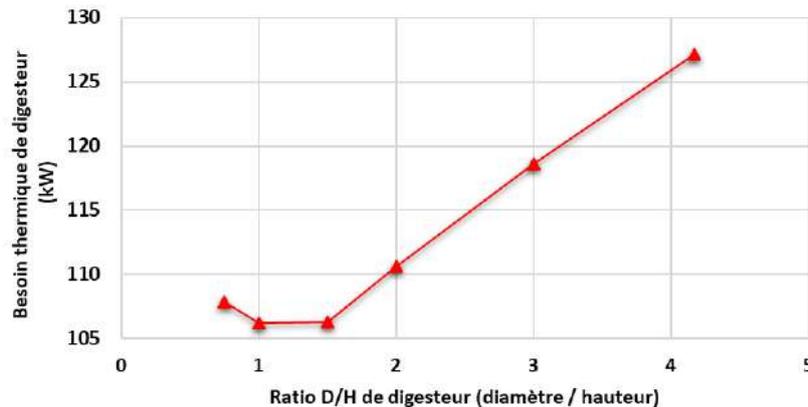


Figure 68. Influence du rapport diamètre/hauteur sur les besoins thermiques du digesteur

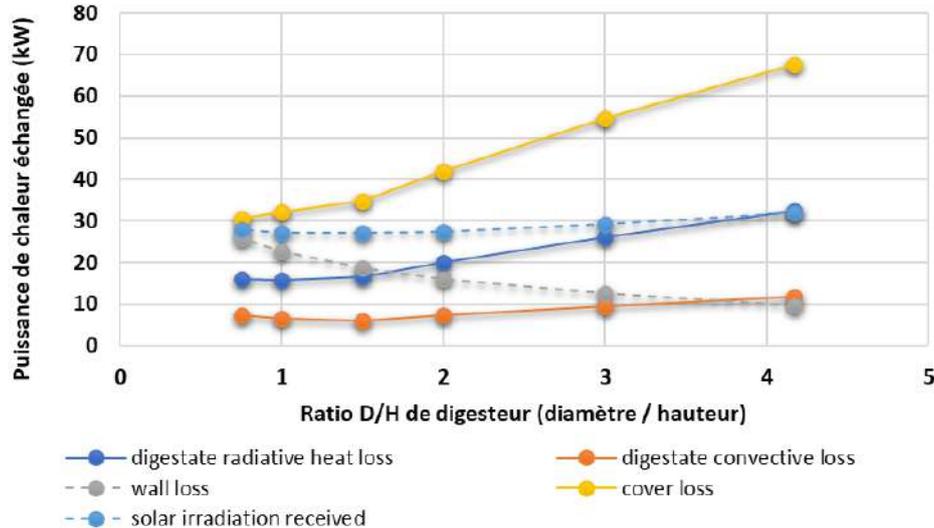


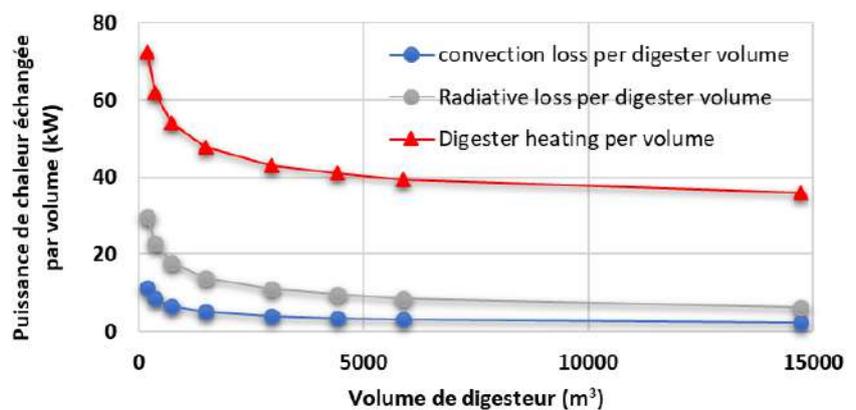
Figure 69. Influence du ratio diamètre/hauteur sur les pertes thermiques du digesteur

5.2 Echelle du digesteur

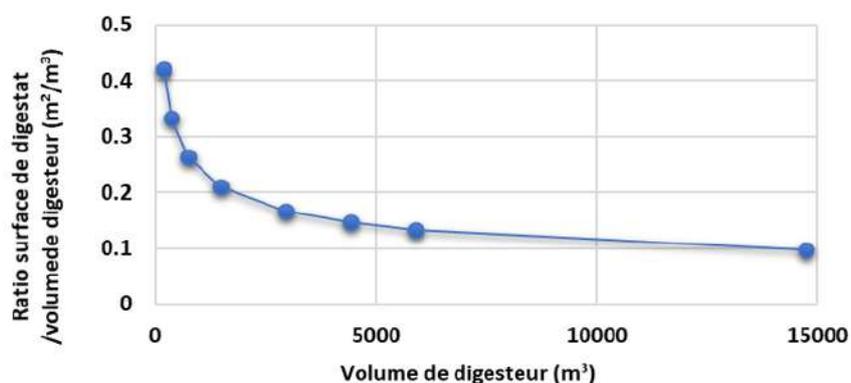
Pour indiquer l'influence de l'échelle du procédé sur les besoins thermiques et sur l'efficacité, différents volumes de digesteurs ont été étudiés et comparés. Pour une juste comparaison, le même ratio D/H (diamètre sur hauteur) égal à 4,17 pris dans le cas de référence a été choisi pour tous les scénarios étudiés. Compte tenu du volume et du ratio D/H, les diamètres et hauteurs réels ont été déterminés géométriquement. Pour les débits des intrants et de biogaz produit et l'énergie de biodégradation et de mélange, un facteur de changement d'échelle analogue à celui de changement de volume du digesteur a été systématiquement appliqué. Les valeurs retenues pour chaque scénario sont indiquées dans le Tableau 33. La ligne grise représente le cas de référence.

Des volumes de digesteurs allant de $\approx 200 \text{ m}^3$ à $\approx 15\,000 \text{ m}^3$ ont été comparés sur la Figure 70, spécifiquement en termes de ratio « puissance de chauffage du digesteur / volume du digesteur » en W.m^{-3} (courbe rouge sur la Figure 70(a)). Les grands digesteurs de plus de $4\,500 \text{ m}^3$ semblent atteindre une efficacité relativement stable correspondant à une valeur optimale d'environ 40 W.m^{-3} . Les digesteurs à petite échelle nécessitent néanmoins une densité de l'énergie thermique plus importante que les unités à grande échelle. La principale cause d'une telle augmentation des besoins en chauffage dans de petits digesteurs est l'augmentation importante des pertes radiatives à partir de la surface du digestat liquide relative au volume respectif du digesteur. Ceci s'explique surtout par une augmentation proportionnelle du ratio « surface de digestat / volume du digesteur » (Figure 70(b)). Ceci s'explique par le fait que pour de plus petits digesteurs, la diminution de volume du digesteur est nettement supérieure à celle de son diamètre et de sa section transversale, ce qui veut

dire qu'en diminuant le volume d'un tel digesteur, la capacité de production de l'unité baisse de manière linéaire sans que les pertes thermiques soient diminuées proportionnellement.



(a)



(b)

Figure 70. (a) Influence du volume du digesteur sur les besoins thermiques du digesteur ; (b) variation de la surface de digestat par rapport au volume du digesteur

Tableau 33. Dimensions du digesteur pour différents rapports d'échelle

Facteur de changement d'échelle	D/H	V digesteur (m ³)	Hauteur Digesteur (m)	Diamètre Digesteur (m)	Hauteur Couverture (m)	V gazomètre (m ³)
5	4,17	14 725	10,3	42,8	4,9	1 764
2	4,17	5 890	7,6	31,5	3,1	616
3/2	4,17	4 418	6,9	28,6	2,9	462
1	4,17	2 945	6,0	25,0	2,5	308
1/2	4,17	1 473	4,8	19,8	2,0	154
1/4	4,17	736	3,8	15,8	1,6	77
1/8	4,17	368	3,0	12,5	1,3	38
1/16	4,17	184	2,4	9,9	1,0	19

5.3 Système de chauffage du digesteur

Deux systèmes de chauffage interne de digesteur sont comparés (Figure 71) :

- 1) Circuit de chauffage en polymère dans les murs et le fond.
- 2) Circuit de chauffage en acier devant le mur intérieur du digesteur.

Lorsque le circuit de chauffage se trouve à l'intérieur du digesteur (système 2), le modèle thermique tel qu'il est développé dans la section 3.3 peut être directement utilisé. En revanche, pour prendre en compte le système de chauffage implanté dans les murs et le fond (système 1), des modifications devront être apportées dans l'écriture des bilans d'énergie, notamment le compartiment murs du modèle est désormais subdivisé en trois nœuds désignés par trois températures : température du mur intérieur (T_{w-intd}), température de la zone de chauffage dans le mur ($T_{w-chauf}$), température du mur extérieur (T_{w-ext}). Une nouvelle équation du bilan d'énergie est également introduite à la zone de chauffage intégrant l'effet de la source chaude implantée à l'intérieur des murs, générant un profil de température en cloche entre le cœur et les parois du mur.

Bilan sur le compartiment digestat (d)

$$\rho_d V_d c_{p,d} \frac{dT_d}{dt} = \Delta \dot{H}_d - \Delta \dot{H}_{d,binf} - \dot{Q}_{d,binf} - \dot{Q}_{d,w-intd} - \dot{Q}_{d,net(rad)} + \dot{W}_M - \dot{Q}_{d,gr} - \Delta \dot{H}_r$$

Bilan sur le compartiment murs intérieurs côté digestat ($w - intd$)

$$\rho_{w-intd} V_{w-intd} c_{p,w-intd} \frac{dT_{w-intd}}{dt} = \dot{Q}_{d,w-intd} - \dot{Q}_{w-intd,w-chauf}$$

Bilan sur le compartiment murs intérieurs côté biogaz ($w - intb$)

$$\rho_{w-intb} V_{w-intb} c_{p,w-intb} \frac{dT_{w-intb}}{dt} = \dot{Q}_{binf,w-intb} - \dot{Q}_{w-intb,w-ext} - \dot{Q}_{w-intb,net(rad)}$$

Bilan sur le compartiment murs zone de chauffage ($w - chauf$)

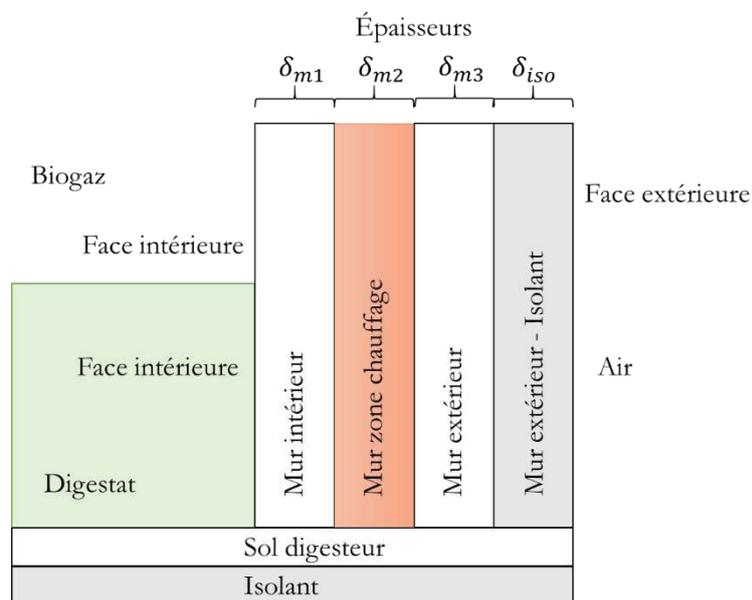
$$\rho_{w-chauf} V_{w-chauf} c_{p,w-chauf} \frac{dT_{w-chauf}}{dt} = \dot{Q}_{HE} - \dot{Q}_{w-intd,w-chauf} - \dot{Q}_{w-intb,w-chauf} - \dot{Q}_{w-chauf,w-ext}$$

Bilan sur le compartiment murs extérieurs ($w - ext$)

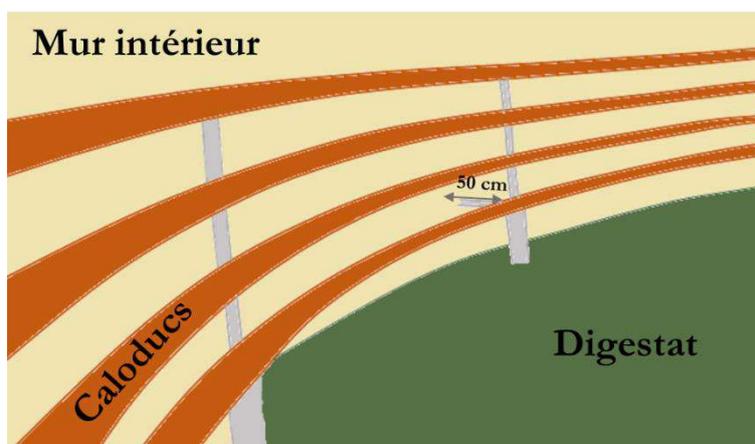
$$\rho_{w-ext} V_{w-ext} c_{p,ext} \frac{dT_{w-ext}}{dt} = \dot{Q}_{w-intd,w-ext} + \dot{Q}_{w-intb,w-ext} - \dot{Q}_{w-ext,at} - \dot{Q}_{w-ext,at(rad)} + \dot{Q}_{Sun-w(rad)}$$

Le terme source de l'échangeur fera partie du compartiment murs intérieurs et non du compartiment digestat.

Les deux systèmes de chauffage illustrés dans la Figure 71 sont comparés en termes de besoins de chauffage globaux des digesteurs et les résultats sont rapportés dans le Tableau 34. Les résultats indiquent que le choix du système de chauffage interne du digesteur n'affecte pas significativement les besoins en chaleur ni les pertes aux parois si les parois extérieures du digesteur sont bien isolées thermiquement. Néanmoins, l'intérêt d'un chauffage dans les murs et le fond est lié à une meilleure répartition de chaleur au sein du digesteur, car dans ce cas, d'un point de vue pratique, les problèmes techniques tels que la formation de croûtes solides couvrant les parois de l'échangeur de chaleur, souvent observée lors d'un chauffage à l'intérieur du digestat (système 2), peuvent être évités et le transfert de chaleur est moins impacté par la sédimentation dans le digesteur.



(a)



(b)

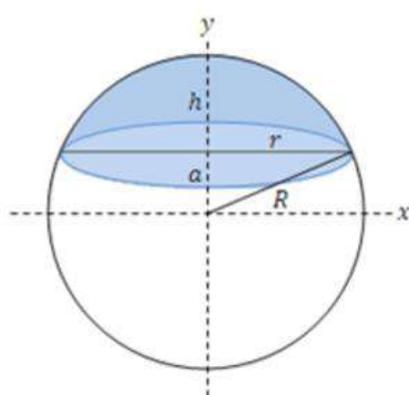
Figure 71. Types de système de chauffage interne du digesteur : (a) dans les murs et le fond ; (b) devant le mur intérieur à 50 cm du fond

Tableau 34. Comparatif des consommations de chaleur par deux différents types de système de chauffage de digestat

	Températures (°C)			Echangeurs de chaleur (kW)		
	Paroi intérieure du digesteur	Paroi extérieure du digesteur	A l'intérieur du mur	Chaleur fournie	Pertes des murs à l'atmosphère	Pertes au sol
Système de chauffage installé dans la paroi intérieure du digesteur	39,9	5,5	-	127,0	9,8	3,6
Digesteur en béton avec chauffage à l'intérieur des murs et du fond	40,6	5,8	45,5	128,7	10,8	4,3

5.4 Géométrie de couverture de gazomètre

Différentes géométries de couverture de gazomètre sont comparées dans cette partie. Notamment, la forme hémisphérique à angle d'ouverture variable et la forme conique sont prises en compte (Figure 74). Comme le montre la Figure 72, une géométrie hémisphérique est désignée par son diamètre (D) égal au diamètre du digesteur et sa hauteur (h_{cover}) variable selon l'angle d'ouverture de l'hémisphère (θ) dont les relations de définition et celles permettant d'obtenir son volume et sa surface latérale sont les suivantes :



$$V_{cap} = \frac{\pi h}{6} (3r^2 + h^2)$$

Surface sans la base

$$S_{cap} = 2\pi R h = \pi(r^2 + h^2)$$

Surface avec la base

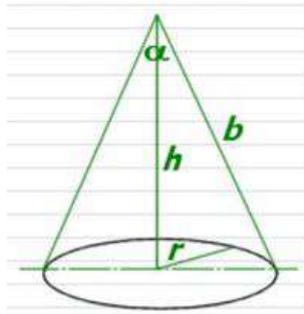
$$S_{cap} = 2\pi R h + \pi r^2$$

$$R = \frac{r^2 + h^2}{2h}$$

$$\sin \theta = \frac{r}{R}$$

Figure 72. Calculs géométriques d'un hémisphère

Le volume et la surface latérale d'une couverture conique dépendent aussi de son diamètre (D) et de sa hauteur selon :



$$V = \frac{1}{3}\pi r^2 h$$

Surface sans la base

$$S = \pi r b$$

Surface avec la base

$$S = \pi r b + \pi r^2$$

$$b^2 = r^2 + h^2$$

$$\alpha = 2 \sin^{-1} \frac{r}{b}$$

Figure 73. Calculs géométriques d'un cône

Comme le montre la Figure 75, dans le cas d'un gazomètre à double membrane, la géométrie du dôme du gazomètre a peu d'impact sur l'efficacité thermique et la quantité de chauffage requise dans le digesteur. Néanmoins, une légère diminution de l'échauffement peut être observée lors de l'utilisation d'une forme conique ou hémisphérique avec un petit angle d'ouverture (θ). Etant donné le diamètre du digesteur (D) égal à celui du cas de référence (D = 25 m), le plus petit angle d'ouverture ($\theta = 30^\circ$) dans cette étude correspond à un dôme relativement aplati avec la plus petite hauteur de couverture $h_{\text{cover}} = 1,7$ m, tandis que l'angle d'ouverture maximal du cône ($\theta = 180^\circ$) correspond à un hémisphère avec la hauteur de couverture la plus élevée $h_{\text{cover}} = 12,5$ m (Figure 75). Par la suite, dans ce dernier cas, la surface de la couverture hémisphérique sera la plus grande et donc la plus grande perte de chaleur de la couverture se traduira par l'augmentation de la consommation de chaleur du digesteur.

Les résultats indiquent également que pour une diminution de la perte de chaleur par le dôme, il est préférable d'utiliser un dôme de couverture fixe avec un angle d'ouverture plus petit ($< 90^\circ$). Une telle solution est envisageable pour des gazomètres équipés, au moins, de deux membranes, dont la première membrane en contact avec le biogaz peut être souple pour servir de stockage de gaz tandis que l'autre est fixe avec un faible angle d'ouverture de l'hémisphère.

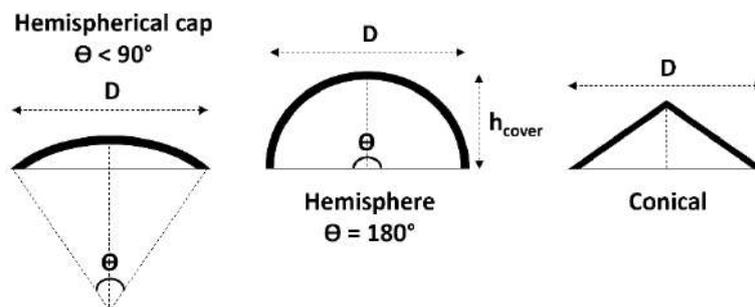


Figure 74. Différentes géométries de couverture de gazomètre

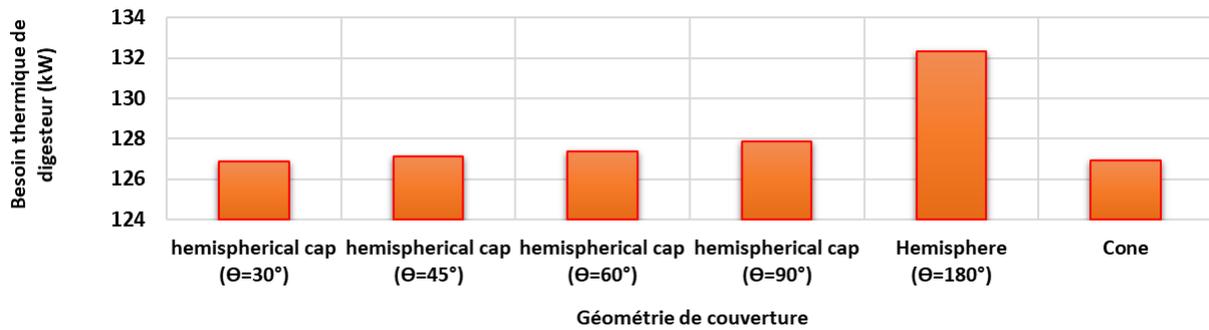


Figure 75. Influence de la géométrie de couverture sur la consommation de chaleur du digesteur

5.5 Nombre de membranes du gazomètre

Trois configurations de gazomètres ont été comparées selon le nombre de membranes ou de barrières thermiques séparant le digestat chaud de la température ambiante. La configuration « 1 membrane » est uniquement constituée de la couverture de protection en PVC, directement en contact avec le biogaz, tandis que dans la configuration « 2 membranes » ou double membrane, une membrane intérieure souple EPDM sépare le biogaz de la membrane de couverture telle qu'elle est définie dans la configuration « 1 membrane ». Dans la configuration « 3 membranes » ou triple membrane, en plus de la couverture et de la membrane interne souple EPDM, une barrière solide en polystyrène extrudé (XPS) et plus épaisse (5 cm d'épaisseur) est placée entre le digestat et la membrane interne séparant ainsi le biogaz en deux compartiments entre lesquels le biogaz peut se déplacer, mais avec une convection plus limitée (Figure 76): (1) compartiment biogaz supérieur, (2) compartiment biogaz inférieur.

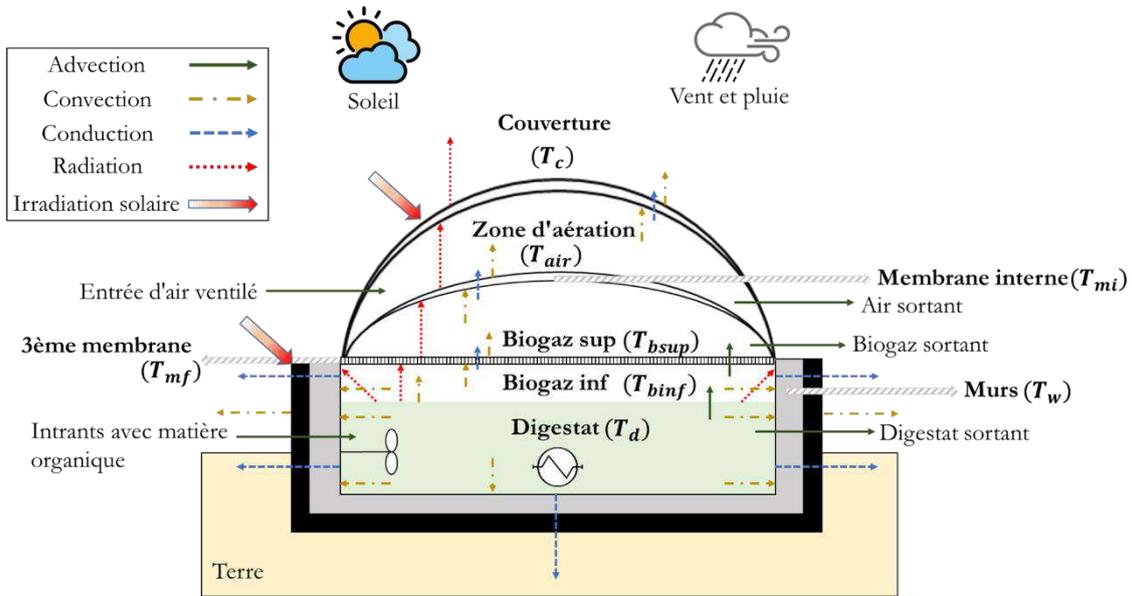
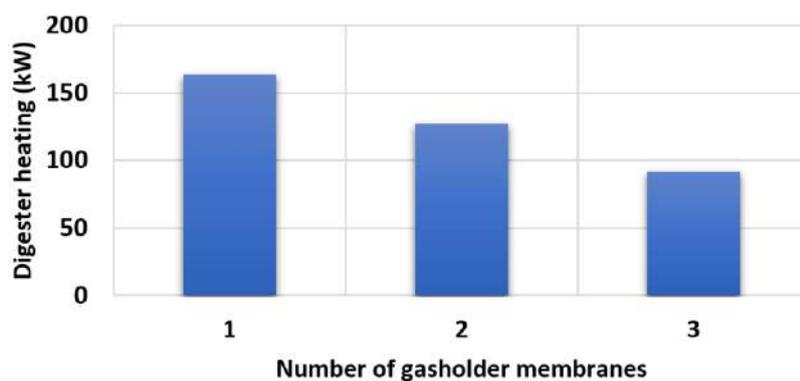


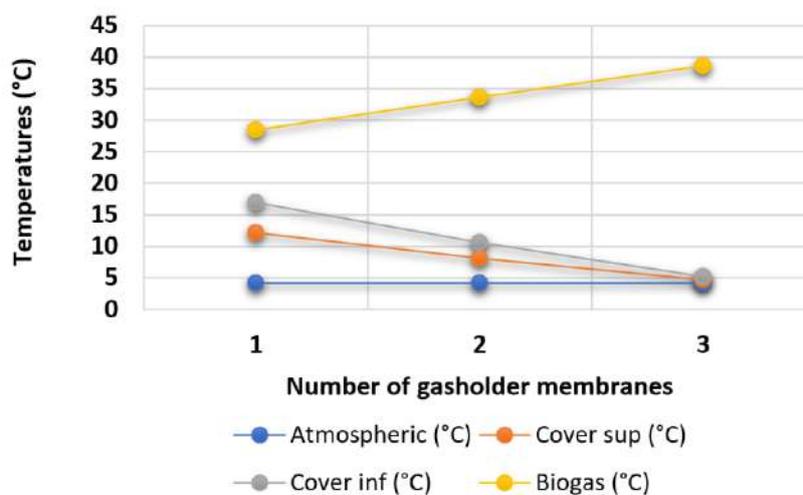
Figure 76. Schéma d'un gazomètre à triple membrane

La Figure 77(a) montre que le gain en consommation de chaleur ou en pertes thermiques évitées est de 25 % et 48 %, respectivement, pour les configurations à double et à triple membrane en hiver, comparées à un gazomètre composé uniquement d'une seule couverture de protection. Le Tableau 35 montre que ces gains sont principalement liés à l'isolation radiative et convective du digestat vis-à-vis du gazomètre, et que ces pertes thermiques diminuent significativement avec l'augmentation du nombre de membranes. La meilleure isolation du digestat se traduit en conséquence par une moindre perte de chaleur par la couverture.

La Figure 77(b) montre les niveaux de température moyens dans les différents segments du digesteur pendant l'hiver. En hiver, la température ambiante est basse (4 °C dans ce cas) et les compartiments internes du digesteur ont une température comprise entre un minimum égal à la température ambiante et un maximum correspondant à la température du digestat (≈ 40 °C). Lorsque l'on compare les trois scénarios multimembranes avec le nombre de membranes, la température du biogaz se rapproche de la température du digestat, signe que le compartiment du digestat est mieux isolé. D'autre part, avec le nombre de membranes, la température sur la surface supérieure de la couverture diminue et se rapproche de la température ambiante du fait que les membranes internes isolent efficacement le biogaz et que la température au niveau de la couverture est régie par la ventilation de l'air à température ambiante. Ce dernier est le signe d'une isolation thermique pertinente du gazomètre.



(a)



(b)

Figure 77. Influence du nombre de membranes du gazomètre en hiver sur : (a) le besoin thermique du digesteur ; (b) les températures internes de l'unité

Tableau 35. Influence du nombre de membranes sur la consommation de chaleur du digesteur et les pertes thermiques du digestat

Nombre de membranes	Chauffage du digesteur (kW)	Pertes radiatives du digestat (kW)	Pertes convectives du digestat (kW)	Pertes totales du dôme du digesteur (kW)
1	163	55	26	108
2	127	32	12	68
3	92	7	2	34

5.6 Différentes configurations multimembranes du gazomètre

En plus de la forme du dôme du gazomètre et du nombre de membranes impliquées, la configuration à travers laquelle ces couches de protection ou de stockage sont conçues est également importante. De plus, certains effets d'isolation multicouches ne sont pas additifs, c'est-à-dire qu'ils neutralisent ou atténuent l'effet d'autres composants d'isolation lorsque le nombre de membranes d'isolation augmente. En conséquence, dans cette partie, plusieurs configurations multimembranes sont proposées à la Figure 78 et comparées pour déterminer le gain thermique réel relatif à chaque design :

1. « CF » : couverture, membrane souple de stockage
2. « CF - Isolation inférieure » : couverture, membrane souple de stockage, bloc d'isolation inférieure
3. « CFH » : couverture, membrane souple de stockage, membrane perforée d'isolation
4. « CF - Isolation supérieure » : couverture, membrane souple de stockage, couche d'isolation supérieure
5. « CF - Isolation supérieure et inférieure » : couverture, membrane souple de stockage, couches d'isolation supérieure et inférieure.

Les matériaux utilisés sont le PVC pour la couverture de protection, l'éthylène-propylène-diène monomère (EPDM) pour la membrane souple, le polyéthylène haute densité (PEHD) pour la membrane perforée et le polystyrène extrudé (XPS) pour l'isolation. L'épaisseur des matériaux utilisés pour chaque design est donnée dans le Tableau 36.

La configuration « CF » est identique au scénario à double membrane tel qu'il est défini pour le scénario de référence, tandis que les autres configurations représentent les gazomètres à 3 ou 4 membranes. La Figure 79(a) montre que l'utilisation d'une barrière d'isolation inférieure épaisse (polystyrène extrudé de 5 cm d'épaisseur) correspondant au scénario « CF - Isolation inférieure » réduit la consommation de chaleur du digesteur de 28 %. Dans la configuration « CFH », la barrière isolante inférieure épaisse est remplacée par une membrane perforée en polyéthylène haute densité (5 mm d'épaisseur) afin de limiter à la fois le rayonnement thermique et la convection de biogaz entre le digestat et la membrane souple du gazomètre. Néanmoins, comme le montre la Figure 79(a), les pertes évitées dans cette configuration sont inférieures à la configuration « CF-isolation inférieure », principalement en raison d'une épaisseur plus faible de la 3^e membrane d'isolation. L'effet de l'épaisseur de la barrière d'isolation inférieure sera étudié plus tard dans la section 5.8.2.

Tableau 36. Configurations multimembranes du gazomètre et épaisseur des couches respectives

Configuration	Epaisseur (mm)				
	Couverture	Membrane souple	Membrane perforée	Isolation inférieure	Isolation supérieure
CF	5	5	-	-	-
CF - Isolation inférieure	5	5	-	50	-
CFH	5	5	5	-	-
CF - Isolation supérieure	5	5	-	-	50
CF - Isolation supérieure et inférieure	5	5	-	50	50

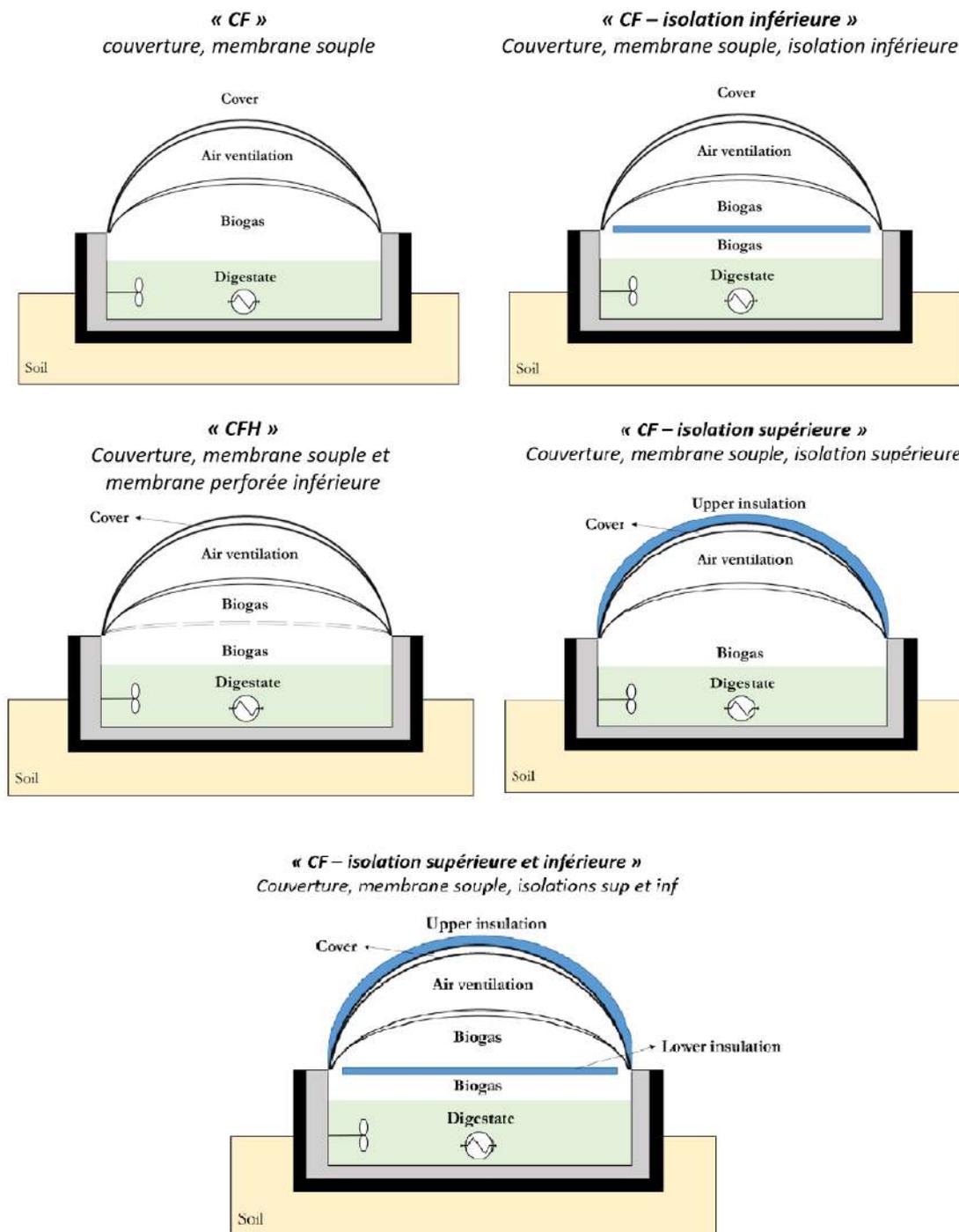
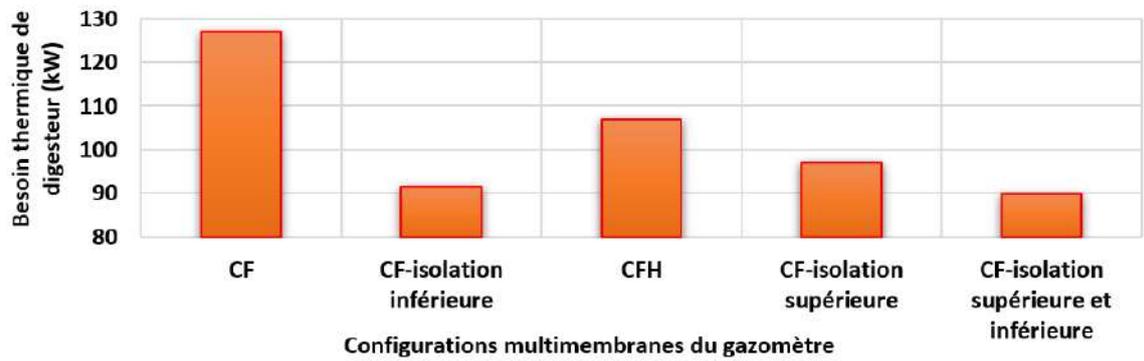
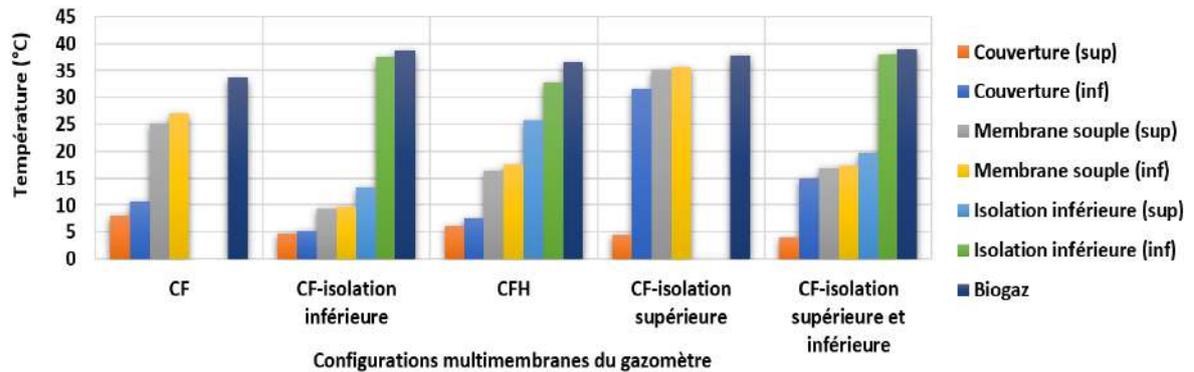


Figure 78. Schémas de différentes configurations multimembranes du gazomètre



(a)



(b)

Figure 79. (a) influence de la configuration multimembrane du gazomètre sur la performance thermique du digesteur ; (b) Profil interne des températures selon la configuration multimembrane du gazomètre

La comparaison des configurations « CF - isolation supérieure » et « CF - isolation inférieure » permet également de conclure que l'isolation thermique au niveau inférieur près du digestat (la source chaude) est plus pertinente qu'une isolation complémentaire, même épaisse, sur la couverture.

Enfin, en comparant la configuration « CF - Isolation supérieure et inférieure », constituée d'une isolation thermique supérieure renforcée et d'une isolation thermique inférieure épaisse, avec la configuration « CF - isolation inférieure », l'on peut constater que l'effet d'isolation thermique renforcée sur la partie supérieure du dôme et celui de l'isolation inférieure ne s'additionnent pas, c'est-à-dire que l'efficacité thermique des deux configurations est presque la même (Figure 79(a)). En effet, lorsqu'une isolation thermique pertinente est appliquée au-dessus du digesteur (isolation inférieure), l'efficacité thermique et les besoins thermiques de l'unité sont moins sensibles aux stratégies de renforcement thermique au niveau de la couverture.

Les besoins thermiques selon la configuration multimembrane du gazomètre fournie à la Figure 79(a) peuvent être mis en parallèle avec le profil des températures le long de la hauteur du gazomètre (du biogaz à la surface supérieure de la couverture). Comme le montre la Figure 79(b), par rapport à la configuration « CF », une augmentation de l'efficacité thermique, par exemple, dans la configuration « CF - isolation inférieure », augmentera l'écart de température entre le biogaz et les différents compartiments du gazomètre. En même temps, dans ce cas, la différence de température entre la couverture et la membrane souple diminue à mesure que les pertes thermiques du digestat vers le gazomètre diminuent.

5.7 Construction du digesteur (matériaux, épaisseur)

5.7.1 Matériaux de construction

Comme cela a été expliqué précédemment, différents types de matériaux peuvent être utilisés pour la construction des digesteurs. Le *Tableau 37* présente la liste des matériaux les plus souvent utilisés pour la construction de digesteurs ainsi que leurs principales propriétés. De plus, leur effet sur les besoins thermiques du digesteur a été présenté dans deux conditions différentes : (i) avec isolation thermique des parois et (ii) sans isolation thermique.

En effet, pour les cas sans isolation, les besoins thermiques du digesteur ainsi que son efficacité thermique sont directement affectés par le choix des matériaux de construction (histogramme bleu, Figure 80). Dans ce cas, l'acier et l'acier inox induisent plus de pertes aux parois en raison de leur plus grande conductivité thermique.

En revanche, en présence d'une isolation thermique couvrant les murs et le fond (14 cm de XPS pour les scénarios étudiés dans cette partie), l'efficacité thermique de l'unité reste relativement identique, presque indépendante du type de matériaux de construction (histogramme orange, Figure 80). Ceci s'explique par le fait que lorsque les parois du digesteur sont isolées, le gradient de température entre la face intérieure et extérieure des matériaux de construction diminue, ce qui induit une baisse considérable de perte par conduction à travers les murs et le fond.

En règle générale, nous pouvons ainsi conclure que le choix et l'épaisseur des matériaux de construction peuvent aisément suivre le cadre réglementaire des matériaux de construction et d'isolation conformes au caractère incombustible REI 120 incluant, entre autres, les bardages métalliques sans isolant, les cloisons en plâtre, les parois béton ou parpaings, mais que les gains en efficacité thermique sont surtout pilotés par la présence, la qualité et l'épaisseur des isolations, tels qu'ils sont décrits dans la section 5.8.2.

Tableau 37. Liste des matériaux de construction du digesteur et leurs principales propriétés

Matériel de construction	Masse volumique (kg.m ⁻³)	C _p (J.kg ⁻¹ .K ⁻¹)	λ (W.m ⁻¹ .K ⁻¹)
Béton armé	2 400	1 000	1,50
Béton	2 300	880	1,40
Acier	7 870	447	80,2
Acier inoxydable (302)	8 055	480	15,1
Ciment	1 860	780	0,720

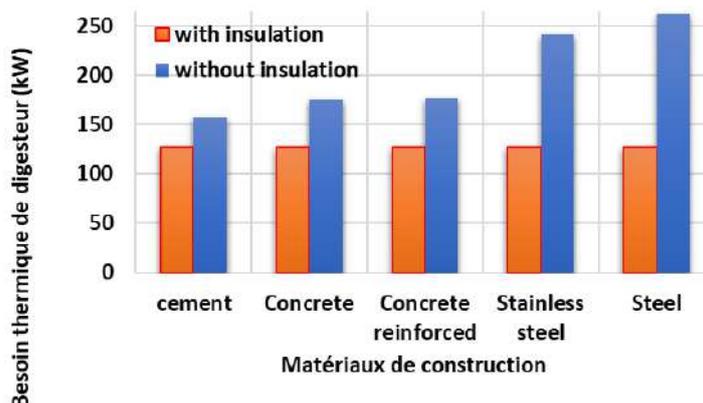


Figure 80. Influence du type de matériaux de construction du digesteur sur son efficacité thermique

5.7.2 Épaisseur des murs et du fond

Pour le cas d'un digesteur bien isolé thermiquement, l'influence de l'épaisseur des matériaux de construction est négligeable, comme illustré sur la *Figure 81*. En l'absence d'isolation thermique des murs et du fond, une augmentation de l'épaisseur des parois du digesteur de 5 cm à 40 cm entraîne une diminution allant jusqu'à 27 % des besoins thermiques du digesteur. Les épaisseurs de 5 à 10 cm ne sont pratiquement pas utilisées, surtout pour la construction de grands digesteurs industriels, et sont seulement présentées dans cette étude pour montrer l'effet théorique de cette épaisseur sur les pertes latérales du digesteur. Pour un digesteur industriel, la valeur minimale requise est de 20 cm.

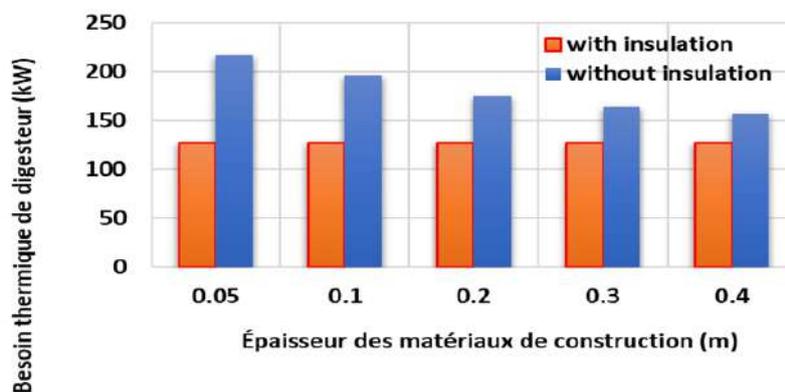


Figure 81. Influence de l'épaisseur des matériaux de construction

5.8 Isolation des murs et du fond (matériaux, épaisseur)

5.8.1 Matériaux d'isolation

Pour étudier l'influence du type de matériau d'isolation du digesteur sur son efficacité thermique, différents isolants admis avec des conductivités thermiques allant de 0,028 à 0,08 $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ ont été listés et comparés, dont les principales propriétés sont présentées dans le Tableau 38. La Figure 82 montre que selon la conductivité thermique de l'isolant, allant de 0,028 $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ (PUR) à 0,08 $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$, la consommation thermique du digesteur varie de 6 kW de façon presque linéaire. Cependant, en plus de ses propriétés thermiques, il est important de prendre en compte d'autres propriétés des matériaux, telles que la résistance mécanique, l'étanchéité, la résistance thermique, la faible absorption de l'humidité altérant aussi ses propriétés thermiques.

Tableau 38. Liste des matériaux d'isolation des murs et du fond et leurs principales propriétés

Matériau d'isolation des murs	Masse volumique ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)	c_p ($\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$)	λ ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$)	commentaires
Polystyrène expansé	10–50	1 450	0,040	coût faible, résistance biologique, $T_{\text{max}} = 100\text{ °C}$
Polystyrène extrudé	20–65	1 450	0,034	coût élevé, résistance biologique, $T_{\text{max}} = 100\text{ °C}$
PUR	28–55	1 400	0,028	coût faible, résistance biologique
Polyéthylène	20–65	1 450	0,045	coût faible, $T_{\text{max}} = 260\text{ °C}$
Laine de roche	10–200	1 030	0,040	résistance au feu, résistance biologique, coût faible, $T_{\text{max}} = 800\text{ °C}$
Laine de verre	12–56	835	0,040	résistance au feu, résistance biologique, coût faible, $T_{\text{max}} = 260\text{ °C}$
Silicate de calcium	-	819	0,080	
Cellulose	30–45	-	0,045	résistance au feu, coût faible, $T_{\text{max}} = 80\text{ °C}$
Verre cellulaire	200–300	1 000	0,048	
Liège (cork)	90–160	1 560	0,050	
Vermiculite	50–170	1 080	0,065	résistance au feu, coût élevé, $T_{\text{max}} = 1\,315\text{ °C}$
Panneau de perlite	200–300	900	0,055	

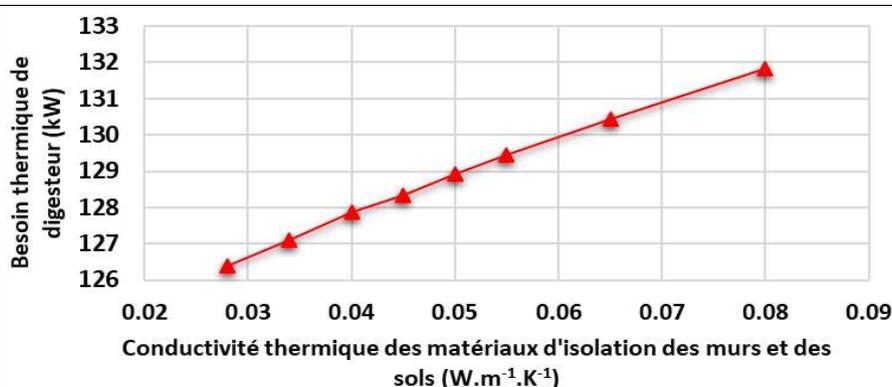
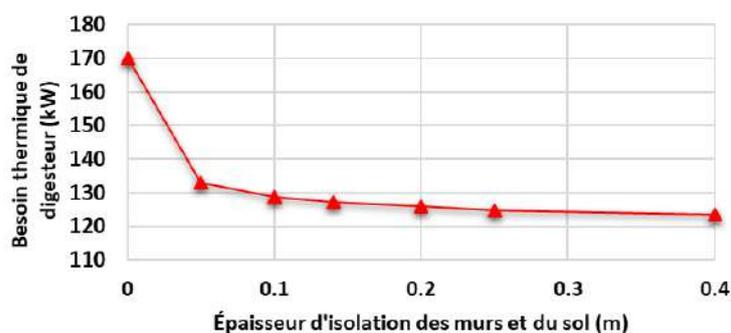


Figure 82. Influence de la conductivité thermique des matériaux de construction sur les besoins thermiques du digesteur

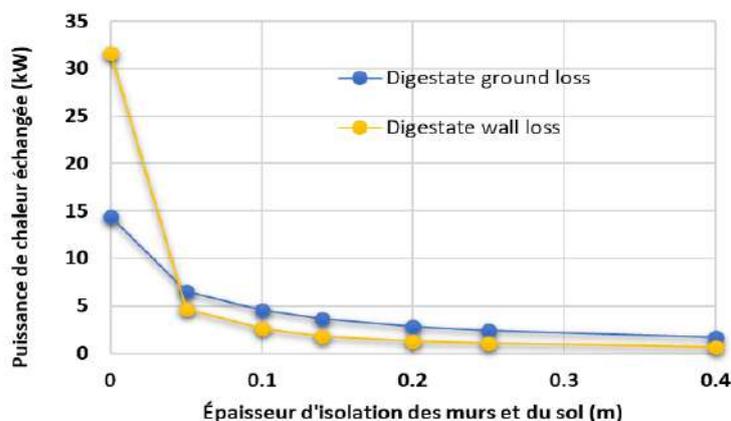
5.8.2 Épaisseur des isolants

Figure 83 illustre l'influence de l'épaisseur des isolants sur la performance thermique du digesteur. Une épaisseur zéro représente un digesteur sans isolation des murs et du fond. A ce stade, nous pouvons constater qu'un isolant en polystyrène extrudé de 5 cm d'épaisseur permet déjà de réduire considérablement la consommation de chaleur du digesteur d'environ 40 kW (Figure 83(a)). En passant d'une épaisseur de 5 cm à 40 cm, l'amplitude des gains thermiques obtenus s'atténue, et nous pouvons constater que l'efficacité thermique devient relativement stable à partir d'une épaisseur d'isolant de 20 cm. Ceci est conforme aux recommandations données précédemment dans la section 2.4, où un coefficient de transmission thermique (valeur K) K de $0,2-0,3 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$ est requis, ce qui est réalisé pour une épaisseur de 10 à 18 cm du polystyrène extrudé en tant qu'isolant.

Concernant les pertes de digestat au sol et aux murs (Figure 83(b)), on observe une réduction analogue à celle observée sur les besoins thermiques du digesteur en comparant un digesteur sans isolation avec un digesteur ayant une isolation de 5 cm sur les murs et le fond. Les pertes aux murs sont plus impactées (une réduction de pertes de 26 kW) que le fond, car ils sont en contact avec l'air ambiant.



(a)



(b)

Figure 83. Influence de l'épaisseur des isolations des murs et du fond sur : (a) la consommation de chaleur du digesteur ; (b) les pertes thermiques du digestat aux murs et au sol

5.9 Couverture de protection (matériaux, épaisseurs, couleurs et revêtements)

5.9.1 Choix de matériaux de couverture

La couverture de protection joue un rôle central à la fois pour la protection et pour l'isolation thermique du digesteur. Le Tableau 39 liste les différents matériaux de couverture ainsi que leurs principales propriétés. En premier lieu, comme illustré dans la Figure 84, l'influence du type de matériaux de couverture sur les besoins thermiques du digesteur est décrite selon leur conductivité thermique respective. Une couverture en PEHD entraîne une consommation légèrement plus élevée en raison de sa plus grande conductivité thermique. Malgré une légère différence entre les cas comparés, l'influence de la conductivité thermique de couverture sur la performance thermique reste négligeable tant que ces valeurs restent faibles $< 0,5 \text{ W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$. Il est à noter que le choix de matériaux de couverture dépend aussi d'autres critères tels que le prix, les propriétés mécaniques, leur étanchéité, etc.

Tableau 39. Liste et propriétés de matériaux de couverture de protection du gazomètre

Matériau de couverture	Masse volumique (kg.m^{-3})	c_p ($\text{J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$)	λ ($\text{W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$)
PVC	1 390	880	0,17
PE	950	2 300	0,35
Plastique renforcé de fibre de verre PRV (Polyamide - Nylon 6–30 % Glass Fiber Reinforced)	1 350	1 500	0,28
PS feuille	1 005	1 200	0,12
PMMA	1 190	1 450	0,18
EPDM	1 125	1 900	0,20
PEBD	920	2 100	0,33
PEHD	960	2 260	0,49

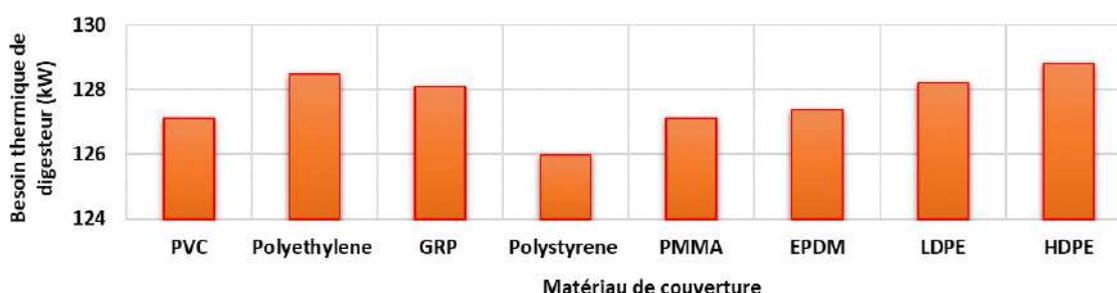


Figure 84. Influence du type de matériaux de couverture de protection du gazomètre

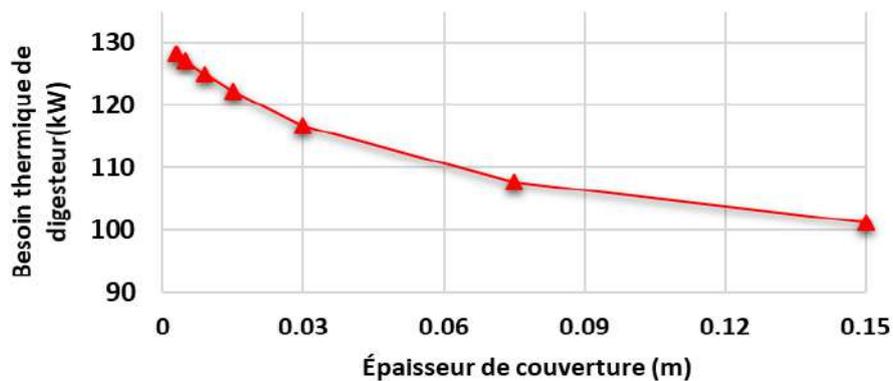
5.9.2 Epaisseur des matériaux de couverture

Comme illustré dans la Figure 85(a), l'efficacité thermique du digesteur est plus sensible à l'épaisseur des matériaux de couverture qu'à leur type, car la conductivité thermique de ces matériaux est souvent faible et va de $0,17$ à $0,49 \text{ W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$ (Tableau 39). A titre d'exemple, en passant d'une épaisseur de 5 mm à une épaisseur cumulée de 3 cm (obtenue par exemple en

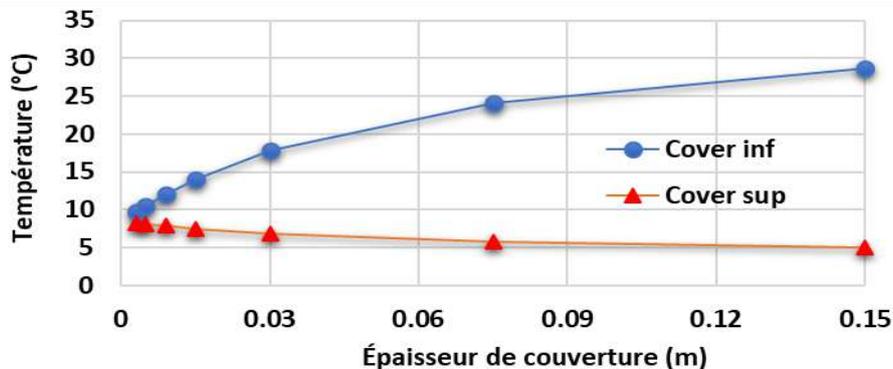
superposant plusieurs couches d'isolant), la consommation thermique du digesteur passe de 127 kW à 117 kW.

La Figure 85(b) illustre également l'effet de l'épaisseur de couverture sur le gradient de température à travers la membrane de couverture (face supérieure, face inférieure). Dans le cas où la couverture est plus épaisse, ce qui se produit avec des épaisseurs de couverture plus élevées, la différence de température entre la face supérieure et la face inférieure de couverture augmente, en d'autres termes, la température à l'intérieur reste plus élevée sans que ce gradient puisse induire une perte thermique conséquente par la face supérieure de la couverture.

Pour la plupart des matériaux de couverture, l'épaisseur des produits commerciaux est relativement limitée à l'achat, néanmoins, il est possible d'envisager plusieurs couches de mêmes matériaux superposées ou de matériaux composites afin d'atteindre des épaisseurs plus importantes. Mais à ce stade, c'est-à-dire pour un design spécifique des matériaux composites multicouches de couverture, il sera bénéfique de prendre aussi en compte leurs propriétés optiques et la possibilité d'un revêtement sélectif de sa surface. Ces idées seront plus développées dans la section 5.9.4.



(a)



(b)

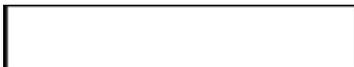
Figure 85. Influence de l'épaisseur de couverture de protection sur : (a) le besoin thermique du digesteur ; (b) la température de la couverture

5.9.3 Couleur et indice de réflexion de la couverture

En règle générale, les peintures et leur couleur respective sont avant tout classées selon leur indice de réflexion en (i) peinture réfléchissante ou brillante (renvoyant la lumière sans modifier la longueur d'onde des rayons de lumière), (ii) peinture mate (diffusant la lumière en tous sens), (iii) peinture satinée (entre brillante et mate). Pour les toitures en caoutchouc, EPDM et polymères, il est recommandé de choisir un revêtement acrylique spécialement conçu pour ces toitures. Il est conseillé d'utiliser de la peinture au latex pour recouvrir un toit en caoutchouc, mais seulement si vous confirmez auprès du fabricant que la peinture n'interagira pas négativement avec les matériaux du toit. Il est également fortement recommandé de s'assurer que la membrane en caoutchouc est propre et exempte de tout débris et au moins deux couches de peinture sur la membrane du toit doivent être appliquées pour s'assurer que la surface est peinte uniformément.

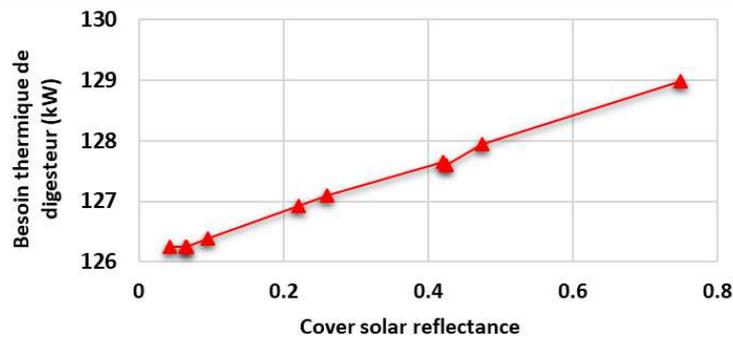
L'émittance infrarouge d'une surface peinte varie de 0,8 à 0,96 selon les matériaux, la couleur et les additifs utilisés. Néanmoins, pour permettre une comparaison claire, l'étude présentée dans cette partie est effectuée pour une valeur moyenne constante d'émissivité égale à 0,86, conforme à celle prise pour le scénario de référence, mais avec des indices de réflexion variables selon le choix de couleurs présenté au *Tableau 40*.

Tableau 40. Liste des couleurs sélectionnées couvrant une large gamme d'indices de réflexion

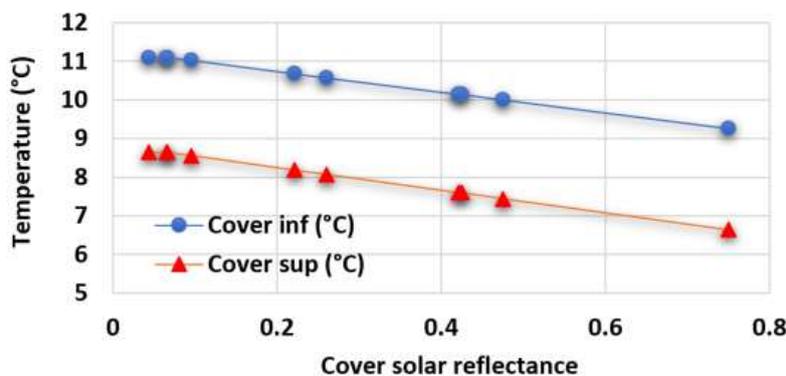
Couleur	Aspect	Indice de réflexion
Blanc		0,75
Melaleuca		0,47
Gris schiste		0,42
Corail		0,42
Sahara		0,22
Marron selle		0,09
Charbon		0,07
Vert foncé		0,06

Noir		0,04
------	--	------

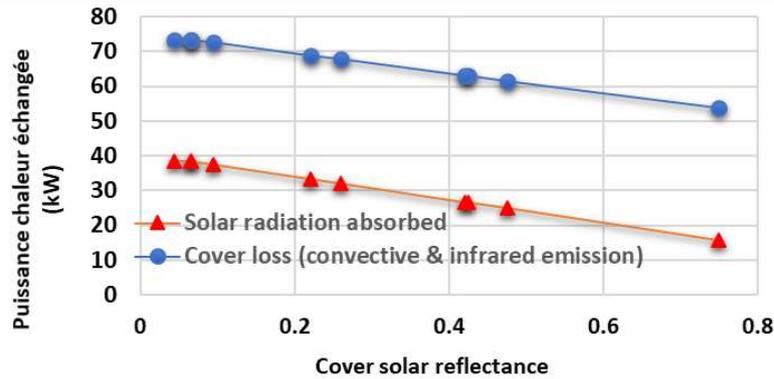
La Figure 86(a) illustre l'influence de l'indice de réflexion de couverture selon sa couleur sur le besoin thermique du digesteur compte tenu d'une émissivité constante de 0,86 pour tous les cas comparés. Au regard de la Figure 86(a) à (c), pour une réflectance faible (une absorption plus élevée), les températures de la couverture, le rayonnement solaire absorbé et les pertes émissives par la couverture augmentent. Néanmoins, sur la couverture, l'augmentation de l'énergie solaire absorbée est supérieure à celle des pertes émissives de la couverture, par conséquent, une réflectance plus faible induira globalement une légère diminution de l'apport de chaleur nécessaire pour le chauffage du digesteur. Malgré le faible gain obtenu à faible indice de réflexion, l'influence de ce paramètre sur les besoins thermiques du digesteur reste négligeable à moins que l'émissivité de la surface extérieure de couverture change, une propriété qui peut être altérée en appliquant un revêtement spécifique sur la surface de couverture.



(a)



(b)



(c)

Figure 86. Influence de la couleur de couverture sur : (a) les besoins thermiques du digesteur ; (b) la température de la couverture ; (c) les pertes thermiques de la couverture et l'irradiation solaire absorbée

5.9.4 Revêtements sélectifs sur la surface de couverture

Dans le domaine de l'absorption et de la collecte du rayonnement solaire, une surface sélective correspond à certaines propriétés thermo-optimales de surface réduisant ses émissions infrarouges de grandes longueurs d'onde (IR lointain) tout en augmentant simultanément son absorption solaire. Par conséquent, la sélectivité est définie comme le rapport entre l'absorption solaire (α_s) et l'émissivité (ε). La différence entre ces deux propriétés optiques sur la même surface provient du fait que le rayonnement solaire incident atteignant la surface de couverture correspond plus ou moins aux longueurs d'onde de 0,35 à 2,5 μm , ce qui inclut l'ultraviolet (0,35–0,4 μm), le visible (0,4–0,75 μm), l'infrarouge proche et l'infrarouge de courtes longueurs d'onde, tandis que les émissions infrarouges thermiques d'une surface terrestre, ne dépassant pas une température maximale de 100 °C, correspondent à des longueurs d'onde allant d'environ 4 à 40 μm , ce qui couvre de l'infrarouge moyen à l'infrarouge lointain sur le spectre électromagnétique (*Tableau 41*). Il devient ainsi possible, par l'usage des revêtements spécifiques, d'altérer ces deux propriétés optiques sur une surface.

Une peinture noire commerciale a généralement une absorption solaire élevée, en même temps qu'elle a une émissivité infrarouge élevée, donc une peinture noire n'est pas considérée comme une surface sélective. Cependant, lorsqu'un absorbeur solaire à base de polymères est combiné avec un revêtement fin en aluminium (revêtement à la vapeur), une sélectivité de surface de 3 peut être atteinte, correspondant à une absorption solaire de 0,95 et une émissivité thermique de 0,30. Certaines peintures métalliques permettent aussi d'obtenir une sélectivité proche de 3 (absorption solaire 0,8 et émissivité infrarouge 0,30), tandis que les peintures noires à base de polymères de silicone permettent d'atteindre une sélectivité proche de 5 (absorption solaire 0,94, émissivité thermique 0,2) selon les matériaux et pigments

utilisés, mais aussi la préparation et le mode d'application de la peinture. Les absorbeurs sélectifs commerciaux à base de TiNOX Nano, Cu et Al possèdent une absorptance solaire de 0,90–0,94 et une émissivité thermique très faible de 0,04 à 0,06, atteignant une sélectivité plus élevée de l'ordre de 15. Une émissivité thermique plus faible que 0,02 peut être aussi obtenue au laboratoire, mais le coût de fabrication augmente considérablement pour atteindre une émissivité très faible.

Ici, deux stratégies pour augmenter la sélectivité de la surface de couverture sont exposées et comparées :

- 1) Absorbant solaire à faible émissivité à base de polymères
- 2) Peinture à faible émissivité

Tableau 41. Différentes gammes de rayonnement infrarouge (IR) selon la température de la source émettrice

	Longueur d'onde (μm)	Température ($^{\circ}\text{C}$)	Fréquence (THz)
Infrarouge (IR) proche	0,75 à 1,4	3 591 à 1 797	214 à 400
IR de courtes longueurs d'onde	1,4 à 3	1 797 à 693	100 à 214
IR de moyennes longueurs d'onde	3 à 8	693 à 89	37 à 100
IR de grandes longueurs d'onde	8 à 15	89 à -80	20 à 37
IR lointain	15 to 1 000	-80 to -270	0,3 to 20

1) Absorbant solaire à faible émissivité à base de polymères

Le concept d'absorbant solaire à base de polymères à faible émissivité (e-low) repose sur l'obtention d'une protection multicouche compacte composée de polymères absorbants utilisés couramment en Europe, tels que le polyéthylène basse densité, le polyéthylène haute densité (pour une meilleure stabilité mécanique), ou le polypropylène, combiné à un stratifié métallique e-low (aluminium revêtu à la vapeur, revêtement e-low pressé à chaud) et à une couche structurelle supplémentaire composée d'autres polymères, comme le polyéthylène téréphtalate ayant une résistance élevée à la traction (150 MPa) et à une température allant jusqu'à 140 $^{\circ}\text{C}$, avec des propriétés mécaniques acceptables à des températures de fonctionnement attendues autour de 80 $^{\circ}\text{C}$ [65]. Différentes variantes d'une telle couverture sélective peuvent être réalisées, cependant, le principe reste le même, c'est-à-dire associer plusieurs couches : absorbant, couche fine stratifiée d'un métal e-low, couche structurelle pour augmenter la stabilité mécanique et thermique (Figure 87).

Des expériences montrent qu'une telle structure permet facilement d'atteindre une absorptance solaire de 0,95 (0,3–2,5 μm) et une émissivité thermique de 0,3 (2,5–18 μm). Les épaisseurs retenues pour cette analyse sont basées sur une épaisseur totale de 5 mm, compatible avec l'épaisseur de couverture définie pour le scénario de référence, et sont les suivantes : 2,5 mm d'absorbant (polyéthylène haute densité), 0,02 mm d'adhésif, 0,08 μm de film e-low (aluminium), couche structurale de 2,5 mm (polyéthylène téréphtalate).

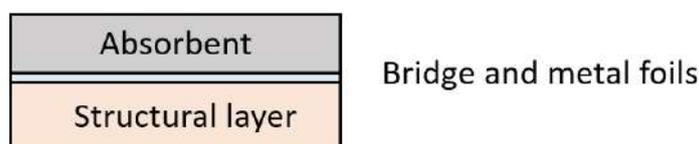


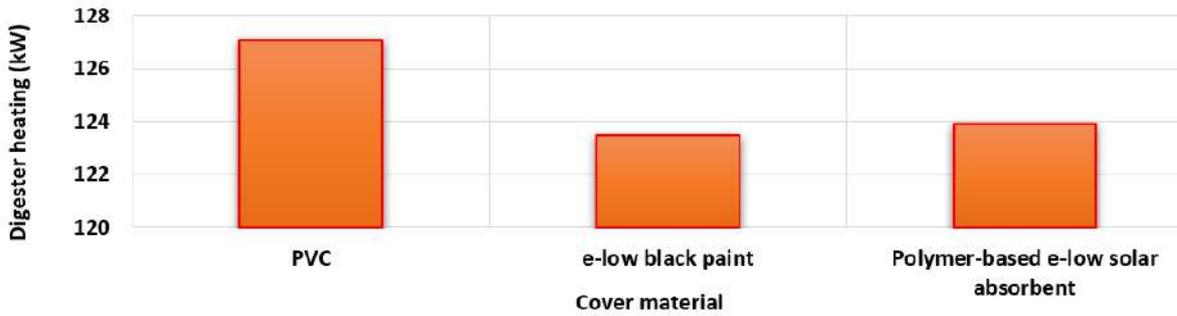
Figure 87. Structure de l'absorbant solaire à faible émissivité thermique

2) Peinture à faible émissivité

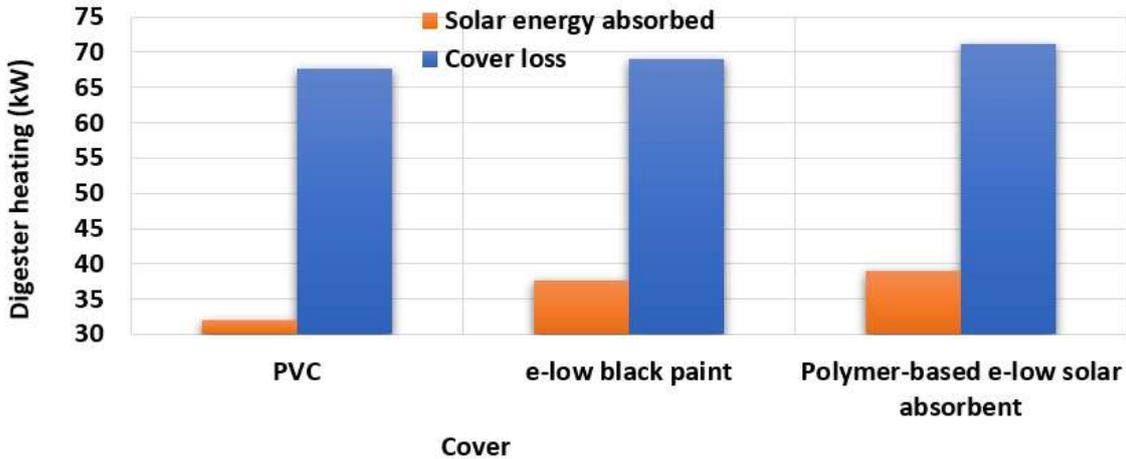
A titre d'exemple, une peinture à faible émissivité correspond à la qualité de la peinture noire Solkote [66] utilisant 100 % de polymère de silicone comme liant, dont les caractéristiques principales sont le faible coût, la résistance aux UV et à la dégradation par l'humidité et une bonne durée de vie. L'application se réalise par pulvérisation, ce qui représente un coût faible. En tant que substrat, la peinture peut être appliquée sur l'aluminium, le cuivre, l'acier, la brique, la pierre, la maçonnerie et certains plastiques. Cependant, l'émissivité thermique est variable de 0,20 à 0,49 selon l'épaisseur du film sec, le substrat et la préparation de surface. L'absorption solaire varie de 0,88 à 0,94. Une épaisseur de film humide de 0,020 à 0,025 mm et un nettoyage soigneux du substrat donneront des résultats optimaux.

Figure 88 illustre l'influence des revêtements sélectifs sur les besoins thermiques et les pertes du digesteur. Grâce aux propriétés sélectives d'une peinture noire e-low et d'un absorbeur solaire à base de polymère, une faible réduction de 2–3 % du besoin thermique du digesteur peut être atteinte (Figure 88(a)). Bien que les revêtements permettent des émissivités thermiques plus faibles et une plus grande absorption solaire, ce gain est partiellement compensé par des pertes par la couverture autre que les pertes radiatives (Figure 88(b)). Cela s'explique par le fait que les revêtements sélectifs absorbent plus d'irradiation solaire, qui augmente davantage la température de la couverture.

La raison principale pour laquelle nous ne voyons pas d'effet notable des revêtements sélectifs sur la couverture est surtout liée à la configuration spéciale du gazomètre équipé d'une zone de ventilation d'air qui atténue considérablement le gain thermique potentiellement atteignable par ces dispositifs.



(a)

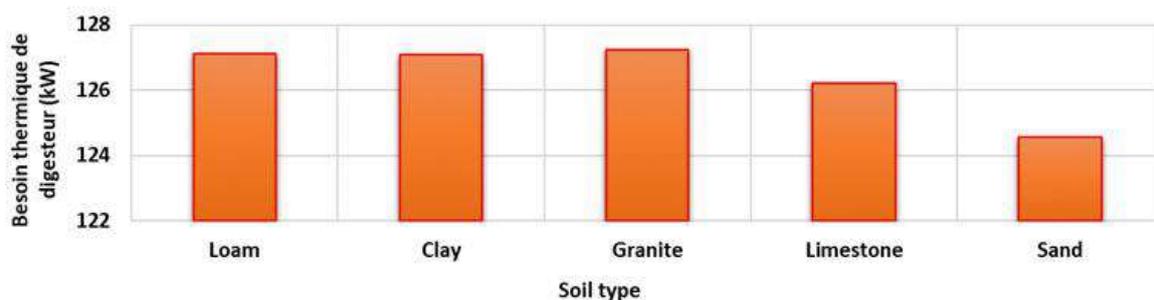


(b)

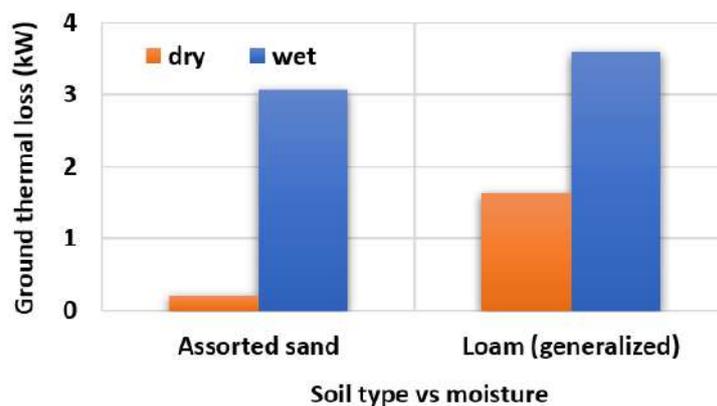
Figure 88. Influence des revêtements sélectifs au niveau de la couverture sur : (a) le besoin thermique du digesteur ; (b) les pertes thermiques de la couverture et l'irradiation solaire absorbée

5.10 Type de sol et influence de l'humidité du sol

Un sol sablonneux ou du gravier sec à proximité des murs et du sol du digesteur permet de réduire les pertes de chaleur aux parois enterrées et au sol (Figure 89(a)), principalement en raison de la conductivité thermique plus faible du sable. Néanmoins, l'humidité du sol a un impact important sur le sol, comme le montre le Tableau 42, un sol humide augmente les pertes thermiques au sol d'un facteur de 2 à 5 selon la capacité de rétention d'eau du sol (Figure 89(b)). Le sol limoneux dans le Tableau 43 correspond au type de sol sélectionné pour le scénario de référence.



(a)



(b)

Figure 89. Influence du type de sol sur : (a) les besoins thermiques du digesteur ; (b) les pertes thermiques du digesteur au sol

Tableau 42. Différents types de sol et leurs principales propriétés

Type de sol	Masse volumique (kg.m ⁻³)	C _p (J.kg ⁻¹ .K ⁻¹)	λ (W.m ⁻¹ .K ⁻¹)
Limoneux (limoneuse-argileux)	1 710	1 316	2,20
Argile	2 100	1 900	2,00
Granit	2 630	775	2,79
Calcaire	2 300	900	1,10
Sable	1 515	800	0,27

Tableau 43. Altération des propriétés du sol dans un sol humide

Type de sol [67]	Masse volumique (kg.m ⁻³)	Humidité (kg.kg ⁻¹)	λ (W.m ⁻¹ .K ⁻¹)
Limon (généralisé)	1 500–1 800	0,095–0,365	0,395–2,059
Sable assorti	1 500–1 800	0–0,186	0,023–1,337

5.11 Profondeur dans le sol du digesteur

Comme le montre la Figure 90, en présence d'isolation des murs et du sol, la profondeur du digesteur n'a pas d'influence marquée sur les besoins thermiques du digesteur. Ainsi, les

digesteurs isolés thermiquement peuvent être conçus hors sol sans causer des pertes de chaleur, cependant, les digesteurs sans isolation thermique ou mal isolés doivent être enterrés partiellement ou totalement afin de réduire les déperditions de chaleur. Dans ce dernier cas, un digesteur souterrain a globalement réduit les pertes de chaleur de 26 %.

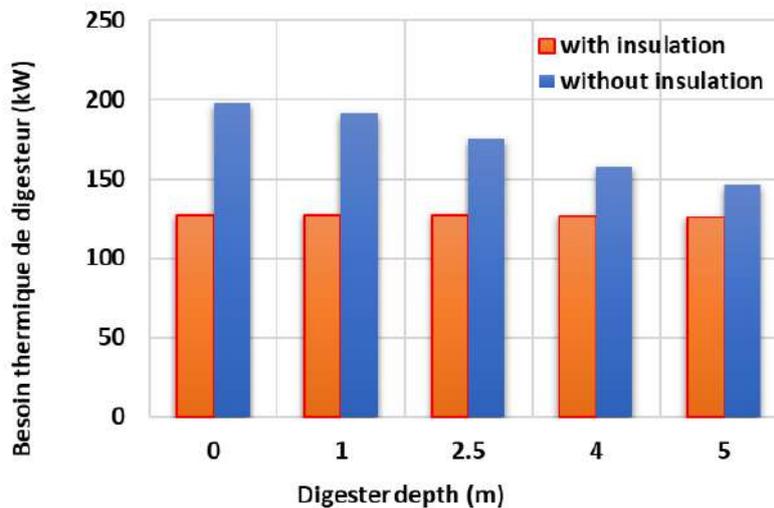


Figure 90. Influence de la profondeur du digesteur dans le sol sur sa performance thermique

5.12 Hétérogénéité et stabilité de la température dans le digestat

La température de digestion anaérobie doit être maintenue stable et des fluctuations de plus de ± 3 °C en condition mésophile, ou de plus de ± 1 °C en condition thermophile doivent être évitées [68].

L'examen de la littérature et des données publiées sur les installations de biogaz à grande échelle (des digesteurs de plus de 2 500 m³ de volume et des post-digesteurs encore plus grands allant jusqu'à 5 500 m³) indique plusieurs informations sur la stabilité et la distribution de la température du digestat dans les digesteurs anaérobies. La stabilité de la température dans les digesteurs à grande échelle peut être étudiée sous deux angles : (i) la stabilité globale de la température du digesteur, (ii) le gradient vertical de température dans le digestat.

5.12.1 Stabilité globale de la température du digesteur

La distribution et la stabilité globales de la température dans le digestat peuvent être affectées par plusieurs facteurs : le mélange et l'agitation, la température de l'air ambiant, le volume du réacteur, le type et la position du système de chauffage dans le digesteur, les matières premières et la sédimentation dans le réacteur. Par exemple, selon le Tableau 44, la littérature [69] rapporte l'ordre de grandeur de l'instabilité de température résultant de ces facteurs en termes d'écart type de la température du digestat mesurée de 2015 à 2020 pour une

installation de biogaz à grande échelle composée de deux digesteurs (2 600 m³ chacun) et un post-digesteur (5 600 m³) à ≈ 42 °C.

Tableau 44. Ordre de grandeur des instabilités de la température du digestat pour une installation de biogaz à grande échelle [69]

Ecart type de la température du digestat (°C)						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Digesteur1	0	$\pm 0,10$	$\pm 0,5$	$\pm 0,25$	$\pm 0,15$	$\pm 0,05$
Digesteur2	0	$\pm 0,05$	$\pm 0,55$	$\pm 0,05$	$\pm 0,10$	$\pm 0,05$
Post-digesteur	0	$\pm 0,10$	$\pm 0,45$	0	$\pm 0,10$	$\pm 0,85$

Le mélange influence le digesteur par la chaleur dissipée due au mélange et par une meilleure répartition de la chaleur et une meilleure stabilité de la température dans le digesteur. En effet, la température et le mélange affectent la biodégradation. Comparé à l'effet de mélange, l'effet de la température sur la production de gaz augmente en l'absence d'agitation, où le nombre de facteurs affectant le potentiel de formation de biogaz diminue. Néanmoins, la température influence la viscosité du digestat. La viscosité du digestat diminue avec l'augmentation de la température. Cela conduit à la conclusion que l'agitation à l'intérieur des fermenteurs réduit l'effet de changement de température sur la productivité de biogaz.

Il est à noter que des chutes brutales de température peuvent survenir du fait des changements de saison, de la sédimentation qui recouvre une partie des échangeurs de chaleur et empêche le transfert de chaleur dans le digesteur par brassage. Dans l'ensemble, il est plus facile d'assurer l'homogénéité à l'intérieur du post-digesteur que dans le digesteur en raison de la faible teneur de solides en suspension dans le post-digesteur. Néanmoins, en raison de son volume plus grand que le digesteur, le contrôle de la température dans le post-digesteur peut être relativement plus difficile.

L'étude paramétrique présentée sur la Figure 91 est réalisée pour déterminer l'impact d'une légère variation de la température globale du digestat liquide sur le besoin thermique du digesteur. Pour cette analyse, le scénario de référence est pris avec une température stable du digestat de 40 °C. L'adaptation des micro-organismes ne se fait pas convenablement pour une température supérieure à 42 °C en raison de la diminution spectaculaire des méthanogènes au-dessus de 42 °C et de la diminution de l'efficacité de conversion pour des températures inférieures à 38 °C. Ceci justifie l'intervalle 38 °C–42 °C comme gamme de fonctionnement en température dans ces conditions.

Dans l'optique de l'analyse paramétrique, le scénario de référence est soumis à différents écarts de température du digestat de $\pm 0,25$ °C à $\pm 2,00$ °C. La Figure 91 montre qu'un écart de $\pm 0,25$ °C induirait une variation de ± 1 kW des besoins thermiques du digesteur (< 1 %), tandis

qu'un écart de $\pm 2,00$ °C dans la température du digestat induirait une variation de ± 8 kW des besoins thermiques (≈ 6 %).

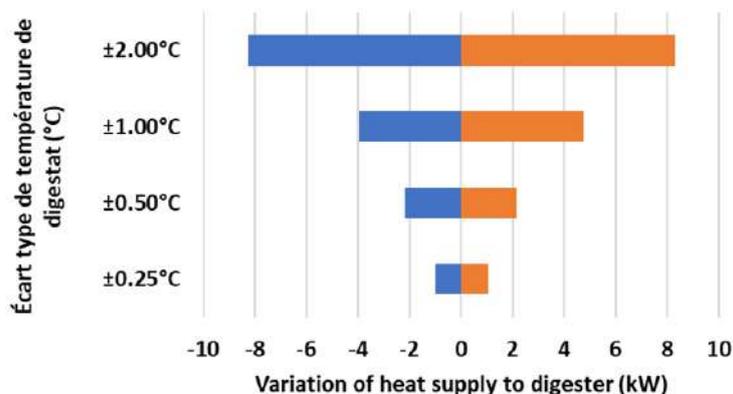


Figure 91. Variation des besoins thermiques du digesteur en fonction de la déviation de la température du digestat

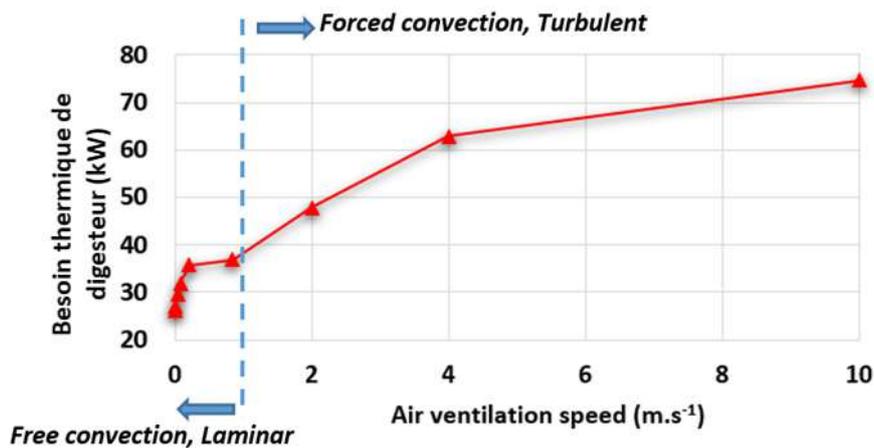
5.12.2 Gradient vertical de température dans le digestat

Des expériences rapportées dans la littérature [69] à travers des mesures de température à différentes hauteurs du digesteur au cours de son fonctionnement ont révélé une distribution de température homogène dans la zone au-dessus de l'échangeur de chaleur et une distribution non uniforme dans le fond sous l'échangeur de chaleur (hauteur de 0 à 50 cm du sol), représentant une baisse de température de l'ordre de 2 °C. Le système de chauffage conventionnel du digesteur est constitué de tuyaux d'échangeur de chaleur fixés aux parois internes du digesteur. La distance entre les tuyaux est généralement de 30 cm et l'échangeur de chaleur est situé à une hauteur d'environ 100 cm du fond (distance entre la partie basse de l'échangeur et le fond du digesteur). Ce dernier montre l'inefficacité de la diffusion thermique dans cette zone inférieure du digesteur, qui s'explique également par la présence de sédimentation et par l'augmentation de la viscosité. Comme l'observation le montre et que les principales pertes thermiques de l'unité sont liées surtout à l'advection du digestat liquide et aux pertes radiatives et convectives du gazomètre, une baisse de 2 °C en température dans le fond du digesteur n'affectera pas l'efficacité thermique du digesteur et ses besoins thermiques.

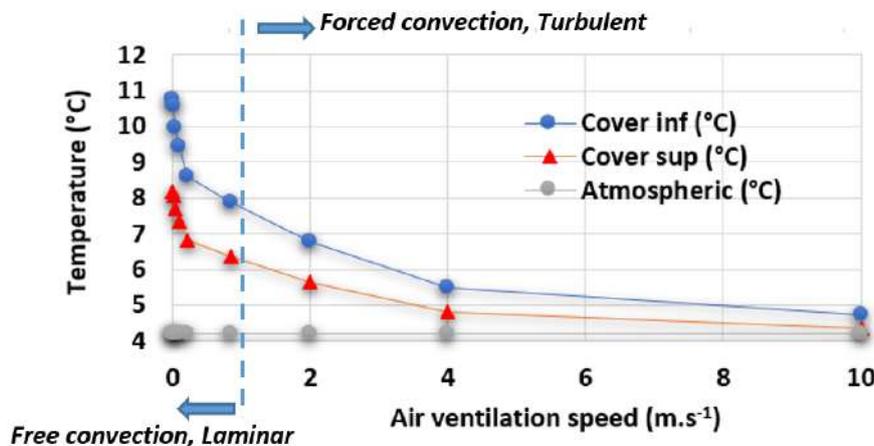
Pour une meilleure diffusion thermique, des configurations alternatives telles qu'une configuration hybride « agitateur-échangeur de chaleur » ou un système de chauffage dans les murs et le fond (caloducs à l'intérieur du béton armé mentionné dans la section 2.5) peuvent être envisagées.

5.13 Ventilation d'air dans le gazomètre

L'air insufflé sous la couverture du dôme peut contribuer aux pertes de chaleur par le gazomètre en fonction de la vitesse de ventilation d'air. Comme le montre la Figure 92(a), les besoins thermiques du digesteur sont proportionnels à la vitesse de ventilation d'air dans cette zone. De façon analogue, le niveau des températures dans cette zone est présenté pour les différentes vitesses d'air étudiées dans cette partie (Figure 92(b)). La vitesse de l'air de ventilation proche de 1 m.s^{-1} représente une sensation proche d'une légère brise. Les vitesses de ventilation inférieures à 1 m.s^{-1} induisent un échange thermique entre l'air et la couverture par convection libre avec un coefficient global de transfert thermique proche de $3,5 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-1}$, alors que pour des vitesses d'air de ventilation supérieures à cette valeur, les pertes thermiques sont gouvernées par la convection forcée avec des coefficients de transfert de chaleur globaux supérieurs à $15 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-1}$, entraînant une perte de chaleur beaucoup plus importante.



(a)



(b)

Figure 92. Influence de la vitesse d'air ventilé dans le gazomètre sur : (a) les besoins thermiques du digesteur ; (b) les températures associées

5.14 Température des substrats incorporés

5.14.1 Effet de stockage préliminaire des charges

La température à laquelle les charges sont acheminées vers le digesteur affecte directement la consommation de chaleur du digesteur. L'augmentation de cette température, en s'appuyant par exemple sur un stockage préalable des charges, entraînera une réduction importante des besoins thermiques de l'unité.

Il est à noter que certains déchets organiques commencent leur digestion en voie sèche et donc la température au cœur de l'ensilage pourrait pratiquement augmenter selon le type de déchets. Le Tableau 45 présente une approximation de degré d'élévation de la température de la matière solide agricole en dépôt stocké par rapport à la température ambiante dans le sud de la France. Les approximations admettent des recirculations de lisier et de digestat liquide à température ambiante tandis que la température des déchets solides et du fumier pourrait atteindre 30 à 45 °C.

Tableau 45. Elévation de la température des substrats par rapport à la température ambiante en cas de stockage des dépôts

Saison	Température (°C)	
	Ambiant	Excès de la température du substrat
Hiver	7	+11
Printemps	12	+10
Eté	21	+6
Automne	14	+9
Moyenne	13	+9

La matière fraîche, dans ce cas, est composée de déchets organiques solides et liquides, avec une composition massique moyenne annuelle en matière sèche de 45 % de lisier bovin, 21 % de fumier bovin, 16 % de canne de maïs, 6,7 % d'ensilage de seigle, 4,8 % de graisses et huiles, 3 % de bractées et 1,2 % d'autres déchets de culture. Le digesteur est alimenté par un débit moyen annuel de 24,6 t j⁻¹ de solides frais et 20,1 t j⁻¹ de lisier bovin.

Connaître l'exact gain de température des charges est complexe, car celui-ci nécessite une évaluation thermique de tous les équipements et conduites concernés, et des périodes de mise à l'air, des pertes associées à la trémie et aux circuits de mélange et de chargement. Les valeurs fournies dans le Tableau 45 ne sont que des approximations grossières et ne peuvent pas être généralisées à tous les sites de méthanisation, car elles dépendent du mode et de la qualité de stockage et du type des matières organiques. Néanmoins, il est possible de discuter de son potentiel par l'influence d'une élévation en température des charges sur les besoins thermiques du digesteur. La Figure 93 présente les résultats d'une étude paramétrique pour illustrer l'influence de la température des substrats sur la consommation de chaleur des digesteurs anaérobies. Les retours d'expérience montrent qu'un surplus de température des

intrants de 5 à 10 °C semble tout à fait atteignable moyennant un stockage au préalable. Comme le montrent les résultats, pour une augmentation en température de 5 °C, un gain thermique d'environ 13 kW (-10 % des besoins thermiques du digesteur) est obtenu, et pour une augmentation de 10 °C, le gain thermique respectif s'élève jusqu'à 28 kW (-22 % des besoins thermiques du digesteur). Un système de stockage raisonnable pourrait être une zone de dépôt en béton, des silos de stockage ou une fosse enterrée.

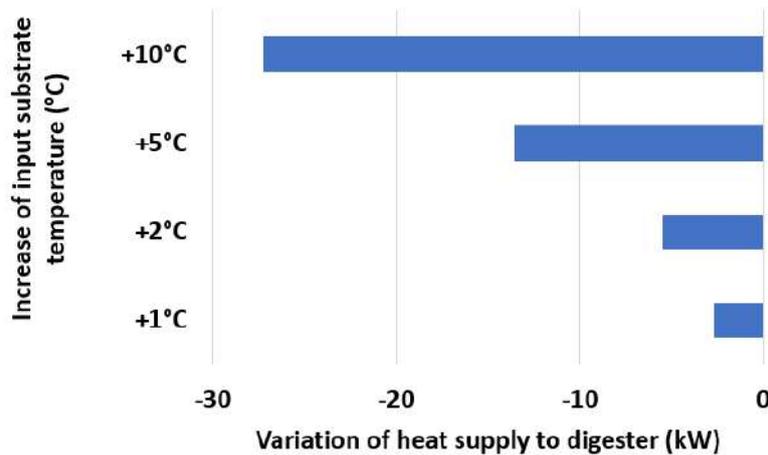
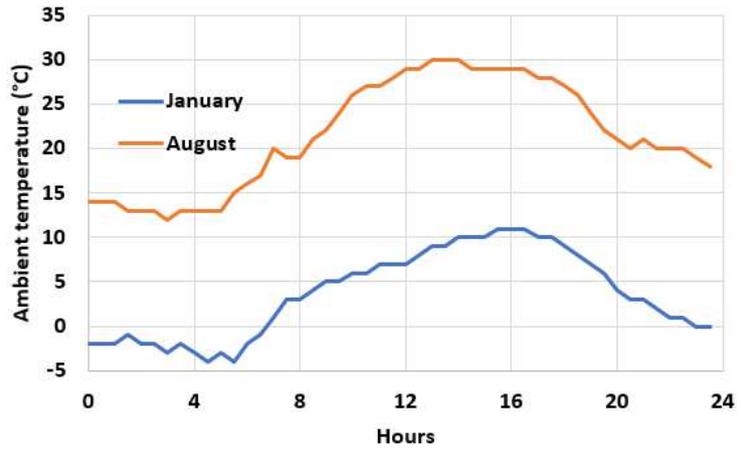


Figure 93. Altération des besoins thermiques du digesteur par une augmentation de la température initiale des charges

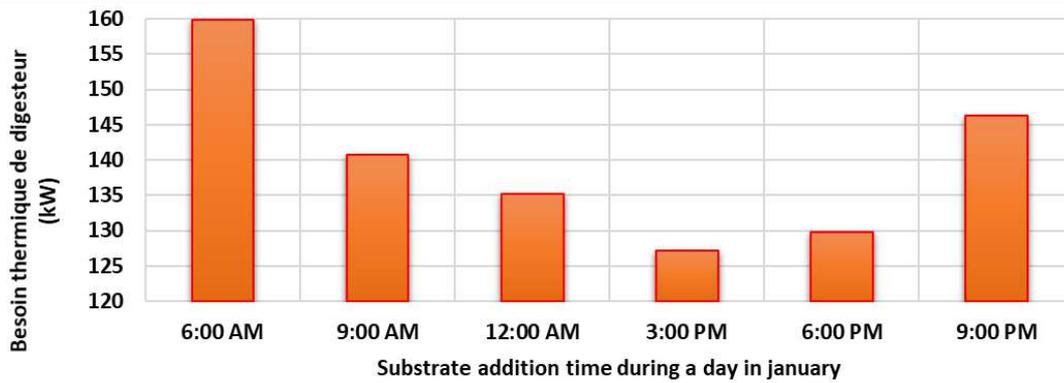
5.14.2 Horaires de chargement dans le digesteur

Lorsque les charges sont alimentées au digesteur à température ambiante, il est intéressant d'observer l'importance des horaires de chargement sur une journée sur les besoins thermiques du digesteur. La Figure 94(a) illustre la variation dynamique de la température ambiante au cours d'une journée d'hiver et d'été représentative. En conséquence, différentes simulations ont été réalisées pour montrer l'impact de ce paramètre sur la consommation de chaleur du digesteur.

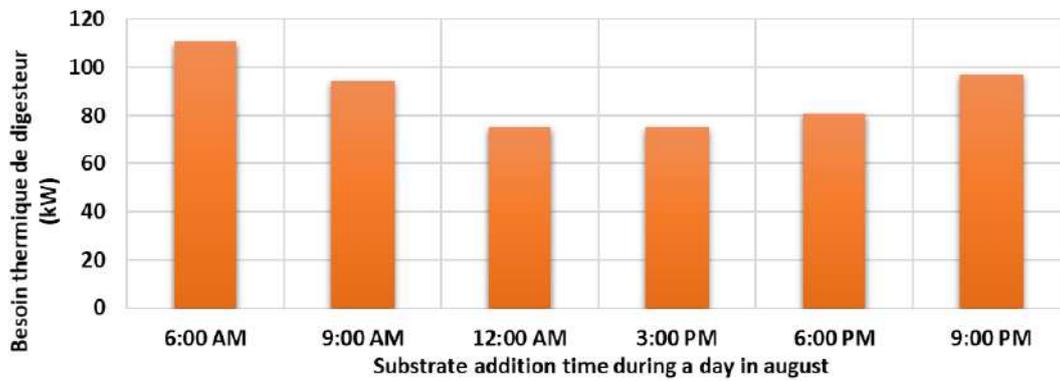
Nous pouvons observer que l'heure optimale de chargement se situe entre 15 heures et 18 heures en janvier (hiver, Figure 94(b)) et entre 12 heures et 18 heures en août (été, Figure 94(c)), et comparé à un chargement réalisé à 9 heures, il en résulte un gain de chaleur de 10 %.



(a)



(b)



(c)

Figure 94. (a) variation dynamique de la température ambiante au cours d'une journée représentative d'hiver et d'été ; (b) variation des besoins thermiques du digesteur selon l'horaire de chargement en hiver et (c) en été

5.15 Valorisation de la chaleur advective de digestat

En régime mésophile, les effluents doivent monter en température jusqu'à 38-40 °C pour permettre un bon rendement de méthanisation dans ces conditions, mais la chaleur ainsi reçue par le système de chauffage se retrouve dans les effluents sortants (33 % des besoins thermiques du digesteur, valeur annuelle) et se perd si elle n'est pas valorisée. Il est alors possible, par le biais d'échangeurs de chaleur, de récupérer cette énergie pour le préchauffage des charges entrantes, une stratégie conforme aux bonnes pratiques concernant le préchauffage des intrants et le chauffage du digesteur [53] .

L'échangeur de chaleur est l'équipement indispensable pour le préchauffage des effluents. La mise en œuvre de ce type de système peut être compliquée pour les effluents incorporant des particules solides en suspension, et se révèle plus aisée concernant les effluents liquides.

Pour les effluents liquides sans matière solide en suspension, les échangeurs à plaques sont privilégiés et présentent une meilleure efficacité d'échange et une surface d'échange minimale (Figure 95). En revanche, les échangeurs à plaques s'encrassent facilement et ne sont surtout pas adaptés lorsque l'effluent est chargé en particules solides.

Les échangeurs à tubes et calandre présentent un encrassement plus modéré comparé aux échangeurs à plaques, néanmoins, ces échangeurs sont aussi coûteux et l'utilisation des effluents en présence de matières solides en suspension n'est pas recommandée pour ces échangeurs, surtout pour un nombre de passes élevé (côté tubes) pour augmenter la surface d'échange dans l'unité de volume (Figure 96). Les échangeurs à tubes et calandre s'encrassent moins, mais s'encrassent tout de même au cours du temps. Il faut donc tenir compte du colmatage (facteur d'encrassement) lors du dimensionnement de ces échangeurs, et les nettoyer régulièrement.

Dans les sections suivantes, le prédimensionnement de deux technologies d'échangeur de chaleurs « l'échangeur à double tube » et « l'échangeur à plaques spirales » est présenté et comparé. Ces deux technologies sont plus adaptées à une application aux effluents agricoles.

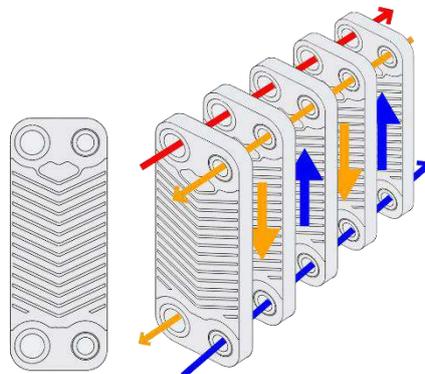


Figure 95. Schéma d'un échangeur à plaques [70]

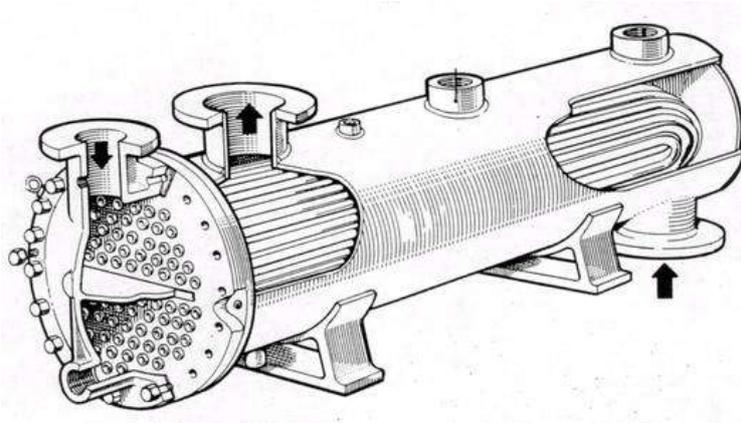


Figure 96. Schéma d'un échangeur à tubes et calandre

5.15.1 Conception et prédimensionnement d'un échangeur de chaleur à double tube en contre-courant

Pour une application aux effluents agricoles provenant de la digestion anaérobie en présence des particules solides en suspension, l'utilisation d'un échangeur tubulaire doit se limiter à une configuration double tube, de sorte à diminuer le nombre de passes et à réduire le potentiel de colmatage.

Le prédimensionnement de l'échangeur de chaleur a été réalisé en fixant une efficacité d'échangeur de $\varepsilon = 70\%$ (Tableau 46) ; plus loin dans le Tableau 49, la comparaison entre différentes efficacités de l'échangeur allant de 25 % à 90 % sera présentée. Pour cet échangeur de chaleur, on suppose que le tube extérieur est bien isolé. Les paramètres suivants, correspondant aux conditions du scénario de référence en hiver, ont été établis :

- Entrée fluide chaud (digestat) : $T_{h,i} = 40\text{ °C}$, $\dot{m}_h = 0,57\text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}$, diamètre de tube interne ($D_{h,int} = 10\text{ cm}$, $D_{h,ext} = 11\text{ cm}$)
- Entrée fluide froid (matière fraîche) : $T_{c,i} = 10\text{ °C}$, $\dot{m}_c = 0,65\text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}$, diamètre de tube externe ($D_{c,int} = 20\text{ cm}$, $D_{c,ext} = 21\text{ cm}$)

Les principales méthodes de prédimensionnement et de détermination des performances thermiques de l'échangeur sont :

$$C_{min} = \dot{m}_h c_{p,h}$$

$$C_r = C_{min}/C_{max}$$

Relations NTU de l'échangeur de chaleur à contre-courant :

$$NTU = \left(\frac{1}{C_r - 1}\right) \ln\left(\frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon C_r - 1}\right) \quad \text{pour } C_r < 1$$

$$NTU = \left(\frac{\varepsilon}{1 - \varepsilon}\right) \quad \text{pour } C_r = 1$$

$$\dot{Q}_{max} = C_{min}(T_{h,i} - T_{c,i}), \quad \dot{Q} = \varepsilon \dot{Q}_{max}$$

$$T_{c,o} = \dot{Q}/(\dot{m}_c c_{p,c}) + T_{c,i}, \quad T_{h,o} = T_{h,i} - \dot{Q}/(\dot{m}_h c_{p,h})$$

$$\Delta T_{ml} = \frac{(T_{h,i} - T_{c,o}) - (T_{h,o} - T_{c,i})}{\ln\left(\frac{(T_{h,i} - T_{c,o})}{(T_{h,o} - T_{c,i})}\right)}$$

$$Re = Du\rho/\mu, \quad \text{avec } D = D_{h,int} \text{ (tube interne), } D = (D_{c,int} - D_{h,ext}) \text{ (tube externe)}$$

$$Pr = \mu c_p / \lambda$$

$$h = Nu\lambda/D, \quad (\text{W.m}^{-2}.\text{°C}^{-1}) \quad \text{avec } D = D_{h,int} \text{ (tube interne), } D = (D_{c,int} - D_{h,ext}) \text{ (tube externe)}$$

$$\left(\frac{1}{U}\right) = R = \left(\frac{1}{h_h} + R''_{f,h}\right) + \left(\frac{e}{\lambda_t}\right)\left(\frac{A_h}{A_m}\right) + \left(\frac{1}{h_c} + R''_{f,c}\right)\left(\frac{A_h}{A_c}\right)$$

avec, U le coefficient d'échange thermique global, R la résistance thermique, R''_f les facteurs d'encrassement, h le coefficient de transfert thermique, e l'épaisseur interne du tube, λ_t la conductivité thermique du tube interne, A_h et A_c les surfaces d'échange, A_m la surface moyenne d'échange thermique.

Le nombre de Nusselt est estimé pour la convection dans un écoulement pleinement développé ayant lieu dans un tube circulaire (couvrant les régimes transitoire et turbulent de l'écoulement) :

$$Nu = \frac{(f/8)(Re-1000)Pr}{1+12,7(f/8)^{1/2}(Pr^{2/3}-1)} \quad , \quad f = (0,79 \ln Re - 1,64)^{-2}$$

$$3\,000 \leq Re \leq 5 \times 10^6, \quad 0,5 \leq Pr \leq 2\,000, \quad L/D \geq 10$$

En écoulement laminaire, en supposant une température uniforme le long du tube intérieur et de la surface extérieure isolée, Nu diminuera de manière significative, variable entre 3,66 et 5,74 pour un écoulement dans les tubes circulaires et dans l'anneau du tube circulaire ($D_i/D_o = 0,5$), respectivement. Il est donc préférable de procéder à des valeurs élevées de Re , c'est-à-dire des régimes d'écoulement allant du transitoire au turbulent pour maximiser l'échange thermique entre les tubes. Le Tableau 46 présente les principaux résultats de prédimensionnement, et la Figure 97 les profils de température des fluides chaud et froid correspondant au prédimensionnement proposé.

Tableau 46. Performance thermique et prédimensionnement d'un échangeur de chaleur à double tube pour une efficacité d'échange de chaleur de 70 % ($\epsilon = 70\%$)

Propriétés	Fluide chaud	Fluide froid
Débit ($\text{kg}\cdot\text{s}^{-1}$)	0,57	0,65
Température de sortie ($^{\circ}\text{C}$)	19,0	28,3
μ (Pa.s)	8,07e-4	1,03e-3
c_p ($\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$)	4,19	4,18
ρ ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)	998	996
λ ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$)	0,596	0,614
u ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$)	7,27e-2	2,99e-2
R''_f ($\text{m}^2\cdot^{\circ}\text{C}\cdot\text{W}^{-1}$)	2e-3	2e-3
Re	8 995	2 605
Pr	5,7	7,0
Nu	67	127
h ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$)	400	127
Echangeur de chaleur		
Efficacité	70 %	
NUT	2,0	
ΔT_{ml} ($^{\circ}\text{C}$)	10,3	
\dot{Q}_{max} (kW)	71,6	
U ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$)	73	
Surface d'échangeur de chaleur, A (m^2)	67	
Longueur, L (m)	193	

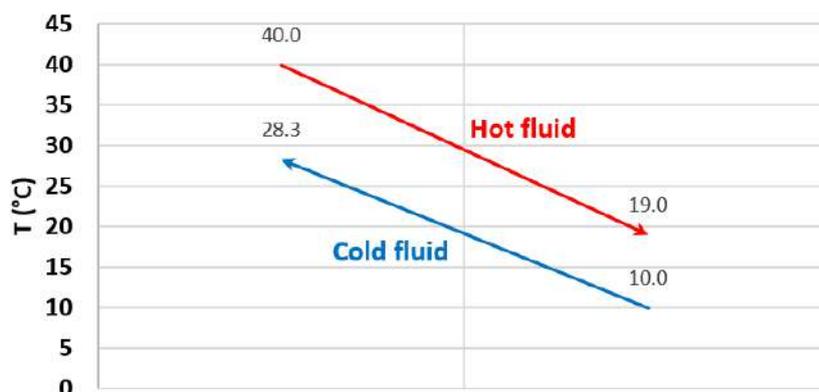


Figure 97. Profils de température dans un échangeur de chaleur double tube à contre-courant

5.15.2 Conception et prédimensionnement d'un échangeur à plaques spirales

Comparés aux échangeurs tubulaires, les échangeurs de chaleur à plaques spirales présentent les avantages de la compacité, le taux d'encrassement réduit dû au trajet incurvé d'écoulement et le passage en une seule passe limitant le dépôt de particules solides, la facilité de nettoyage et la réduction des coûts de maintenance. Les inconvénients, cependant, sont que ces échangeurs de chaleur sont plus chers et qu'ils présentent néanmoins une perte de charge non négligeable dans les conduites (Figure 98).

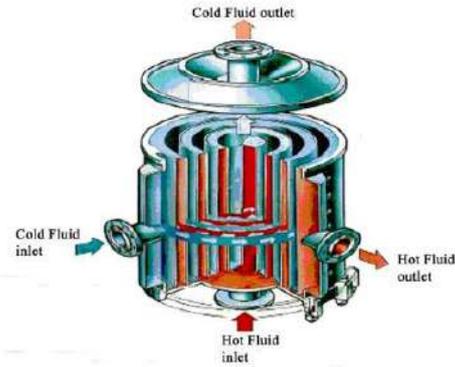


Figure 98. L'image et le schéma d'un échangeur de chaleur à plaques spirales

Le prédimensionnement d'un échangeur de chaleur à plaques spirales est présenté sur la base de l'efficacité envisagée de l'échangeur. Le Tableau 48 présente les principaux paramètres de dimensionnement et de fonctionnement d'un échangeur à plaques spirales pour une efficacité de $\varepsilon = 90\%$. Plus loin dans le Tableau 49, la comparaison entre différentes efficacités de l'échangeur allant de 25 % à 90 % sera présentée. Les paramètres optimaux de design de l'échangeur sont identifiés dans les gammes normées de l'équipement qui se trouvent dans le Tableau 47.

Dans la présente étude, les conditions de fonctionnement suivantes, conformément au scénario de référence en hiver, ont été utilisées :

- Entrée fluide chaud (digestat) : $T_{h,i} = 40\text{ °C}$, $\dot{m}_h = 0,57\text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}$
- Entrée fluide froid (matière fraîche) : $T_{c,i} = 10\text{ °C}$, $T_{c,o} = 33,6\text{ °C}$, $\dot{m}_c = 0,65\text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}$

Les principales méthodes de prédimensionnement et de détermination des performances thermiques de l'échangeur à plaques spirales sont :

$$C_{min} = \dot{m}_h c_{p,h}$$

$$C_r = C_{min}/C_{max}$$

$$\dot{Q}_{max} = C_{min}(T_{h,i} - T_{c,i}), \quad \dot{Q} = \varepsilon \dot{Q}_{max}$$

$$T_{c,o} = \dot{Q}/(\dot{m}_c c_{p,c}) + T_{c,i}, \quad T_{h,o} = T_{h,i} - \dot{Q}/(\dot{m}_h c_{p,h})$$

$$\Delta T_{ml} = \frac{(T_{h,i} - T_{c,o}) - (T_{h,o} - T_{c,i})}{\ln\left(\frac{(T_{h,i} - T_{c,o})}{(T_{h,o} - T_{c,i})}\right)}$$

$$\text{Le diamètre hydraulique : } D_{h,c} = \frac{4 \cdot d_c \cdot H}{2(d_c + H)}, \quad D_{h,h} = \frac{4 \cdot d_h \cdot H}{2(d_h + H)}$$

Premièrement, le coefficient global du transfert de chaleur est initialisé : $U = 1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{°C}^{-1}$.

La surface d'échange $A = \frac{\dot{Q}}{\Delta T_{ml} \cdot U}$ (m²), la longueur des plaques $L = A/H$ (m).

Le diamètre extérieur de l'échangeur de chaleur $D_s = [1,28L(d_c + d_h + 2r) + C^2]^{0,5}$.

Il faut noter que le design optimal de l'échangeur consiste à faire converger, autant que possible, les valeurs D_s et H .

Le nombre de Reynolds : $Re = \frac{2\dot{m}}{H \cdot \mu}$ avec \dot{m} le débit massique (kg.s⁻¹).

Le nombre de Reynolds critique dans un écoulement entre les plaques spirales : $Re_c = 20000 \left(\frac{D_h}{D_s}\right)^{0,32}$ (La condition turbulente de l'écoulement correspond à $Re \geq Re_c$).

Le nombre de Prandtl : $Pr = \mu c_p / \lambda$.

La corrélation de Nusselt pour l'échangeur de chaleur à plaques spirales :

$$Nu = 0,0465Re^{0,834}Pr^{-0,153}, 3750 < Re < 8750, 4 < Pr < 6 [71]$$

$h = Nu \cdot \lambda / D$, (W.m⁻².°C⁻¹) avec D_h le diamètre hydraulique.

$$\left(\frac{1}{U}\right) = R = \left(\frac{1}{h_h} + R''_{f,h}\right) + \left(\frac{e}{\lambda_t}\right) + \left(\frac{1}{h_c} + R''_{f,c}\right)$$

avec, U le coefficient d'échange thermique global, R la résistance thermique, R''_f les facteurs d'encrassement, h le coefficient de transfert thermique, e l'épaisseur des plaques et λ_t la conductivité thermique.

Les profils de température des fluides chaud et froid sont présentés à la Figure 99.

Tableau 47. Intervalle des paramètres de design d'un échangeur de chaleur à plaques spirales

Paramètre	Limite inférieure	Limite supérieure
Largeur de plaque, H (m)	0,1	1,8
Diamètre de noyau, C (m)	0,2	0,3
Espacement des plaques (fluide froid), d_c (m)	0,004	0,025
Espacement des plaques (fluide chaud), d_h (m)	0,004	0,025
Epaisseur de plaque, r (m)	0,003	0,008

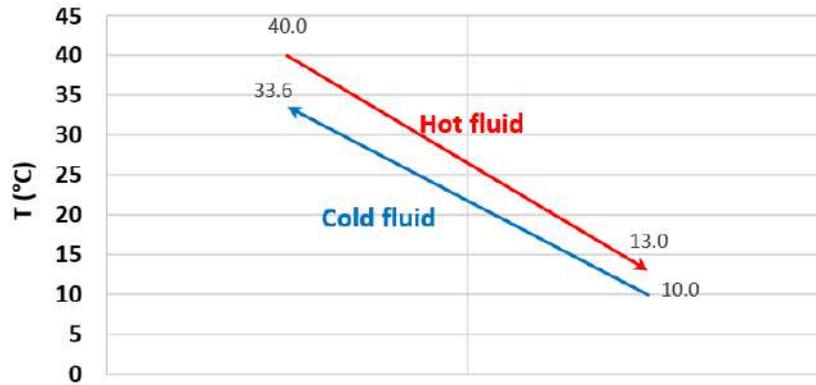


Figure 99. Profils de température des fluides chaud et froid dans un échangeur à plaques spirales

Tableau 48. Performance thermique et paramètres optimaux de design d'un échangeur de chaleur à plaques spirales pour une efficacité d'échangeur de 90 % ($\varepsilon = 90\%$)

Propriétés	Fluide chaud	Fluide froid
Débit ($\text{kg}\cdot\text{s}^{-1}$)	0,57	0,65
Température de sortie ($^{\circ}\text{C}$)	13,0	33,6
μ (Pa.s)	8,68e-4	9,65e-4
c_p ($\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$)	4,18	4,18
ρ ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$)	998	996
λ ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$)	0,601	0,609
R''_f ($\text{m}^2\cdot^{\circ}\text{C}\cdot\text{W}^{-1}$)	6,67e-5	6,67e-5
Re	3 750	3 865
Pr	6,05	6,63
Nu	33,8	34,1
h ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$)	2 566	2 629
Echangeur de chaleur		
Efficacité	90 %	
ΔT_{ml} ($^{\circ}\text{C}$)	4,53	
\dot{Q}_{max} (kW)	71,6	
U ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$)	819	
Surface d'échange, A (m^2)	17	
Longueur des plaques, L (m)	25	
Paramètres optimaux de design		
Largeur des plaques, H (m)	0,35	
Diamètre de noyau, C (m)	0,20	
Espacement des plaques (fluide froid), d_c (m)	4e-3	
Espacement des plaques (fluide chaud), d_h (m)	4e-3	
Epaisseur de plaque, r (m)	3e-3	
D_s (m)	0,69	

5.15.3 Différents designs d'échangeur de chaleur pour la valorisation de chaleur du digestat

Le Tableau 49 ainsi que la Figure 100(a) et (b) comparent la performance thermique et les principaux paramètres de fonctionnement et de design des échangeurs de récupération de la chaleur advective du digestat selon l'efficacité de l'échangeur. Les besoins thermiques du digesteur sont estimés pour tous les scénarios en supposant que la chaleur du digestat

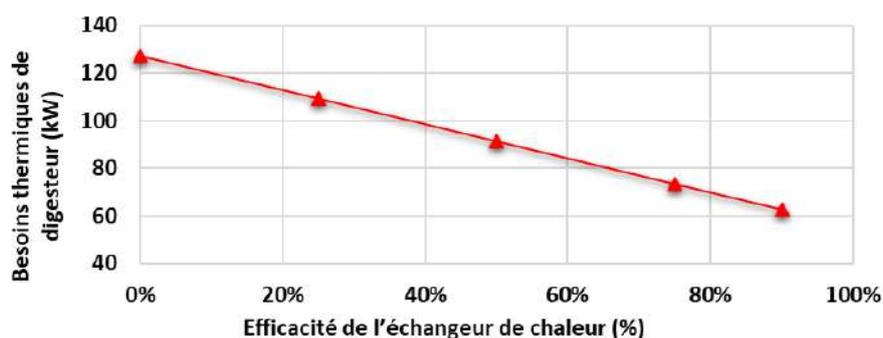
récupérée par l'échangeur de chaleur permette de préchauffer les matières fraîches entrant dans le digesteur anaérobie. Les scénarios étudiés vont de 0 % jusqu'à 90 %. Le 0 % de récupération de chaleur signifie qu'aucune récupération de chaleur à partir de l'advection du digestat n'est envisagée. De plus, deux types d'échangeurs de chaleur ont été comparés : (i) un échangeur de chaleur tubulaire (doubles tubes concentriques avec une configuration à contre-courant), (ii) un échangeur de chaleur à plaques spirales. Il convient de noter qu'en pratique, l'efficacité de l'échangeur de chaleur tubulaire ne peut pas dépasser 70 %, car pour une plus grande efficacité, la surface requise de l'échangeur de chaleur augmente démesurément, comme le montre la Figure 100(b). En revanche, l'efficacité d'un échangeur de chaleur à plaques spirales peut atteindre 90 % et même plus sans que la surface d'échange nécessaire augmente démesurément. La raison en est que le coefficient global de transfert de chaleur ($U = 850 \text{ W.m}^{-2}.\text{°C}^{-1}$) est beaucoup plus important dans le cas d'un échangeur de chaleur à plaques spirales. Comme le montrent la Figure 100(a) et le Tableau 49, l'apport de chaleur au digesteur diminue fortement en valorisant la chaleur du digestat sortant, et cette diminution est estimée de 14 % à 50 % selon l'efficacité de l'échangeur de chaleur.

Le Tableau 49 fournit également le prédimensionnement des échangeurs de chaleur pour chaque technologie. Comme expliqué précédemment, concevoir un échangeur de chaleur tubulaire avec des efficacités supérieures à 70 % n'est pas pertinent, car la longueur des doubles tubes, dans ce cas, dépasse des centaines de mètres (> 200 m). Le Tableau 49 montre que les dimensions d'un échangeur de chaleur à plaques spirales sont relativement plus petites avec le volume total de l'échangeur restant inférieur à 1 m³ même pour une efficacité de l'échangeur de chaleur de 90 %.

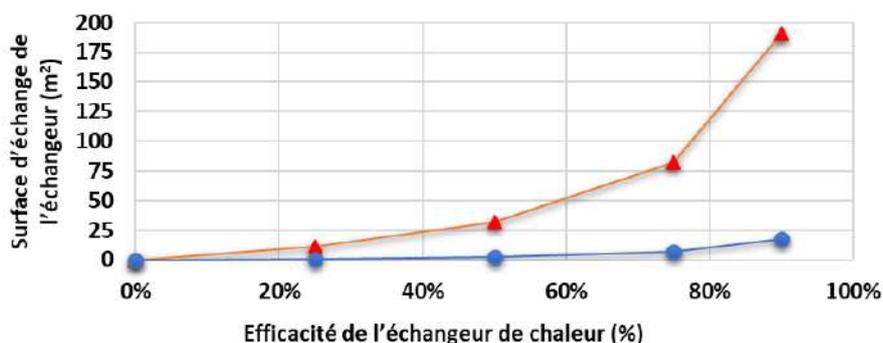
Tableau 49. Comparaison de performances thermiques et prédimensionnements des échangeurs de chaleur (double tube et plaques spirales) pour la valorisation de la chaleur du digestat selon l'efficacité d'échangeur envisagée

Efficacité de l'échangeur de chaleur (%)	0 %	25 %	50 %	75 %	90 %
Besoins thermiques du digesteur (kW)	127	109	91	74	63
Gain d'énergie (%)	-	14 %	28 %	42 %	51 %
Intrants préchauffés (°C)	10	16,5	23	30	33,6
Digestat refroidi (°C)	40	32,5	25	18	13
Tubulaire					
U (W.m⁻².°C⁻¹)	-	≈ 70	≈ 70	≈ 70	≈ 70
h (W.m⁻².°C⁻¹) fluide chaud	-	417	407	397	390
h (W.m⁻².°C⁻¹) fluide froid	-	106	117	129	135
Re (fluide chaud)	-	10 283	9 546	8 826	8 354
Re (fluide froid)	-	2 213	2 415	2 657	2 775
Nu (fluide chaud)	-	71	69	66	65
Nu (fluide froid)	-	15	17	19	20
Surface d'échange (m²)	-	12	32	82	191
Longueur de tube (m)	-	34	92	238	552
Plaques spirales					
U (W.m⁻².°C⁻¹)	-	≈ 850	≈ 850	≈ 850	≈ 850
h (W.m⁻².°C⁻¹) fluide chaud	-	3 532	3 140	2 718	2 566
h (W.m⁻².°C⁻¹) fluide froid	-	2 512	2 558	2 565	2 629

Re (fluide chaud)	-	5 587	4 761	4 008	3 750
Re (fluide froid)	-	3 750	3 750	3 750	3 865
Nu (fluide chaud)	-	48	42	36	34
Nu (fluide froid)	-	32	33	33	34
Surface d'échange (m²)	-	0,88	2,59	7,30	17,33
Largeur de plaque (m)	-	2,9e-01	3,2e-01	3,5e-01	3,5e-01
Diamètre de noyau (m)	-	2,4e-01	2,0e-01	2,0e-01	2,0e-01
Espacement des plaques (m) fluide froid	-	4,1e-03	4,0e-03	4,0e-03	4,0e-03
fluide chaud	-	4,1e-03	4,0e-03	4,0e-03	4,0e-03
Epaisseur de plaque (m)	-	3,1e-03	3,0e-03	3,0e-03	3,0e-03
Longueur de plaque (m)	-	1,5	4,1	10,5	24,7
Diamètre extérieur de l'échangeur (m)	-	2,9e-01	3,4e-01	4,8e-01	7,0e-01



(a)



(b)

Figure 100. Influence de l'efficacité de l'échangeur de chaleur pour la valorisation thermique de la chaleur advective du digestat sur : (a) les besoins thermiques du digesteur, (b) la surface d'échange de l'échangeur de chaleur (courbe rouge : l'échangeur tubulaire ; courbe bleue : l'échangeur à plaques spirales)

5.16 Valorisation de la chaleur fatale (le cas des épurateurs en injection)

La chaleur fatale peut provenir des équipements thermiques laissant derrière eux des pertes résiduelles de chaleur sous forme de chaleur fatale, telles que la chaleur perdue dans les tours de refroidissement. L'identification et la récupération de ces chaleurs fatales permettent d'améliorer le rendement énergétique global de l'unité.

Lorsqu'une valorisation du biogaz par injection dans le réseau de transport et de distribution de gaz naturel est envisagée, une étape d'épuration de gaz est nécessaire. Certains procédés d'épuration produisent également de la chaleur fatale. A titre d'exemple, dans les épurateurs PSA (Pressure Swing Adsorption), les compresseurs à haute pression peuvent être équipés de systèmes de refroidissement permettant de transmettre la chaleur produite par l'équipement à un fluide caloporteur qui la transmet, à son tour, au réseau de chaleur de l'unité.

Suivant le type d'échangeur choisi, la chaleur récupérée sur les moteurs ou compresseurs peut être transmise à un circuit d'eau liquide ou de vapeur. L'eau liquide étant incompressible, son transport est beaucoup plus simple que la vapeur. Les coûts d'investissement sont donc moindres en cas d'utilisation des circuits internes d'eau pour la récupération de la chaleur fatale. Le Tableau 50 montre des exemples de la récupération de chaleur fatale selon les technologies d'épuration pour deux sites de méthanisation en France. Le potentiel de cette récupération thermique varie selon le site, mais en moyenne, il est chiffré à environ 30 % des besoins thermiques des sites.

Tableau 50. Potentiel de récupération de chaleur fatale de l'épurateur pour différents sites de méthanisation en France

	Biovilleneuveois	Biometharn
Digesteur	Infiniment mélangé	Infiniment mélangé
Technologies d'épuration	Epuration membranaire	PSA
Débit injecté biométhane (Nm³/h)	500	153
Production d'énergie primaire (MWh PCS)	45 766	16 658
Energie valorisée : biométhane injecté (MWh PCS)	44 576	14 715
Consommation thermique du site (MWh)	2 204	1 215
Récupération chaleur fatale compresseur de l'épurateur (MWh)	781	340
Niveau de récupération par rapport à la consommation thermique (%)	35,4	28

5.17 Résumé et conclusions

Figure 101 illustre, en résumé, l'influence de divers paramètres de fonctionnement et de conception des méthaniseurs industriels en voie liquide. Ces résultats sont issus de l'ensemble des études paramétriques présentées dans la section 5 et démontrent les limites inférieures et supérieures de toute évolution ou dégradation du fonctionnement thermique des méthaniseurs, en prenant comme base le cas de référence, initialement présenté dans la section 5, ayant une autoconsommation de 7,4% de l'énergie primaire. L'influence de chaque paramètre est étudiée indépendamment, c'est-à-dire en gardant les autres paramètres constants conformément aux données fournies dans le *Tableau 32*.

Les principaux paramètres se révélant être une source d'influence importante sur le fonctionnement thermique du méthaniseur sont : le nombre et la configuration de membranes

du gazomètre, l'épaisseur de l'isolant, la température des substrats incorporés, la vitesse de ventilation de l'air dans le gazomètre, et la présence de stratégies de valorisation de la chaleur advective du digestat et de la chaleur fatale dans l'unité.

L'autoconsommation des sites diminue lorsque le volume du digesteur et par conséquent la capacité de production augmente. Comme illustré dans la section 5.2, le rapport « puissance de chauffage du digesteur / volume du digesteur » en $W.m^{-3}$ trouve son optimum à $40 W.m^{-3}$ pour les gros digesteurs à partir d'un volume de $4\,500 m^3$. Par rapport au cas de référence, la réduction de la taille des digesteurs jusqu'à par exemple $200 m^3$ augmente considérablement l'autoconsommation des méthaniseurs en voie liquide de 7% à 12,5%.

L'effet du nombre de membranes et celui des configurations multimembranes sont conjoints. Les résultats ainsi que la *Figure 101* montrent que, par rapport au cas de référence, l'autoconsommation peut aller de 7,4% à 5% avec un système triple membranes selon la configuration « CF - Isolation inférieure », c'est-à-dire un dôme composé de la bâche de protection, d'une membrane souple de stockage, et d'un bloc d'isolation radiative et convective dans la zone inférieure du gazomètre proche de la surface du digestat (*Figure 78*). L'étude menée à la section 5.6 montre que placer une barrière épaisse de 5 cm d'épaisseur (bloc isolant inférieur) près de la surface du digestat bloque considérablement les pertes de chaleur vers le gazomètre et ce choix est plus influent par rapport à l'utilisation des membranes d'isolation plus épaisses ou plus nombreuses dans la zone supérieure du gazomètre, c'est-à-dire entre la membrane souple de stockage et la bâche de protection.

L'isolation des murs et du fond est un élément fondamental pour éviter les pertes de chaleur dans un méthaniseur. Ici, le cas de référence correspond à un digesteur isolé thermiquement contre le sol et au niveau des parois latérales et du mur, et comme l'illustré à la *Figure 101*, l'absence d'isolation du digesteur fait passer l'autoconsommation de 7,4% à 10% et pourrait doubler la consommation thermique d'un méthaniseur. Par exemple, un isolant à faible conductivité thermique ($0,028 W.m^{-1}.K^{-1}$ - $0,08 W.m^{-1}.K^{-1}$) comme le polystyrène permet d'atteindre un coefficient de transmission thermique (K) de $0,2-0,3 W m^{-2} K^{-1}$ pour une épaisseur de 10 à 18 cm d'isolant. La *Figure 101* montre également que pour un digesteur bien isolé aux murs et au fond, certains paramètres comme la profondeur du digesteur dans le sol, le type et l'humidité du sol, les matériaux de construction et leur épaisseur et même le choix du dispositif de chauffage auront moins d'influence sur le fonctionnement thermique du méthaniseur.

Les stratégies de valorisation de la chaleur fatale de l'épuration et de la chaleur advective du digestat sont additives et peuvent réduire considérablement l'autoconsommation des méthaniseurs. Par rapport au cas de référence, leur application cumulée permet de réduire

l'autoconsommation des sites de 6% et, comme le souligne le *Tableau 31*, une fois ces stratégies conjuguées à d'autres efforts d'isolation et de réduction des déperditions de chaleur, les méthaniseurs peuvent se rapprocher de l'autarcie thermique ou même des unités à énergie positive. Pour la récupération de la chaleur advective du digestat ; il est recommandé d'utiliser des échangeurs à plaques spirales qui bénéficient d'une compacité, d'une efficacité d'échangeur élevée (~90%) et d'un taux d'encrassement réduit, ce qui les rend compatibles avec les effluents agricoles issus de la digestion anaérobie en la présence des particules solides en suspension.

L'air soufflé dans le dôme pour le maintien structurel de la couverture et la régulation du volume de stockage de gaz est à température ambiante et sa ventilation dans cette zone pourrait refroidir le biogaz surtout lorsque la vitesse de ventilation de l'air dans le gazomètre est élevée. La *Figure 101* illustre cet effet de refroidissement qui aurait le potentiel d'augmenter l'autoconsommation de 7,4% à 10%. Cet effet est souvent ignoré dans la littérature, mais lors que la couverture du gazomètre est souple avec soufflage d'air, son effet de refroidissement doit être pris en compte dans l'analyse thermique de méthaniseur.

Conformément au *Tableau 32*, le cas de référence admet une température de 10°C pour les substrats incorporés en hiver lors du chargement du digesteur. Comme le montre la *Figure 101*, l'influence de cette température est également significative sur la consommation thermique des digesteurs en voie liquide. Un système de stockage raisonnable tel qu'une aire de dépôt en béton, des silos de stockage ou une fosse enterrée peut aisément augmenter la température des substrats de 5 °C à 10 °C en amont du chargement dans le digesteur (Section 5.14). La *Figure 93* montre qu'une augmentation de +10°C de la température initiale des substrats permet d'obtenir un gain de -27 kW en puissance thermique pour le chauffage de digesteur (-1,5% d'autoconsommation). La quantification exacte des gains suite au stockage est incertaine sans connaître la configuration exacte des systèmes de stockage, mais en tout cas, cette étude démontre l'importance d'envisager les zones de stockage en amont du chargement afin d'atteindre un écart de +10°C à +15°C dans les substrats par rapport à la température ambiante. Dans la mesure où les matières agricoles ne sont pas stockées en amont, programmer le temps des chargements permet de réduire l'amplitude des pertes associées (-2% d'autoconsommation). Les temps de chargement optimaux se situent dans l'après-midi entre 12h et 18h (*Figure 94*).

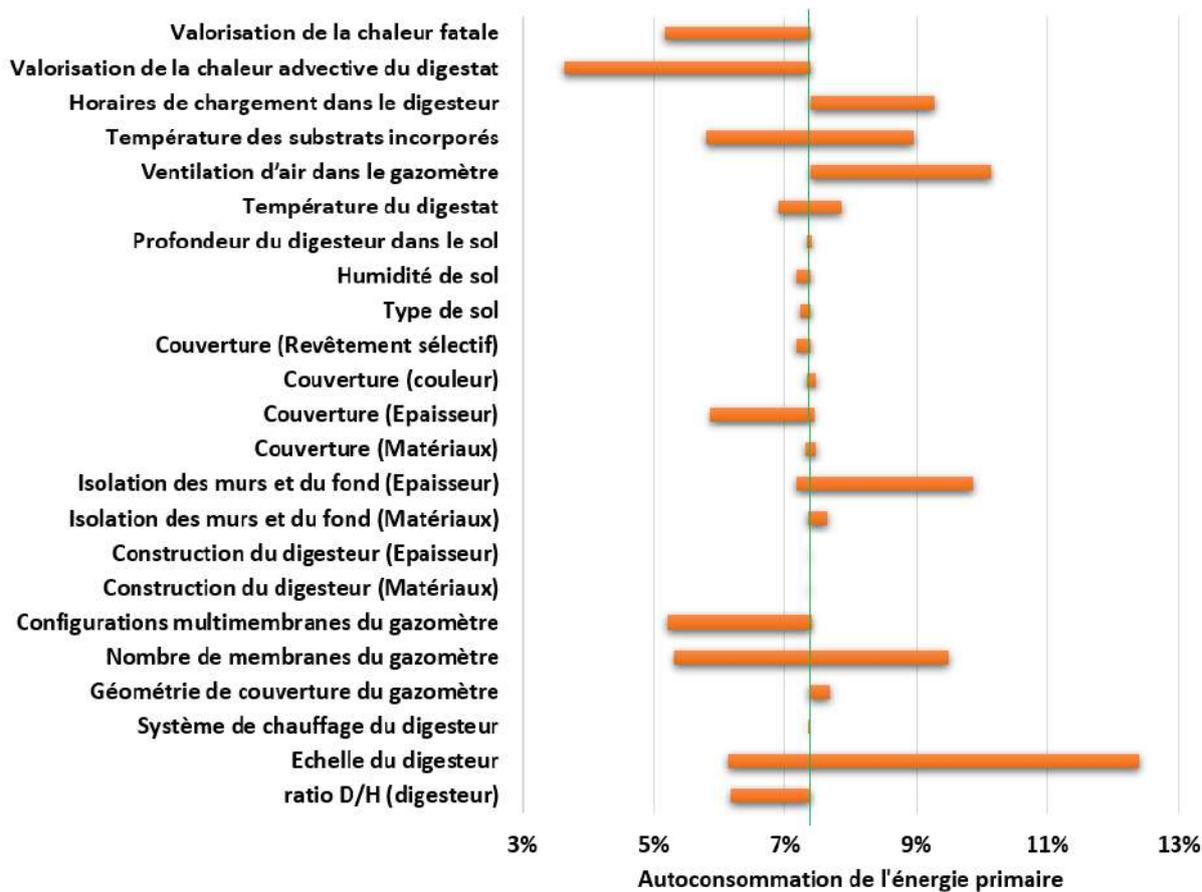


Figure 101. Influence de différents paramètres de fonctionnement et de conception sur l'autoconsommation des unités de méthanisation en voie liquide (le cas de référence correspond à une autoconsommation de 7,4%)

Références

- [1] H. M. Mahmudul, M. G. Rasul, D. Akbar, R. Narayanan and M. Mofijur, "A comprehensive review of the recent development and challenges of a solar-assisted biodigester system," *Science of the Total Environment*, vol. 753, p. 141920, 2021.
- [2] IEA, "World Energy Outlook 2018," Paris, 2018.
- [3] World Biogas Association (WBA), "Global Potential of Biogas," London, 2019.
- [4] European Biogas Association (EBA), "EBA Statistical Report 2021," Brussels, 2021.
- [5] N. Scarlat, F. Fahl, J.-F. Dallemand, F. Monforti and V. Motola, "A spatial analysis of biogas potential from manure in Europe," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 915-930, 2018.
- [6] Bionergy Europe, "Statistical Report 2021," Brussels, 2021.
- [7] F. Calise, F. L. Cappiello, L. Cimmino, M. D. d'Accadia and M. Vicidomini, "A Review of the State of the Art of Biomethane Production: Recent Advancements and Integration of Renewable Energies," *Energies 2021*, vol. 14, p. 4895, 2021.
- [8] J. B. Holm-Nielsen, T. Al Seadi and P. Oleskowicz-Popiel, "The future of anaerobic digestion and biogas utilization," *Bioresource Technology*, vol. 100, pp. 5478-5484, 2009.
- [9] "The World Bank," 2018. [Online]. Available: <https://data.worldbank.org/indicator/ag.con.fert.zs>. [Accessed June 2022].
- [10] "NationMaster," 2005. [Online]. Available: www.nationmaster.com/country-info/stats/Agriculture/Arable-land/Hectares. [Accessed June 2022].
- [11] ADEME, "La méthanisation en 10 questions," Angers, 2021.
- [12] ADEME, "Chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1er janvier 2021," Angers, 2021.
- [13] Sinoe, 2022. [En ligne]. Available: <https://www.sinoe.org/documents/consult-doc/idDoc/1289/idRubrique/213/table-docpo/desc/table-docps/date/table-docpp/1/count/10#table-doc>.
- [14] U. Brémond, A. Bertrandias, S. Jean-Philippe and N. Berner, "A vision of European biogas sector development towards 2030: Trends and challenges," *Journal of Cleaner Production*, vol. 287, p. 125065, 2021.
- [15] E. Angelonidi and S. R. Smith, "A comparison of wet and dry anaerobic digestion processes for the treatment of municipal solid waste and food waste," *Water and Environment Journal*, vol. 29, pp. 549-557, 2015.

- [16] ADEME, "Méthanisation. Feuille de route stratégique," Paris, 2017.
- [17] Trame, Aile, Solagro, ADEME, "La méthanisation à la ferme. Guide pratique : pour les projets de puissance électrique inférieure à 500 kWe," Saint-Herblain, 2011.
- [18] REN21, "Renewables 2021 Global Status Report," Paris, 2021.
- [19] A. Siciliano, M. A. Stillitano and S. De Rosa, "Biogas production from wet olive mill wastes pretreated with hydrogen peroxide in alkaline conditions," *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 903-916, 2016.
- [20] "MéthaFrance," 2021. [Online]. Available: <https://www.methafrance.fr/>. [Accessed June 2022].
- [21] IRENA, 2022. [Online]. Available: <https://www.irena.org/>. [Accessed June 2022].
- [22] MTE, «Données et études statistiques pour le changement climatique, l'énergie, l'environnement, le logement, et les transports,» 2022. [En ligne]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/>. [Accès le June 2022].
- [23] CIBE, FEDENE, SER, UNICLIMA FIEEC, ADEME, "Panorama de la chaleur renouvelable et récupération," 2021.
- [24] SER, GRDF, GRTgaz, SPEGNN, Teréga, «Panorama des gaz renouvelables en 2021,» 2022.
- [25] Y. Li, Y. Chen and J. Wu, "Enhancement of methane production in anaerobic digestion process: A review," *Applied Energy*, vol. 240, pp. 120-137, 2019.
- [26] G. Bastide, "Fiche technique méthanisation," Angers, 2015.
- [27] ADEME, "Réaliser une unité de méthanisation à la ferme," Angers, 2019.
- [28] ADEME, "Suivi technique, économique, et social de 10 installations de méthanisation. Rapport de synthèse.," Angers, 2020.
- [29] INRAe, "Analyse du cycle de vie du Biométhane issu de ressources agricoles," 2021.
- [30] R. Hreiz, N. Adouani, Y. Jannot and M. N. Pons, "Modeling and simulation of heat transfer phenomena in a semi-buried anaerobic digester," *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 119, pp. 101-116, 2017.
- [31] Cerema Ouest, "Développer l'offre de chaleur issue de la méthanisation, Barrières et leviers pour une meilleure valorisation," Nantes, 2018.
- [32] M. A. Voelklein, R. O' Shea, A. Jacob and J. D. Murphy, "Role of trace elements in single and two-stage digestion of food waste at high organic loading rates," *Energy*, vol. 121, pp. 185-192, 2017.
- [33] K. Hagos, J. Zong, D. Li, C. Liu and X. Lu, "Anaerobic co-digestion process for biogas production: Progress, challenges and perspectives," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 1485-1496, 2017.

- [34] Z. Yang, W. Wang, Y. He, R. Zhang and G. Liu, "Effect of ammonia on methane production, methanogenesis pathway, microbial community and reactor performance under mesophilic and thermophilic conditions," *Renewable Energy*, vol. 125, pp. 915-925, 2018.
- [35] B. Scaglia, G. D'Imporzano, G. Garuti, M. Negri and F. Adani, "Sanitation ability of anaerobic digestion performed at different temperature on sewage sludge," *Science of the Total Environment*, Vols. 466-467, pp. 888-897, 2014.
- [36] X. Dai, C. Hu, D. Zhang and Y. Chen, "A new method for the simultaneous enhancement of methane yield and reduction of hydrogen sulfide production in the anaerobic digestion of waste activated sludge," *Bioresource Technology*, vol. 243, pp. 914-921, 2017.
- [37] Club Biogaz ATEE, "Guide pour l'optimisation de l'efficacité énergétique des installations biogaz," Arcueil, 2012.
- [38] Ballonbau Wörner, "Ballonbau Wörner," 2022. [Online]. Available: <https://www.ballonbau.de/en/>. [Accessed June 2022].
- [39] SATTLER, "SATTLER202," 2022. [Online]. Available: <https://www.sattler.com/>. [Accessed June 2022].
- [40] BASF, "Isolation thermique d'installations de production de biogaz," Ludwigshafen, 2010.
- [41] V. Weatherford, "Verification of a Thermal Model for Affordable Solar-assisted Biogas Digesters in Cold Climates," Colorado, 2010.
- [42] L. Deng, Y. Liu and W. Wang, *Biogas Technology*, Singapore: Springer, 2020.
- [43] D. J. Bastone, J. Keller, I. Angelidaki, S. V. Kalyuzhnyi, S. G. Pavlostathis, A. Rozzi, W. T. M. Sanders, H. Siegrist and V. A. Vavilin, "The IWA Anaerobic Digestion Model No 1 (ADM1)," *Water Science & Technology*, vol. 45, no. 10, pp. 65-75, 2002.
- [44] Y. Li, Y. Chen and J. Wu, "Enhancement of methane production in anaerobic digestion process: A review," *Applied Energy*, vol. 240, pp. 120-137, 2019.
- [45] T. L. Hansen, J. E. Schmidt, I. Angelidaki, E. Marca, J. C. Jansen, H. Mosbæk and T. H. Christensen, "Method for determination of methane potentials of solid organic waste," *Water Management*, vol. 24, p. 33, 2004.
- [46] MéthaSim, "IFIP - Institut du porc," 2017. [Online]. Available: https://methasim.ifip.asso.fr. [Accessed June 2022].
- [47] S. Achinas and G. J. W. Euverink, "Theoretical analysis of biogas potential prediction from agricultural waste," *Resource-Efficient Technologies*, vol. 2, pp. 143-147, 2016.
- [48] R. Chandra, H. Takeuchi et T. Hasegawa, «Methane production from lignocellulosic agricultural crop wastes: A review in context to second generation of biofuel production,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 1462-1476, 2012.

- [49] R. A. Dar, M. Parmar, E. A. Dar, R. K. Sani and U. G. Phutela, "Biomethanation of agricultural residues: Potential, limitations and possible solutions," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, p. 110217, 2021.
- [50] I. J. Dioha, C. H. Ikeme, T. Nafi'u, N. I. Soba and Y. M.B.S., "Effect of Carbon To Nitrogen Ratio on Biogas Production," *International Research Journal of Natural Sciences*, vol. 1, no. 3, pp. 1-10, 2013.
- [51] R. Moletta, *La Méthanisation. Technique et Documentation*, 2015.
- [52] P. Weiland, "Biogas production: Current state and perspectives," *Applied Microbiology and Biotechnology*, vol. 85, no. 4, pp. 849-860, 2010.
- [53] ADEME, "Chaleur issue de la méthanisation de réelles opportunités," Angers, 2016.
- [54] D. Deublein and A. Steinhauser, *Biogas from Waste and Renewable Resources, An introduction*, Wiley-VCH, 2011.
- [55] T. L. Bergman, A. S. Lavine, F. P. Incropera and D. P. Dewitt, *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*, John Wiley & Sons, 2011.
- [56] A. K. Oppenheim, "Radiation Analysis by the Network Method," *Transactions ASME*, vol. 78, pp. 725-735, 1956.
- [57] W. M. Rohsenow and J. P. Hartnett, *Handbook of Heat Transfer*, 2nd ed., New York: McGraw-Hill, 1973.
- [58] Iowa State University, "Iowa Environmental Mesonet (IEM)," 2022. [Online]. Available: <https://mesonet.agron.iastate.edu/request/download.phtml>. [Accessed March 2022].
- [59] NASA, "Prediction of worldwide energy resources, Data acces viewer," 2022. [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>. [Accessed March 2022].
- [60] D. Hillel, *Introduction to Environmental Soil Physics*, United States: Elsevier Science, 2003.
- [61] J. E. Carson, "Soil Temperature and Weather Conditions," Argonne National Laboratories, Argonne, IL, 1961.
- [62] W. D. Sellers, *Physical Climatology*, Chicago, IL: University of Chicago Press, 1965.
- [63] A. Duffie, J. A. Beckman and W. N. Blair, *Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind*, 5th ed., Hoboken, New Jersey: Wiley, 2020.
- [64] INERIS, "Règles de sécurité des installations de méthanisation agricole," Verneuil-en-Halatte, 2008.
- [65] M. Čekon, K. Struhala and D. Kopkáně, "Preparation and Characterization of a Selective Polymer-Based Solar Absorber for Building Integration," *Applied Sciences*, vol. 10, no. 21, p. 7861, 2020.

- [66] SOLKOTE Solar Energy Corporation, "Solokote Technical Specifications," 2022. [Online]. Available: <https://www.solec.org/solkote/solkote-technical-specifications>.
- [67] T. Nikiforova, M. Savytskyi, K. Limam, W. Bosschaerts and R. Belarbi, "Methods and results of experimental researches of thermal conductivity of soils," *Energy Procedia*, vol. 42, pp. 775-783, 2013.
- [68] T. Al Seadi, D. Rutz, H. Prassl, M. Köttner, T. Finsterwalder, S. Volk and R. Janssen, *Biogas Handbook*, Denmark: University of Southern Denmark Esbjerg, 2008.
- [69] S. Onen Cinar, A. Nsair, N. Wiecek and K. Kuchta, "Long-Term Assessment of Temperature Management in an Industrial Scale Biogas Plant," *Sustainability*, vol. 14, no. 2, 2022.
- [70] FactoryFuture, 2022. [Online]. Available: www.factoryfuture.fr.
- [71] R. RAJAVEL and K. SARAVANAN, "Heat transfer studies on spiral plate heat exchanger," *Thermal Science*, vol. 12, no. 3, pp. 85-90, 2008.
- [72] TNO Biobased and Circular Technologies, 2022. [Online]. [Accessed June 2022].
- [73] H. Lindorfer, R. Braun and R. Kirchayr, "Self-heating of anaerobic digesters using energy crops," *Water Science and Technology*, vol. 53(8), pp. 159-166, 2006.
- [74] B. Wu and B. E. L. , "Development of 3-d anaerobic digester heat transfer model for cold weather applications," *Transactions of the ASABE E*, vol. 49, no. 3, pp. 749-757, 2006.
- [75] V. Weatherford and Z. Zhai, "Affordable solar-assisted biogas digesters for cold climates: Experiment, model, verification and analysis," *Applied Energy*, vol. 146, pp. 209-216, 2015.
- [76] G. N. Walton, "Thermal Analysis Research Program Reference Manual," National Bureau of Standards, United States, 1983.
- [77] S. Vilms Pedersen, J. Martí-Herrero, A. K. Singh, S. G. Sommer and S. D. Hafner, "Management and design of biogas digesters: A non-calibrated heat transfer model," *Bioresource Technology*, vol. 296, p. 122264, 2020.
- [78] E. U. Schlünder, *Heat Exchanger Design Handbook*, New York: Hemisphere Publishing, 1983.
- [79] P. Rynkowski, "Heat loss analysis in the semi-buried anaerobic digester in Northeast Poland," in *E3S Web of Conferences*, 2018.
- [80] D. Robb, "PyPI," 2020. [Online]. Available: <https://pypi.org/project/freshwater/>. [Accessed 2021].
- [81] T. J. Rennie, R. J. Gordon, W. N. Smith and A. C. VanderZaag, "Liquid manure storage temperature is affected by storage design and management practices - A modelling assessment," *Agriculture, Ecosystems and Environment*, vol. 260, p. 47-57, 2018.
- [82] T. Perrigault, V. Weatherford, J. Martí-Herrero and D. Poggio, "Towards thermal design optimization of tubular digesters in cold climates: A heat transfer model," *Bioresource Technology*, vol. 124, pp. 259-268, 2012.

- [83] T. M. McClellan and P. C. O., "Investigation of outside heat balance models for use in a heat balance cooling load calculation procedure," in *ASHRAE Transactions*, 1997.
- [84] W. H. McAdams, *Heat Transmission*, 3th ed., New York: McGraw Hill, 1954.
- [85] Y. Liu, Y. Che, T. Li, D. Wang and D. Wang, "Investigation on the heat loss characteristic of underground household biogas digester using dynamic simulations and experiments," *Biosystems Engineering*, vol. 163, pp. 116-133, 2017.
- [86] V. V. N. Kishore, "A heat-transfer analysis of fixed-dome biogas plants," *Biological Wastes*, vol. 30(3), pp. 199-215, 1989.
- [87] F. P. Incropera, *Fundamentals of heat and mass transfer*, 7th ed., Jefferson City: John Wiley, 2011.
- [88] M. Gerardi, *The Microbiology of Anaerobic Digesters*, 2003: John Wiley & Sons, Hoboken.
- [89] K. G. Gebremedhin, B. Wu, C. Gooch, P. Wright and S. Inglis, "Heat transfer model for plug-flow anaerobic digesters," *American Society of Agricultural Engineers*, vol. 48(2), pp. 777-785, 2005.
- [90] M. Fuentes, "A simplified thermal model for flat plate photovoltaic arrays," Albuquerque, NM, 1987.
- [91] H. Figsativa, B. Zennaro, C. Charnier, C. Richard, G. Accarion and F. Béline, "Comprehensive determination of input state variables dataset required for anaerobic digestion modelling (ADM1) based on characterisation of organic substrates," *Data in brief*, vol. 29, p. 105212, 2020.
- [92] EN-ISO-13370, *Thermal performance of buildings — Heat transfer via the ground — Calculation methods*, 2001.
- [93] H. M. El-Mashad, W. K. P. van Loon, G. Zeeman, G. P. A. Bot and G. Lettinga, "Design of a solar thermophilic anaerobic reactor for small farms," *Biosystems Engineering*, pp. 345-353, 2004.
- [94] S. W. Churchill and H. H. S. Chu, "Correlating equations for laminar and turbulent free convection from a vertical plate," *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 18, pp. 1323-1329, 1975.
- [95] S. W. Churchill and M. Bernstein, "A correlation equation for forced convection from gases and liquids to a circular cylinder in crossflow," *Journal of Heat Transfer*, vol. 99, pp. 300-306, 1977.
- [96] F. Calise, F. L. Cappiello, M. D. D'Accadia, A. Infante and M. Vicidomini, "Modeling of the anaerobic digestion of organic wastes: Integration of heat transfer and biochemical aspects," *Energies*, vol. 13(11), p. 2702, 2020.
- [97] I. H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin and V. Lemort, "<http://www.coolprop.org/>," 2010. [Online]. Available: <http://www.coolprop.org/>. [Accessed 2021].

- [98] P. Axaopoulos, P. Panagakis, A. Tsavdaris and D. Georgakakis, "Simulation and experimental performance of a solar-heated anaerobic digester," *Solar Energy*, vol. 70 (2), pp. 155-164, 2001.
- [99] J. A. Alburquerque, C. De la Fuente, M. Campoy, L. Carrasco, I. Nájera, C. Baixauli, F. Caravaca, A. Roldán, J. Cegarra and M. P. Bernal, "Agricultural use of digestate for horticultural crop production and improvement," *European Journal of Agronomy*, vol. 43, pp. 119-128, 2012.
- [100] S. Aigarni and D. Nutter, "Survey of sky effective temperature models applicable to building envelope radiant heat transfer," in *ASHRAE Conference-Papers*, 2015.
- [101] The SciPy community, "SciPy documentation," 2008. [Online]. Available: <https://docs.scipy.org/doc/scipy/>. [Accessed 2021].
- [102] Préfet de la région Occitanie, "Délégation régionale de l'alimentation, de l'agriculture et de la forêt de la région Occitanie," 2016. [Online]. Available: <https://draaf.occitanie.agriculture.gouv.fr/Les-tarifs-d-achat>. [Accessed March 2022].