

Université Libre de Bruxelles  
Institut de Gestion de l'Environnement et d'Aménagement du Territoire  
Faculté des Sciences  
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement

**Les perspectives technico-économiques, énergétiques  
et environnementales de la valorisation du CO<sub>2</sub>  
contenu dans le biogaz : le cas du Power-to-Gas**

Mémoire de Fin d'Etude présenté par  
PAQUE, Sébastien  
En vue de l'obtention du grade académique de  
Master en Sciences et Gestion de l'Environnement  
Finalité Gestion de l'Environnement M-ENVIG

Année Académique: 2018-2019

Directeur : Prof. Michel HUART



# Résumé

---

Une transition réussie vers une gestion de l'énergie plus propre et plus durable en 2050 nécessite la mise en œuvre de sources d'énergies renouvelables à grande échelle afin de réduire nos émissions de carbone et de créer un système énergétique durable pour l'avenir. Le stockage des énergies intermittentes et variables telles que l'éolien ou le solaire est l'un des défis liés à la production d'électricité basée sur des sources d'énergie renouvelable. A ce sujet, la technique Power-to-Gas (PtG) apparaît comme une option prometteuse pour le stockage d'énergie à long terme et en conséquence pour le devenir de notre système énergétique. Lors du processus, le surplus d'électricité renouvelable peut être converti en hydrogène par électrolyse puis en méthane de synthèse par méthanation ultérieure.

Le présent travail étudie la pertinence de la valorisation du CO<sub>2</sub> présent en grande quantité dans le biogaz (45%) au moyen de l'injection d'hydrogène moléculaire provenant d'énergies renouvelables pour la réaction de méthanation. Il apparaît que cette technique permet de se défaire des technologies actuelles de valorisation du biogaz à forte intensité énergétique et coûteuses tout en permettant de presque doubler le rendement des unités de biométhanation. Par la suite, une analyse économique, technique, énergétique des différents procédés de méthanation permet de mettre en avant la méthanation biologique comme la plus adaptée pour la valorisation du CO<sub>2</sub> du biogaz. Elle présente les avantages suivants : des températures réactionnelles plus modérées que le procédé catalytique, une résistance plus accrue à la contamination par des microorganismes ou des gaz tels que H<sub>2</sub>S ou O<sub>2</sub> et une flexibilité indispensable pour les opérations intermittentes et les variations de charges caractérisant les énergies renouvelables.

Le cas d'étude portant sur le projet français *HYCABIOME* coordonné par Solagro, confirme les propos avancés par la littérature scientifique et amène, en prime, de meilleures performances en convertissant la quasi intégralité de l'H<sub>2</sub> et du CO<sub>2</sub> issu du biogaz en biométhane. L'étude pilote démontre ainsi que l'exploitation à long terme d'un bioréacteur externe à lit fluidisé pour la méthanation biologique du biogaz (produit sur site) est une option tout à fait envisageable pour la valorisation du biogaz intégrée à une chaîne PtG.

**Mots-clés:** Power-to-Gas – Energies renouvelables – Intermittence – Stockage – Biogaz – CO<sub>2</sub> – Méthanation – Réacteur biologique

# Remerciements

---

Au terme de ce travail, j'adresse mes remerciements à toutes les personnes qui ont pu m'aider dans la réalisation de ce mémoire de fin d'étude.

Je tiens, en premier lieu, à remercier mon promoteur et professeur Monsieur Michel HUART d'avoir suscité mon intérêt sur un sujet d'étude actuel et passionnant. Merci à lui pour la relecture de mon travail ainsi que pour ses informations et conseils judicieux.

Je remercie également Madame Sylvaine BERGER, chef de projet chez Solagro, et Monsieur Gaël CARAYON, chargé de mission chez Solagro, pour leur disponibilité, leurs réponses à mes questions et les précieuses informations fournies.

Je ne peux terminer ces remerciements sans y associer mes parents pour leur précieuse aide de relecture et leurs bons conseils. Je voudrais leur exprimer toute ma gratitude de m'avoir permis d'effectuer mes études universitaires et surtout de m'avoir soutenu tout au long de celles-ci.

Enfin, j'adresse mes remerciements à mon frère, mes sœurs, mes amis qui m'ont épaulé et tous ceux que je n'aurai pas cités et qui ont permis la réalisation de ce travail.

## II

Les perspectives technico-économiques, énergétiques et environnementales de la valorisation du CO<sub>2</sub>  
contenu dans le biogaz : le cas du Power-to-Gas.

MFE présenté Sébastien Paque, année académique 2018-2019, IGEAT, ULB

# Table des matières

---

Résumé.....	I
Remerciements.....	II
Table des matières.....	III
Liste des figures.....	VII
Liste des tableaux.....	IX
Liste des abréviations, sigles et acronymes.....	X
Liste des unités.....	XI
Introduction.....	1
1 Contexte .....	1
2 Problématique.....	2
3 Motivations personnelles.....	2
4 Objectif général et méthodologie .....	2
5 Structure du travail .....	3
PARTIE 1: Les énergies renouvelables incitant au besoin de stockage: le cas du PtG.....	5
1 Electricité .....	5
1.1 Production électrique.....	5
1.2 Production d'électricité d'origine renouvelable .....	5
2 Stockage de l'électricité .....	7
2.1 Besoin de stockage de l'électricité .....	7
2.2 Stockage de l'énergie d'origine renouvelable .....	8
2.3 Perspectives d'évolution.....	8
3 Power-to-Gas.....	9
3.1 Principe et généralités.....	9
3.2 Propriétés de l'hydrogène et ses principales méthodes de production .....	10
3.3 Electrolyse : principes généraux et technologies.....	12

## III

Les perspectives technico-économiques, énergétiques et environnementales de la valorisation du CO<sub>2</sub>  
contenu dans le biogaz : le cas du Power-to-Gas.

MFE présenté Sébastien Paque, année académique 2018-2019, IGEAT, ULB

3.4	Utilisation de l'hydrogène .....	13
3.4.1	Utilisation directe de l'hydrogène .....	13
3.4.2	Injection de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel.....	13
3.4.3	Réaction de méthanation .....	15
PARTIE 2 : Captage du carbone et intérêt porté au biogaz.....		17
1	Captage du CO <sub>2</sub> en vue de sa valorisation .....	17
2	Sources de carbone et intérêt porté au biogaz .....	17
3	Le biogaz.....	19
3.1	Production de biogaz .....	19
3.2	Composition du biogaz.....	19
3.3	Valorisation du biogaz.....	20
3.4	Traitement et épuration du biogaz .....	21
3.5	Caractéristiques technico-économiques des techniques d'épuration.....	21
PARTIE 3 : Valorisation du CO <sub>2</sub> contenu dans le biogaz pour la réaction de méthanation.....		24
1	Valorisation du CO <sub>2</sub> du biogaz par méthanation .....	24
2	Techniques de méthanation.....	25
2.1	Méthanation par voie catalytique .....	25
2.2	Méthanation par voie biologique.....	26
2.3	Contraintes de la méthanation in-situ .....	27
3	Comparaison des différents procédés.....	28
3.1	Paramètres économiques .....	29
3.2	Paramètres techniques .....	31
3.2.1	Volume du réacteur .....	31
3.2.2	Tolérance aux impuretés .....	32
3.2.3	Flexibilité du processus.....	33
3.3	Efficacité énergétiques .....	34

#### IV

Les perspectives technico-économiques, énergétiques et environnementales de la valorisation du CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz : le cas du Power-to-Gas.

MFE présenté Sébastien Paque, année académique 2018-2019, IGEAT, ULB

3.3.1	Rendement énergétique .....	34
3.3.2	Utilisation de la chaleur perdue.....	35
3.3.3	Mécanisme d'agitation .....	36
3.4	Discussion.....	37
4	Perspectives d'une chaîne PtG intégrant la valorisation du CO <sub>2</sub> contenu dans le biogaz	38
4.1	Perspectives environnementales .....	38
4.1.1	Réduction des émissions de CO <sub>2</sub> .....	38
4.1.2	Bilan carbone.....	38
4.1.3	Production locale.....	39
4.2	Pollution.....	39
4.3	Perspectives technico-économiques .....	40
4.3.1	Efficacité technico-économique.....	40
4.3.2	Viabilité économique .....	41
4.4	Perspectives énergétiques .....	43
4.4.1	Biogaz induit par la demande.....	43
5	Un système Power-to-Gas optimal.....	45
PARTIE 4 : Etude de cas – Projet Hycabiome.....		46
1	Introduction .....	46
2	Méthodologie .....	46
3	Objectif.....	47
4	Contexte .....	47
5	Intégration des scénarios au projet .....	48
5.1	Scénario 1: Fonctionnement intermittent (scénario 2018 +)	
5.2	Scénario 2: Fonctionnement quotidien et flexibilité (scénario 2030 +) .....	49
6	Méthanation biologique.....	49
6.1	Choix du procédé.....	49
6.2	Conception du réacteur de méthanation biologique .....	50

6.2.1	Contexte .....	50
6.2.2	Description du réacteur de méthanation biologique.....	51
6.3	Résultats obtenus .....	52
7	Modélisation économique .....	52
7.1	Prix d'achat du biométhane .....	52
7.2	Scénario 1 : fonctionnement intermittent .....	53
7.3	Scénario 2 : fonctionnement quotidien et flexibilité .....	53
7.4	Discussion.....	55
8	Analyse environnementale .....	56
8.1	Réduction des GES.....	56
8.2	Production locale .....	56
8.3	Consommation d'eau pour l'électrolyse.....	57
9	Conclusions .....	57
9.1	Comparaison avec la littérature .....	57
9.2	Perspectives de l'étude de cas .....	59
	Bibliographie.....	64
1	Littérature .....	64
2	Entretiens.....	75
	Annexes.....	76



# Liste des figures

---

Figure 1 : Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité mondiale en 2016. Source : IEA (2018 <sub>b</sub> ). _____	5
Figure 2 : Evolution mondiale du mix électrique (TWh / an) et du développement de la capacité des énergies renouvelables (GW). Source : IRENA (2018). _____	6
Figure 3 : Capacité de stockage électrique stationnaire installée. Source : IEA (2018 <sub>c</sub> ). _____	7
Figure 4 : Principe et application du Power-to-Gas. Source CRE (2018 <sub>b</sub> ). _____	10
Figure 5 : Densité d'énergie massique pour différents vecteurs d'énergie. Source : Goudor (2008). _	11
Figure 6 : Réaction d'électrolyse de l'eau. Source : Larousse (s.d.) _____	12
Figure 7 : Réseaux de gaz européens. Source : Eurogas (2017). _____	14
Figure 8 : Limites d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz de plusieurs pays européens. Source : E&E Consultant, Hespul et Solagro (2014). _____	14
Figure 9: Processus de méthanation selon le procédé Lurgi. Source : KOPYSCINSKI (2010) _____	16
Figure 10 : Comparaison des systèmes de stockage d'énergie en termes de temps de décharge et de capacité de stockage. Source : Ducamp (2018). _____	16
Figure 11 : Coûts d'investissement des différentes techniques d'épuration du biogaz en fonction de leur production. Source : Vo et al (2018). _____	23
Figure 12 : Ajout d'H <sub>2</sub> et de CO <sub>2</sub> provenant de la valorisation du biogaz dans un réacteur de méthanation. Source : Persson et al. (2014). _____	24
Figure 13 : Ajout d'H <sub>2</sub> et de biogaz brut dans un réacteur de méthanation. Source : Persson et al. (2014). _____	25
Figure 14 : Ajout d'H <sub>2</sub> dans un digesteur pour la réaction de méthanation. Source : Persson et al. (2014). _____	25
Figure 15 : Procédé de la méthanation biologique in-situ. Source : Götz et al. (2016). _____	27
Figure 16 : Procédé de la méthanation biologique ex-situ. Source : Götz et al. (2016). _____	27
Figure 17 : CAPEX et OPEX d'une installation de méthanation biologique. Source : Krassowski (2012). _____	30
Figure 18: Comparaison du coût d'investissement de la méthanation catalytique et biologique. Source : Götz et al. (2014). _____	31
Figure 19: Production de biogaz (%) en fonction du temps (h) et en suivant de près les prix de l'électricité sur le marché. Source : Szarka et al. (2013). _____	43
Figure 20 : Cogénération et méthanation biologique intégrées à un système de Power-to-Gas. Source : Ahern et al. (2015). _____	44

## VII

Les perspectives technico-économiques, énergétiques et environnementales de la valorisation du CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz : le cas du Power-to-Gas.

MFE présenté Sébastien Paque, année académique 2018-2019, IGEAT, ULB

<i>Figure 21 : Fonctionnement intermittent de l'installation. Source : Solagro (2019).</i>	48
<i>Figure 22 : Fonctionnement quotidien de l'électrolyseur (12 à 24h/jour) avec flexibilité. Source : Solagro (2019).</i>	49
<i>Figure 23 : Réacteur de méthanation biologique à lit fluidisé du projet HYCABIOME. Source : Solagro (2019).</i>	51
<i>Figure 24 : Tarifs d'achat (€ / MWh) en fonction du type de déchets et de la capacité de production en biométhane. Source : GRDF (2018).</i>	53
<i>Figure 25 : Coût de revient du méthane en fonction de la durée de fonctionnement de l'électrolyseur pour des intrants agricoles. Source : Solagro (2019).</i>	54
<i>Figure 26 : Coût de revient du méthane en fonction de la durée de fonctionnement de l'électrolyseur pour des intrants de station d'épuration. Source : Solagro (2019).</i>	54
<i>Figure 27 : Simulation de l'unité Power-to-Gas avec couplage méthanisation-méthanation. Source : Solagro (2019).</i>	60
<i>Figure 28 : Evolution de la consommation mondiale d'énergie en Mtep entre 1971 et 2016. Source : IEA (2018<sub>a</sub>).</i>	76
<i>Figure 29 : Rendements énergétiques de la production de méthane dans une chaîne Power-to-Gas. Source : Dumergues, Favier et Alvaro Claver (2014).</i>	78
<i>Figure 30 : Chaîne Power-to-Gas du scénario 2 du projet HYCABIOME analysant les synergies. Source : Solagro (2019).</i>	79

## VIII

Les perspectives technico-économiques, énergétiques et environnementales de la valorisation du CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz : le cas du Power-to-Gas.

MFE présenté Sébastien Paque, année académique 2018-2019, IGEAT, ULB

# Liste des tableaux

---

<i>Tableau 1 : Débits volumétriques et puissance requise pour l'électrolyse de différentes sources de dioxyde de carbone. Source : tableau personnel sur base des données de Götz et al. (2016)</i>	18
<i>Tableau 2 : Composition du biogaz (% v/v). Source : tableau personnel sur base des données de Zdanevich et al. (2009) et d'IEA (2014).</i>	20
<i>Tableau 3 : Propriétés et caractéristiques technico-économiques des techniques d'épuration. Source : tableau personnel sur base des données de Bauer et al. (2013), de Thrän et al. (2014), Toledo-Cervantes et al. (2017) et Angelidaki et al. (2018).</i>	22
<i>Tableau 4 : Paramètres économiques de la méthanation catalytique. Source : tableau personnel sur base de données des références ci-après.</i>	29
<i>Tableau 5 : Comparaison des paramètres techniques de méthanation catalytique et biologique ex-situ. Source : tableau personnel sur base de données des références ci-après.</i>	34
<i>Tableau 6 : Comparaison des paramètres énergétiques de méthanation catalytique et biologique ex-situ. Source : tableau personnel sur base de données des références ci-après.</i>	36
<i>Tableau 7 : Evolution du taux de rendement interne en fonction de la charge de travail de l'électrolyseur et du débit de méthane du réacteur de méthanation. Source : Solagro (2019).</i>	55
<i>Tableau 8 : Comparaison des paramètres techniques, énergétiques, environnementaux et économiques de la littérature scientifique et de l'étude HYCABIOME. Source : Tableau personnel.</i>	57

# Liste des abréviations, sigles et acronymes

---

ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
CAES	Compressed air energy storage – Stockage d'énergie par air comprimé
CAPEX	Capital expenditure – Dépense en capital
CH <sub>4</sub>	Méthane
CO	Monoxyde de carbone
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
CRE	Commission de régulation de l'énergie
GES	Gaz à effet de serre
GHSV	Gas hourly space velocity – Vitesse spatiale horaire du gaz
H <sub>2</sub>	Dihydrogène
H <sub>2</sub> O	Monoxyde de dihydrogène, eau
H <sub>2</sub> S	Sulfure d'hydrogène
HT	Hors TVA
IEA	International Energy Agency – Agence international de l'énergie
IRENA	International Renewable Energy Agency – Agence internationale des énergies renouvelables
N <sub>2</sub>	Diazote
NA	Non applicable
O <sub>2</sub>	Dioxygène
OCDE	Organisation de coopération et de développement économique
OPEX	Operational expenditure – Dépense opérationnelle
PEM	Proton exchange membrane – Membrane échangeuse de protons
pH	Potentiel hydrogène
PSA	Pressure swing adsorption – Adsorption par variation de pression
PtG	Power-to-Gas
SNG	Synthetic natural gas – Gaz naturel synthétique
SOEC	Solid oxide electrolyser cell – Electrolyseur à haute température
TFC	Total final consumption – Consommation finale totale
UE28	Union européenne des vingt-huit
UIG	Union international du gaz

# Liste des unités

---

°C	Degré
€	Euro
%	Pour cent
% v/v	Pour cent volume par volume
g	Gramme
Gt	Giga tonne
GW	Gigawatt
h	Heure
h <sup>-1</sup>	Par heure
kg	Kilogramme
kJ	Kilojoule
kt	Kilotonne
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-heure
l	Litre
m <sup>3</sup>	Mètre cube
MJ	Mégajoule
Mol	Mole
Mtep	Million de tonnes équivalent pétrole
MW	Mégawatt
Nm <sup>3</sup>	Normo mètre cube
ppb	Partie par milliard
ppm	Partie par million
t	Tonne
TWh	Térawatt-heure

# Introduction

---

## 1 Contexte

Face aux défis environnementaux et à une demande croissante en énergies, une approche faisant appel à des solutions plus soutenables favorisant une économie moins consommatrice en énergie et plus respectueuse de l'environnement est nécessaire. Les objectifs européens visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 80% en 2050 par rapport à 1990 impliquent une production d'électricité durable reposant en grande partie sur l'utilisation des sources d'énergies renouvelables à grande échelle.

Ces sources d'énergies renouvelables telles que l'éolien ou le solaire se distinguent des combustibles conventionnels (pétrole, gaz naturel, charbon) par leurs faibles émissions de carbone au cours de leur cycle de vie. Cependant, les énergies éolienne et solaire se distinguent également des énergies fossiles par leur nature fluctuante et intermittente dues aux conditions météorologiques, ce qui introduit de nombreux défis concernant leur mise en œuvre. En effet, actuellement, notre système énergétique existant est incapable de fonctionner totalement avec des sources d'énergie fluctuantes. Le passage vers un système neutre en carbone amène un besoin d'équilibre pour assurer la stabilité du réseau électrique. Il s'avère donc nécessaire de stocker l'électricité excédentaire produite dans le but de pouvoir l'utiliser lors d'une forte demande ou bien sous une autre forme.

Plusieurs solutions existent déjà pour fournir la flexibilité requise. Cependant, même si certaines offrent une capacité de stockage relativement importante, les coûts ainsi que les durées de vie malgré tout limitées ne permettent pas d'envisager leur utilisation sur une grande échelle (Boudellal, 2016).

Outre un stockage direct de l'électricité, une autre approche consisterait à la convertir en une autre forme d'énergie plus facilement stockable. C'est ici qu'intervient la technologie Power-to-Gas ou PtG qui contribuerait à résoudre ce problème.

## **2 Problématique**

Transformer l'électricité en une autre source d'énergie stockable est une réponse à la variabilité de la production et à la mise en phase avec la demande électrique.

Le Power-to-Gas consiste à transformer l'électricité excédentaire d'une production électrique variable tels que l'éolien ou le solaire en un gaz de synthèse stockable. Ce procédé permet d'obtenir dans un premier temps de l'hydrogène qui sera ensuite combiné avec du CO<sub>2</sub> afin de produire du méthane de synthèse injectable dans le réseau de distribution de gaz naturel existant.

Plusieurs sources de CO<sub>2</sub> peuvent être considérées dont principalement celles provenant des industries et des centrales électriques. Cependant, celles-ci proviennent majoritairement des ressources fossiles.

Le biogaz issu de la méthanisation de la biomasse offre l'opportunité de mettre à disposition le CO<sub>2</sub> qu'il contient. Sa transformation en méthane de synthèse permettrait ainsi d'accroître le pouvoir calorifique du biogaz tout en valorisant le CO<sub>2</sub> présent.

## **3 Motivations personnelles**

Cette problématique a éveillé mon intérêt d'en analyser la faisabilité dans le cadre d'un Mémoire de Fin d'Etude. Le caractère innovant et encore méconnue de l'utilisation du biogaz dans un processus de méthanation constitue de nouvelles perspectives attrayantes pour la filière Power-to-Gas qui m'ont semblé intéressantes d'étudier.

## **4 Objectif général et méthodologie**

Ce travail vise à identifier la pertinence et la faisabilité de la valorisation du CO<sub>2</sub> issu du biogaz dans le concept du Power-to-Gas en réalisant une analyse, technique, économique, énergétique et environnementale d'un procédé de méthanation pouvant inclure le CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz.

Pour ce faire, il apparaît essentiel, dans un premier temps, de connaître le concept du Power-to-Gas à travers son contexte. Le choix s'est porté sur l'étude de l'évolution de la consommation d'énergie par le biais de la production d'électricité et sa part croissante en énergies renouvelables appelant à un besoin de stockage. C'est dans ce contexte qu'il apparaît

également évident de réaliser un tour de la littérature scientifique afin de mettre en lumière la réaction d'électrolyse ainsi que la réaction de méthanation ultérieure pour comprendre les principaux composants d'une chaîne Power-to-Gas.

Dans un second temps, il s'agit d'approfondir la problématique en examinant le potentiel du biogaz pour sa valorisation à travers la réaction de méthanation. Il apparaît essentiel d'étudier cette réaction en détail à travers les différentes méthodes existantes selon leurs aspects économiques, techniques et énergétiques. Par la suite, une comparaison et une discussion semblent évidentes afin de mettre en lumière la technique la mieux adaptée dans le cas de la valorisation du CO<sub>2</sub> issu du biogaz. Pour se faire et en prenant en compte le caractère juvénile de certaines méthodes de méthanation adaptées à cette valorisation, il est judicieux de compléter la littérature scientifique par des entretiens avec divers acteurs travaillant dans ce domaine.

Pour terminer, ce concept relativement moderne et prometteur mérite un approfondissement dans ce travail. Cette chaîne Power-to-Gas est-elle pertinente et surtout viable ? Apporte-t-elle de réels avantages environnementaux tout en garantissant une évolution nécessaire de la structure énergétique ? Sur base de ces questions de recherche, un cas d'étude sur l'utilisation du CO<sub>2</sub> issu du biogaz pour la réaction de méthanation semble judicieux pour apporter des réponses fiables. Après une première phase d'exploration de plusieurs cas et quelques imprévus et obstacles liés à des retards de projets, il a été décidé d'étudier le projet français *HYCABIOME* mené par le bureau d'étude Solagro pour le compte de l'ADEME.

## **5 Structure du travail**

Ce travail est organisé en 4 parties :

- Une première partie introductive traitera de la part croissante des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial induisant inévitablement un besoin de stockage à grande échelle afin d'assurer la stabilité du réseau électrique. Cette partie permettra de comprendre la technologie Power-to-Gas qui pourrait contribuer à résoudre ce problème.
- Une seconde partie sera consacrée au captage du carbone et à l'intérêt porté au biogaz pour valoriser le CO<sub>2</sub> à travers la réaction de méthanation.



- Une troisième partie décrira les différents processus de méthanation permettant de valoriser le CO<sub>2</sub> issu du biogaz. Une comparaison économique, technique et énergétique sera réalisée. Par la suite, les perspectives intégrant la valorisation du CO<sub>2</sub> à travers une chaîne Power-to-Gas seront étudiées.
- Enfin, une quatrième et dernière partie sera consacrée à une étude de cas portant sur un projet pilote de méthanation biologique intégré à une production de biogaz.

Pour clôturer, une conclusion générale tirera parti de l'ensemble des informations obtenues dans la littérature scientifique et à travers l'étude de cas présentée dans la partie 4.

# PARTIE 1 : Les énergies renouvelables incitant au besoin de stockage : le cas du Power-to-Gas

---

## 1 Electricité

### 1.1 Production électrique

En 2016, la production électrique mondiale avait atteint 25.082 TWh avec une croissance moyenne annuelle de 3,3% par rapport à 1974. Les combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et pétrole) restent le socle de la production électrique mondiale avec 65,7% en 2016. Les 10,4% restants sont apportés par le nucléaire (IEA, 2018<sub>a</sub>).

La part de la production des pays non-membres de l'OCDE a atteint, en 2016, 56,2% de la production mondiale d'électricité, soit le double par rapport à 1974, ce qui reflète le taux de croissance moyen plus élevé de ces pays (+6,4% entre 2000 et 2010) par rapport aux pays membres de l'OCDE (+1,1% entre 2000 et 2010) (IEA, 2018<sub>a</sub>).

### 1.2 Production d'électricité d'origine renouvelable

La production d'électricité d'origine renouvelable a atteint 5.969,52 TWh dans le monde en 2016, représentant 23,8% de la production d'électricité totale (IEA, 2018<sub>b</sub>).

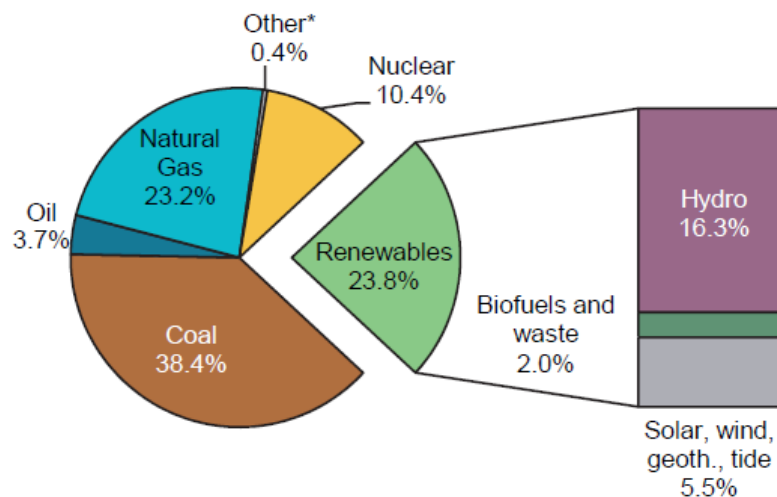


Figure 1 : Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité mondiale en 2016. Source : IEA (2018<sub>b</sub>).

Les énergies renouvelables sont donc le deuxième contributeur à la production d'électricité mondiale. Elles sont produites par six sources. L'hydroélectricité fournit la grande majorité de

l'électricité renouvelable, générant 16,3% de l'électricité mondiale (soit 68,4% de l'électricité renouvelable totale). En pleine croissance, les énergies géothermique, solaire, éolienne et marémotrice représentent 5,5% de la production mondiale d'électricité (soit 23,2% de l'électricité renouvelable totale). Les biocarburants et déchets jouent un rôle mineur dans la production d'électricité en fournissant 2% de l'électricité mondiale (IEA, 2018<sub>b</sub>).

Depuis 1990, la production d'électricité renouvelable dans le monde augmente en moyenne de 3,7% par an, ce qui est légèrement plus rapide que le taux de croissance moyen de la production électrique mondiale qui est de 2,9%. Ainsi 19,4% de l'électricité mondiale en 1990 a été produite à partir d'énergie renouvelable contre 23,8% en 2016. Au cours de cette période, l'hydroélectrique a vu sa part du total de la production mondiale baisser de 18,1% à 16,3%. Les autres sources renouvelables utilisées pour produire de l'électricité ont, quant à elles, augmenté de 1,4% à 7,5% durant cette même période (IEA, 2018<sub>c</sub>).

L'énergie renouvelable connaît une croissance dynamique. Selon l'International Renewable Energy Agency (IRENA), la part des énergies renouvelables dans le secteur de l'énergie passerait de 25% en 2017 à 85% en 2050 avec une part d'électricité d'origine renouvelable représentant plus de 85% de la production totale en électricité (IRENA, 2018).

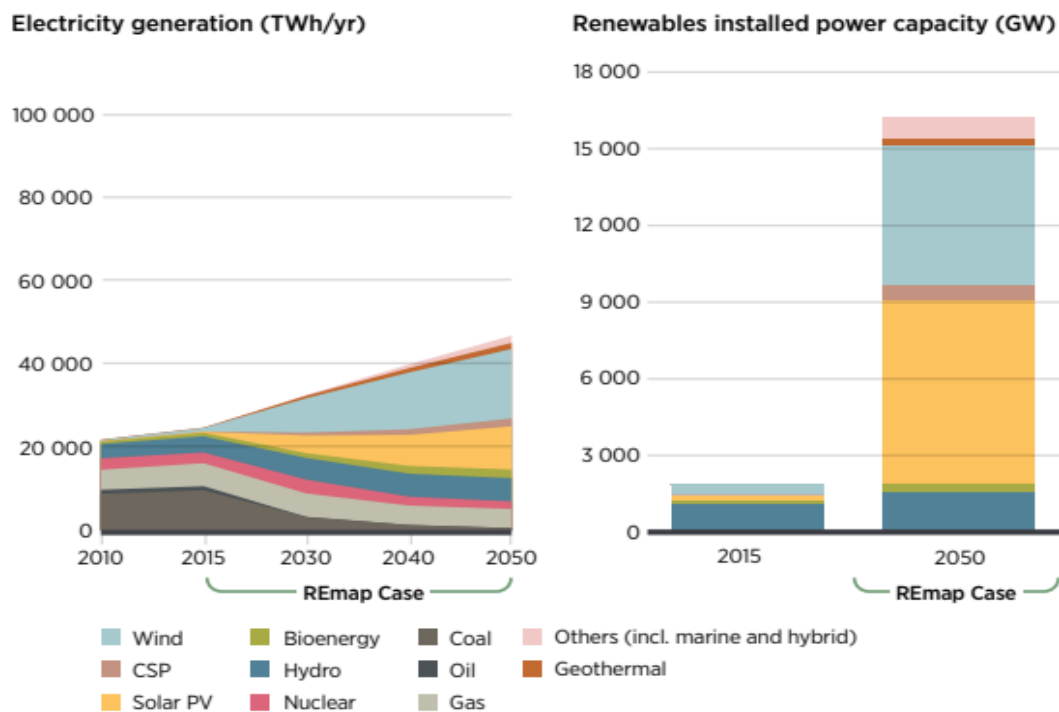


Figure 2 : Evolution mondiale du mix électrique (TWh / an) et du développement de la capacité des énergies renouvelables (GW). Source : IRENA (2018).

Pour parvenir à une croissance économiquement attractive des sources d'énergie renouvelables, une mobilisation bien réfléchie et coordonnée de toutes les technologies est primordiale. Cette transformation nécessiterait de nouvelles approches en matière de planification, de gestion de réseau et de marché, ainsi que de réglementation et de politique publique (IRENA, 2018).

## 2 Stockage de l'électricité

### 2.1 Besoin de stockage de l'électricité

Alors que les combustibles solides ou liquides peuvent être stockés en quantités importantes, l'électricité ne peut l'être que pour de faibles quantités par rapport à la production et la consommation pour des raisons techniques (très faible capacité des systèmes disponibles) et financières (coûts élevé par kW pour certaines solutions comme les batteries) (Boudellal, 2016).

A l'échelle mondiale, la capacité de stockage réelle de l'électricité stationnaire a atteint environ 163 GW en 2016 dont 98% sont stockés par des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). Le stockage restant (3,4 GW) est réparti entre les batteries, les volants d'inertie et les systèmes de stockage par air comprimé (CAES) (CRE, 2018<sub>a</sub>).

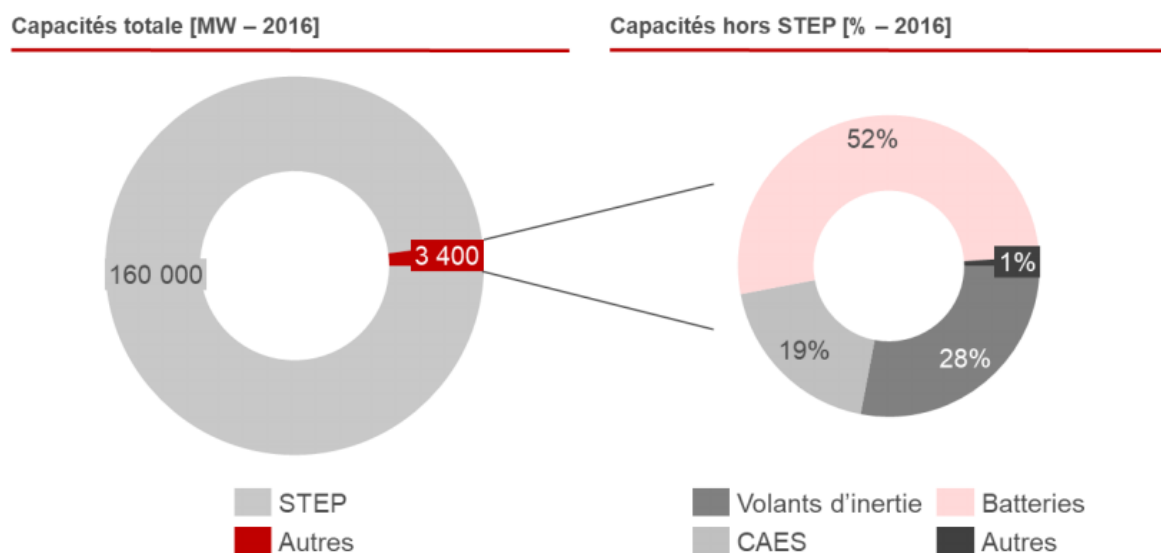


Figure 3 : Capacité de stockage électrique stationnaire installée. Source : IEA (2018<sub>e</sub>).

Or, la croissance du niveau de vie global, le confort souhaité et le développement des technologies entraîne une augmentation de la consommation d'électricité. Bien que nous soyons habitués à disposer instantanément et facilement de l'énergie électrique, les ressources fossiles sont amenées à décroître induisant un recours plus important au stockage de l'énergie (Boudellal, 2016).

## **2.2 Stockage de l'énergie d'origine renouvelable**

Les caractéristiques communes aux principales énergies renouvelables (éolien, solaire notamment) sont leur intermittence et leur variabilité, ce qui veut dire que la puissance produite en fonction du temps fluctue. Or, la stabilité du réseau repose sur l'équilibre en temps réel entre la production et la consommation (Ausfelder et al., 2015). Le fonctionnement de systèmes électriques avec une forte proportion d'énergies renouvelables ne sera possible que si l'électricité peut être stockée à grande échelle de façon efficace. La possibilité de stocker de l'énergie en grande quantité permettra donc la pénétration des énergies renouvelables sur le réseau électrique (Ausfelder et al., 2015).

Le stockage représente ainsi la possibilité d'assurer l'équilibre du réseau en récupérant l'énergie en cas de faible demande ou de forte production évitant un délestage et en la restituant dans les cas inverses.

Mais le stockage de l'énergie électrique représente aussi le point dur de l'ensemble de la filière électrique principalement parce que son coût est jugé prohibitif (Multon et al., 2012). En effet, les technologies de stockage sont encore coûteuses ou limitées en termes de capacité.

## **2.3 Perspectives d'évolution**

L'International Energy Agency prévoit une importante augmentation des capacités de stockage de l'électricité. Selon le scénario, une augmentation de 60 à 70 GW est à prévoir à l'horizon 2030. Dans le scénario 2DS (limitation du réchauffement climatique à 2°C en 2100), l'IEA prévoit une capacité de stockage de 220 GW. Dans le scénario B2DS (« beyond 2DS », 1,75°C en 2100), cette prévision atteint 230 GW (CRE, 2018<sub>a</sub>).

Ces capacités supplémentaires de stockage sont surtout liées au développement des énergies renouvelables et sont portées par le développement de nouvelles capacités de batteries et de STEP.

La vision « énergie-climat 2035-2050 » de l'ADEME, prévoit dans son scénario « 2050 – 90% d'électricité renouvelable et power-to-gaz » un déploiement plus important d'électricité renouvelable (photovoltaïque, éolien on-shore, éolien off-shore, énergies marines) qui sera valorisée sous forme de gaz de synthèse. Cela permettra un stockage inter-saisonnier avec l'installation de capacités de Power-to-Gas apportant un stockage de 6 GW (ADEME, 2017).

La possibilité de stocker l'électricité excédentaire en quantités importantes constitue un facteur de stabilité des réseaux électriques. Dans cette optique, et avec les diverses limitations des solutions classiques, la technologie Power-to-Gas représente un élément potentiellement important dans la sécurité d'approvisionnement. Elle représente ainsi le plus grand système de stockage d'énergie au monde en termes de capacité de stockage (Persson et al., 2014 ; CRE, 2018<sub>b</sub>).

### **3 Power-to-Gas**

#### **3.1 Principe et généralités**

Le Power-to-Gas désigne le processus de production de gaz à partir d'électricité décarbonée, sous forme d'hydrogène (H<sub>2</sub>) en premier lieu via électrolyse de l'eau puis, éventuellement, sous forme de méthane de synthèse via un procédé de méthanation de l'H<sub>2</sub> par du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Ce gaz (H<sub>2</sub> ou CH<sub>4</sub>) peut ensuite être injecté dans le réseau de distribution de gaz pour être ensuite utilisé par tous les usagers du gaz naturel (mobilité, résidentiel, industrie) et donc éventuellement être réutilisé pour la production d'électricité (Götz, 2016 ; CRE, 2018<sub>b</sub>).

L'électricité d'origine renouvelable en excédent alimente un électrolyseur qui produit de l'oxygène d'un côté et de l'hydrogène de l'autre qui peut être utilisé de nombreuses façons : soit directement par l'industrie chimique, pétrochimique ou électronique, soit en l'injectant dans les réseaux de gaz naturel ou encore en produisant du méthane de synthèse qui sera injecté à son tour dans les réseaux de gaz naturel (Benjaminsson et al., 2013 ; Boudellal, 2016).

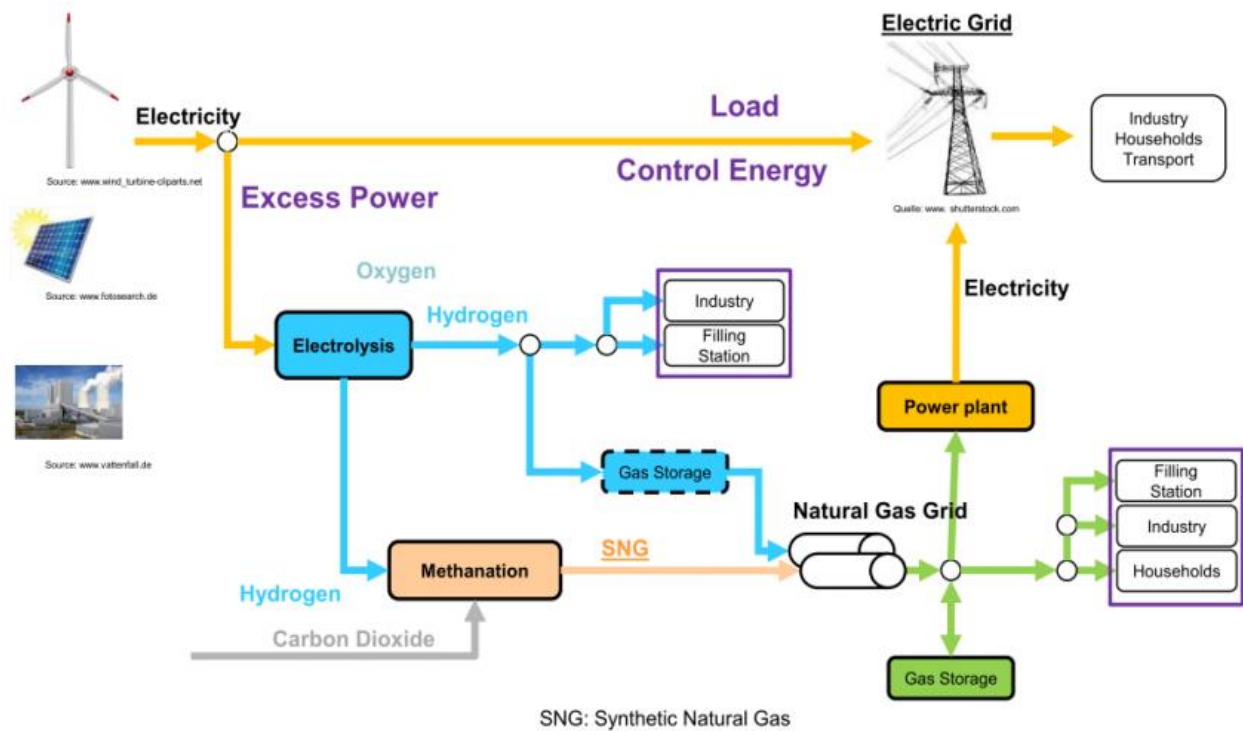


Figure 4 : Principe et application du Power-to-Gas. Source CRE (2018<sub>b</sub>).

La conversion de l'énergie électrique en gaz offre de nombreuses possibilités d'utilisation finale de cette énergie (chauffage domestique, mobilité, usage industriel) et ne rend donc pas obligatoire son retour à l'électricité. En plus d'être un moyen de stockage, le Power-to-Gas permet de relier les réseaux électrique et gazier créant de la flexibilité et des synergies entre les deux réseaux (CRE, 2018<sub>b</sub>).

### 3.2 Propriétés de l'hydrogène et ses principales méthodes de production

L'hydrogène fut découvert en 1766 par Henry Cavendish et fut produit pour la première fois à partir de l'électrolyse de l'eau en 1800 par les Anglais Nicholson et Carlisle (Boudellal, 2016).

Il s'agit de l'élément le plus léger avec une masse atomique de 2,016 g/mol soit 2,016 g pour 22,4 litres, ce qui peut représenter un inconvénient pour son transport et son stockage (volumes importants nécessaires). Il s'agit également de la substance chimique qui contient, à masse égale, la quantité d'énergie la plus importante comparé aux autres combustibles (120 MJ/kg) (Gondor, 2008).

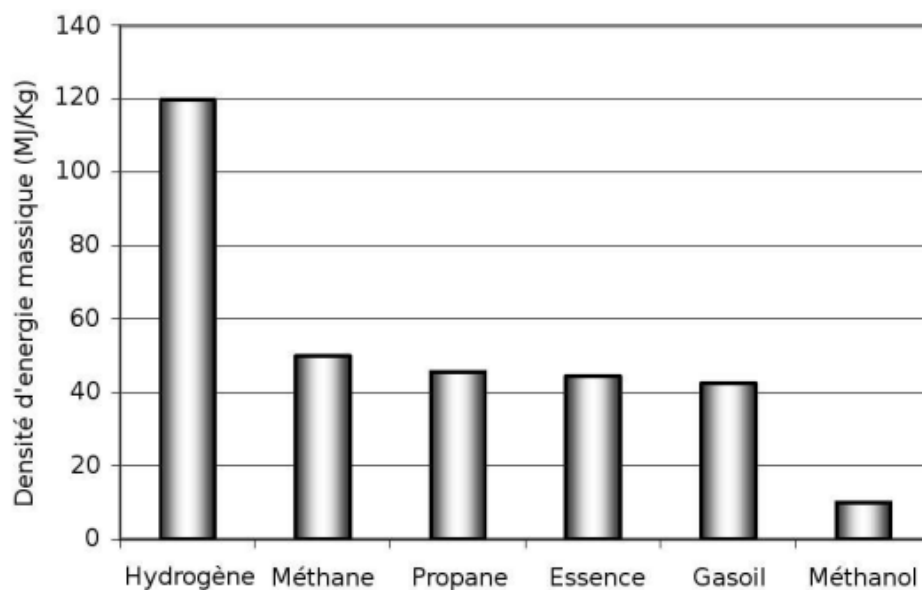


Figure 5 : Densité d'énergie massique pour différents vecteurs d'énergie. Source : Goudor (2008).

Il est, de fait, respectivement 2,4, 2,8 et 4 fois plus élevé que celui du méthane, de l'essence et du charbon.

La consommation d'hydrogène représente l'avantage de ne pas émettre de dioxyde de carbone. Cependant, la principale technologie de production employée est le vaporeformage d'hydrocarbure. Il s'agit d'une réaction chimique à travers laquelle des molécules d'hydrocarbures (gaz naturel, pétrole, charbon) sont converties en dihydrogène ( $H_2$ ) sous l'action de la chaleur (Marchal, 2017 ; IAC, 2019). L'IEA annonçait que, en 2018, 95% du dihydrogène était produit par ce procédé, ce qui libère alors de grandes quantités de  $CO_2$  dans l'atmosphère.

Il existe également une deuxième technique de production qui requiert une source d'énergie électrique : l'électrolyse de l'eau. Cette méthode semble alors la plus indiquée pour le stockage d'importantes quantités d'électricité excédentaire d'origine renouvelable. La production d'hydrogène à partir des ressources renouvelables est donc présentée comme étant une alternative écologique aux énergies fossiles car son utilisation est « propre » (Gondor, 2008).



### 3.3 Electrolyse : principes généraux et technologies

L'électrolyse de l'eau est une technique de production d'hydrogène qui consiste en la décomposition de la molécule d'eau lors d'une réaction d'oxydo-réduction (transfert d'électrons).

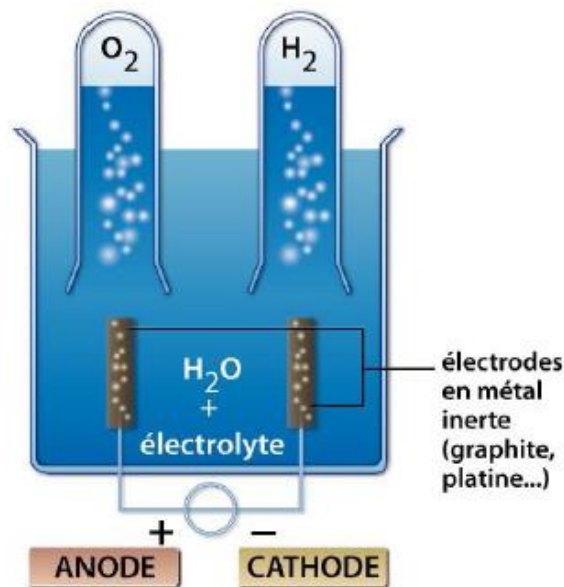


Figure 6 : Réaction d'électrolyse de l'eau. Source : Larousse (s.d.)

Le procédé comprend deux électrodes (une anode et une cathode) placées dans une cellule électrochimique. Lorsqu'une certaine tension (appelée « tension critique ») est appliquée entre ces deux électrodes, la molécule d'eau est dissociée en atomes d'oxygène et d'hydrogène. L'électrolyse de l'eau peut être résumée alors par l'équation générale suivante :  $2\text{H}_2\text{O} (\text{l}) + \text{énergie (électrique et thermique)} \rightarrow 2\text{H}_2 (\text{g}) + \text{O}_2 (\text{g})$  (Rashid et al., 2015).

L'électrolyse de l'eau est une technologie bien comprise qui accomplit beaucoup de progrès techniques et économiques. Il existe trois technologies d'électrolyse différentes présentant un intérêt pour le Power-to-Gas : l'électrolyse alcaline, l'électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM) et l'électrolyse haute température (SOEC). Ces trois grandes familles de technologie disposent d'avantages et d'inconvénients au niveau technique, industriel, économique et en termes de perspectives d'évolution. Pour l'utilisation dans le concept Power-to-Gas, les électrolyseurs doivent être capables d'absorber les pics de production excédentaire d'origine renouvelable. Il en résulte une forte capacité (jusqu'à plusieurs milliers de m<sup>3</sup> / h), une large plage de variation de puissance et un temps de réponse rapide (Rashid et

al., 2015). En ce sens, l'électrolyseur alcalin est une technologie éprouvée en termes de rendement qui permet seulement son utilisation pour la phase d'exploration du Power-to-Gas (Boudellal, 2016). L'électrolyseur PEM est particulièrement approprié pour le couplage avec une source d'énergie renouvelable car il supporte, mieux que l'électrolyse alcaline, les variations de puissances électriques disponibles (Marchal, 2017).

### **3.4 Utilisation de l'hydrogène**

L'approche du Power-to-Gas finalise l'utilisation de l'excédent d'électricité d'origine renouvelable soit en utilisant directement l'hydrogène pour le secteur industriel, énergétique ou des transports, soit en l'injectant, selon des proportions à ne pas excéder (quelques pourcents), directement dans le réseau de gaz naturel, soit en le convertissant en méthane de synthèse.

#### **3.4.1 Utilisation directe de l'hydrogène**

L'hydrogène produit peut être valorisé directement dans le secteur industriel : élément de base de l'industrie chimique et pétrochimique notamment. Il est également employé pour la production d'ammoniac, de méthanol et pour le raffinage du pétrole. Il est aussi utilisé dans le secteur de la métallurgie, de l'électronique, de la pharmacologie ainsi que dans le traitement de produits alimentaires. Enfin, il sert dans le secteur spatial comme gaz de propulsion des fusées (CRE, 2018<sub>b</sub>).

L'hydrogène peut également approvisionner les stations-services pour le remplissage de véhicules roulant à l'hydrogène selon le principe des piles à combustibles.

#### **3.4.2 Injection de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel**

L'hydrogène purifié est injecté dans le réseau de gaz naturel représenté par une série de pipelines approvisionnant les utilisateurs. Ce réseau de distribution donne accès à d'importantes capacités de stockage et de transport : 158 milliards de m<sup>3</sup> en Europe dont 116 milliards de m<sup>3</sup> dans l'UE28 (Eurogas, 2017). L'IGU (Union Internationale du Gaz) estime les capacités mondiales de stockage souterrain à 360 milliards de m<sup>3</sup> (IGU, 2019).

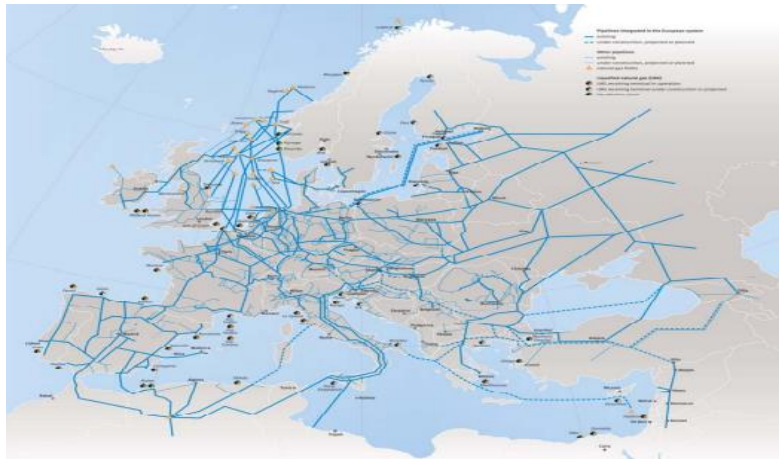


Figure 7: Réseaux de gaz européens. Source : Eurogas (2017).

L'addition de l'hydrogène au gaz naturel doit être réalisée selon un taux d'injection à ne pas dépasser afin de garantir une compatibilité avec d'une part, les conduites de transport et de distribution et d'autre part, avec les équipements des utilisateurs finaux. Cette quantité injectable est limitée à quelques pourcents et diffère selon les pays sans qu'une raison scientifique ou technique ne soit avancée. En ce sens, une évolution du cadre réglementaire et normatif est nécessaire pour permettre une harmonisation des taux d'injection d'hydrogène au niveau européen en facilitant ainsi des échanges inter-pays (E&E Consultant, Hespul et Solagro, 2014, p. 104 ; Boudellal, 2016, p. 101-102).

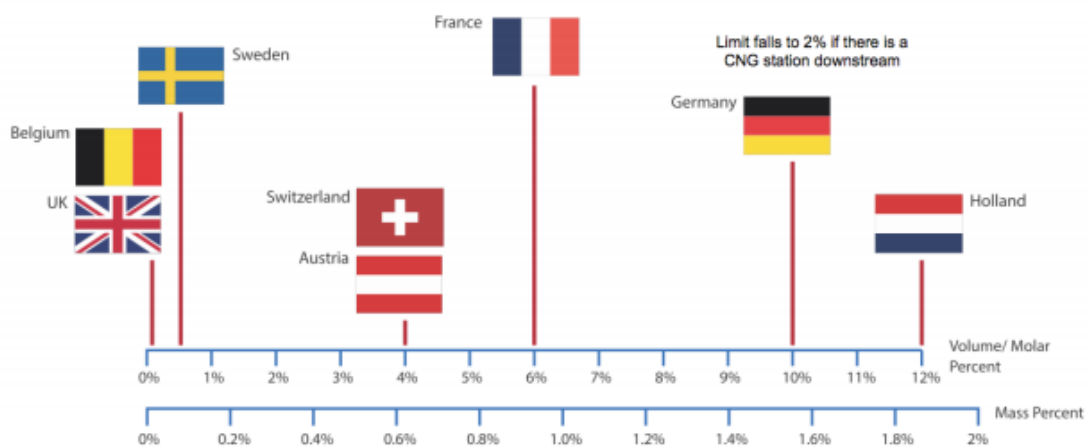


Figure 8 : Limites d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz de plusieurs pays européens.

Source : E&E Consultant, Hespul et Solagro (2014).

Le taux d'injection sans grandes modifications des équipements reste donc très limité. Il est de maximum 20% en volume (soit 6 à 7% en énergie) pour la majorité des cas mais certains

équipements ne tolèrent qu'un taux marginal de moins de 10% en volume (soit 3% en énergie). Il est probable que ce taux soit appelé à augmenter mais il est difficilement envisageable qu'il dépasse 20 à 30% en volume, ce qui constitue un facteur limitant sur le moyen et le long terme (Mulat, 2017).

Malgré ces quelques pourcentages, injecter de l'hydrogène dans le réseau aura comme effet de réduire la densité énergétique volumétrique du gaz puisque H<sub>2</sub> à un pouvoir calorifique inférieur comparé au CH<sub>4</sub> : 10,2 MJ / m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> pour 35,5 MJ / m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> (Ducamp, 2018) .

Le Power-to-Gas avec injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel est donc confronté à des défis techniques et réglementaires.

Une réaction supplémentaire visant à convertir l'hydrogène produit par hydrolyse en méthane de synthèse s'avère être une solution à cet obstacle. En effet, l'utilisation du vecteur méthane représente une voie plus adaptée pour le long terme.

### **3.4.3 Réaction de méthanation**

La méthanation est le processus de transformation de l'hydrogène en méthane (CH<sub>4</sub>) par une réaction d'hydrogénation du monoxyde de carbone (CO) ou du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Elle s'accompagne d'un important dégagement de chaleur (réaction hautement exothermique) (Ahern, 2015).

Cette réaction, connue depuis 1905, a été surtout employée industriellement dans les années 1970 pour la conversion du charbon en gaz de synthèse pour la recherche d'autonomie énergétique des pays riches en charbon (Ducamp, 2018). Dans ce cadre industriel, il s'agit de la méthanation du CO obtenue lors de la gazéification des combustibles solides. Le cas du Power-to-Gas utilise la méthanation du CO<sub>2</sub> qui est similaire à celle du CO et peut donc s'appuyer sur son principe et son processus. Le dioxyde de carbone peut provenir de différentes sources : captage de l'air malgré une faible concentration (400 ppm environ), captage du CO<sub>2</sub> des émissions industrielles, récupération du CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz. Ces sources présentent des avantages et des valeurs différents en fonction de leur origine, concentration et disponibilité (E&E Consultant, Hespul et Solagro, 2014 ; Boudellal, 2016).

La réaction de méthanation du CO<sub>2</sub>, dite réaction de Sabatier, peut être résumée par l'équation suivante : CO<sub>2</sub> (g) + 4H<sub>2</sub> (g)  $\leftrightarrow$  CH<sub>4</sub> (g) + 2H<sub>2</sub>O (l) + chaleur (-164,9 kJ / mole).

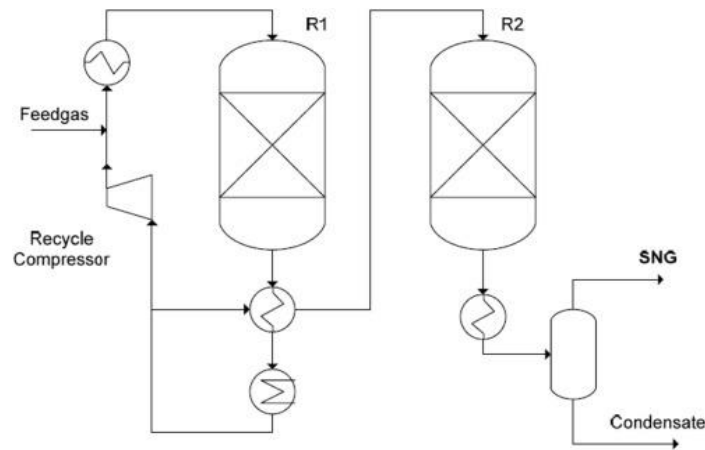


Figure 9: Processus de méthanation selon le procédé Lurgi. Source : KOPYSCINSKI (2010)

Le rendement de conversion énergétique de la méthanation est de l'ordre de 80% avec un taux de méthane de 90%. A noter que ce taux dépend de la température et de la pression du processus réactionnel qui peuvent modifier le rendement de conversion. Si le gaz produit est moins concentré en  $\text{CH}_4$ , un système de purification est alors requis a posteriori pour pouvoir l'injecter dans le réseau public (Ducamp, 2018).

Dans cette perspective, la réaction de méthanation, bien qu'étant une étape supplémentaire, représente l'avantage de ne pas avoir de limitation dans le volume d'injection. Le méthane de synthèse (SNG – Synthetic Natural Gas) est, en effet, 100% miscible avec le gaz naturel et peut dès lors être injecté directement dans le réseau de distribution. De plus, la capacité et la durée de stockage du méthane dépassent largement la plupart des autres systèmes de stockage d'énergie.

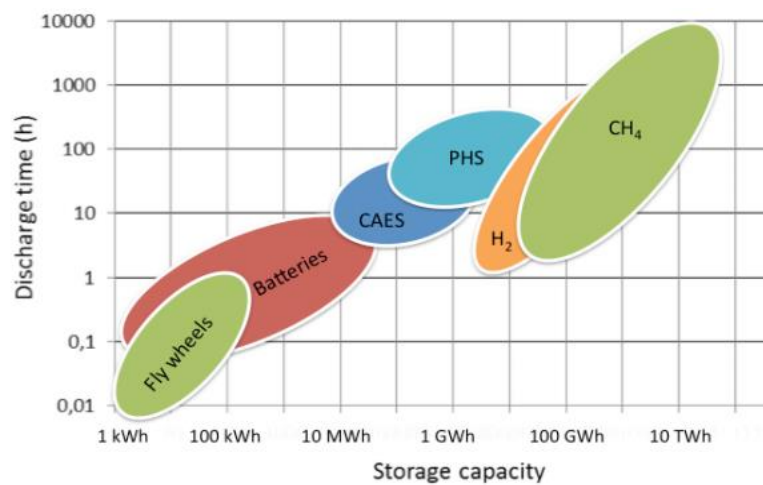


Figure 10 : Comparaison des systèmes de stockage d'énergie en termes de temps de décharge et de capacité de stockage. Source : Ducamp (2018).

# PARTIE 2 : Captage du carbone et intérêt porté au biogaz

---

## 1 Captage du CO<sub>2</sub> en vue de sa valorisation

Répondre aux besoins en énergie en émettant le moins possible de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère nécessite une gestion stricte du CO<sub>2</sub>. De nombreux pays ont signé et ratifié le protocole de Kyoto de la Convention-cadre des Nations-Unis sur le changement climatique. Il oblige les pays à réduire leurs émissions de CO<sub>2</sub> en réduisant l'utilisation de combustibles fossiles (Cheah et al., 2016). Dans le World Energy Outlook 2018, l'AIE a révélé que, selon les politiques mises en œuvre à l'heure actuelle, les émissions de CO<sub>2</sub> seront portées à 63% par rapport au niveau actuel, soit près de 90% de plus que celles des années 90 (IEA, 2018<sub>d</sub>). Par conséquent, afin de lutter contre l'augmentation du taux de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, il est nécessaire de mettre place des mesures compétentes permettant de diminuer et de maîtriser les émissions de CO<sub>2</sub>.

Outre l'utilisation d'énergies renouvelables, la valorisation du CO<sub>2</sub> vise également à lutter contre les problèmes climatiques en éliminant le dioxyde de carbone de l'atmosphère. Celui-ci est alors employé pour la production d'énergie renouvelable ou la production de produits chimiques industriels. Il est possible, grâce à ces applications, de réduire d'au moins 3,7 Gt / an de CO<sub>2</sub> soit environ 10% des émissions annuelles totales de CO<sub>2</sub>, tout en réduisant la consommation de combustibles fossiles (Ganesh, 2014).

La grande partie des efforts de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> attire particulièrement l'attention sur des mesures préventives telles que la réduction des émissions de gaz à effet de serre ou la production d'énergies renouvelables. On souligne moins l'importance de la valorisation des émissions de CO<sub>2</sub> qui peut être converti en forme bioénergétique. Cette valorisation apporte une solution à la durabilité environnementale en favorisant l'économie circulaire (Cheah et al., 2016).

## 2 Sources de carbone et intérêt porté au biogaz

La réaction de Sabatier nécessite une source de carbone comme le CO ou le CO<sub>2</sub> afin de permettre la synthèse du CH<sub>4</sub>. La méthanation du CO<sub>2</sub> rencontre un grand intérêt dans le

développement des énergies renouvelables contribuant à la transition énergétique. De plus, le captage et l'utilisation du CO<sub>2</sub> pour la production de méthane dans le processus Power-to-Gas permettraient de diminuer les rejets globaux de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère.

De faibles concentrations en CO<sub>2</sub> requièrent davantage de catalyseurs pour compenser des flux de gaz plus élevés. Il serait donc économiquement plus avantageux de capter des flux ayant une concentration élevée en CO<sub>2</sub> (Götz et al, 2016).

Les sources de CO<sub>2</sub> provenant de l'industrie sont l'une des plus grandes sources fixes de CO<sub>2</sub> au monde. Mais ces sources provenant des industries comme celles du fer et de l'acier ou du ciment requièrent un traitement préalable pour purifier le CO<sub>2</sub> et enlever les composants traces tels que le soufre avant leur introduction dans le réacteur de méthanation (Napp et al, 2014). Le captage et l'épuration du CO<sub>2</sub> de ces gaz effluents représentent donc un coût considérable estimé, selon Varone et Ferrari (2015), à 60€ la tonne pour des émissions industrielles. Dans cette optique, le CO<sub>2</sub> issu du biogaz représente la source la plus adéquate en raison de sa non-contamination et de son prix nettement moins cher.

Le PtG nécessite des sources de carbone beaucoup plus petites. Dès lors, l'utilisation du CO<sub>2</sub> émis par les centrales électriques demanderait des électrolyseurs considérables en terme de taille et d'importantes capacités de stockage d'hydrogène ce qui impliquerait des problèmes technico-économiques. Une source réduite de CO<sub>2</sub> provenant du biogaz permettrait de stocker plusieurs MW d'énergie chimique via la chaîne de traitement Power-to-Gas. (Götz et al., 2016).

**Tableau 1 : Débits volumétriques et puissance requise pour l'électrolyse de différentes sources de dioxyde de carbone.**  
Source : tableau personnel sur base des données de Götz et al. (2016)

<b>Caractéristiques</b>	<b>Unité de biométhanisation</b>	<b>Processus industriels</b>	<b>Centrale électrique</b>
Gaz d'alimentation (m <sup>3</sup> /h)	CO <sub>2</sub>	500	30.000
	CH <sub>4</sub>	500	
H <sub>2</sub> additionnel (m <sup>3</sup> /h)		2.000	120.000
Demande de puissance pour l'électrolyse (MW)		10	600
CH <sub>4</sub> produit (m <sup>3</sup> )		1.000	30.000
CH <sub>4</sub> produit (MW)		11	332

Le CO<sub>2</sub> provenant des industries et des centrales électriques dépend en très grande partie des combustibles fossiles. La capture et le stockage de CO<sub>2</sub> entraîne des émissions de GES, notamment dans la consommation d'électricité (Uusitalo, 2017). L'avantage du biogaz réside dans son intégration aux concepts d'énergie renouvelable et d'économie circulaire. En effet, il implique la récupération d'énergie et de nutriments issus de déchets organiques, ce qui permet d'optimiser la gestion des déchets et de minimiser les émissions de GES et les autres formes de pollution.

### **3 Le biogaz**

#### **3.1 Production de biogaz**

Le biogaz est le gaz produit par la décomposition de tout type de matière organique sous condition anaérobique par activité microbologique. Cette décomposition a normalement lieu dans la nature à travers la méthanisation mais peut également être provoquée artificiellement dans une installation de biométhanisation (IEA, 2014).

La méthanisation est un processus biologique naturel qui consiste en une série d'opérations de dégradations biologiques de matières organiques qui se déroulent en absence d'oxygène. Elle se produit naturellement dans les marais, les lacs, les sols, les intestins des animaux et de l'homme et, de manière générale, dans tous les écosystèmes où la matière organique se trouve en condition anaérobie (Heneffe, 2018).

La biométhanisation est l'action qui consiste à reproduire, au travers d'un processus industriel, les conditions nécessaires de méthanisation dans le but de produire la plus grande quantité de méthane (CH<sub>4</sub>) à partir de biomasse. La biométhanisation est une solution de production d'énergie renouvelable qui est reconnue au sein de l'Union Européenne. Elle fait partie de la filière biomasse de type humide, à contrario de la biomasse sèche comme le bois (Edora et Valbiom, 2012).

#### **3.2 Composition du biogaz**

Les composants chimiques et les caractéristiques physiques du biogaz sont liés aux substrats utilisés. Les composés les plus présents sont le méthane (50 à 75%) et le dioxyde de carbone (25 à 45%). D'autres composés majeurs s'y retrouvent également, tels que de la vapeur d'eau, du sulfure d'hydrogène et de l'ammoniac. Les composés organiques volatils ou les métaux



occupent une présence moindre mais doivent être pris en considération dans le cadre de la protection de l'environnement et de la santé (Zdanevich et al., 2009).

**Tableau 2 : Composition du biogaz (% v/v).**

Source : tableau personnel sur base des données de Zdanevich et al. (2009) et d'IEA (2014).

Composés	% v/v
Méthane (CH <sub>4</sub> )	50 – 75%
Dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> )	25 – 45%
Vapeur d'eau (H <sub>2</sub> O)	2 – 7%
Diazote (N <sub>2</sub> )	0 – 2 %
Dihydrogène (H <sub>2</sub> )	0 – 1%
Dioxygène (O <sub>2</sub> )	0 – 2%
Sulfure d'hydrogène (H <sub>2</sub> S)	0 – 2%

Le biogaz présente généralement une proportion CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> se situant entre 60/40 et 50/50.

### 3.3 Valorisation du biogaz

Le contenu énergétique du biogaz est déterminé par le pouvoir calorifique de sa fraction méthane, ce qui signifie que la quantité de CO<sub>2</sub> présent dilue presque la moitié de son énergie. Cette faible densité d'énergie limite alors son usage. De fait, le biogaz peut être utilisé sous sa forme brute pour la production de chaleur ou d'électricité. Toutefois, afin d'élargir sa gamme d'utilisations, il est nécessaire d'augmenter sa valeur calorifique en éliminant le CO<sub>2</sub> pour atteindre la qualité du gaz naturel ; c'est-à-dire élever sa proportion de méthane à environ 96% pour obtenir un gaz final appelé biométhane (Sun et al., 2015 ; Angelidaki et al., 2018). Cela requiert un traitement préalable afin de le rendre injectable sur le réseau, transportable et utilisable en tant que carburant, entraînant une substitution du gaz naturel fossile par les énergies renouvelables.

Le traitement du biogaz présente plusieurs avantages comme la possibilité de stockage à grande échelle et une gamme étendue d'utilisations (production de chaleur et d'électricité, carburant pour véhicule, base de produits pour l'industrie chimique). La combinaison de ces caractéristiques fait du biométhane un vecteur énergétique clé dans les futurs systèmes énergétiques basés sur les énergies renouvelables (Köppel et al, 2009).

### **3.4 Traitement et épuration du biogaz**

Le traitement du biogaz est une tâche de séparation qui conduit à la production d'un gaz riche en méthane. Compte-tenu de la composition du gaz brut, la séparation vise à enlever les composants comme le dioxyde de carbone, l'eau et le sulfure d'hydrogène afin d'épurer le biogaz et de conserver au maximum le méthane (Angelidaki et al., 2018). L'épuration consiste à sécher le gaz et supprimer les composés traces (oxygène, azote, sulfure d'hydrogène, ammoniac, ...) ainsi que le dioxyde de carbone. La saturation en eau et la présence de CO<sub>2</sub> et de H<sub>2</sub>S dans le biogaz peuvent rendre celui-ci corrosif. Une étape d'épuration du biogaz est donc indispensable pour pouvoir l'injecter dans le réseau et l'utiliser par la suite (Sun et al., 2015).

Grâce à des techniques d'épuration, on obtient, d'une part le biométhane et, d'autre part, le gaz pauvre appelé également offgaz, riche en dioxyde de carbone (Heneffe, 2018).

Les technologies d'épuration sont nombreuses et peuvent être regroupées selon les procédés suivants : lavage à l'eau, absorption physique avec solvant organique, lavage aux amines, adsorption par variation de pression et séparation membranaire.

### **3.5 Caractéristiques technico-économiques des techniques d'épuration**

Les propriétés et caractéristiques technico-économiques des techniques d'épuration sont présentées à travers le tableau suivant :

**Tableau 3 : Propriétés et caractéristiques technico-économiques des techniques d'épuration.**

Source : tableau personnel sur base des données de Bauer et al. (2013), de Thrän et al. (2014), Toledo-Cervantes et al. (2017) et Angelidaki et al. (2018).

	Absorption physique - Lavage à l'eau	Absorption physique - Solvant organique	Absorption chimique - Lavage aux amines	Adsorption par variation de pression (PSA)	Séparation membranaire
<b>Perte en CH<sub>4</sub></b>	< 2%	2-4%	< 0,1%	< 4%	< 0,6%
<b>Nombre d'installations</b>	Elevé	Faible	Moyen	Elevée	Faible
<b>Consommation électrique (kWh/Nm<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>)</b>	0,46	0,49 - 0,76	0,22	0,45	0,2 - 0,6
<b>Budget d'investissement (€HT)</b>	85.000 - 80.0000	85.000 - 800.000	650.000 - 800.000	350.000 - 450.000	300.000 - 750.000
<b>Coûts d'entretien annuel (% du coût d'investissement/an)</b>	2 - 3%	2 - 3%	2 - 3%	2 - 3%	3 - 4%
<b>CAPEX (€/Nm<sup>3</sup>)</b>					
100 Nm <sup>3</sup> /h <sub>CH<sub>4</sub></sub>	10100	9500	9500	10400	7500
250 Nm <sup>3</sup> /h <sub>CH<sub>4</sub></sub>	5500	5000	5000	5400	4800
500 Nm <sup>3</sup> /h <sub>CH<sub>4</sub></sub>	3500	3500	3500	3700	3600

Ces valeurs proviennent de Bauer et al. (2013), de Thrän et al. (2014), Toledo-Cervantes et al. (2017) et Angelidaki et al. (2018). Elles sont données à titre indicatif et peuvent varier de par la taille de l'installation, la qualité du biogaz et/ou le fabricant. Par exemple, la consommation d'électricité exacte dépendra de plusieurs paramètres tels que la taille de l'appareil ou la pression exercée dans le système.

Les coûts d'investissement augmentent surtout pour les unités inférieures à 500 Nm<sup>3</sup> / h<sub>CH<sub>4</sub></sub>. Pour les unités supérieures à 500 Nm<sup>3</sup> / h<sub>CH<sub>4</sub></sub>, les coûts d'investissement se situent entre 1000 et 3000 € / Nm<sup>3</sup> (E&E Consultant, Hespul et Solagro, 2014).

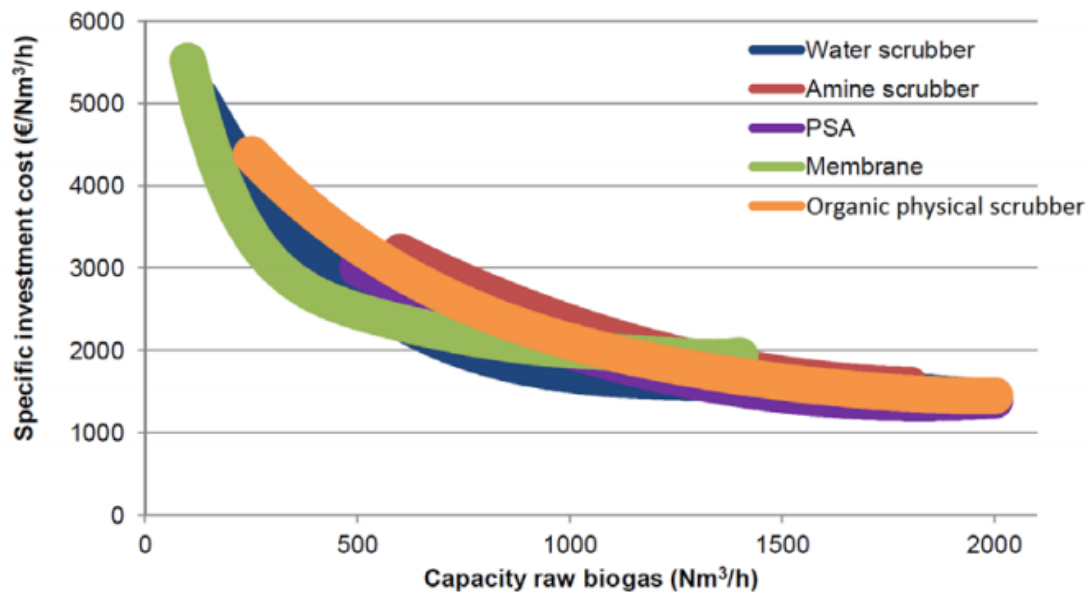


Figure 11 : Coûts d'investissement des différentes techniques d'épuration du biogaz en fonction de leur production.

Source : Vo et al (2018).

Bien qu'étant une solution attractive pour la valorisation du biogaz, les coûts d'investissement et d'entretien associés à ces procédés constituent un frein au développement de l'épuration du biogaz. Quelle que soit la technique utilisée, cette purification reste une étape supplémentaire, coûteuse (environ 25% du CAPEX de l'installation de biométhanisation selon Ahern et al. (2015)) et plus ou moins énergivore (environ 0,5 kWh/m<sup>3</sup>) entraînant, selon Uusitalo et al. (2017), des émissions de CO<sub>2</sub> relativement élevées en le renvoyant dans l'atmosphère. De plus, les pertes de CH<sub>4</sub> réduisent également les avantages environnementaux de la production de biogaz. Ces inconvénients empêchent une adoption généralisée des technologies de purification du biogaz.

Une solution serait alors de valoriser le CO<sub>2</sub> résiduel contenu dans le biogaz en l'utilisant comme gaz d'alimentation pour la réaction de méthanation. La technologie de conversion du CO<sub>2</sub> peut alors être appliquée pour la valorisation du biogaz mais également pour la production de biométhane. En ce sens, la méthanation apporterait réponse à ce problème en éliminant les coûts liés à l'épuration du biogaz et en augmentant le rendement en méthane et l'utilisation de carbone de sources biologiques. De plus, le processus de méthanation n'entraîne aucune émission de méthane dans l'atmosphère ce qui a pour effet d'améliorer les avantages environnementaux du cycle de vie de cette technique.

# PARTIE 3 : Valorisation du CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz pour la réaction de méthanation

## 1 Valorisation du CO<sub>2</sub> du biogaz par méthanation

La valorisation du CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz comme source de carbone pour la réaction de méthanation est un concept relativement récent qui doit son avènement à la croissance des installations de production de biogaz qui évoluent en moyenne de 17,7% par an en Europe depuis 2010 (EBA, 2017).

Le CO<sub>2</sub> provenant du biogaz peut être valorisé de trois façons différentes pour la réaction de méthanation :

- Le CO<sub>2</sub> est récupéré après l'opération d'épuration du biogaz permettant d'avoir du biométhane pur en vue de son injection dans le réseau. Ce CO<sub>2</sub> est ensuite injecté dans un réacteur de méthanation avec de l'H<sub>2</sub> pour la formation de CH<sub>4</sub> (E&E Consultant, Hespul et Solagro, 2014 ; Persson, 2014).

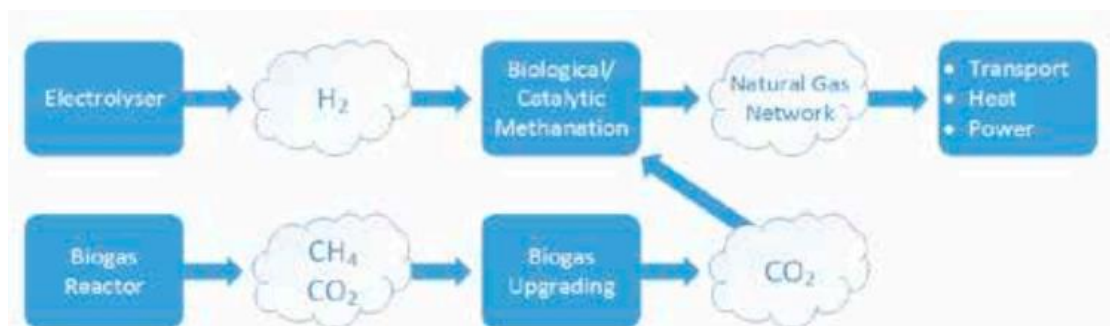


Figure 12 : Ajout d'H<sub>2</sub> et de CO<sub>2</sub> provenant de la valorisation du biogaz dans un réacteur de méthanation.

Source : Persson et al. (2014).

- Le biogaz brut est injecté dans un réacteur de méthanation pour que le CO<sub>2</sub> résiduel puisse réagir avec l'H<sub>2</sub> injecté et former du CH<sub>4</sub> (méthanation par voie catalytique ou voie biologique ex-situ) (E&E Consultant, Hespul et Solagro, 2014 ; Persson, 2014).

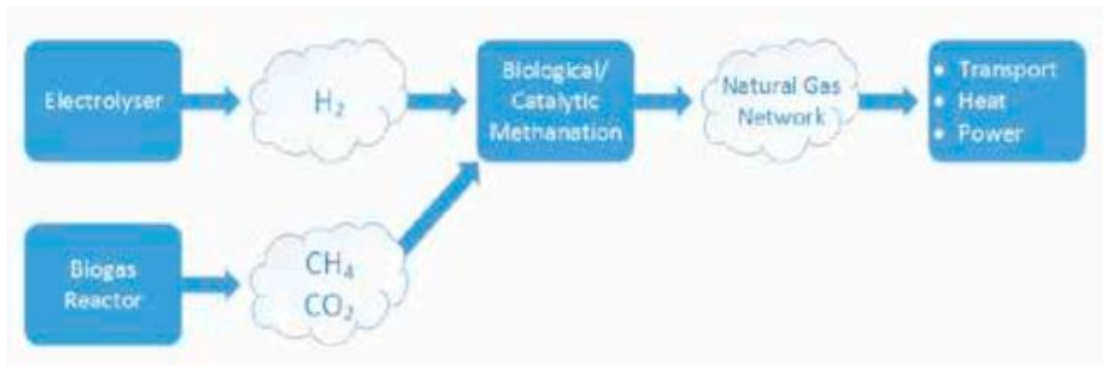


Figure 13 : Ajout d'H<sub>2</sub> et de biogaz brut dans un réacteur de méthanation. Source : Persson et al. (2014).

- De l'H<sub>2</sub> est injecté directement dans le digesteur de biométhanisation afin qu'il réagisse avec le CO<sub>2</sub> résiduel de la digestion anaérobie pour accroître le taux de CH<sub>4</sub> (méthanation par voie biologique in-situ) (E&E Consultant, Hespul et Solagro, 2014 ; Persson, 2014).

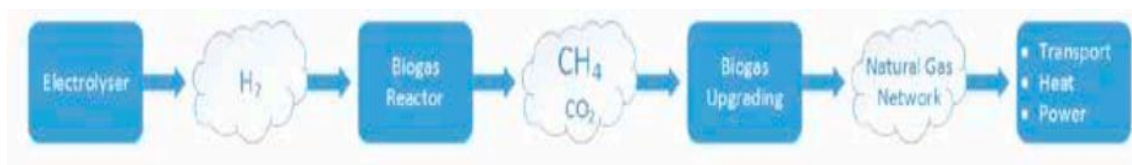


Figure 14 : Ajout d'H<sub>2</sub> dans un digesteur pour la réaction de méthanation. Source : Persson et al. (2014).

Les 2 dernières utilisations présentent l'avantage d'utiliser directement le mélange de CH<sub>4</sub> et CO<sub>2</sub> qui constitue le biogaz brut. Le CO<sub>2</sub> résiduel contenu dans le biogaz réagit alors avec de l'H<sub>2</sub> (provenant de l'électrolyse de l'électricité verte excédentaire) injecté pour créer du méthane de synthèse. Cette solution permet ainsi d'éviter le recours aux systèmes traditionnels d'épuration du biogaz et leurs inconvénients.

## 2 Techniques de méthanation

### 2.1 Méthanation par voie catalytique

La méthanation par voie catalytique est la technique qui a été utilisée historiquement dans l'industrie pour la conversion du charbon. A l'époque, la méthanation concernait alors le CO mais celle du CO<sub>2</sub>, dans le cadre du Power-to-Gas, utilise le même type d'équipement (Ducamp et al., 2018).

Cette réaction est réalisée dans un réacteur à des températures comprises entre 200 et 550°C et nécessite un catalyseur constitué d'une phase active métallique, siège de la réaction. Le nickel est le plus largement utilisé en raison de son activité fortement élevée, de sa bonne sélectivité pour le CH<sub>4</sub> et de son faible coût (Stangeland et al., 2017 ; Ducamp et al., 2018)

L'obtention d'un taux de conversion et d'une sélectivité en méthane élevés nécessite une pression opératoire élevée et une température relativement basse (Ducamp et al, 2018). Des températures trop élevées (au-delà de 500-600°C) peuvent provoquer une corrosion du nickel (Rieke et al., 2013). Cependant, la température doit également être suffisamment élevée pour permettre l'activation du catalyseur et ainsi accroître la cinétique de la réaction. La maîtrise des températures opératoires apparaît donc comme étant d'une importance capitale (Götz et al., 2014).

## **2.2 Méthanation par voie biologique**

Il s'agit d'une voie récente et toujours au stade de développement (Rachbauer et al., 2016). Elle trouve son application et sa justification dans le processus de purification du biogaz issu de la fermentation anaérobie des matières organiques dans un digesteur de méthanisation (Bensmann et al. 2014). Dans ce processus biologique, l'hydrogène n'est présent qu'en très petite quantité, ce qui ne permet pas d'hydrogéner la totalité du carbone se trouvant sous la forme de CO<sub>2</sub> et qui est mélangé au CH<sub>4</sub> dans le biogaz (Voelklein, 2019). La réaction se déroule à des températures comprises entre 20 et 70° C dans un digesteur contenant une solution de microorganismes méthanogènes jouant le rôle de biocatalyseur. Le CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz n'est plus retiré par des méthodes de purification mais il est converti en CH<sub>4</sub> directement dans le digesteur (voie in-situ) par l'injection d'H<sub>2</sub> (Götz et al., 2016). Ce processus donne au biogaz une plus grande teneur en méthane et un pouvoir calorifique supérieur, ce qui permet d'accroître la production de l'unité de biométhanisation (Mulat et al., 2017).

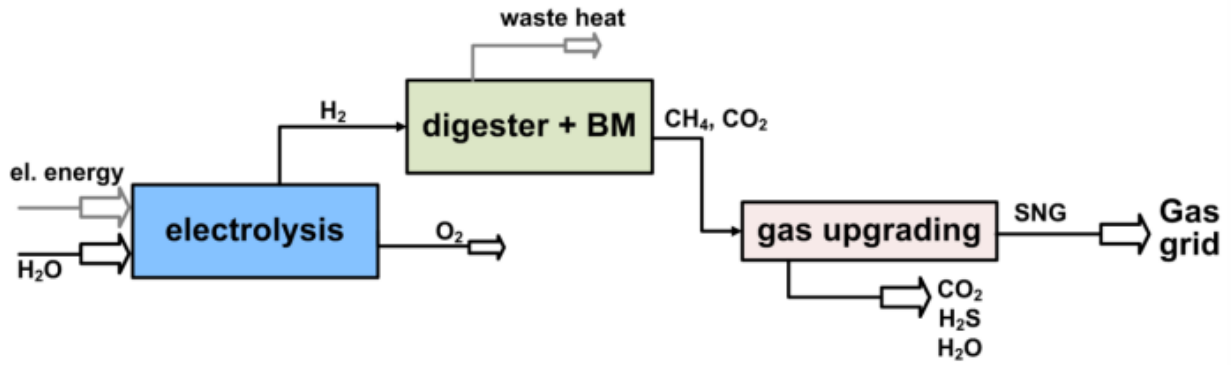


Figure 15 : Procédé de la méthanation biologique in-situ. Source : Götz et al. (2016).

Une autre solution vise à réaliser la réaction de méthanation dans un réacteur externe spécifique (voie ex-situ). Le réacteur est rempli d'un substrat liquide contenant des cultures de microorganismes méthanogènes aptes à supporter des variations importantes d'activité ou de caractéristiques du milieu. Le système ex-situ requiert seulement du CO<sub>2</sub> (provenant d'un processus de méthanisation), de l'hydrogène, des nutriments et des bactéries méthanogènes hydrogénéotrophes (Kougiass et al., 2017). Les étapes initiales de la digestion anaérobie (hydrolyse et acidogénèse) ne sont pas présentes dans un système ex-situ. Ainsi, la stabilité et les performances du réacteur dépendent uniquement de la fourniture suffisante de ces quatre ingrédients (Voelklein et al, 2019).

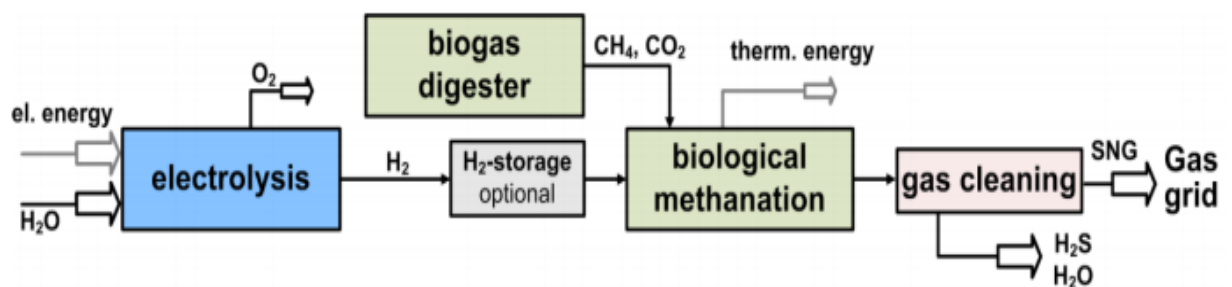


Figure 16 : Procédé de la méthanation biologique ex-situ. Source : Götz et al. (2016).

### 2.3 Contraintes de la méthanation in-situ

Bien que la méthanation in-situ ne nécessite pas un réacteur additionnel, ce qui entraîne un investissement inférieur par rapport à la méthanation ex-situ, ce processus présente des limitations dans sa conception à grande échelle (Götz et al., 2014). D'abord, le taux de formation de méthane est limité par le taux de production de CO<sub>2</sub> de l'unité de biogaz.



Ensuite, une conversion totale du CO<sub>2</sub> résiduel est très difficile à atteindre : avec des taux de solubilité 24 fois inférieurs à celle du CO<sub>2</sub>, l'H<sub>2</sub> injecté dans le digesteur a, en effet, du mal à se dissoudre dans la phase liquide et donc à réagir avec le carbone. Enfin, l'H<sub>2</sub> exogène aura tendance à faire augmenter le pH, ce qui aura pour effet d'inhiber légèrement le processus méthanogène et donc de perturber le fonctionnement du digesteur de l'installation de biométhanisation (Götz et al., 2016).

Ces contraintes font qu'il est difficile d'obtenir une conversion totale du CO<sub>2</sub> ce qui peut ajouter un traitement du gaz effluent si celui-ci est destiné à être injecté dans le réseau de distribution ou utilisé en tant que carburant (Götz et al., 2016).

Afin d'atteindre une efficacité comparable pour la méthanation biologique in-situ, un digesteur spécifique devrait être conçu dont le coût serait proche de celui d'un réacteur ex-situ. Ainsi, la recherche dans l'optimisation des processus in-situ est encore nécessaire afin de pouvoir maîtriser les processus biochimiques des réacteurs avec injection d'H<sub>2</sub> (Kougias et al., 2017).

Une autre technologie résolvant les problèmes du procédé in-situ consiste à utiliser les procédés in-situ et ex-situ ensemble dans un système intégré. Dans cette technologie hybride, la partie in-situ capte une partie du CO<sub>2</sub> pour atteindre un biogaz riche à 80-90% de méthane qui est ensuite envoyé dans la partie ex-situ où le gaz atteindra une teneur en méthane de plus de 98% (Kougias et al., 2017). L'avantage de cette technologie permet de résoudre les problèmes liés à l'augmentation de pH pendant la phase in-situ. D'ailleurs une étude menée en 2019 par Voelklein et al. incite à la connexion d'unité in-situ et ex-situ en série afin de constituer une voie plus favorable par rapport à des systèmes individuels.

### **3 Comparaison des différents procédés**

Plusieurs techniques de méthanation coexistent donc et permettent toutes de valoriser le CO<sub>2</sub> issu du biogaz brut en méthane de synthèse afin de ne pas avoir recours à un système d'épuration.

En raison des similitudes entre les processus, il est intéressant de comparer la méthanation catalytique avec la méthanation biologique ex-situ car même si elles sont toutes utilisées dans la production de CH<sub>4</sub> de synthèse, ces techniques diffèrent dans de nombreux domaines les rendant plus ou moins attrayantes selon leurs avantages respectifs.

### 3.1 Paramètres économiques

Il existe peu de littérature sur les investissements en méthanation étant donné que l'électrolyse contribue le plus aux dépenses de l'investissement.

Les coûts d'investissement (CAPEX) d'une installation de méthanation catalytique diffèrent d'une source à l'autre. La société Outotec GmbH annonce, en 2014, des coûts d'investissement de 400 € / kW<sub>CH4</sub> pour une centrale de 5 MW et de 130 € / kW<sub>CH4</sub> pour une centrale de 110 MW (Schaaf et al. 2014). La société DNV-KEMA annonce également, en 2014, des coûts d'investissements plus élevés pour les petites exploitations (< 20 MW). Elle prévoit un coût situé entre 300 et 500 € / kW<sub>CH4</sub> lorsque le marché de la méthanation se développera à petite échelle (Grond et al., 2014). Lehner et al. ont publié, en 2014, dans leur ouvrage « *Power-to-Gas : Technology and Business Models* » un comparatif de trois rapports et ont déterminé un coût d'investissement situé entre 300 et 500 € / kW<sub>CH4</sub>, ce qui rejoint celui publié par la société DNV-KEMA (2014). Plus récemment, Iaquaniello (2018) annonce des coûts avoisinant les 650 € / kW<sub>CH4</sub>. Il existe donc une grande variabilité concernant les coûts d'investissement d'une installation de méthanation catalytique en fonction des conditions de fonctionnement adoptées et de la configuration du processus.

Les coûts annuels d'opération (OPEX) et de maintenance (incluant le remplacement du catalyseur et excluant les coûts liés à l'hydrogène) représentent, selon les sources, entre 2,7 et 10% du CAPEX.

Selon Götz et al. (2016), les données de la société Outotec GmbH semblent les plus réalistes de par leurs calculs basés sur la taille d'une entreprise d'ingénierie. Cela signifierait que la plupart des autres études utilisent des coûts de méthanation surestimés (Götz et al., 2016).

**Tableau 4 : Paramètres économiques de la méthanation catalytique.**

Source : tableau personnel sur base de données des références ci-après.

Caractéristiques	Voie catalytique	Références
CAPEX (€ / kW <sub>CH4</sub> )	130 – 400	Outotec GmbH (2014)
	130 – 400	Götz (2016)
	300 – 500	DNV-KEMA (2014)
	300 – 500	Lehner (2014)
	650	Iaquaniello (2018)

	2,7	Iaquaniello (2018)
<b>OPEX (%CAPEX / an)</b>	3	Müller-Syring (2013)
	3,5	Rieke (2013)
	10	DNV-KEMA (2014)

Suite à son stade encore peu développé, la méthanation biologique ne présente pas encore d'offres commerciales. Néanmoins, des estimations de coûts ont été apportées par Krassowski (2012). Les coûts d'investissement décroissent très rapidement en fonction de la puissance électrique du réacteur. Les coûts annuels opérationnels sont supposés représenter 10% des coûts d'investissement (5% de besoins en chauffage et 5% de dépenses diverses) (Grond et al., 2014). La méthanation par voie biologique pourrait devenir une solution peu coûteuse (à l'exception des coûts pour l'hydrogène), flexible et une alternative à la méthanation catalytique. En effet, en raison de la température et de la pression opératoire toutes deux inférieures à la méthanation catalytique, les coûts d'exploitation sont considérablement réduits (Voelklein et al., 2019).

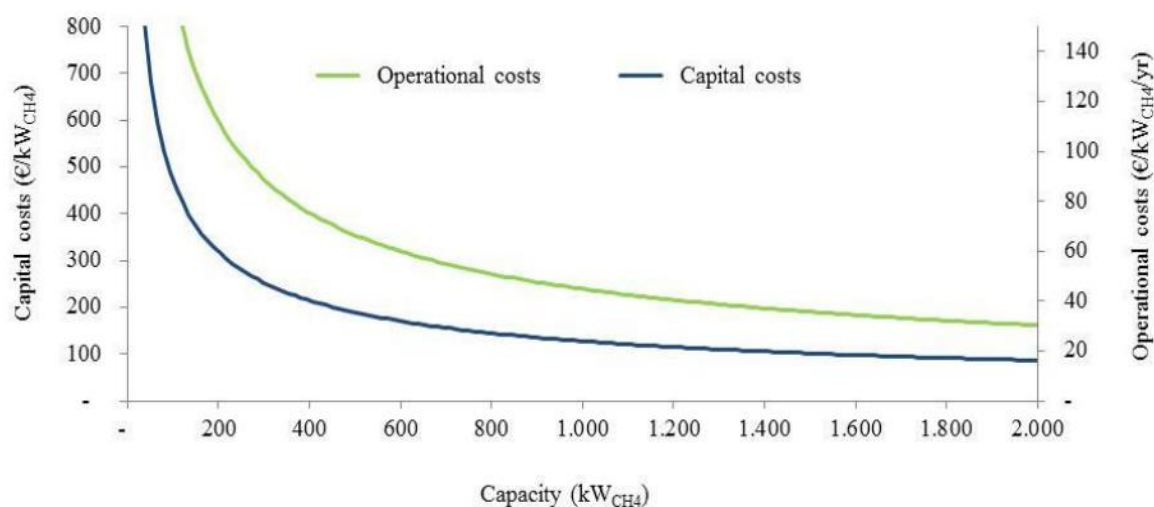


Figure 17 : CAPEX et OPEX d'une installation de méthanation biologique. Source : Krassowski (2012).

La figure suivante compare les coûts d'une centrale de méthanation biologique avec une centrale catalytique selon une puissance installée de 5 MW ou de 110 MW. Pour la méthanation biologique et catalytique, les coûts liés à la production d'hydrogène (électrolyse) sont bien plus importants que ceux liés à la méthanation, ce qui augmente considérablement les coûts de production (Götz et al., 2014).

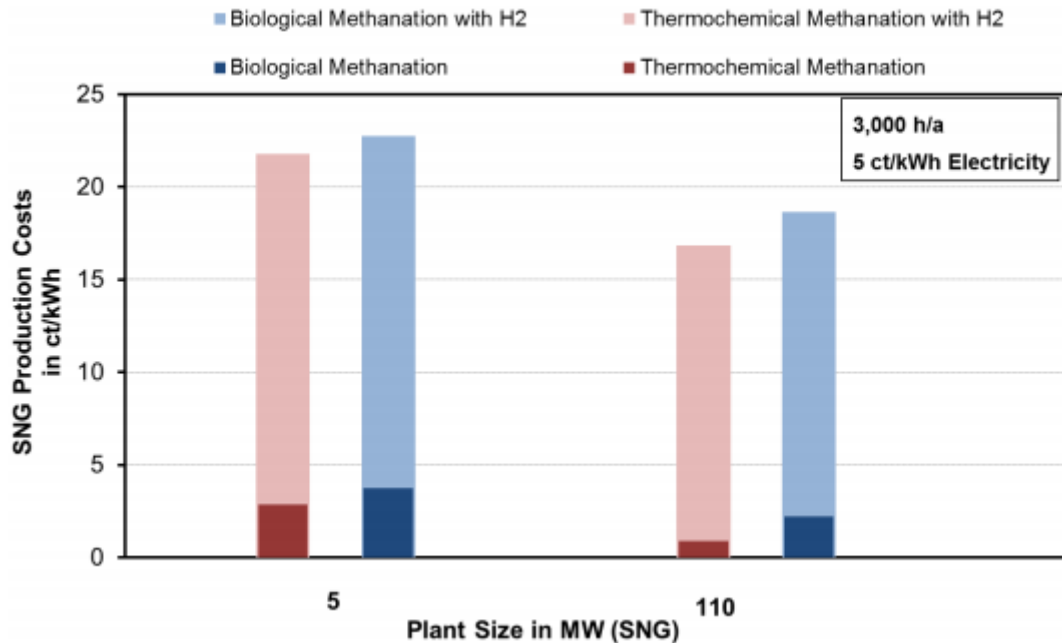


Figure 18: Comparaison du coût d'investissement de la méthanation catalytique et biologique. Source : Götz et al. (2014).

Pour les installations de petite taille (5 MW), les coûts de production de la méthanation biologique sont légèrement plus élevés mais lorsque les coûts de l'électrolyse sont pris en compte, la différence est négligeable. Cependant, pour les centrales plus grandes (110 MW), les coûts de production de la méthanation biologique sont près de 2,5 fois ceux de la méthanation catalytique (Götz et al., 2016).

Lorsque seuls les coûts de production de méthanation sont pris en compte, la méthanation biologique est plus intéressante pour les plus petites entreprises (Götz et al., 2016). A l'avenir, le stockage de l'hydrogène devra également être pris en considération car il représente le deuxième contributeur le plus important à l'investissement d'une centrale Power-to-Gas. La capacité de stockage nécessaire dépendra de la flexibilité du processus de méthanation (Iaquaniello et al., 2018).

## 3.2 Paramètres techniques

### 3.2.1 Volume du réacteur

Une caractéristique non négligeable est le coût d'investissement. Celui-ci est surtout représenté par la taille du réacteur qui constitue un aspect crucial de l'investissement. Une comparaison directe du volume requis du réacteur est possible en comparant le GHSV (Gas

Hourly Space Velocity) de chaque procédé (Götz et al., 2016). Le GHSV permet de relier le volume de charge gazeux traité au volume du réacteur. Celui-ci dépend en grande partie de la température de traitement qui est beaucoup plus élevée pour la méthanation catalytique (300-550°C) que pour la méthanation biologique (40-70°C). Des températures plus élevées sont généralement associées à des vitesses de réaction plus élevées et donc un plus grand GHSV (Yaghobi, 2013). De même, la présence d'une phase liquide pour la méthanation biologique induit une résistance au transfert de masse gaz-liquide et donc une vitesse de réaction moins élevée par rapport à la méthanation catalytique (Leonzio, 2016). Un dernier aspect à prendre en compte est le brassage en retour qui, dans la méthanation biologique, est très important en raison des agitateurs qui mélangent la phase liquide et gazeuse entraînant une vitesse de réaction plus faible (Götz et al., 2016).

Ces trois aspects techniques influencent fortement la teneur en CH<sub>4</sub> mais l'effet du mélange en retour est relativement faible pour des taux de conversion faibles, ce qui n'influence pas vraiment la teneur en méthane du processus biologique (Bernacchi et al., 2014). La forte influence du mélange en retour à des taux de conversion élevés reste donc un défi pour l'installation de méthanation biologique (Götz et al., 2016).

Pour le même flux de gaz d'alimentation, la méthanation biologique nécessite donc une taille de réacteur de plus grande ampleur.

### **3.2.2 Tolérance aux impuretés**

Une caractéristique également importante à prendre en compte est la tolérance aux impuretés du processus de méthanation. Le CO<sub>2</sub> provenant des installations de production de biogaz peut être accompagné de charges de soufre assez élevées en fonction du substrat se trouvant dans le digesteur (Zdanevich et al., 2009). Des impuretés supplémentaires telles que des siloxanes (composés formés de chaînes de silicium et d'oxygène) peuvent également être présentes dans le gaz d'alimentation (Dewil, 2007). La méthanation biologique est davantage résistante aux impuretés que la méthanation catalytique dont les composants soufrés représentent un poison pour les catalyseurs au nickel (Bartholomew, 1982 ; Bartholomew, 2001). L'empoisonnement se produit à de très faibles teneurs en sulfure d'hydrogène, de l'ordre de la dizaine de ppb (Ducamp et al., 2018). Ainsi, le gaz d'alimentation pour le procédé de méthanation catalytique doit être nettoyé en amont du réacteur de méthanation. Ces impuretés, de même que l'infection par des organismes étrangers ne représentent pas de

problème pour la méthanation biologique (Graf et al., 2014). Cependant, les composants soufrés restants doivent néanmoins être éliminés avant l'injection du biométhane dans le réseau de gaz. Seules les traces d'oxygène doivent être évitées pour le bon fonctionnement des microorganismes méthanogènes anaérobiques (Voelklein et al., 2019).

### **3.2.3 Flexibilité du processus**

La flexibilité du processus est un élément à prendre en compte dans l'aspect Power-to-Gas. En effet, un réacteur plus flexible minimise inévitablement les coûts de stockage de l'hydrogène en amont, ce qui influence grandement le dynamisme d'exploitation de la méthanation dans une chaîne de Power-to-Gas (Götz et al., 2016). La flexibilité dépend principalement de deux facteurs : la charge minimale et le taux de changement de charge.

La méthanation biologique ne nécessite pas de charge minimale mais il s'avère que le fonctionnement de l'installation n'est pas judicieux si la consommation d'énergie de l'agitateur excède le contenu énergétique du gaz produit (Götz et al., 2016). A l'inverse, la méthanation catalytique demande une charge minimale suffisante (située entre 10 et 40% suivant la technologie) pour une répartition homogène du catalyseur dans l'huile de transfert de chaleur (González et Schaub, 2015). Il est à noter aussi que l'arrêt d'un réacteur de méthanation biologique peut redémarrer sans conséquence néfaste grâce aux bactéries qui sont capables de rester en dormance pendant plusieurs semaines voire plusieurs mois (Leonzio, 2016 ; Voelklein et al., 2019), ce qui n'est pas le cas pour un réacteur catalytique qui doit au préalable être purgé à l'hydrogène ou au gaz inerte et doit être maintenu au-dessus de 200°C pour éviter la formation de tétracarbonyle de nickel (composé chimique très toxique) et permettre un redémarrage rapide du processus (Götz et al., 2016).

Un changement de charge dans le réacteur entraîne généralement une perturbation de la température qui peut avoir pour effet de refroidir la réaction ou au contraire créer un emballement (Graf et al., 2014). Pour la méthanation catalytique, il est indiqué de ne pas réaliser un changement de charge rapide afin de ne pas endommager le catalyseur du réacteur (Stangeland et al., 2017). A l'inverse, la méthanation biologique offrant une phase liquide dans son réacteur aura pour conséquence d'amortir les effets liés aux changements de charge (Lefebvre et al., 2015).

Le tableau ci-après résume les différentes caractéristiques technico-économiques des réacteurs de méthanation.

**Tableau 5 : Comparaison des paramètres techniques de méthanation catalytique et biologique ex-situ.**

Source : tableau personnel sur base de données des références ci-après.

Paramètres	Voie catalytique	Voie biologique	Références
Température	200 – 550°C	20 – 70°C	Reuter (2013) Boudellal (2016) Götz (2016) Iaquaniello (2018)
Brassage en retour	Modéré - Faible	Haute	Götz (2016)
GHSV	500 – 5000 h <sup>-1</sup>	<< 100 h <sup>-1</sup>	Graf (2014) Schaaf (2014) Götz (2016)
Tolérance des impuretés	Moyenne - Faible	Haute	Bartholomew (2001) Seifert (2013) Graf (2014) Ducamp (2018)
Charge minimale	10 - 40 %	Aucune requise	González (2015) Götz (2016)
Démarrage à froid	A éviter	Sans problème	Leonzio (2016) Voelklein (2019) Götz (2016)
Flexibilité	Moyenne	Haute	González (2015) Lefebvre (2015) Stangeland (2017)

### 3.3 Efficacité énergétiques

#### 3.3.1 Rendement énergétique

La méthanation catalytique est un processus bien connu qui a été étudié à travers plusieurs sujets pilotes (Stangeland et al. 2017). Si ceux-ci atteignaient un rendement de conversion énergétique situé entre 60 et 80% (selon les sources), des installations modernes atteignent, grâce à des conditions de température et de pression maîtrisées, des rendements supérieurs de 90 à 98,5% (selon les sources) et atteignent un taux de 92% de méthane. Récupérer et valoriser la chaleur haute température dégagée par la réaction (> 200°C) permettrait d'accroître et améliorer ce rendement. On estime qu'environ 90% de la chaleur est récupérable et peut être valorisée, ce qui donnerait un rendement global de 98% (E&E,

Hespul et Solagro, 2014). Le taux de méthane à la sortie du réacteur atteint en général 92% mais peut aller jusqu'à 98,5 % avec des pressions de 20 bar (Ducamp et al., 2018). Cependant, le gain de conversion n'est que de 1,5 % entre une pression de 5 et 20 bar. L'utilisation d'une pression supérieure à 15 bar ne semble donc pas justifiée d'un point de vue thermodynamique pour l'obtention d'un taux de conversion élevé (Ducamp et al., 2018).

La méthanation biologique est capable de répondre très rapidement aux changements de puissance et redémarre très rapidement après un arrêt du processus de production (Götz et al., 2016 ; Leonzio, 2016). D'après Schmack (2012) et Bernacchi (2014), son rendement de conversion énergétique serait supérieur à 95% avec une teneur en méthane d'environ 95%. Voelklein (2019) a également démontré une efficacité de conversion de 95% avec une teneur en méthane supérieure à 96%.

### **3.3.2 Utilisation de la chaleur perdue**

La réaction de méthanation est une réaction hautement exothermique. Il semble dès lors judicieux d'utiliser cette chaleur dégagée et de la convertir en une autre source d'énergie afin d'augmenter l'efficacité de la chaîne Power-to-Gas.

La chaleur dégagée par la méthanation biologique constitue une source d'énergie (environ 420 kWh pour une centrale de 5 MW selon Graf et al. (2014)) pouvant servir à chauffer un digesteur de biogaz mais les possibilités d'utilisation de la chaleur perdue résultant du processus réactionnel se font rares en raison de la température relativement basse ( $< 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) (Götz et al., 2016). Cependant, cette chaleur basse température peut être employée pour le chauffage urbain si l'installation Power-to-Gas se situe proche d'une zone d'habitation (Bensmann et al., 2014). Au contraire, le refroidissement du réacteur ajoute une demande énergétique additionnelle (Boudellal, 2016).

La méthanation catalytique offre davantage de possibilités d'utilisation potentielles grâce à des températures plus élevées ( $> 300\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). La chaleur issue du processus peut être employée pour produire de l'électricité, de la vapeur ou encore améliorer l'efficacité du système émetteur de  $\text{CO}_2$  (Schaaf et al., 2014). En revanche, le gaz effluent possède une température comprise entre 300 et 700  $^{\circ}\text{C}$  ; il doit donc être refroidi avant son injection dans le réseau de gaz, ce qui induit une demande énergétique supplémentaire (Boudellal, 2016).



### 3.3.3 Mécanisme d'agitation

La méthanation catalytique a un besoin en puissance inférieur à celui de la méthanation biologique (Bloch, 2017). Le mécanisme d'agitation du processus biologique pour introduire efficacement l'H<sub>2</sub> dans la phase liquide consomme, selon MicroEnergy International, environ 10 % de l'énergie totale (Graf et al., 2014). Les hautes températures du processus catalytique permettent d'accroître la solubilité de l'H<sub>2</sub> dans l'huile de transfert de chaleur et d'augmenter le coefficient de transfert de masse (González et Schaub, 2015). En conséquence, un agitateur n'est donc pas nécessaire pour la méthanation catalytique.

**Tableau 6 : Comparaison des paramètres énergétiques de méthanation catalytique et biologique ex-situ.**  
Source : tableau personnel sur base de données des références ci-après.

Paramètres	Voie catalytique	Voie biologique	Références
Rendement conversion énergétique	60 %		Hoekman (2010)
	79 %		Zuberbülher (2013)
	70 – 80 %		Stener (2009)
	95 – 98,5 %		Ducamp (2018)
		95 %	Voelklein (2019)
		> 95 %	Bernacchi (2014)
		> 95 %	Schnack (2012)
Teneur en CH <sub>4</sub> du biométhane sortant		95 – 100 %	Elechthrochea (2012)
	92 %		Zuberbühler (2013)
	95 %		Stenberg (2015)
	95 %		Ducamp (2018)
	90 – 100 %		Götz (2016)
		89 %	Mulat (2017)
		95 %	Pernachi (2013)
Utilisation de la chaleur perdue		95 %	Smack (2012)
		> 96 %	Voelklein (2019)
			Graf (2014)
	Très bon	Pauvre	Schaaf (2014)
Mécanisme d'agitation			Bensmann (2016)
			Götz (2016)
	Non	Oui	Graf (2014)
			Götz (2016)

### 3.4 Discussion

Dans ce qui suit, les avantages et inconvénients du processus de méthanation catalytique et biologique seront discutés. Il est à noter que les caractéristiques mentionnées dans le point 3 présentent quelques limites au niveau de leur comparaison dues notamment au stade de développement des technologies de méthanation qui diffère entre les deux processus : état laboratoire et pilote pour la technologie biologique et état commercial pour la catalytique. Certaines valeurs obtenues dans des expériences en laboratoire sont parfois compliquées à transférer au monde industriel et commercial (Van Dael et al., 2018).

Cependant, les processus de méthanation tant biologique que catalytique ont un potentiel d'intégration dans la chaîne de processus Power-to-Gas.

La méthanation catalytique s'appuie sur une technologie ancienne de plus de 60 ans, ce qui apporte une certaine stabilité et sûreté au processus. De plus, les hautes températures de fonctionnement peuvent être récupérées et converties pour accroître le rendement énergétique de la chaîne Power-to-Gas. Cependant, le processus catalytique présente moins de flexibilité et une moins grande tolérance aux impuretés.

La réduction biologique du  $\text{CO}_2$  en  $\text{CH}_4$  avec addition exogène d' $\text{H}_2$  est une technologie prometteuse de valorisation du biogaz qui peut être réalisée dans des conditions normales de fonctionnement (Mulat et al., 2017). De fait, la méthanation biologique est une technologie « simple », insensible aux traces de soufre et dont la configuration du réacteur biologique présente des exigences techniques plus faibles que pour le processus catalytique. Cela est due aux températures et aux pressions de fonctionnement plus faibles qui entraîne une réduction des coûts opérationnels liés à l'énergie et à la mise en œuvre (Götz et al., 2016). Par contre, son faible niveau de température de chaleur perdue lui apporte peu de possibilité d'utilisation et ses grands volumes de réacteurs spécifiques requis engendrent un coût supplémentaire.

Pour toutes ces raisons, la méthanation biologique représente, à ce stade, une option pour les petites installations de l'ordre de 5 MW. Un mélange adéquat et économe en hydrogène dans le réacteur représente un des défis à relever pour sa commercialisation à grande échelle. Actuellement, les concepts de la méthanation catalytique semblent être les plus propices aux moyennes et grandes installations (100 MW et plus) (Götz et al., 2016).

Cependant, la méthanation biologique n'a encore été étudiée qu'à l'échelle laboratoire ou pilote et au regard des paramètres techniques, des perspectives tout à fait attrayantes sont à constater notamment d'un point de vue économique (Collet et al., 2017). Il est, en effet, à constater une intensification de la technologie de valorisation du biogaz ex-situ (Díaz et al., 2015) qui est en cours de démonstration à travers des usines pilotes telles que e-gaz Audi ou BioPower2Gas en Allemagne ou BioCatProject au Danemark. La méthanation biologique est propice à une intégration aux unités de production de biogaz pour valoriser le CO<sub>2</sub> issu du biogaz (Collet et al., 2017).

## **4 Perspectives d'une chaîne Power-to-Gas intégrant la valorisation du CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz**

### **4.1 Perspectives environnementales**

#### **4.1.1 Réduction des émissions de CO<sub>2</sub>**

Pour ramener les 400 ppm actuelles de CO<sub>2</sub> atmosphérique en dessous des 350 ppm, il est nécessaire de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. La valorisation de ce dernier contenu dans le biogaz peut, en effet, réduire le carbone atmosphérique mais seulement à de très faibles niveaux (Cheah et al., 2016). La production de dioxyde de carbone peut être considérée comme minime comparée à celle des centrales électriques ou des industries. Cependant, toutes les petites modifications auront un impact cumulatif pour la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (Cheah et al., 2016). En ce sens, Uusitalo et al. (2017) montrent que les émissions de gaz à effet de serre sont réduites avec la production de méthane de synthèse. De même, selon Koornneef et al. (2014), la technologie Power-to-Gas associée à la digestion anaérobie aura, à long terme, un effet sur les économies annuelles d'émissions de gaz à effet de serre mondiales qui pourraient atteindre près de 8 Gt de CO<sub>2</sub><sub>éq</sub> en 2050 en tenant compte des émissions évitées en se substituant au gaz naturel (Collet et al., 2017).

#### **4.1.2 Bilan carbone**

L'utilisation d'électricité renouvelable est essentielle pour garantir un faible impact carbone sur l'environnement car les résultats de l'analyse environnementale sont dominés par la consommation d'électricité du procédé (Collet et al., 2017). L'énergie nécessaire à la synthèse du méthane provenant des énergies renouvelables et le CO<sub>2</sub> provenant d'un captage évitant

son rejet dans l'atmosphère sont des aspects limitant l'impact sur le bilan carbone de la chaîne Power-to-Gas. De fait, le processus d'électrolyse est supposé n'émettre aucune émission directe de GES et la production de méthane de synthèse entraîne des émissions de GES négatives en raison du captage du CO<sub>2</sub> (Dumergues, Favier et Alvaro Claver, 2014 ; Muñoz et al., 2015).

La production d'1 TWh de CH<sub>4</sub> de synthèse consomme environ 178 kt<sub>CO2</sub>. Néanmoins, bien que la réaction de méthanation consomme du CO<sub>2</sub>, une certaine quantité sera réémise lors de la combustion du méthane mais sera, cependant, potentiellement captable (Starr et al., 2014).

### **4.1.3 Production locale**

L'approche Power-to-Gas est à concevoir dans une vision de production et utilisation ou injection locales. La possibilité d'utiliser localement l'électricité en excédent en la convertissant en méthane permettrait de diminuer les exportations de matières premières énergétiques (pétrole, gaz naturel), en réduisant la pollution et la dépendance aux exportations (Boudellal, 2016).

Un système Power-to-Gas lié à une production locale de biogaz accentuerait ce concept et permettrait en plus d'éviter la création de nouvelles lignes haute tension étant donné que le biométhane produit serait transporté par le réseau de gaz existant. Il sera également possible d'utiliser ce méthane pour des centrales au gaz, unités de cogénération ou piles à combustible pour la production locale d'électricité (Boudellal, 2016).

## **4.2 Pollution**

Bien qu'une chaîne Power-to-Gas combinée à une unité de biogaz apporte de nombreux avantages sur le plan environnemental, dans une perspective où la réaction de méthanation serait catalytique, des impacts relatifs à l'appauvrissement des ressources et à la gestion des déchets liés à l'utilisation de catalyseurs métalliques seraient à constater et devraient être pris en compte (Dumergues, Favier et Alvaro Claver, 2014).

## 4.3 Perspectives technico-économiques

### 4.3.1 Efficacité technico-économique

#### Electrolyse

L'efficacité technico-économique du système Power-to-Gas dépend principalement de l'efficacité de l'électrolyse. Tout d'abord, l'électrolyse peut être adaptée afin de produire plus d'hydrogène lorsque les prix de l'électricité sont bas mais cela engendrera alors un coût supplémentaire pour le stockage de l'hydrogène (Ahern et al., 2015). Ensuite, le coût lié à l'investissement peut être réduit par de plus grandes installations (Van Dael et al., 2018).

Au cours de l'électrolyse, 8 kg d'O<sub>2</sub> sont produits par kg d'H<sub>2</sub>. Jusqu'à présent aucune valorisation de l'O<sub>2</sub> n'a été mise en œuvre dans les installations de Power-to-Gas existantes (Graf et al., 2014). Cet oxygène peut être vendu (entre 10 et 70 € la tonne selon Vanderwalle et al. (2015)) pour être valorisé dans l'industrie sidérurgique ou pour les soins médicaux. L'oxygène peut également être utilisé pour la désulfuration primaire du biogaz (Kato et al., 2005). Cependant, l'O<sub>2</sub> sera produit uniquement lorsque l'électrolyseur sera en fonctionnement, ce qui peut poser un problème d'intermittence pour la valorisation de l'O<sub>2</sub> (Götz et al., 2016).

#### Méthanation

La méthanation peut également jouer sur l'efficacité technico-économique du système ; principalement sur la valorisation de la chaleur produite au cours du processus réactionnel. Ce critère est, selon les experts, indispensable pour assurer une rentabilité financière (Dumergues, Favier et Alvaro Claver, 2014). De plus, les réacteurs de méthanation biologique utilisent un mécanisme d'agitation pour augmenter la solubilité de l'hydrogène. Mais l'agitation mécanique n'est finalement pas si nécessaire et peut être remplacée par un procédé moins énergétique et moins coûteux. Des études montrent que des microorganismes méthanogènes pourraient être préparés par ingénierie métabolique afin d'atteindre des rendements et des vitesses de réaction élevés (Woo, 2017). Les bactéries méthanogènes pourraient être « modifiées » pour fonctionner à des pressions plus élevées, ce qui aura pour effet d'augmenter la solubilité de l'hydrogène et donc de favoriser la production de méthane (Zabranska et Pokorna, 2018).

Les systèmes de méthanation biologique sont des technologies relativement nouvelles qui ont encore besoin de maturité pour permettre une réduction des coûts d'investissement et opérationnels (Vo et al., 2018).

#### 4.3.2 Viabilité économique

La conversion nécessite de l'électricité bon marché pour produire de l' $H_2$  et une source de  $CO_2$  appropriée pour rendre le processus économiquement viable (Starr et al., 2014). La viabilité économique d'un tel système repose donc essentiellement sur le coût lié à la production d'hydrogène et le coût de la capture de  $CO_2$ .

Le coût de l'hydrogène a une influence considérable sur le prix de vente du méthane de synthèse (environ 35% du coût de production selon Collet et al. (2017)). Celui-ci est intimement lié à l'électrolyse et varie en fonction de la technologie appliquée. La technologie PEM reste la plus chère. Son prix peut grimper jusqu'à 3 millions d'euros pour une installation de  $400 \text{ m}^3/\text{h}$  d' $H_2$ . La technologie alcaline peut coûter entre 1,3 et 2,1 millions d'euros pour une installation de la même dimension (Benjaminsson et al., 2013). Une installation de cette taille serait nécessaire pour valoriser le biogaz d'une installation de biométhanisation de  $500 \text{ kW}_{el}$  produisant  $100 \text{ m}^3/\text{h}$  de  $CO_2$  (Ahern et al., 2015). Cependant, on peut s'attendre à des coûts d'investissement des électrolyseurs alcalins et PEM décroissants avec le temps pour atteindre environ 500 à 600 € /  $\text{kW}_{el}$  d'ici 2050 contre 800 et 3000 € /  $\text{kW}_{el}$ . (Chiuta et al., 2016 ; Götz et al., 2016). Le coût total de la production d'hydrogène s'élève à 0,8 € /  $\text{m}^3$  d' $H_2$  pour un prix de vente se situant entre 0,17 et 0,9 € /  $\text{m}^3$  d' $H_2$  (Van Dael et al., 2018). Benjaminsson et al. ont estimé, dans le rapport SGC de 2013 « Power-to-Gas : A technical review » le coût total de la production d'hydrogène rapporté à la production de méthane en prenant en compte le CAPEX, l'OPEX, les coûts du réseau électrique et de l'électricité. Celui-ci varie entre 1,22 et 1,60 €/m<sup>3</sup> de  $CH_4$  produit.

La capture du carbone est une technique onéreuse mais si le biogaz est utilisé directement dans un système Power-to-Gas biologique, ce coût peut être alors évité (en imaginant que le système Power-to-Gas coûte moins cher que la valorisation classique du biogaz) (Starr et al., 2014). A titre d'exemple, le coût de la valorisation classique du biogaz pour  $200 \text{ Nm}^3/\text{h}$  de  $CO_2$  est similaire à celui de la technologie alcaline pour la production d'hydrogène. Injecter alors le biogaz directement dans le réacteur permet donc d'économiser le coût équivalent du système d'électrolyse alcaline (soit environ 3,33 millions d'euros selon Ahern et al., 2015)).

Dans le rapport SGC de 2013, Benjaminsson et al. ont estimé précédemment un coût de production du méthane de synthèse via le processus Power-to-Gas entre 1,40 et 1,47 € / m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> en supposant que la chaleur excédentaire liée au processus peut être vendue. L'étude d'Ahern et al. (2015) arrive aux mêmes perspectives économiques. Des études plus récentes, menées par Van Deal et al. (2018), présentent des coûts de production s'élevant entre 0,66 et 1,60 € / m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> suivant différents scénarios prenant en compte ou non les coûts liés à l'électricité (réseau, taxes, ...) et la possible gratuité de l'hydrogène.

Une étude menée par Vo et al. en 2018, a comparé 3 techniques de valorisation du biogaz afin de déterminer le prix minimum de vente du biométhane. Il s'est avéré que la valorisation du biogaz par méthanation biologique ex-situ était financièrement la plus intéressante. En utilisant le procédé « ex-situ », le processus Power-to-Gas bénéficierait d'une économie de 0,13 à 0,31 € / m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> produit en se substituant à un système classique de valorisation du biogaz (Vo et al., 2018). A cela, s'ajoute le prix de vente du biométhane qui pourra être injecté directement dans le réseau ou être utilisé en tant que carburant pour le transport. De ce fait, le méthane provenant d'un système Power-to-Gas présenterait un avantage financier potentiel compris entre 0,81 et 1,68 € / m<sup>3</sup> (Ahern et al., 2015). A cela s'ajouterait la vente de chaleur excédentaire générée par le processus.

Pour arriver à une rentabilité et une viabilité économique, les coûts d'exploitation du système doivent baisser. En outre, le prix de l'électricité (dont dépend le coût de production de l'hydrogène) engendre une grande partie des coûts supplémentaires essentiellement dus aux frais liés au réseau et aux taxes (Collet et al., 2017 ; Vo et al., 2018). Avec l'augmentation de la quantité d'énergies renouvelables, le concept peut devenir plus intéressant : il aurait ainsi une influence sur les heures de fonctionnement et, par conséquent, sur le coût d'investissement de l'électrolyseur (Van Dael et al., 2018).

Avec des progrès en termes d'efficacité de processus et de savoir-faire opérationnel et avec des réductions de coûts liés à la propagation et la généralisation du processus, le système a de grandes chances de devenir très attrayant.

## 4.4 Perspectives énergétiques

### 4.4.1 Biogaz induit par la demande

Les installations de production de biogaz fonctionnent traditionnellement avec une alimentation en substrat continue et constante. Cependant, avec un régime alimentaire adapté, le processus biologique dans le digesteur peut être influencé et régulé. De cette manière, le taux de production de biogaz pourrait être modifié à la demande, ce qui permettrait d'optimiser les besoins de gaz et de réduire les investissements supplémentaires (Szarka et al., 2013).

Ainsi, le rôle du biométhane s'avèrerait pertinent en termes de performances énergétiques dans un système « Smart Energy ». La chaîne Power-to-Gas combinée à une unité de biométhanisation pourrait, en effet, s'avérer être utile dans l'équilibrage du réseau électrique (Mauky et al., 2017). De fait, en faisant varier le taux et le temps d'alimentation du digesteur, le taux de production de gaz peut alors être contrôlé pour présenter un profil de charge comprenant des pics et des creux.

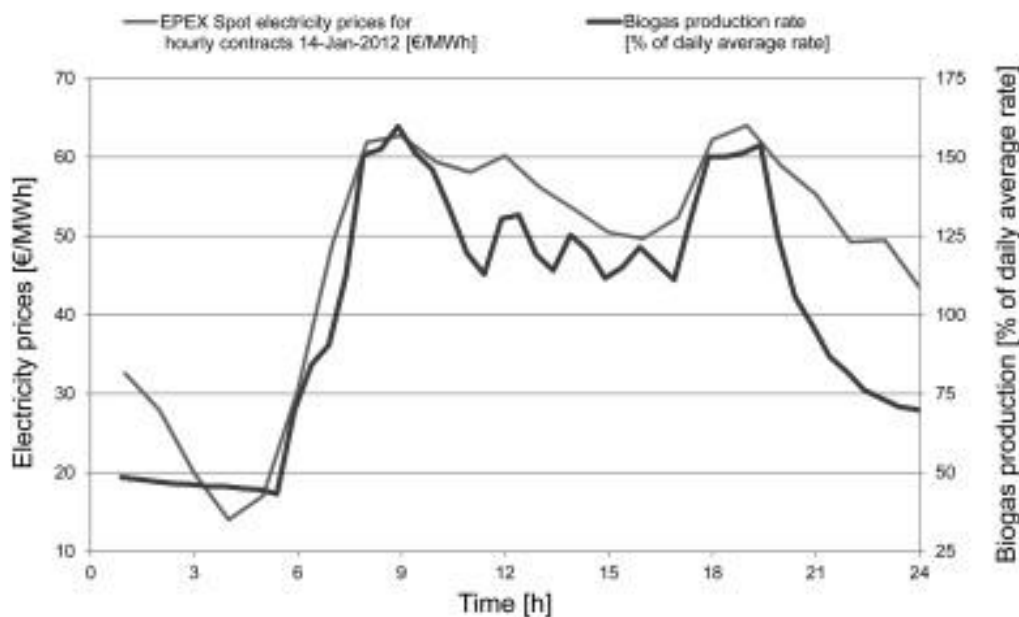


Figure 19: Production de biogaz (%) en fonction du temps (h) et en suivant de près les prix de l'électricité sur le marché. Source : Szarka et al. (2013).

Si le biogaz devait être utilisé en cogénération pour la production d'électricité, il serait intéressant de faire correspondre le pic de production avec celui de la charge électrique (schéma B de la figure 15) (Ahern et al., 2015). Une autre possibilité serait de stocker le



biogaz et de le convertir en électricité en périodes de pointe. Mais cette perspective provoquerait des coûts liés au stockage ainsi qu'une perte de pouvoir méthanogène due à un stockage trop long (Persson et al., 2014).

En période de faible demande d'électricité, la production de biogaz servirait alors à la réaction de méthanation qui produirait du biométhane destiné à être injecté dans le réseau de gaz ou destiné au transport (schéma A de la figure 15) (Ahern et al., 2015).

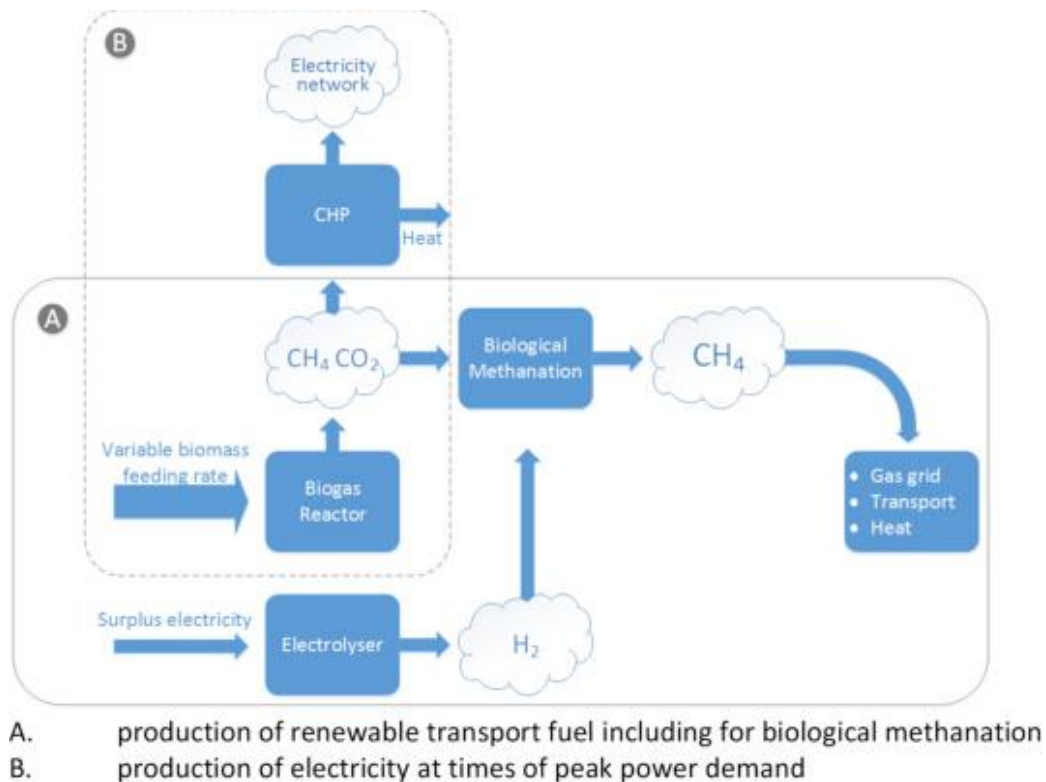


Figure 20 : Cogénération et méthanation biologique intégrées à un système de Power-to-Gas. Source : Ahern et al. (2015).

Le taux de production de gaz, la capacité de stockage de gaz et le taux d'utilisation du gaz définissent la flexibilité du système. Cette flexibilité requerra toujours le stockage du biogaz mais la capacité de stockage pourrait être réduite dans le cas d'un ajustement du processus de production avec le besoin réel du réseau électrique (Mauky et al., 2017). Cependant, l'ajout d'un processus de production de biogaz flexible augmentera la complexité de sa mise en œuvre entraînant des coûts supplémentaires devant être compensés par un rendement financier supérieur (Persson et al., 2014).

Les perspectives énergétiques du Power-to-Gas combiné à la technologie de méthanation biologique dépendent de la capacité en énergie renouvelable (éolien et solaire) de chaque pays

mais également de leur disponibilité en biogaz provenant des installations de biométhanisation. Un système de biogaz induit par la demande serait pertinent dans des pays disposant d'une vaste infrastructure de biogaz telle que l'Allemagne (Szarka et al., 2013).

## **5 Un système Power-to-Gas optimal**

Plusieurs conceptions potentielles du système Power-to-Gas ont été imaginées. Celles-ci diffèrent les unes des autres essentiellement par la source de CO<sub>2</sub>, par la composition globale du gaz carboné et par le procédé de méthanation utilisé.

Un processus Power-to-Gas efficace requiert avant tout une électricité bon marché comme celle constitué par les excédents d'électricités renouvelables et une source en CO<sub>2</sub> appropriée pour rendre le processus économiquement viable (Starr et al., 2014). De ce constat découle des similitudes évidentes entre le Power-to-Gas et le biogaz : d'une part, les deux technologies produisent du biométhane et d'autre part, le biogaz constitue une source en CO<sub>2</sub> concentrée et surtout non contaminée (Rachbauer et al., 2016 ; Voelklein et al., 2019). Le coût lié à la capture du carbone est donc négligeable et la nécessité d'une valorisation coûteuse du biogaz est éliminée.

Lié à un système intelligent « Smart Energy », le système Power-to-Gas biologique apporterait des avantages considérables tant pour le concepteur que pour le régulateur du réseau (Mauky et al., 2017). Le concept de biogaz induit par la demande permettrait de produire de l'électricité à partir de biométhane pendant les périodes de pointe. Cela répondrait au problème du prix de l'électricité modulé en cours de journée en fonction de l'offre et de la demande (Boudellal, 2016). Selon l'IEA, le biogaz pourrait et devrait jouer un rôle important dans les futurs réseaux d'énergie intelligents afin d'équilibrer les quantités accrues de production d'électricité renouvelable variable (Persson et al., 2014).

Un système Power-to-Gas basé sur la bioconversion du CO<sub>2</sub> issu du biogaz en biométhane combine les directives actuelles en matière de protection de l'environnement, traitement des déchets organiques, valorisation du CO<sub>2</sub> et résolution des fluctuations de la production d'électricité à partir de sources renouvelables (Seifert et al., 2013 ; Collet et al., 2017). Il s'avère être alors le modèle optimal de système de Power-to-Gas.

# PARTIE 4 : Etude de cas – Projet Hycabiome

---

## 1 Introduction

Après une première phase d'exploration du sujet, il est intéressant de proposer l'étude d'un cas pratique dans le but d'aboutir à une conclusion davantage concrète sur la valorisation du CO<sub>2</sub> issu du biogaz pour la réaction de méthanation dans un processus Power-to-Gas.

Il existe un grand nombre d'études portant sur la méthanation biologique du CO<sub>2</sub> mais la plupart d'entre elles abordent les aspects fondamentaux et n'étudient pas la possible utilisation du biogaz. En revanche, il n'existe pas d'informations détaillées sur le fonctionnement, dans des conditions réalistes, en ce qui concerne le développement futur de l'utilisation de l'H<sub>2</sub> pour la valorisation du biogaz (Rachbauer, 2017).

## 2 Méthodologie

Des premiers contacts ont été pris auprès d'Air liquide Benelux et de Fluxys Belgium, deux groupes industriels du secteur gazier. Bien qu'ils s'intéressent de très près au domaine du Power-to-Gas, leurs recherches et projets n'associent pas ce dernier avec le CO<sub>2</sub> présent dans le biogaz. Selon moi, il était nécessaire de mener une étude sur une installation combinant méthanisation et méthanation.

Mes recherches m'ont alors amené au projet *METHYCENTRE* de Storengy. Le projet de la filiale de GDF SUEZ a pour objectif de démontrer la faisabilité technique et économique de l'utilisation de la méthanisation et du Power-to-Gas dans la mise à disposition de méthane renouvelable. Cependant, le projet a accusé du retard dans le dépôt des demandes d'autorisation et la mise en service de *METHYCENTRE* a été reportée à 2021.

Malgré cela, une deuxième opportunité s'offrait à moi : le projet *HYCABIOME* de Solagro résidant dans le couplage méthanation biologique – méthanisation. Ce programme s'inscrit dans le cadre des recherches sur le Power-to-Gas et la modélisation d'interconnexions entre les réseaux de gaz et d'électricité afin de garantir la stabilité du réseau électrique et le stockage efficace d'énergie.

### 3 Objectif

L'étude du projet *HYCABIOME* permet d'étudier, dans un contexte concret, la mise en place d'un processus Power-to-Gas couplant la biométhanisation et la méthanation décrit de manière théorique dans les chapitres précédents.

Le but de cette 4<sup>ème</sup> partie est d'évaluer la pertinence de cette chaîne Power-to-Gas à travers le projet français. Apporte-t-elle de réels avantages environnementaux tout en garantissant une évolution nécessaire de la structure énergétique ?

### 4 Contexte

Cette étude de cas porte sur l'installation d'un processus Power-to-Gas valorisant le CO<sub>2</sub> issu du biogaz pour la réaction de méthanation biologique.

Lancé en octobre 2016 pour une durée de 27 mois, le programme *HYCABIOME*, coordonné par Solagro pour le compte de l'Agence française de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), vise à évaluer dans une approche préliminaire l'intérêt économique de la méthanation biologique couplée à la digestion anaérobie dans une architecture Power-to-Gas. L'objectif est de démontrer le possible couplage entre la biométhanisation et la méthanation biologique en identifiant son potentiel à l'horizon 2025 (ADEME, 2018).

Outre le principe de valoriser les excédents de production d'électricité renouvelable et garantir la stabilité du réseau, le projet *HYCABIOME* définit, à travers la conception d'un pilote préindustriel, une chaîne énergétique visant à maximiser la production de biométhane des unités de biométhanisation. Pour se faire, le projet repose sur un aspect innovant : la méthanation biologique. Cette réaction est catalysée par des bactéries hydrognotrophes qui produisent du méthane à partir de CO<sub>2</sub> issu de biogaz et d'hydrogène obtenu par électrolyse de l'eau à partir des excédents d'électricité d'origine renouvelable. Le couplage biométhanisation-méthanation permet ainsi d'accroître le taux de conversion de la biomasse en biométhane et de convertir les coûts liés à l'épuration traditionnelle du biogaz en coût d'enrichissement du biogaz en biométhane. Ce dernier est ensuite injecté dans le réseau de gaz naturel faisant office de stockage (Guerré et al., 2018 ; Berger, entretien téléphonique, 9 mai 2019).

A moyen terme, le projet permettra de déterminer les modèles de chaîne Power-to-Gas appropriés pour la France et de poser les bases du cadre réglementaire du processus.

## 5 Intégration des scénarios au projet

L'étude *HYCABIOME* intègre deux scénarios principaux basés tous deux sur la production de méthane de synthèse à partir d'une unité de biogaz couplée à un électrolyseur et un réacteur de méthanation biologique. Les deux scénarios impliquent également l'injection du méthane de synthèse résultant dans le réseau de gaz naturel.

L'électrolyseur est basé sur la technologie PEM jugée très flexible et appropriée pour le couplage avec des sources d'énergie intermittentes (Berger, entretien téléphonique, 9 mai 2019).

### 5.1 Scénario 1: Fonctionnement intermittent (scénario 2018 +)

Dans ce scénario, la chaîne Power-to-Gas fonctionne en intermittence. Le surplus de production des énergies renouvelables sera généralement disponible de temps en temps : en France, plusieurs heures pendant quelques jours par an. En conséquence, cette configuration engendre un fonctionnement intermittent pour le réacteur de méthanation. L'installation de biogaz doit alors pouvoir injecter sa production de méthane de synthèse dans le réseau de gaz indépendamment du réacteur de méthanation. Un équipement de traitement et d'épuration du biogaz est donc requis afin de pouvoir éliminer le  $\text{CO}_2$  (Berger, entretien téléphonique, 9 mai 2019).

Dans ce scénario, l'unité de méthanation est alimentée soit par le  $\text{CO}_2$  provenant du traitement du biogaz soit directement par le biogaz.

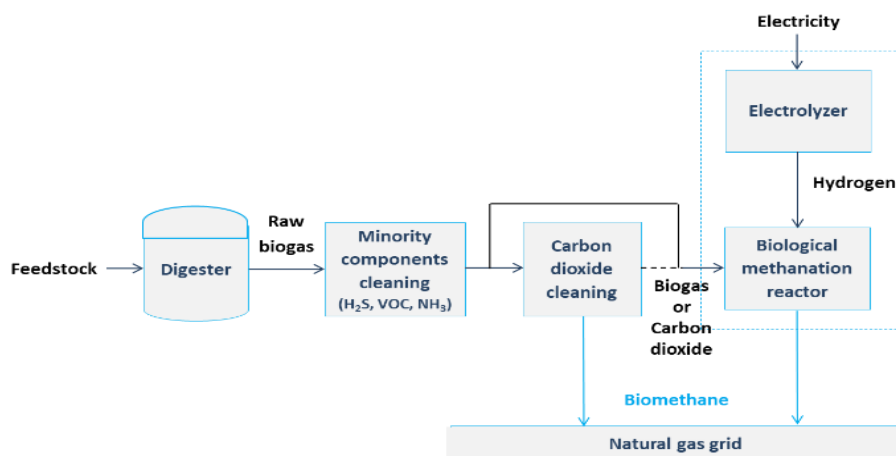


Figure 21 : Fonctionnement intermittent de l'installation. Source : Solagro (2019).

## 5.2 Scénario 2: Fonctionnement quotidien et flexibilité (scénario 2030 +)

Dans ce scénario, le réacteur de méthanation fonctionne en continu entre 8 et 24h par jour. Le biogaz brut est injecté directement dans celui-ci afin de convertir sa teneur en CO<sub>2</sub> en biométhane supplémentaire. Un équipement de traitement et d'épuration pour le CO<sub>2</sub> n'est donc pas requis dans ce cas (Berger, entretien téléphonique, 9 mai 2019).

La charge de travail de l'électrolyseur peut varier au cours de la journée pour correspondre avec les périodes quotidiennes pendant lesquelles les prix de l'électricité sont moins chers. L'électrolyseur peut également être surdimensionné pour fournir un service de flexibilité au réseau électrique lorsque la demande augmente. Il équilibrerait alors la fréquence via la réserve primaire d'hydrogène (Berger, entretien téléphonique, 9 mai 2019).

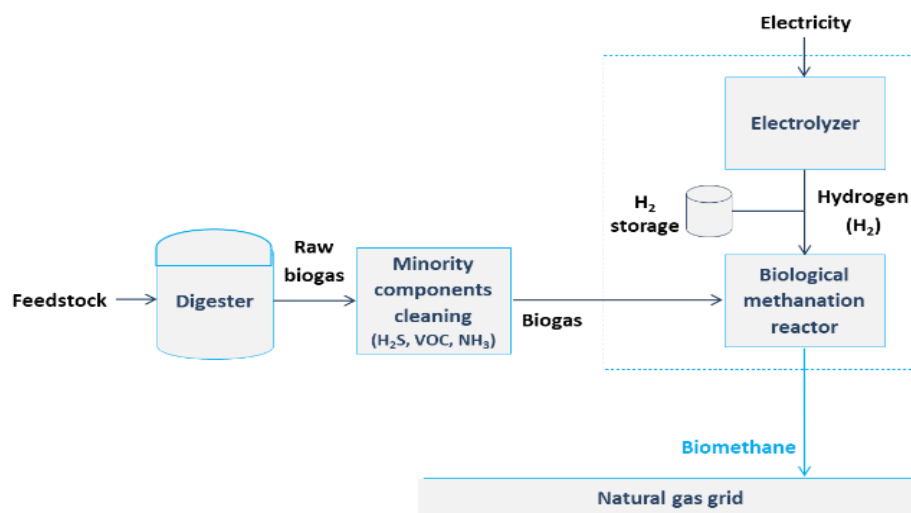


Figure 22 : Fonctionnement quotidien de l'électrolyseur (12 à 24h/jour) avec flexibilité. Source : Solagro (2019).

## 6 Méthanation biologique

### 6.1 Choix du procédé

Le choix porté pour la méthanation biologique s'explique par ses nombreux avantages : en plus d'être flexible (opérations intermittentes et variations de charge) et de bénéficier d'une structure de réacteur relativement simple, les deux processus (méthanisation et méthanation) sont biologiques et donc complémentaires en termes de fonctionnement (température et pressions). De plus, le processus de méthanation biologique est très résistant aux composants du biogaz et ne nécessite pas nécessairement la séparation du CO<sub>2</sub> du biogaz avant

d'alimenter le réacteur de méthanation : le soufre et l'oxygène présents sous forme de traces n'ont aucun effet sur les microorganismes utilisés (Carayon, entretien téléphonique, 6 mai 2019 ; Berger, entretien téléphonique, 9 mai 2019).

## 6.2 Conception du réacteur de méthanation biologique

### 6.2.1 Contexte

Comme dans de nombreux processus biologiques, plusieurs conditions doivent être réunies afin que la réaction se déroule correctement :

- Un milieu anaérobique humide.
- Une température adéquate.
- La présence de nutriments.
- L'accès aux réactifs ( $H_2$  et  $CO_2$ ) des microorganismes.

Si la culture en milieu anaérobique humide dans un domaine de température satisfaisant et la présence des nutriments peuvent facilement être gérées, l'accès aux réactifs peut cependant poser des problèmes en raison de la mauvaise solubilité du dihydrogène. Or, la réaction de méthanation nécessite un ratio  $H_2/CO_2$  théorique de 4/1. Le non-respect de cette stoechiométrie ou la difficulté d'accès aux réactifs induisent des pertes d'efficacité (Fortin et al., 2017).

Deux réacteurs permettent de réaliser la méthanation biologique : le réacteur à lit bactérien et le réacteur agité. Le premier présente des débits de gaz relativement faibles pour laisser un temps de contact suffisant entre les réactifs et les microorganismes immobilisés sur le support. Le réacteur à lit bactérien se caractérise donc par des taux de production relativement faibles ( $1,17 \text{ Nm}^3_{CH_4} / \text{jour}$ ) et par conséquent un encombrement volumique important. A l'inverse, le réacteur à lit fluidisé a de bons taux de production (entre 100 et  $200 \text{ Nm}^3_{CH_4} / \text{jour}$ ) mais induit une consommation énergétique importante due à l'agitateur. De plus, celui-ci présente une importante dilution des microorganismes due à la production d'eau à travers la réaction de méthanation, ce qui ne favorise pas le contact entre ces derniers et les réactifs (Fortin et al., 2017).

Afin de remédier totalement ou en partie à ces inconvénients, des recherches ont été menées par ENGIE dans le cadre du projet *HYCABIOME* pour la conception d'un réacteur de méthanation biologique à lit fluidisé.

## 6.2.2 Description du réacteur de méthanation biologique

Le réacteur à lit fluidisé est formé d'un support mobile servant de site de colonisation aux microorganismes (archées méthanogènes). Le support présente un ratio surface/volume très important, ce qui permet de créer une grande surface de contact entre les microorganismes et le milieu. Grâce à cette configuration, l'accès des réactifs à la flore méthanogène est optimisé. En immobilisant les microorganismes sur un support, on obtient un effet de concentration de la biomasse plus important que dans le cas des cultures libres. Cela permet d'accroître la vitesse de réaction par unité de volume et donc de réduire le volume du réacteur (Fortin et al., 2017).

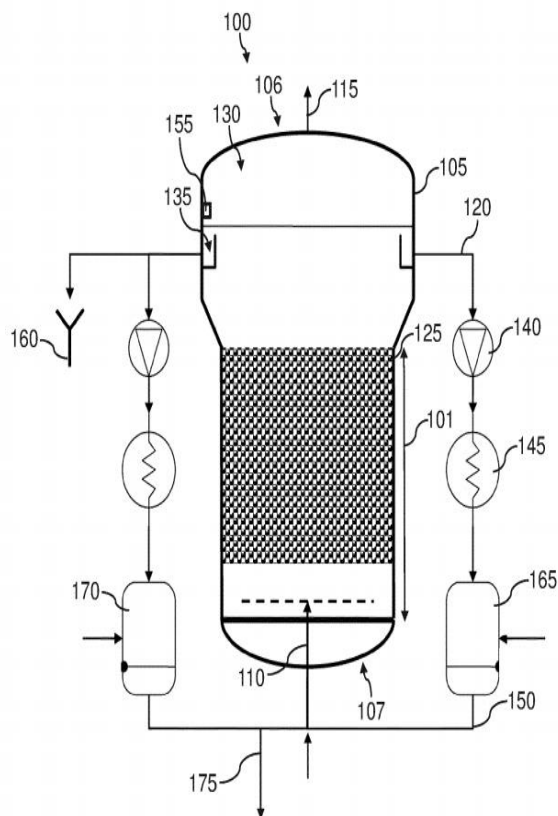


Figure 23 : Réacteur de méthanation biologique à lit fluidisé du projet *HYCABIOME*. Source : Solagro (2019).



### **6.3 Résultats obtenus**

Les essais ont été réalisés sur un réacteur pilote de 20 l fonctionnant en continu etensemencé par des microorganismes préalablement sélectionnés.

Une teneur moyenne en CH<sub>4</sub> de 97,7% a été obtenue, ce qui confère au biométhane la compatibilité avec une injection sans post-traitement.

La résilience du procédé a été validée : les éléments traces présents dans le biogaz tels que H<sub>2</sub>S et O<sub>2</sub> ont été éliminés par les microorganismes sans poser le moindre problème de fonctionnement au réacteur de méthanation. De plus, l'arrêt du réacteur n'a posé aucune complication néfaste à son redémarrage.

## **7 Modélisation économique**

L'étude procède à une modélisation des coûts de production du biométhane et à l'évaluation du taux de rendement interne d'une installation Power-to-Gas basée sur la digestion anaérobie couplée à un électrolyseur PEM et à un réacteur de méthanation biologique à lit fluidisé.

Les calculs sont basés sur des données collectées auprès d'industriels et sur des informations spécifiques au marché français de l'énergie (taxes et tarifs de rachat du biométhane).

### **7.1 Prix d'achat du biométhane**

Afin de soutenir le développement de la filière « biométhane », les pouvoirs publics français ont introduit un tarif d'achat du biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel. Grace à ces tarifs, un producteur est assuré de vendre son biométhane produit à un prix fixe et ce pour une durée de 15 ans (GRDF, 2018).

Compte tenu de la taille de l'installation, du type d'unité de production et de la nature des déchets valorisés, le tarif d'achat varie entre 45 et 125 € / MWh (GRDF, 2018).

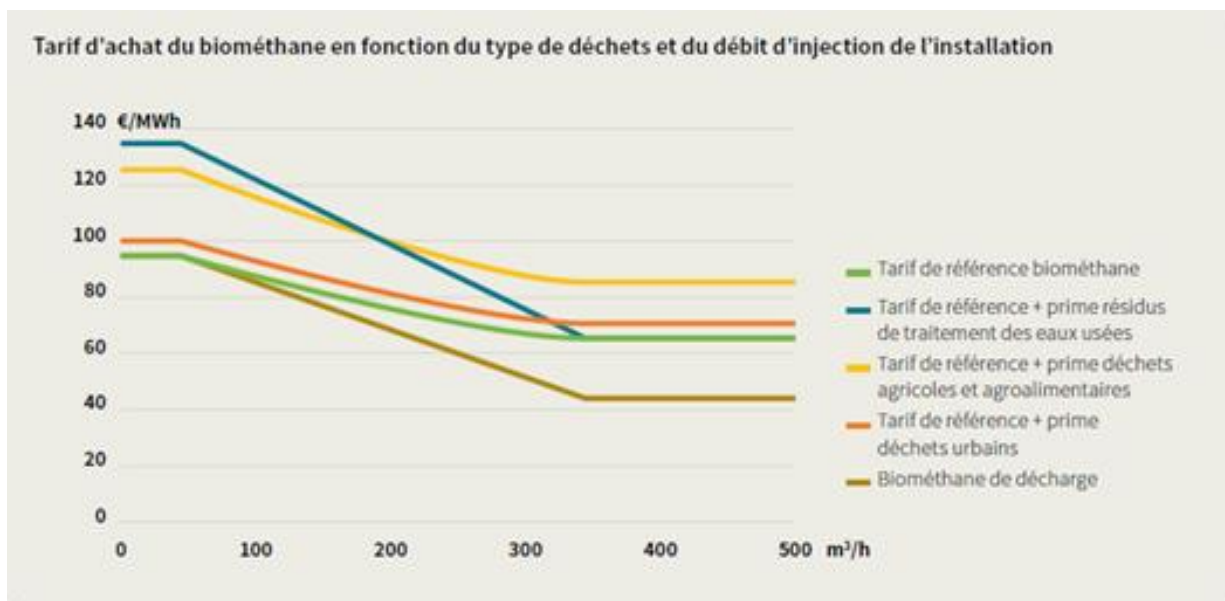


Figure 24 : Tarifs d'achat (€ / MWh) en fonction du type de déchets et de la capacité de production en biométhane.

Source : GRDF (2018).

Le projet *HYCABIOME* s'inscrit dans une future collaboration agricole territoriale dont les résidus de production agricole seront destinés à la digestion anaérobie de l'unité Power-to-Gas. L'unité recevra également les boues de traitement des eaux usées provenant de la station d'épuration voisine. Selon Solagro, les tarifs de rachat du biométhane produit avoisineront en moyenne les 0,11 € / kWh (Guerré et al., 2018).

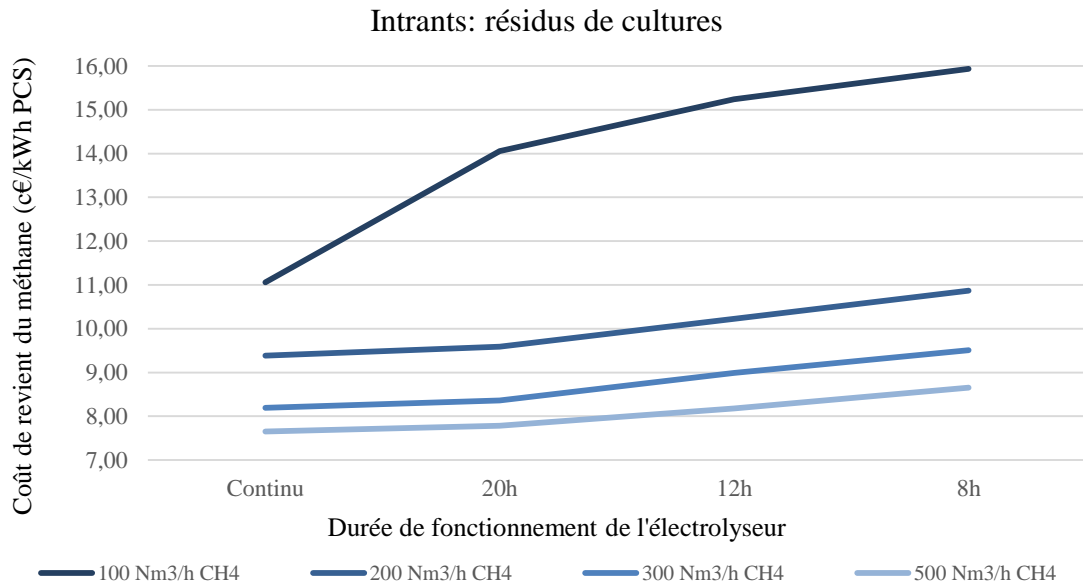
## 7.2 Scénario 1 : fonctionnement intermittent

Dans le scénario 1, les coûts de production (taxes comprises) sont nettement supérieurs aux tarifs de rachat actuels (environ 0,20 € / kWh) causés par les importants investissements de l'électrolyseur. Cependant, des coûts de production plus bas sont constatés pour des plus grandes unités avec une charge de travail élevée de plus de 5.500 h / an. Dans ces conditions, les coûts de production reviennent entre 0,11 et 0,135 € / kWh pour des unités produisant respectivement 150 Nm<sup>3</sup> / h et 30 Nm<sup>3</sup> / h de méthane de synthèse, ce qui reste toujours supérieur aux coûts de rachats du biométhane (Guerré et al., 2018).

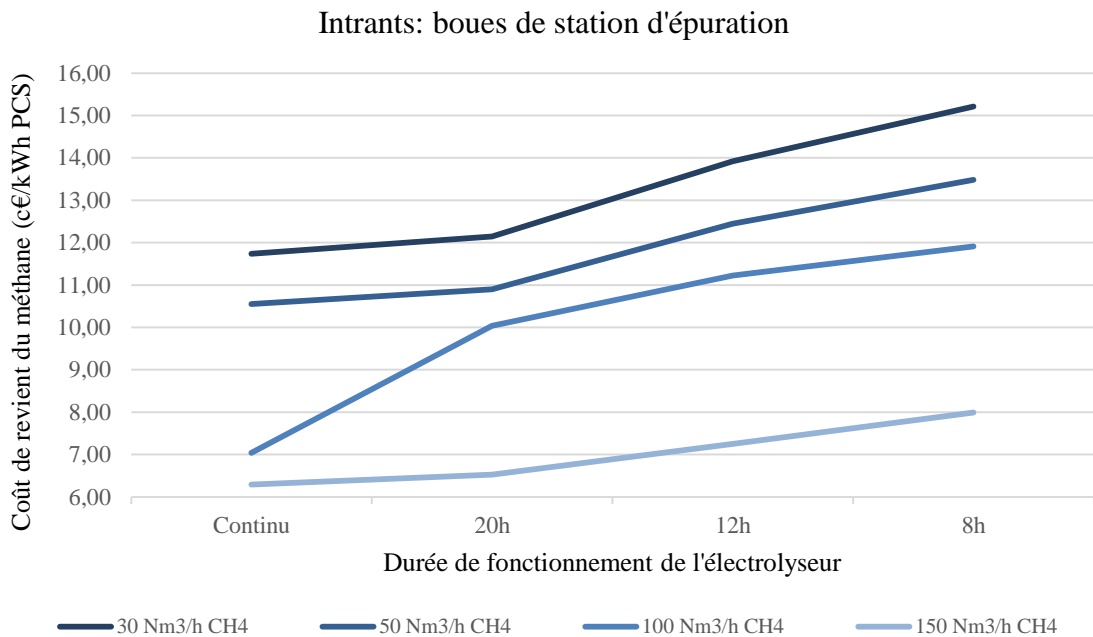
## 7.3 Scénario 2 : fonctionnement quotidien et flexibilité

Dans le scénario 2, l'étude montre que les coûts de production (taxes comprises) peuvent être obtenus en dessous des tarifs de rachat existants du biométhane : entre 0,063 et 0,16 € / kWh. Comme le montrent les graphiques suivants, les coûts de production augmentent avec la

diminution de la charge de travail ; cependant, cette augmentation est modérée pour les plus grandes unités (Guerré et al., 2018).



**Figure 25 : Coût de revient du méthane en fonction de la durée de fonctionnement de l'électrolyseur pour des intrants agricoles. Source : Solagro (2019).**



**Figure 26 : Coût de revient du méthane en fonction de la durée de fonctionnement de l'électrolyseur pour des intrants de station d'épuration. Source : Solagro (2019).**

Par contre, plus la charge de travail est longue, plus les coûts de production sont bas et par conséquent plus le taux de rendement interne est élevé comme le montre le tableau 7.

**Tableau 7 : Evolution du taux de rendement interne en fonction de la charge de travail de l'électrolyseur et du débit de méthane du réacteur de méthanation. Source : Solagro (2019).**

	<b>Débit de méthane (Nm<sup>3</sup> / h)</b>			
<b>Charge de travail de l'électrolyse</b>	30	50	100	150
24 h / jour	6 %	8 %	16 %	14 %
20 h / jour	4 %	7 %	5 %	12 %
12 h / jour	0 %	2 %	1 %	7 %
8 h / jour	NA	NA	NA	4 %

Le surdimensionnement de l'électrolyseur pour des services de flexibilité n'augmente pas les coûts de production sauf pour la charge de travail la plus courte (8 h / jour). Au contraire, en raison des revenus supplémentaires générés par les services de flexibilité, les coûts de production sont légèrement améliorés (Berger, entretien téléphonique, 9 mai 2019).

## 7.4 Discussion

Le scénario 1 « fonctionnement intermittent » ne permet pas d'être rentable. Même avec une charge de travail du réacteur de méthanation de plus de 5.500 h / an soit minimum 15 h par jour, le coût de production (entre 0,11 et 0,135 € / kWh) reste supérieur aux prix de rachat du biométhane. De plus, le taux de charge demandé est jugé incompatible avec la durée potentielle des surplus d'énergies renouvelables actuels.

Le scénario 2 « fonctionnement quotidien et flexibilité » apporte un coût de production situé entre 0,063 et 0,16 € / kWh. Les grandes unités de plus de 200 Nm<sup>3</sup> / h CH<sub>4</sub> avec une charge de travail élevée de l'électrolyseur de plus de 20 h / jour présentent une rentabilité avec un coût de production situé entre 0,076 et 0,084 € / kWh. Un débit de méthane plus bas de 150 Nm<sup>3</sup> pour les boues de station d'épuration permet également des coûts de production en deçà du prix de rachat. De plus, grâce aux services de flexibilité, l'unité bénéficierait d'une économie de 0,002 à 0,01 € / kWh (Guerré et al., 2018).

L'étude *HYCABIOME* démontre que la transformation de l'électricité d'origine renouvelable en méthane, dans le système actuel (2018 +), a un intérêt réduit puisque la part des énergies renouvelables est limitée, ce qui n'est pas économiquement intéressant. A partir du moment où le taux d'énergies renouvelables intermittentes dans le bouquet énergétique est très important (2030 +) et les prix de l'électrolyseur plus faibles, la chaîne Power-to-Gas montrera un réel intérêt économique. En outre, en intégrant les synergies qu'offre la chaîne Power-to-Gas biologique, la viabilité du système, selon Solagro, ne fait nul doute: 0,005 € / kWh pour la valorisation de l'O<sub>2</sub> pour les stations d'épuration, 0,01 – 0,05 € / kWh pour le chauffage du digesteur avec la chaleur fatale de la réaction de méthanation, 0,02 € / kWh pour la substitution à l'épuration du CO<sub>2</sub>.

L'étude montre également la pertinence d'un cadre de tarifs de rachat garantis sur mesure. En plus de son aspect temporaire, les tarifs de rachat diminuent en fonction de la capacité de production et donc en fonction des gains industriels des différentes technologies (en particulier l'électrolyse) (Guerré et al., 2018). Ces résultats ont pour but d'alimenter des réflexions sur la mise en place d'un cadre réglementaire et tarifaire indispensable au développement de la filière en France (ADEME, 2018).

## **8 Analyse environnementale**

### **8.1 Réduction des GES**

Quel que soit l'approche de la chaîne Power-to-Gas, la conversion de l'électricité d'origine renouvelable en méthane permet d'augmenter fortement le potentiel de réduction des GES. Cependant, le mode d'intégration d'un modèle reposant sur l'enrichissement en biométhane du biogaz issu d'un digesteur permet d'atteindre de meilleures performances en termes de réduction des GES. Qui plus est, le scénario 2 présente la meilleure efficacité même avec un facteur de charge réduit de l'électrolyseur (Carayon, entretien téléphonique, 6 mai 2019).

### **8.2 Production locale**

Une production locale d'énergie à travers une unité Power-to-Gas permet d'intégrer au mieux la synergie entre la biométhanisation et la méthanation. L'étude *HYCABIOME* intègre un scénario de production locale dans lequel la production de biogaz est basée sur des intrants agricoles et des boues de traitement d'eaux usées provenant de l'agriculture territoriale et de

la station d'épuration voisine. Le méthane de synthèse est injecté dans le réseau de gaz naturel destiné à alimenter les foyers de la future zone d'implantation de l'unité (Guerré et al., 2018).

### 8.3 Consommation d'eau pour l'électrolyse

La consommation d'eau est directement proportionnelle à l'utilisation du Power-to-Gas pour méthaner le CO<sub>2</sub> issu du biogaz. Elle peut atteindre la valeur maximum de 0,4 t<sub>eau</sub> / MWh<sub>biogaz</sub>. 75 % de l'eau entrante est restituée avec une charge minérale et organique devant être traitées afin de répondre aux normes de rejet. Le traitement peut, cependant, facilement se faire sur le site (Carayon, entretien téléphonique, 6 mai 2019).

## 9 Conclusions

### 9.1 Comparaison avec la littérature

Les résultats amenés par l'étude *HYCABIOME* permettent de les comparer avec la littérature scientifique consacrée aux processus de méthanation biologique vue à travers le chapitre 3.

**Tableau 8 : Comparaison des paramètres techniques, énergétiques, environnementaux et économiques de la littérature scientifique et de l'étude *HYCABIOME*.**

Source : Tableau personnel.

	<b>Littérature scientifique</b>	<b>Etude <i>HCABIOME</i></b>
<b><i>Paramètres techniques</i></b>		
Destination de la chaîne PtG	Petites exploitations	Petites et moyennes exploitations
Taille réacteur	Très grande	Grande
Tolérance aux impuretés	Haute	Haute
Démarrage à froid	Sans problème	Sans problème
Flexibilité	Haute	Haute
Technologie hydrolyse préférentielle	PEM ou alcalin	PEM
<b><i>Paramètres énergétiques</i></b>		
Teneur en CH <sub>4</sub>	89 – 96 %	97,5 %
Valorisation de la chaleur réactionnelle	Peu d'utilisations	Peu d'utilisations (chauffage du digesteur)
Agitation	Oui	Non

<b>Paramètres environnementaux</b>		
Réduction des GES	Selon les sources, petit ou grand potentiel de réduction	Grand potentiel de réduction
Appel à la production locale	Oui	Oui
Consommation d'eau	\	Traitement des effluents
<b>Paramètres économiques</b>		
Coûts de production	0,144 – 0,151 € / kWh <sub>CH4</sub> (Benjaminsson et al., 2013) (Ahern et al., 2015) 0,068 – 0,165 € / kWh <sub>CH4</sub> (Van Dael et al., 2018)	0,11 – 0,135 € / kWh <sub>CH4</sub> (Scénario 1) 0,063 – 0,16 € / kWh <sub>CH4</sub> (Scénario 2)
Substitution des techniques de traitement du biogaz	Bénéfice : 0,013 – 0,032 € / kWh <sub>CH4</sub>	Bénéfice : 0,02 € / kWh <sub>CH4</sub>
Valorisation de l'O <sub>2</sub> produit	Bénéfice : 10 – 70 € / t <sub>O2</sub>	Bénéfice : 0,005 € / kWh <sub>CH4</sub>
Chauffage du digesteur	Indispensable pour une rentabilité financière	Bénéfice : 0,01 – 0,05 € / kWh <sub>CH4</sub>
Services de flexibilité	Apportent des coûts supplémentaires	Bénéfice : 0,002 – 0,01 € / kWh <sub>CH4</sub>

A travers le tableau ci-dessus, il est à remarquer que la plupart des paramètres avancés par les auteurs scientifiques vont dans le même sens que les résultats obtenus par l'étude *HYCABIOME*. Néanmoins, d'un point de vu global, certaines modifications sont à constater. Celles-ci sont toutes avantageuses dans le cadre de la technologie Power-to-Gas et sont dues à des améliorations de l'équilibre technique, énergétique, environnemental et économique des processus liés (électrolyse et méthanation).

Entre autre, au niveau technique, l'étude a mis en évidence la résilience de la méthanation biologique (cycles de marche/arrêt, entrée d'H<sub>2</sub>S et d'O<sub>2</sub>) mettant en lumière la flexibilité du processus indispensable pour les opérations intermittentes et les variations de charges.

Au niveau énergétique, la mise en place d'un réacteur à lit fluidisé permet de se passer d'un agitateur énergivore. Par ailleurs, la configuration de ce réacteur permet une valorisation simple et robuste du biogaz en lui conférant un taux de conversion relativement élevé permettant d'atteindre une teneur en méthane de 97,5 % pouvant être directement injecté dans le réseau de gaz.

D'un point de vue environnemental, le couplage méthanisation – méthanation contribue à la réduction des émissions des GES garantissant un faible impact sur l'environnement. De plus, une conception à une échelle locale rend possible l'intégration de synergies entre les différentes parties qui composent l'unité Power-to-Gas et permet ainsi de beaucoup mieux valoriser l'énergie en ayant recours à des circuits courts.

Economiquement, le scénario 2 basé sur le fonctionnement quotidien de l'unité et sur les sévices de flexibilités est jugé rentable et viable par Solagro. Les résultats du projet corrént avec l'étude menée par Van Dael et al. (2018) et sont même en deçà. En faisant jouer les synergies par la valorisation de l'O<sub>2</sub> et de la chaleur fatale et en se substituant à une technique d'épuration du CO<sub>2</sub>, le projet *HYCABIOME* laisse apercevoir un avenir économique tout à fait favorable à la technique Power-to-Gas intégrant la valorisation du biogaz.

## 9.2 Perspectives de l'étude de cas

Le projet *HYCABIOME* a atteint les objectifs initiaux du programme: l'étude a démontré la pertinence et l'intérêt économique d'un modèle Power-to-Gas, du moins à des fins transitoires, dans l'attente de la disponibilité d'un important excédent d'énergie renouvelable. Ce modèle repose sur l'enrichissement en biométhane du biogaz issu d'un digesteur anaérobique permettant une augmentation de la production de biométhane ainsi que la fourniture de sévices de flexibilité au réseau électrique (Guerré et al., 2018).

En Allemagne et dans les pays nordiques, des premiers essais pilotes voir des unités de taille industrielle sont également en cours de réalisation et donnent des premiers résultats très encourageants. L'objet du projet *HYCABIOME* est de multiplier les références en la matière dans le but de soutenir la construction des installations primaires de Power-to-Gas et de tester différentes possibilités techniques afin de permettre le partage d'expérience nécessaire au développement de ce secteur (Carayon, entretien téléphonique, 6 mai 2019).

Les résultats obtenus avec le pilote de laboratoire ont permis de dimensionner un pilote de recherche pré-industriel pour la seconde partie du projet, nommé *DEMETHA*, qui sera mis en exécution dans le courant de l'année 2019. Le réacteur de méthanation aura un volume de 500 l et une source de biogaz issue d'une unité industrielle de méthanisation. Par la suite, une unité de taille industrielle (réacteur de 7.500 l et unité de biométhanisation intégrée) devrait être mise en service en 2021 (Carayon, entretien téléphonique, 6 mai 2019).



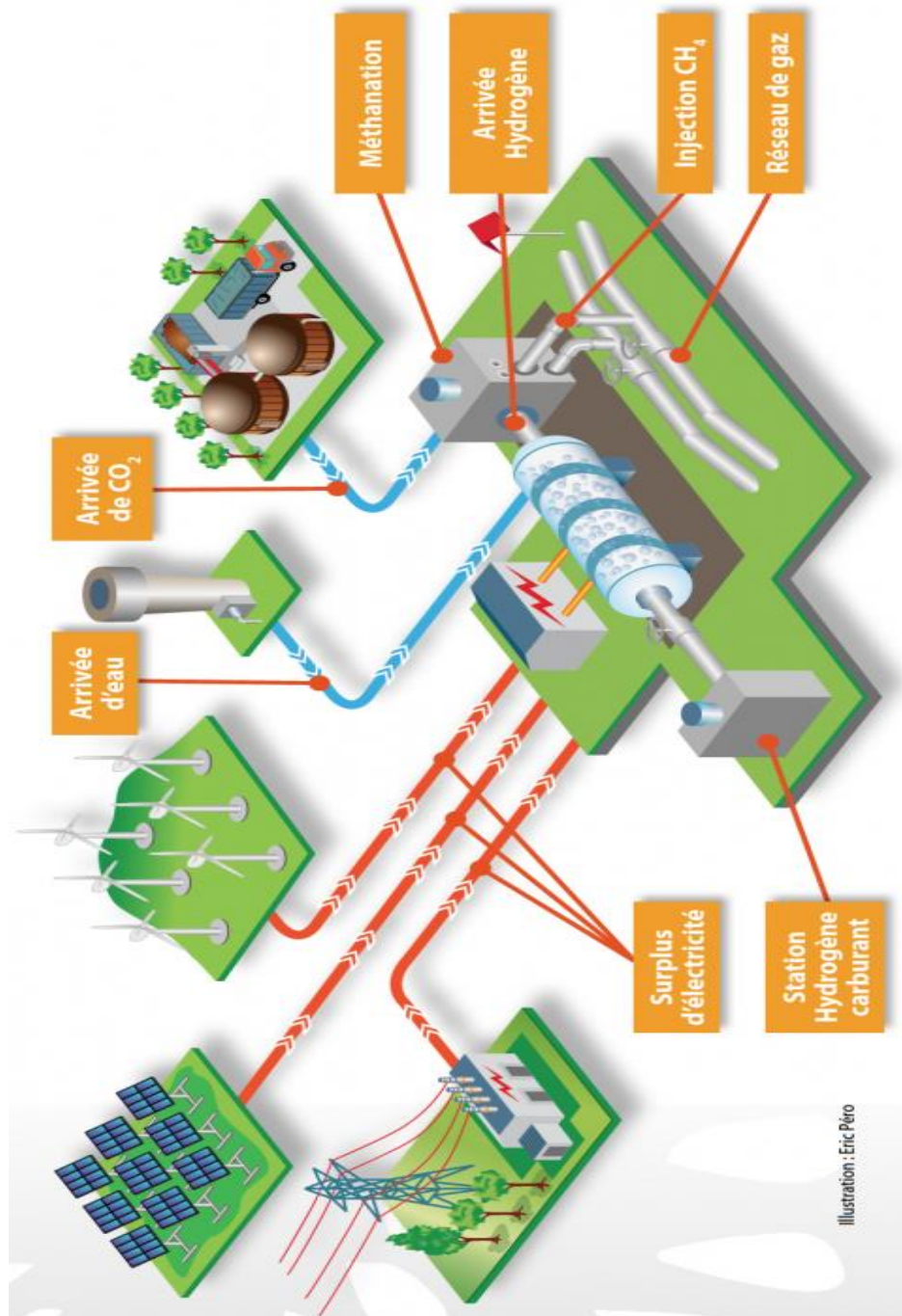


Figure 27 : Simulation de l'unité Power-to-Gas avec couplage méthanisation-méthanation. Source : Solagro (2019).

La future chaîne Power-to-Gas de Solagro sera prévue pour une production de  $29 \text{ m}^3 / \text{h}$  de  $\text{CH}_4$  (soit  $281,3 \text{ kWh}$ ) pour une sortie de méthanisation de  $19 \text{ m}^3 / \text{h}$  de  $\text{CH}_4$  et  $10 \text{ m}^3 / \text{h}$  de  $\text{CO}_2$ . L'électrolyse produira entre  $20$  et  $40 \text{ m}^3 / \text{h}$  d' $\text{H}_2$  avec une sortie de  $20 \text{ m}^3 / \text{h}$  d' $\text{O}_2$  pour une entrée d'eau d'environ  $40 \text{ l} / \text{h}$  (Solagro, 2019).

# Conclusion

---

L'humanité se trouve face à des problèmes environnementaux et énergétiques croissants. Les technologies disponibles aujourd'hui permettent d'utiliser les énergies renouvelables (surtout éolien et solaire) et de couvrir certains des besoins de celle-ci, surtout en électricité. Cette approche se heurte cependant à la production intermittente, parfois supérieure aux besoins, entraînant la nécessité de développer de nouvelles formes de stockage.

Le concept Power-to-Gas, que ce soit par l'hydrogène ou surtout par le méthane produit, constitue un des éléments de cette évolution et permet ainsi une production, consommation et gestion décentralisées permettant de réduire les pertes lors des différentes étapes. Elle assure, de ce fait, une sécurité d'approvisionnement en gérant localement les ressources.

Le biogaz produit localement constitue, de par sa composition et son prix relativement bas, une source intéressante en  $\text{CO}_2$  pour la réaction de méthanation. Il existe un intérêt croissant pour la production de biométhane en tant que substitut du gaz naturel. Pour se faire, la valeur calorifique du biogaz est augmentée en éliminant le  $\text{CO}_2$  présent. Les technologies actuelles de valorisation du biogaz basées sur l'absorption, l'adsorption et la filtration sur membrane présentent des inconvénients importants d'un point de vue économique, énergétique et environnemental, ce qui ne laisse prévoir un avenir favorable à ces procédés de valorisation.

Envoyer le biogaz directement dans un réacteur de méthanation constitue une alternative et permet de faire réagir le  $\text{CO}_2$  présent en grande quantité (environ 45% en moyenne) avec l' $\text{H}_2$  injecté dans ce même réacteur. Il ressort de la littérature scientifique une attention plus particulière pour la méthanation biologique ex-situ qui, à l'inverse du processus catalytique, présente une tolérance beaucoup plus élevée aux infections par des organismes étrangers et aux impuretés que sont le  $\text{H}_2\text{S}$  et l' $\text{O}_2$ . Cela requiert des coûts importants de nettoyage en amont du réacteur catalytique. Aussi, la flexibilité du processus biologique permet de combiner son utilisation avec les opérations intermittentes et les variations de charges caractérisant les excédents d'électricité d'origine renouvelable.

L'analyse des perspectives d'une chaîne Power-to-Gas intégrant la valorisation du  $\text{CO}_2$  contenu dans le biogaz a mis en évidence des caractéristiques intéressantes. D'un point de vue technico-économique, il a été mis en avant que le coût de l'hydrogène était le facteur limitant le plus important pour la faisabilité économique du concept Power-to-Gas biologique. Ce coût

est principalement déterminé par le prix de l'électricité et celui de l'électrolyseur qui constituent une grande partie des investissements. Cependant, celui des électrolyseurs est appelé à décroître avec le temps permettant la réduction des coûts de production de l'H<sub>2</sub>. En ayant recours à une source de CO<sub>2</sub> qui provient du biogaz et en se substituant aux techniques de valorisation traditionnelles, le processus Power-to-Gas bénéficie d'une économie permettant également de réduire les coûts de production. Qui plus est, la vente de l'O<sub>2</sub> produit au cours de l'électrolyse et la valorisation de la chaleur fatale issue de la réaction de méthanation pour le chauffage des digesteurs augmentent la faisabilité économique.

D'un point de vue énergétique, une unité de biogaz induite par la demande permettrait de produire de l'énergie renouvelable en période de pointe et ainsi faciliter l'équilibrage du réseau électrique. Le biogaz est alors utilisé en cogénération pour la production électrique ou encore injecté dans le réseau de gaz après méthanation lors des périodes creuses.

D'un point de vue environnemental, le procédé Power-to-Gas contribue à la réduction des émissions de GES en se substituant au gaz naturel. L'intégration d'une unité de biogaz au concept permet indirectement de renforcer l'aspect environnemental en ayant recours au CO<sub>2</sub> d'origine biologique.

Cependant, malgré les perspectives attrayantes de la technologie, le Power-to-Gas doit encore faire face à des défis économiques pour qu'il puisse avoir un succès commercial : une augmentation de la quantité d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique permettra de rendre le concept beaucoup plus intéressant en ayant une influence sur les heures de fonctionnement et par conséquent sur le coût d'investissement de l'électrolyseur. De plus le caractère nouveau de la méthanation biologique intégrant la valorisation du biogaz fait face à des défis techniques et énergétiques que sont les grands volumes de réacteurs, la présence d'un agitateur permettant une bonne conversion et une vitesse de réaction plus faible. C'est pourquoi, la technique suscite énormément d'intérêt et fait l'œuvre de nombreuses études afin que la technologie puisse se développer favorablement.

L'étude coordonnée par Solagro a permis, entre autre, de mettre sur pied un système de réacteur à lit fluidisé démontrant que son fonctionnement dans des conditions réelles ne suscitait pas de problèmes imprévus. Cette configuration permet une valorisation simple, robuste et performante du biogaz avec une excellente qualité du biométhane ayant les caractéristiques conformes aux critères d'injection directe. Aussi, le projet *HYCABIOME* a

mis en avant la faisabilité technico-économique d'une unité de Power-to-Gas combinée à la valorisation du biogaz. Mais la viabilité sur le long terme d'un tel procédé dépend presque intégralement de la future part des énergies renouvelables.

En ce sens, l'électricité renouvelable réduirait les coûts liés à l'électricité et minimiserait par la même occasion l'impact sur l'environnement. Pour exemple, des réductions de GES encore plus élevées pourraient être obtenues si une unité Power-to-Gas combinée à une unité de production de biogaz était utilisée dans le secteur des transports, remplaçant l'essence à base de combustible fossile par du biométhane. La valorisation du CO<sub>2</sub> issu du biogaz dans une chaîne Power-to-Gas permettrait alors d'exploiter encore de nombreuses nouvelles voies de production au potentiel économique et environnemental avantageux.

# Bibliographie

---

## 1 Littérature

ADEME (mars 2018). *La recherche au service de la transition énergétique*, 56 p. [Rapport réalisé pour l'ADEME]. [[https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/h2\\_pac\\_recueil\\_projetsr\\_d\\_201803\\_web.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/h2_pac_recueil_projetsr_d_201803_web.pdf)] (Consulté le 27 avril 2019).

ADEME (août 2017). *Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050*, 48 p. [Rapport réalisé pour l'ADEME]. [[https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/ademe\\_visions2035-50\\_010305.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/ademe_visions2035-50_010305.pdf)] (Consulté le 19 février 2019).

AHERN, Eoin et al. (2015). « A perspective on the potential role of renewable gas in a smart energy island system », *Renewable Energy*, vol. 78, p. 648-656. doi: 10.1016/j.renene.2015.01.048

AMPELLI, Claudio, Siglinda PERATHONER et Gabriele CENTI (2015). « CO<sub>2</sub> utilization : an enabling element to move to a resource and energy efficient chemical and fuel production », *Philosophical Transactions*, vol. 373, n° 2037, s. p. doi: 10.1098/rsta.2014.0177.

ANGELIDAKI, Irini et al. (2018). « Biogas upgrading and utilization : Current status and perspectives », *Biotechnology Advances*, vol. 36, n° 2, p. 452-466. doi: 10.1016/j.biotechadv.2018.01.011.

AUSFELDER, Florian et al. (2015). « Energy Storage Technologies as Options to a Secure Energy Supply », *Chemie Ingenieur Technik*, p. 17-89. doi: 10.1002/cite.201400183.

BARTHOLOMEW, C.H. (2001) « Mechanisms of catalyst deactivation », *Applied Catalysis A: General*, Vol. 212, n°1-2, p. 17-60.

BARTHOLOMEW, C.H. (1982). « Sulfur Poisoning of Metals », *Advances in Catalysis*, vol. 31, p. 135-242.

- BAUER, Frederic et al. (2013). « Biogas upgrading – technology overview, comparaison and perspectives for the future », *Biofuels, bioproducts and biorefining*, vol. 7, n° 5, p. 499-511. doi: 10.1002/bbb.1423.
- BENJAMINSSON et al. (2013). *Power-to-Gas – A technical review*, 69 p. [Rapport realize pour SGC]. [[http://sgc.camero.se/ckfinder/userfiles/files/SGC284\\_eng.pdf](http://sgc.camero.se/ckfinder/userfiles/files/SGC284_eng.pdf)] (Consulté le 27 mars 2019).
- BENSMANN, A. et al. (2014). « Biological methanation of hydrogen within biogas plants: A model-based feasibility study », *Applied Energy*, vol. 134, p. 413-425. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.08.047.
- BERNACCHI, Sébastien et al. (2014). « Process efficiency simulation for key process parameters in biological methanogenesis », *AIMS Bioengineering*, vol. 1, n° 1, p. 53-71. doi: 10.3934/bioeng.2014.1.53.
- BLOCH, Christian (2017). *Optimised biogas upgrading by methanation in full scale*, [En ligne]. Thèse: Energy Technology. Odense: University of Southern Denmark. [[file:///C:/Users/admin/Downloads/17M02\\_von\\_Broich\\_and\\_Bloch\\_2017\\_Master\\_Thesis%20\(3\).pdf](file:///C:/Users/admin/Downloads/17M02_von_Broich_and_Bloch_2017_Master_Thesis%20(3).pdf)] (Consulté le 27 avril 2019).
- BOUDELLAL, Mézianne (2016). *Le power to gas : Stockage de l'électricité d'origine renouvelable*. Paris : Dunod, 192 p.
- CHEAH, Wai Yan et al. (2016). « Biorefineries of carbon dioxide: From carbon capture and storage (CCS) to bioenergies production », *Bioresource Technology*, vol. 215, p. 346-356. doi: 10.1016/j.biortech.2016.04.019.
- CHIUTA, Steven et al. (2016). « Techno-economic assessment of power-to-methane and power-to-sungas business models for sustainable carbon dioxide utilization in coal-to-liquid facilities », *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, vol. 16, p. 399-411. doi: 10.1016/j.jcou.2016.10.001.
- COLLET, Pierre et al. (2017). « Techno-economic and Life Cycle Assessment of methane production via biogas upgrading and power to gas technology », *Applied Energy*, vol. 192, p. 282-295. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.181.

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE (mai 2018<sub>a</sub>). *Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie : Monographie n°2 sur le stockage de l'électricité*, 44 p. [Rapport réalisé pour la CRE]. [[http://fichiers.cre.fr/Etude-perspectives-strategiques/2Monographies/2\\_Monographie\\_Stockage.pdf](http://fichiers.cre.fr/Etude-perspectives-strategiques/2Monographies/2_Monographie_Stockage.pdf)] (Consulté le 26 février 2019).

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE (mai 2018<sub>b</sub>). *Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie : Monographie n°7 sur le couplage des systèmes électrique et gazier*, 24 p. [Rapport réalisée pour la CRE] [[http://fichiers.cre.fr/Etude-perspectives-strategiques/2Monographies/7\\_Monographie\\_Couplage\\_systemes\\_Elec-Gaz.pdf](http://fichiers.cre.fr/Etude-perspectives-strategiques/2Monographies/7_Monographie_Couplage_systemes_Elec-Gaz.pdf)] (Consulté le 26 février 2019).

DE SAINT JEAN, Myriam (2014). *Étude énergétique et évaluation économique d'une boucle de stockage - déstockage d'énergie électrique d'origine renouvelable sur méthane de synthèse à l'aide d'un convertisseur électrochimique réversible SOEC – SOFC*, [En ligne]. Thèse de doctorat : sciences de l'ingénieur en énergie électrique. Paris : MINES ParisTech. [<https://pastel.archives-ouvertes.fr/tel-01142360/document>] (Consulté le 13 février 2019).

DEWIL, Raf (2007). « The analysis of volatile siloxanes in waste activated sludge », *Talanta*, vol. 74, n° 1, p.14-19. doi: 10.1016/j.talanta.2007.05.041.

DÍAZ, I. et al. (2015). « A feasibility study on the bioconversion of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub> to biomethane by gas sparging through polymeric membranes », *Bioresource Technology*, vol. 185, p. 246-253. doi: 10.1016/j.biortech.2015.02.114.

DUCAMP, Julien et al. (2018). « Statu quo on CO<sub>2</sub> methanation : A review », *Comptes Rendus Chimie*, vol. 21, n° 3-4, p. 427-469. doi : doi.org/10.1016/j.crci.2017.07.005.

DUMERGUES, L., B. FAVIER et R. ALVARO CLAVER (2014, septembre). *Les filières de valorisation du CO<sub>2</sub>: Etat de l'art et avis d'experts*, 247 p. [Rapport final réalisé

pour RECORD]. [[https://www.record-net.org/storage/etudes/12-0237-1A/rapport/Rapport\\_record12-0237\\_1A.pdf](https://www.record-net.org/storage/etudes/12-0237-1A/rapport/Rapport_record12-0237_1A.pdf)] (Consulté le 13 mars 2019).

EDORA et VALBIOM (2012). « Comprendre la biométhanisation », ValBiom, [En ligne]. [[http://www.valbiom.be/files/library/Docs/Biomethanisation/faqbiogazedoravalbiom\\_vf1351069364.pdf](http://www.valbiom.be/files/library/Docs/Biomethanisation/faqbiogazedoravalbiom_vf1351069364.pdf)] (Consulté le 23 février 2019).

E&E, HESPUL et SOLAGRO (2014, septembre). *Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire*, 238 p. [Rapport réalisé pour l'ADEME et GRTgaz]. [[https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/etude\\_powertogas\\_ademe-grdf-grtgaz.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/etude_powertogas_ademe-grdf-grtgaz.pdf)] (Consulté le 21 février 2019).

EUROGAS (mars 2018). *Gas infrastructure – key for energy security*, 26 p. [Rapport réalisé pour Eurogas]. [<http://www.energigas.se/library/2212/13-beate-raabe.pdf>] (Consulté le 4 mars 2019).

EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION (décembre 2017). *Biogas & Biométhane : Workshop on the Supply Potentials and Renewable Gases for TYNDP 2018*. 25 p. [Rapport réalisé pour l'EBA]. [[https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/Events/2017/tyndp/EBA\\_Biogas%20and%20biomethane-final.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/Events/2017/tyndp/EBA_Biogas%20and%20biomethane-final.pdf)] (Consulté le 16 avril 2019).

FORTIN, Stéphane et al. (2017). *Réacteur de méthanation biologique*, 26 p. [Rapport réalisé pour ENGIE].

GANESH, Ibram (2014). « Conversion of carbon dioxide into methanol – a potential liquid fuel: Fundamental challenges and opportunities (a review) », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 31, p. 221-257. doi: 10.1016/j.rser.2013.11.045.

GONDOR, Germain (2008). *Pour le stockage de l'hydrogène : analyse thermodynamique de la formation d'hydrures métalliques et optimisation du remplissage d'un réservoir*, [En ligne]. Thèse : mécanique des matériaux. Besançon : Université de Franche-Comté. [<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00782271/document>] (Consulté le 26 février 2019).



- GONZÁLEZ, Maria Iglesias et Georg SCHAUB (2015). « Fischer-Tropsch Synthesis with H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> – Catalyst Behavior under Transient Conditions », *Chemie Ingenieur Technik*, vol. 87, n° 6, p. 848-854. doi: 10.1002/cite.201400137.
- GÖTZ, Manuel, Amy McDANIEL KOCH et Frank GRAF (2014). *State of the Art and Perspectives of CO<sub>2</sub> Methanation Process Concepts for Power-to-Gas Applications*. 14 p. [Rapport réalisé pour l'IGRC]. [file:///C:/Users/admin/Downloads/TO5-4\_Goetz%20(1).pdf] (Consulté le 28 avril 2019).
- GÖTZ, Manuel et al. (2016). « Renewable Power-to-Gas : A technological and economic review », *Renewable Energy*, vol. 85, p. 1371-1390. doi: 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- GRAF, Frank et al. (2014). « Techno-ökonomische Studie Zur biologischen Methanasierung bei PtG-Konzepten », *Power-to-Gas: Technical Review*, doi: 10.13140/RG.2.1.2001.9366.
- GAZ RESEAU DISTRIBUTION FRANCE (2018). « Biométhane et injection sur le réseau de gaz naturel », *GRDF*, [En ligne]. [<https://cegibat.grdf.fr/dossier-techniques/marche-energie/injection-biomethane-reseau-gaz-naturel>] (Consulté le 10 mai 2019).
- GROND, Lukas, Paula SCHULZE et Johan HOLSTEIN (2013, juin). *Systems Analyses Power to Gas*, 70 p. [Rapport final réalisé pour DNV-KEMA]. [<http://europeanpowertogas.com/wp-content/uploads/2018/05/nLyJv2uT64.pdf>] (Consulté le 18 avril 2019).
- GUERRE, Vincent et al. (2018). *Different ways of coupling P2G with anaerobic digestion, an economic analysis – the Hycabiome projet*, 5 p. [Rapport réalisé pour la 5<sup>ème</sup> conférence internationale sur la technologie du gaz en énergie renouvelable].
- HENEFFE, Cécile (2018). *Panorama de la filière biométhanisation en Wallonie : Edition 2018*, 19 p. [Rapport réalisé pour ValBiom].
- IAC (2019). « Les vertus révolutionnaires de l'hydrogène », *IAC Partners*, [En ligne]. [<https://www.iacpartners.com/uploads/Publications/IAC%20Les%20vertus%20du%20vecteur%20hydrogene.pdf>] (Consulté le 26 février 2019).

- IAQUANIELLO, G. et al. (2018). « CO<sub>2</sub> valorization through direct methanation of flue gas and renewable hydrogen : A technical and economic assessment », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol.43, n° 36, p. 17069-17081. doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.07.099.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2006). *Hydrogen production and storage*, p. 38 [Rapport réalisé pour l'IEA]. [<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/hydrogen.pdf>] (Consulté le 11 février 2019).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (septembre 2014). *Biomethane : Status and Factors Affecting Market Development and Trade*, 92 p. [Rapport abordant le statut du biométhane]. [<http://task40.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/09/t40-t37-biomethane-2014.pdf>] (Consulté le 16 avril 2019).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (août 2018<sub>a</sub>). *Electricity information 2018: Overview*, 9 p. [Rapport réalisé pour l'IEA]. [<https://webstore.iea.org/electricity-information-2018>] (Consulté le 11 février 2019).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (août 2018<sub>b</sub>). *Renewables information 2018: Overview*, 12 p. [Rapport réalisé pour l'IEA]. [<https://webstore.iea.org/renewables-information-2018>] (Consulté le 12 février 2019).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (août 2018<sub>c</sub>). *World energy balances 2018: Overview*, 24 p. [Rapport réalisé pour l'IEA]. [<https://webstore.iea.org/world-energy-balances-2018>] (Consulté le 11 février 2019).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (août 2018<sub>d</sub>). *World energy Outlook 2018: executive summary*, 11 p. [Rapport réalisé pour l'IEA]. [<https://webstore.iea.org/download/summary/190?fileName=English-WEO-2018-ES.pdf>] (Consulté le 12 février).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (août 2018<sub>e</sub>). *World energy statistics 2018*, 51 p. [Rapport réalisé pour l'IEA]. [<https://webstore.iea.org/world-energy-statistics-2018>] (Consulté le 14 février 2019).

- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2018). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, 132 p. [Rapport réalisé pour l'INRA]. [[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf)] (Consulté le 10 mai 2019).
- INTERNATIONAL GAS UNION (avril 2019). *2019 World LNG Report*, 89 p. [Rapport réalisé pour l'IGU]. [<https://www.igu.org/publications-page>] (Consulté le 11 février 2019).
- KATO, Takeyoshi et al. (2005). « Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production », *Energy*, vol. 30, n°14, p. 2580-2595. doi: 10.1016/j.energy.2004.07.004.
- KOUGIAS, Panagiotis et al. (2017). « Ex-situ biogas upgrading and enhancement in different reactor systems », *Bioresource Technology*, vol. 225, p. 429-437. doi: 10.1016/j.biortech.2016.11.124.
- KOORNNEEF, Joris et al. (2013). « Global Potential for Biomethane Production with Carbon Capture, Transport and Storage up to 2050 », *Energy Procedia*, vol. 37, p. 6043-6052. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.533.
- KÖPPEL, W et al. (2009). « Biogas Upgrading for Injection into the Gas Grid Quality aspects, technological and ecological consideration », *Biogas Review*, p. 26-35. [[file:///C:/Users/admin/Downloads/Koepfel\\_2013\\_BiogasUpgradingforInjectionintotheGasGrid.pdf](file:///C:/Users/admin/Downloads/Koepfel_2013_BiogasUpgradingforInjectionintotheGasGrid.pdf)] (Consulté le 18 avril 2019).
- LEFEBVRE, Jonathan et al. (2015). « Improvement of three-phase methanation reactor performance for steady-state and transient operation ». *Fuel Processing Technology*, vol. 132, p. 83-90. doi: 10.1016/j.fuproc.2014.10.040.
- LEHNER, Markus et al. (2014). *Power-to-Gas: Technology and Business Models*, Cham: Springer, 93 p.
- LEONZIO, Grazia (2016). « Process analysis of biological Sabatier reaction for bio-methane production », *Chemical Engineering Journal*, vol. 290, p. 490-498. doi: 10.1016/j.cej.2016.01.068.

- MAUKY, Eric et al. (2017). « Demand-driven biogas production by flexible feeding in full-scale – Process stability and flexibility potentials », *Anaerobe*, vol. 46, p. 86-95. doi: 10.1016/j.anaerobe.2017.03.010.
- MARCHAL, Clément (2017). *Synthèse et réactivité de nanocomposites Au / g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub> / TiO<sub>2</sub> pour la production d'hydrogène par procédé photocatalytique sous illumination solaire et visible*, [En ligne]. Thèse : chimie – physique des matériaux. Strasbourg : Université de Strasbourg. [file:///C:/Users/admin/Downloads/Marchal\_Clement\_2017\_ED222.pdf] (Consulté le 11 février 2019).
- MULAT, Daniel Grima et al. (2017). « Exogenous addition of H<sub>2</sub> for an in-situ biogas upgrading through biological reduction of carbon dioxide into methane », *Waste Management*, vol. 68, p. 146-156. doi: 10.1016/j.wasman.2017.05.054.
- MULTON, Bernard et al. (2012). « Stockage de l'énergie dans les applications stationnaires », *Colloque Energie électrique : besoins, enjeux, technologies et applications*, p.64-77. [<https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00676113/document>] (Consulté le 11 février 2019).
- NAPP, T.A. et al. (2014). « A review of the technologies, economics and policy instruments for decarbonising energy-intensive manufacturing industries », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, p. 616-640. doi: 10.1016/j.rser.2013.10.036.
- PERSSON, Tobias et al. (2014). *A perspective on the potential role of biogas in smart energy grids*, 28 p. [Rapport réalisé pour l'IEA]. [[https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2014/12/Smart\\_Grids\\_Final\\_web.pdf](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2014/12/Smart_Grids_Final_web.pdf)] (Consulté le 8 mai 2019).
- RACHBAUER, Lydia et al. (2016). « Biological biogas upgrading capacity of a hydrogenotrophic community in a trickle-bed reactor », *Applied Energy*, vol. 180, p. 483-490. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.07.109.

- RASHID, Mamoon et al. (2015). « Hydrogen production by water electrolysis : a review of alkaline water electrolysis, PEM water electrolysis and high temperature water electrolysis », *International journal of engineering and advanced technology*, vol. 4, n° 3, p. 80-93. [<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.673.5912&rep=rep1&type=pdf>] (Consulté le 11 février 2019).
- SCHAAF, Tanja et al. (2014). « Methanation of CO<sub>2</sub> – storage of renewable energy in a gas distribution system » *Energy, Sustainability and Society*, vol. 4, n° 2, s. p. doi: 10.1186/s13705-014-0029-1.
- SCHMACK, Ulrich (2012). *Power to Gas: mikrobiologische Methanisierung: Ein flexibles und energieeffizientes Verfahren*, 29 p. [Rapport réalisé pour MicroEnergy GmbH]. [<https://docplayer.org/30756575-Power-to-gas-mikrobiologische-methanisierung-ein-flexibles-und-energieeffizientes-verfahren.html>] (Consulté le 14 avril 2019).
- SEIFERT, A.H. et al. (2013). « Method for assessing the impact of emission gasses on physiology and productivity in biological methanogenesis », *Bioresource Technology*, vol. 136, p. 747-751. doi: 10.1016/j.biortech.2013.03.119.
- SOLAGRO (2019). « HYCABIOME: méthanation biologique et méthanisation », *Solagro*, [En ligne]. [<https://solagro.org/travaux-et-productions/references/hycabiome-methanation-biologique-et-methanisation>] (Consulté le 29 avril 2019).
- STANGELAND, Kristian et al. (2017). « CO<sub>2</sub> Methanation : The Effect of Catalyst and Reaction Conditions », *Energy Procedia*, vol. 105, p. 2022-2027. doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.577.
- STARR, Katherine et al. (2014). « Potential CO<sub>2</sub> savings through biomethane generation from municipal waste biogas », *Biomass and Bioenergy*, vol. 62, p. 8-16. doi: 10.1016/j.biombioe.2014.01.023.
- SUN, Qie et al. (2015). « Selection of appropriate biogas upgrading technology – a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, p. 521-532. doi: 10.1016/j.rser.2015.06.029.

- SUTANTO, S. et al. (2017). « CO<sub>2</sub> removal from biogas with supported amine sorbents : First technical evaluation based on experimental data », *Separation and Purification Technology*, vol. 184, p. 12-25. doi: 10.1016/j.seppur.2017.04.030.
- SZARKA, Nora et al. (2013). « A novel role for bioenergy : A flexible, demand-oriented power supply », *Energy*, vol. 61, p. 18-26. doi: 10.1016/j.energy.2012.12.053.
- TOLEDO-CERVANTES et al. (2017). « Influence of the gas-liquid flow configuration in the absorption column on photosynthetic biogas upgrading in algal-bacterial photobioreactors », *Bioresource Technology*, vol. 225, p. 336-342. doi: 10.1016/j.biortech.2016.11.087.
- UUSITALO, Ville et al. (2017). « Potential for greenhouse gas emission reductions using surplus electricity in hydrogen, methane and methanol production via electrolysis », *Energy Conversion and Management*, vol. 134, p. 125-134. doi: 10.1016/j.enconman.2016.12.031.
- VAN DAEL, Miet et al. (2018). « Technico-economic assessment of a microbial power-to-gas-plant : Case study in Belgium », *Applied Energy*, vol. 215, p. 416-425. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.01.092.
- VANDERWALLE, J., K. BRUNINX et W. D'HAESELEER (2015). « Effects of large-scale power to gas conversion on the power, gas and carbon sectors and their interactions », *Energy Conversion and Management*, vol. 94, p. 28-39. doi: 10.1016/j.enconman.2015.01.038.
- VARONE, Alberto et Michele FERRARI (2015). « Power to liquid and power to gas : An option for the German *Energiewende* », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, p. 207-218. doi: 10.1016/j.rser.2015.01.049.
- VO, Truc et al. (2018). « Techno-economic analysis of biogas upgrading via amine scrubber carbon capture and ex-situ methanation », *Applied Energy*, vol. 212, p. 1191-1202. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.099.
- VOELKLEIN, M.A. et al. (2019). « Biological methanation : Strategies for in-situe and ex-situe upgrading in anaerobic digestion », vol. 235, p. 1061-1071. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.11.006.

- WOO, Han Min (2017). « Solar-to-chemical and solar-to-fuel production from CO<sub>2</sub> by metabolically engineered microorganisms », *Current Opinion in Biotechnology*, vol. 45, p. 1-7. doi: 10.1016/j.copbio.2016.11.017.
- YAGHOBI, Nakisa (2013). « The role of gas hourly space velocity and feed composition for catalytic oxidative coupling of methane: Experimental study », *Journal of King Saud University Engineering Sciences*, vol. 25, n° 1, p. 1-10. doi: 10.1016/j.jksues.2011.06.007.
- ZABRANSKA, Jana et Dana POKORNA (2018). « Bioconversion of carbon dioxide to methane using hydrogen and hydrogenotrophic methanogens », *Biotechnology Advances*, vol. 36, n° 3, p. 707-720. doi: 10.1016/j.biotechadv.2017.12.003.
- ZDADENVITCH, Isabelle. et al. (2009, novembre). *Etude de la composition du biogaz de méthanisation agricole et des émissions en sortie de moteur de valorisation*, 107 p. [Rapport réalisé pour le Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer]. [<https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/drc-09-94520-13867a-version-finale-signee.pdf>] (Consulté le 3 mars 2019).

## 2 Entretiens

BERGER, Sylvaine (2019). Chef de projet « Hycabiome » chez Solagro. Entretien téléphonique le 6 mai, le 9 mai et le 13 mai 2019.

BLOT, Jean-François (2019). Chargé de mission et référant transition énergétique à l'ADEME Pays de la Loire. Entretien téléphonique le 6 mai 2019.

CARAYON, Gaël (2019). Chargé de mission « Hycabiome » chez Solagro. Entretien téléphonique le 5 mai et le 6 mai 2019.

GHYF, Frédéric (2019). Chef de projet « Méthycentre » chez Storengy. Entretien téléphonique le 1<sup>er</sup> mai 2019.

NACHTERGAELE, Christian (2019). Directeur des affaires publiques chez Air Liquide Benelux. Entretien personnel le 23 mars 2019.

SCHMITT, Matthieu (2019). Chef de projet biométhanisation chez ValBiom. Entretien personnel le 9 mai 2019.

THIRION, Marc (2019). Chef de site chez Storengy. Entretien téléphonique le 30 avril 2019.

VAN BEURDEN, Rudy (2019). Chargé communication et affaires publiques chez Fluxys Belgium. Entretien par échange de mails le 27 mars, 1<sup>er</sup> avril et 4 avril 2019.



# Annexes

**Annexe 1.** Evolution de la consommation mondiale d'énergie (IEA, 2018).

Entre 1971 et 2016, la consommation finale totale (TFC) a été multipliée par 2,25 pour atteindre 9.555 Mtep. Cependant, la consommation d'énergie de la plupart des secteurs reste assez stable depuis plusieurs années (IEA, 2018).

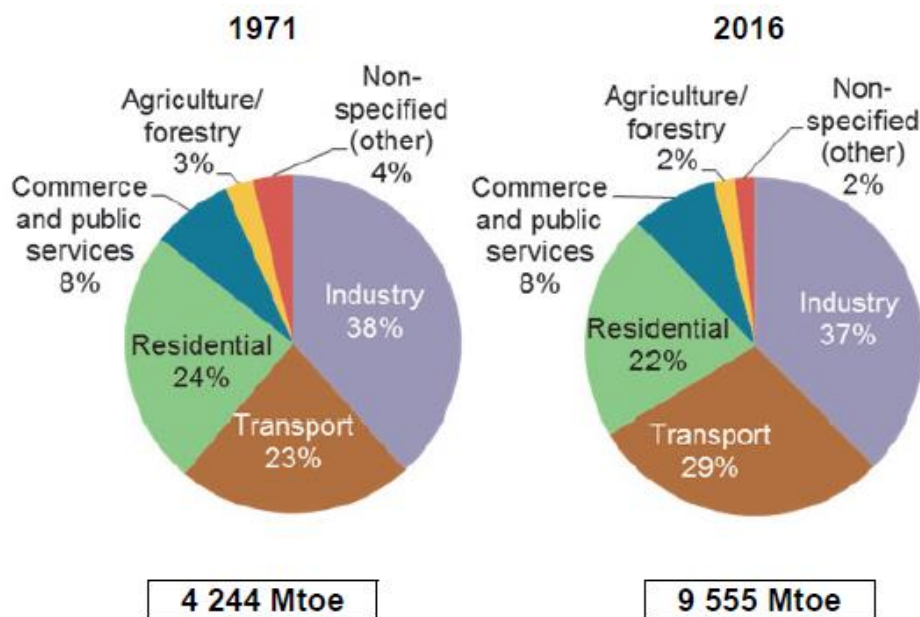


Figure 28 : Evolution de la consommation mondiale d'énergie en Mtep entre 1971 et 2016. Source : IEA (2018<sub>a</sub>).

La consommation énergétique dans les transports a considérablement augmenté passant de 23% en 1971 à 29% de la consommation finale totale en 2016. Néanmoins, le secteur industriel reste le principal secteur consommateur avec 37% du TFC et le secteur résidentiel est classé troisième avec 22% du TFC (IEA, 2018).

**Annexe 2.** Les différents types d'électrolyseurs (E&E, Hespul et Solagro, 2014 ; Boudellal, 2016).

Bien qu'à l'origine, ce soit une solution acide qui ait permis de mettre en évidence le phénomène, l'électrolyse alcaline est le procédé le plus ancien et le plus utilisé dans l'industrie. Elle bénéficie d'une longue expérience ayant permis d'optimiser ses performances (Boudellal, 2016, p. 70-71).

Ensuite, l'électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM ou Proton Exchange Membrane) est une autre technique qui ne requière pas d'électrolyte liquide mais d'une membrane solide. C'est une technologie encore récente (1966), plus complexe et plus coûteuse due à ses composants spécifiques (membrane à base de métaux précieux) mais qui possède de nombreux avantages : grande pureté de l'hydrogène, faible consommation d'énergie, propreté écologique, contrôle des variations de puissances électriques, ... (Boudellal, 2016, p. 81-82).

Enfin, l'électrolyse de la vapeur d'eau à haute température (SOEC ou Solid Oxide Electrolysis) est une technologie basée sur le principe des piles à combustible. Le système permet à la fois de convertir de l'électricité en hydrogène mais aussi, à d'autres moments, de produire de l'électricité à partir d'hydrogène (E&E, Hespul et Solagro, 2014). Il s'agit d'une technique encore au stade de développement et qui vise des rendements élevés tout en étant moins coûteuse en énergie électrique. Cependant, elle nécessite une source de chaleur importante (500 à 900°C) et requièrent des matériaux spécifiques (céramiques) (Boudellal, 2016, p. 92).

**Annexe 3.** Diagramme de Sankey de l'efficacité du processus Power-to-Gas (rendement énergétique) (Dumergues, Favier et Alvaro Claver, 2014).

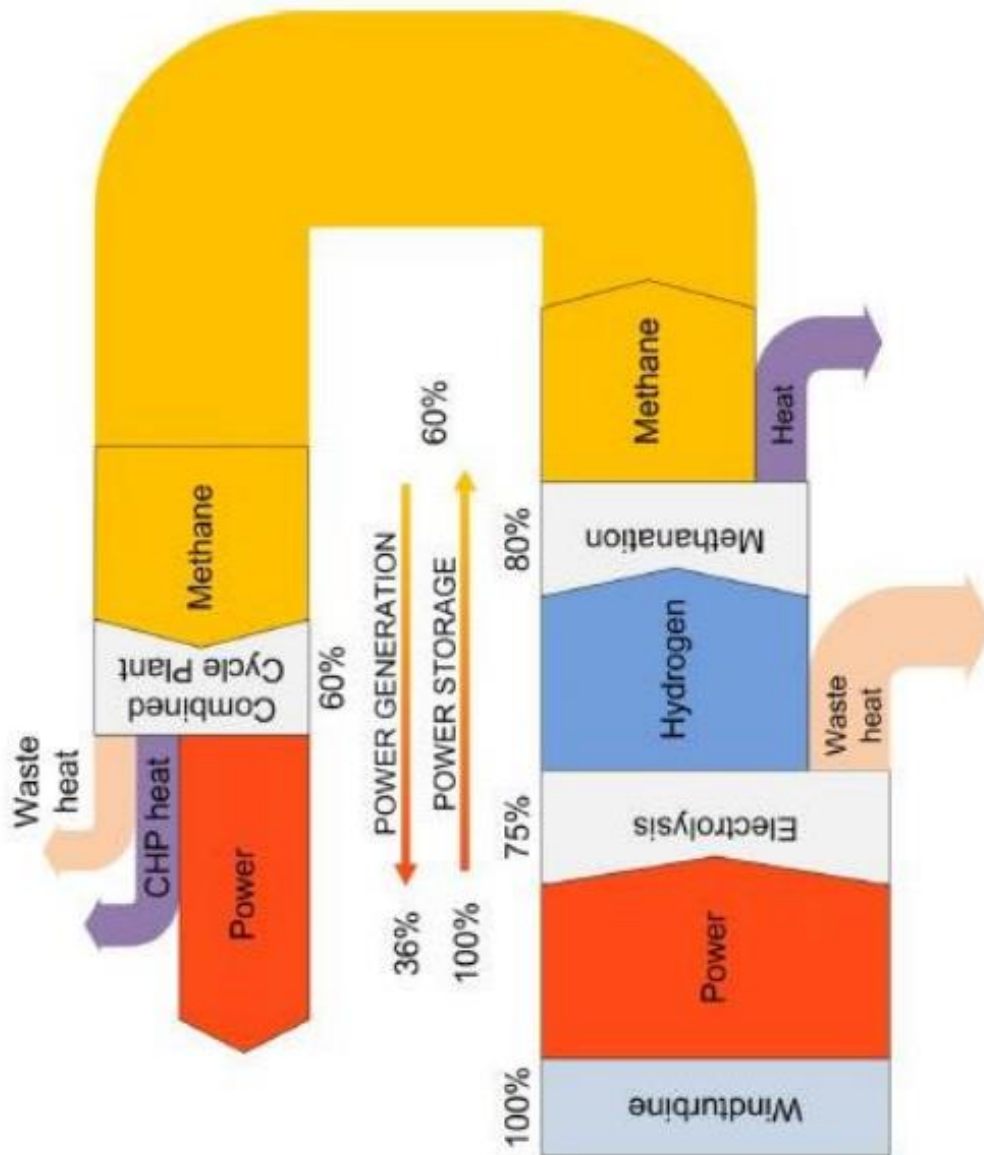


Figure 29 : Rendements énergétiques de la production de méthane dans une chaîne Power-to-Gas.  
Source : Dumergues, Favier et Alvaro Claver (2014).

**Annexe 4.** L'enjeu des synergies de la chaîne Power-to-Gas biologique dans le scénario 2 du projet *HYCABIOME* (Solagro, 2019).

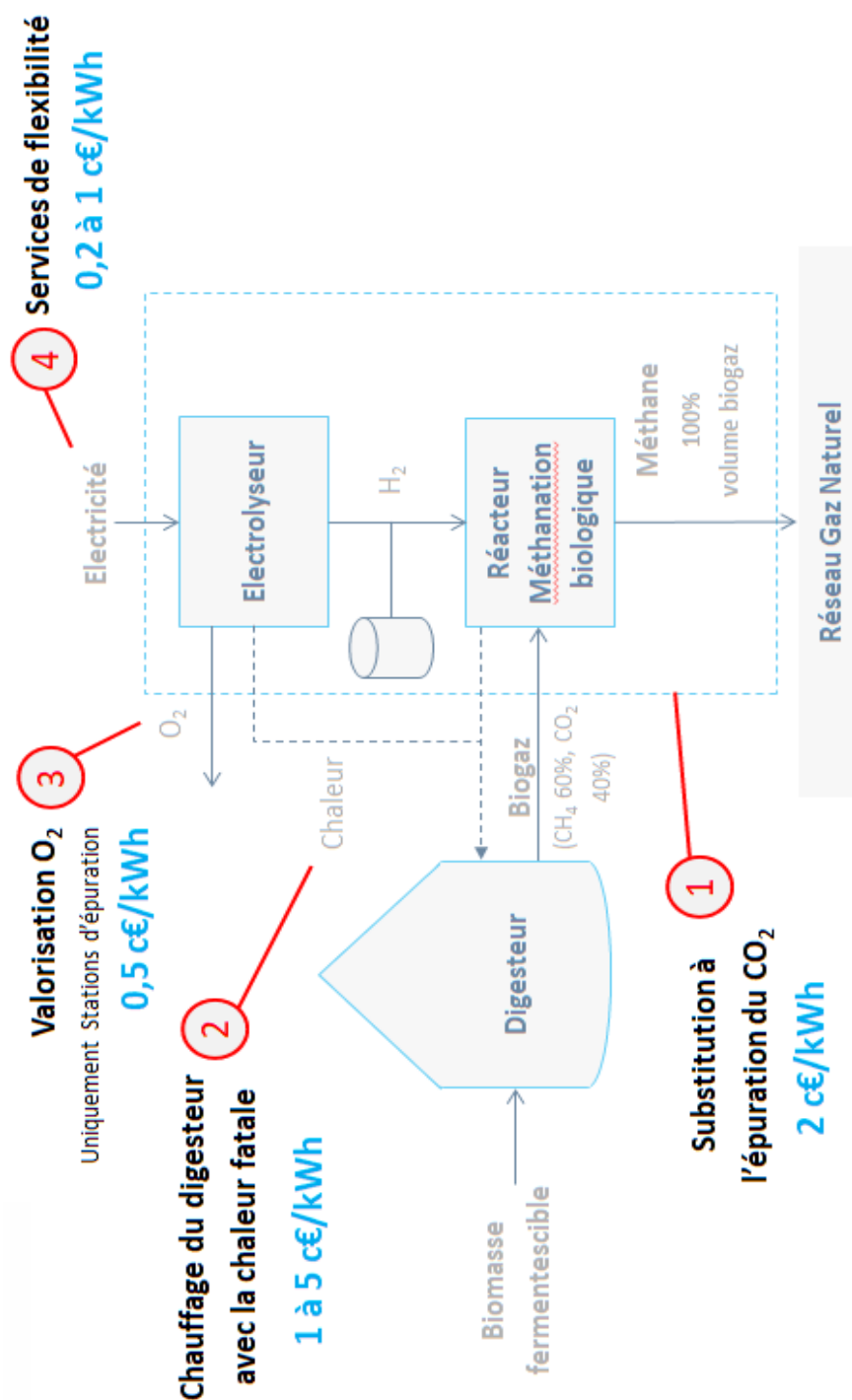


Figure 30 : Chaîne Power-to-Gas du scénario 2 du projet *HYCABIOME* analysant les synergies. Source : Solagro (2019).