

# Filières gazéification : Analyses des états de l'art et recommandations

Janvier  
2022

Synthèse des retours d'expérience

## 1. Contexte

L'étude 100 % gaz renouvelable, publiée en 2018 par l'ADEME et GrdF, estimait les potentiels maximums de production de gaz injectable sur le réseau à l'horizon 2050 à partir de ressources biomasse et de récupération. Si la méthanisation représentait la voie majoritaire de contribution à ce potentiel, la gazéification et le power to gas en constituaient les deux voies complémentaires. La gazéification permet également des applications de production de chaleur et/ou d'électricité (à l'instar de la méthanisation), de production d'hydrogène (à l'instar du power to gas) et de carburants liquides (biogazole, biokérosène).

Hormis les travaux de l'AIE Bioénergie, de portée internationale, peu de publications apprécient la pertinence relative des différentes filières de gazéification, ni ne contiennent de retours d'expérience consolidés et détaillés des projets existants. La présente étude vise à établir une analyse plus approfondie des différentes filières existantes au travers des sources bibliographiques et projets disponibles. Les résultats de cette étude pourront aider l'ADEME dans la détermination de son positionnement par rapport aux filières utilisant la gazéification et de ses éventuelles actions ultérieures associées.

## 2. Méthodologie

Cette étude porte sur les filières de gazéification de biomasse, déchets biomasse, plastiques et CSR pour de la production de chaleur, gaz (CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>), carburants ou combustibles liquides renouvelables ou de récupération, aux échelles française, européenne et internationale sur les dix dernières années. Cette étude détaille les aspects de performance technique, économique et environnementale des trois principales filières de gazéification (chaleur/électricité, méthane/hydrogène et carburants liquides) en vue d'identifier les niveaux de pertinence et d'intérêt potentiel respectifs des filières au regard de ces trois critères. Elle s'achève avec un tour d'horizon des filières gazéification dans cinq pays européens (Allemagne, Italie, Finlande, Pays-Bas, Royaume-Uni), pour déterminer les filières qui se sont bien développées dans d'autres pays et pour quelles raisons.

Le schéma suivant présente une vue d'ensemble simplifiée et non-exhaustive des trois filières considérées.

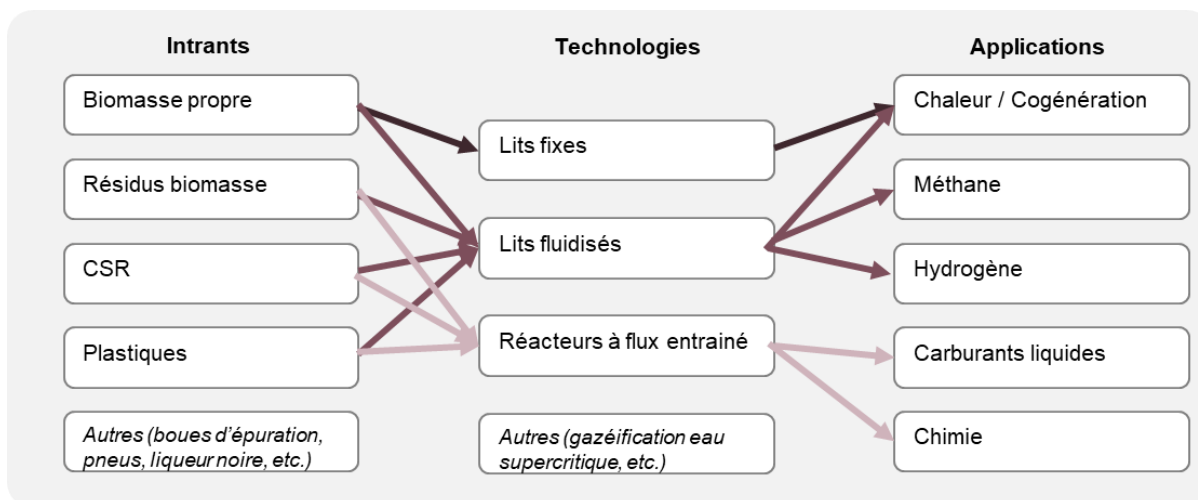


Figure 1 : Vue d'ensemble des trois filières de gazéification étudiées

Ces analyses ont été réalisées sur la base des publications des tâches 33 et 36 de l'AIE Bioénergie et de synthèses de travaux déjà réalisées au niveau national ou international. Cette revue de la littérature a été complétée par dix entretiens avec des experts français, européens et internationaux des filières gazéification<sup>1</sup>, ayant permis de confronter les analyses préliminaires, et d'accéder aux publications scientifiques les plus pertinentes.

Une analyse des retours d'expériences de projets utilisant une brique gazéification consolide les enseignements de douze projets français, ayant en grande majorité bénéficié d'un financement de l'ADEME. Cette seconde partie cherche à mettre en avant les éléments relatifs aux performances techniques, les problématiques techniques rencontrées, les solutions mises en œuvre et le bilan économique de l'installation (CAPEX, OPEX et coût de production), ainsi que les forces, faiblesses, opportunités et menaces relatives au projet. Cette partie s'achève avec une synthèse des enseignements de l'ensemble des projets, par filière d'application (chaleur/électricité, méthane/hydrogène et carburants liquides).

Ces analyses ont été réalisées sur la base des livrables communiqués par l'ADEME sur les projets et d'entretiens individuels avec les porteurs de projets (à l'exception d'un projet), équipementiers, AMO et/ou les interlocuteurs ADEME en charge du suivi des projets, pour obtenir les informations manquantes.

<sup>1</sup> En Europe, ont été interrogés : le Karlsruhe Institute for Technology (KIT) en Allemagne, ENEA en Italie, VTT en Finlande, TNO aux Pays-Bas, l'Université de Bath au Royaume-Uni, l'Université de Vienne en Autriche. En France, des entretiens ont été organisés avec : le CEA, le Laboratoire de Génie Chimique, le Centre RAPSODEE, le LERMAB et le Club Pyrogazéification de l'ATEE.

### 3. Analyse des filières de gazéification

Le tableau ci-après présente une synthèse de la performance technique, économique et environnementale des trois filières considérées, sur la base des publications des tâches 33 et 36 de l'AIE Bioénergie et de certains projets emblématiques de chacune des filières pour lesquelles des données technico-économiques précises ont été rendues publiques :

Tableau 1 : Synthèse des performances des trois filières de gazéification étudiées

Filières	Intrants	Applications	Technologies	Performance technique	Performance économique	Performance environnementale
Chaleur/ électricité	Biomasse (propre ou résidus)	Chaleur, cogénération	Lits fixes, Lits fluidisés (moins courant)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TRL 9 atteint par un grand nombre d'installations en Allemagne, Suisse, Italie et Autriche (pour les lits fixes)<sup>2</sup></li> <li>- Rendements électriques nominaux d'environ 30 % et rendements totaux (chaleur incluse) supérieurs à 80 %<sup>3</sup> (81,3 % de rendement total pour le projet Güssing, mis en service en 2002)<sup>4</sup></li> <li>- Disponibilité élevée (le projet Güssing à cumulé plus de 100 000 heures de fonctionnement depuis 2002)<sup>5</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Viabilité économique fortement dépendante des tarifs de rachat de l'électricité (en extinction)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Respect des valeurs limites d'émissions</li> <li>- Logistique importante autour des cendres</li> </ul>
Méthane / hydrogène	Biomasse (propre ou résidus)	Chaleur, cogénération, méthane et hydrogène	Lits fluidisés	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TRL compris entre 7 et 8 pour la production de méthane avec l'installation Gaya (France)<sup>6</sup></li> <li>- Rendement PCI moyen des projets de biométhane de 63 %<sup>7</sup></li> <li>- TRL 5 pour la production d'hydrogène avec un lit fluidisé double<sup>8</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Coûts moyens de production du méthane élevés, non compétitifs avec le méthane d'origine fossile (77-96 €/MWh pour le projet suédois GoBiGas)</li> <li>- Coûts de production de l'hydrogène estimés à 2,7 €/kg, compétitif avec l'électrolyse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Respect des valeurs limites d'émissions</li> <li>- Baisse des émissions de GES de l'ordre de 78 à 79 % par rapport au méthane fossile (pour le projet Gaya)<sup>9</sup></li> <li>- Objectif d'Haffner Energy d'un hydrogène &lt; 0,3 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>, inférieur de ~97 % aux émissions liées au vaporeformage de gaz naturel</li> </ul>
Carburants liquides renouvelables et chimie	Résidus biomasse, bois B, CSR et plastiques	Biocarburants liquides (biodiesel, biokérosène, méthanol, etc.) et chimie (ammoniac)	Lits fluidisés, Réacteurs à flux entraîné	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TRL 6 à 7<sup>10</sup></li> <li>- La conversion du syngaz en biodiesel par la synthèse de Fischer-Tropsch a un rendement carbone usuel maximal de 50 %<sup>11</sup></li> <li>- La valorisation de chaleur permet de porter le rendement énergétique à 80 %<sup>9</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Coûts d'investissements très élevés, liés à la capacité minimale des installations pour atteindre une viabilité économique (370 M€ pour une unité de 300 MWth de biomasse entrante selon VTT)</li> <li>- Coûts de production de 58-65 €/MWh pour le méthanol, et 68-78 €/MWh pour la bioessence de synthèse (à cette même échelle)</li> <li>- Parité avec l'équivalent pétrole atteinte pour un prix du baril de 120 € environ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le projet BioTfuel annonce des émissions de GES du biodiesel produit inférieures de 90 % à celles du diesel fossile</li> <li>- Complexité de la logistique d'approvisionnement en biomasse, liée à la taille des installations</li> </ul>

<sup>2</sup> IEA Bioenergy, *Status report on thermal gasification of biomass and waste - Annex 1: CHP*, 2019, p. 1

<sup>3</sup> IEA Bioenergy Task 33, *Status report on thermal gasification of biomass and waste*, 2019

<sup>4</sup> Institute of Chemical Engineering, Repotec, *Biomass CHP Plant Güssing – Using Gasification for Power Generation*, 2003, p. 4

<sup>5</sup> Site internet de Repotec. Date de publication de l'article non mentionnée. Lien : [www.repotec.at/index.php/95.html](http://www.repotec.at/index.php/95.html)

<sup>6</sup> Information validée par ENGIE.

<sup>7</sup> GRTgaz, *Présentation Projet GoBiGas*, 2020, p. 9 (Rendement biomasse à biométhane, sans prise en compte de la chaleur)

<sup>8</sup> IEA Bioenergy, *Hydrogen from biomass gasification*, 2018, p. 59

<sup>9</sup> ENGIE lab, *Life cycle greenhouse gases emissions of biomethane produced from pyrogasification: Results from the GAYA demonstration plant in Saint-Fons (France)*, 2020

<sup>10</sup> IEA Bioenergy Task 33, *Status report on thermal gasification of biomass and waste 2019 – Annex 5*, 2019

<sup>11</sup> Energy & Fuels, *Fischer–Tropsch Synfuels from Biomass: Maximizing Carbon Efficiency and Hydrocarbon Yield*, 2010

### 3.1. Filière « chaleur/électricité »

La filière « chaleur/électricité » repose principalement sur l'utilisation d'intrants biomasse propre (granulés, plaquettes) pour des applications de production de chaleur et de cogénération, historiquement par lit fixe. Cette filière est jugée technologiquement mature à petite échelle - la grande majorité des unités en fonctionnement étant de TRL 9 - mais sa viabilité économique repose principalement sur les tarifs de rachat de l'électricité. Le nombre d'unités en opération a triplé entre 2014 et 2017 en Europe centrale.

#### Performance technique

Dans le cadre français, d'autres technologies, comme celles du lit fluidisé circulant ou du lit fluidisé dense à l'air, sont également utilisées, mais sont moins matures technologiquement et moins déployées (projets Terracotta de TRL 6, et SYNNOV). Les intrants prédominants de la filière sont la biomasse et les déchets biomasse, comme les plaquettes forestières, copeaux de bois, broyats de palettes, bois B, etc. Le CSR commence à être envisagé pour des raisons économiques, pur (Terracotta) ou mélangé (SYNNOV, 30 % de CSR).

Les lits fixes ont bénéficié de travaux de recherche importants au fil des ans et proposent aujourd'hui des rendements importants. Les rendements électriques nominaux des installations en fonctionnement avoisinent les 30 %, avec des rendements totaux (chaleur incluse) généralement supérieurs à 80 %. Cependant, sur ce segment, la gazéification est en compétition avec l'incinération avec cogénération qui permet de valoriser 70 à 80 % de la chaleur de combustion.

Les taux de disponibilité des installations interrogées dans le cadre de l'étude sont également élevés, et une certaine flexibilité dans la mise en marche a pu être atteinte. Celle-ci peut s'adapter à un rythme hebdomadaire de production (utilisation 5 jours par semaine pour l'un des exploitants), ou se faire de manière automatisée.

La teneur en goudrons du syngaz demeure le principal défi technique rencontré par les installations de gazéification à des fins de cogénération, notamment pour les projets français. L'utilisation de l'intrant CSR se révèle problématique si celui-ci n'est pas de calibre et de composition homogène, avec une faible variabilité de pouvoir calorifique – problème que n'ont pas les intrants monomatériaux<sup>12</sup>.

#### Performance économique

Les coûts d'exploitation des installations de cogénération sont souvent élevés en comparaison avec le revenu tiré. Les projets économiquement viables sont ceux qui parviennent à intégrer au mieux la chaîne de valeur de la gazéification, à l'instar, par exemple, de l'installation des Côteaux Nantais (Naoden), dont le porteur de projet a pu réduire ses dépenses de gaz de près de 80 % en utilisant ses propres déchets d'exploitation<sup>13</sup>. Quant à eux, les projets utilisant l'intrant CSR sont confrontés à une exigence technique affectant leur équilibre économique. Le besoin d'un combustible de qualité pour éviter, entre autres, une production trop importante de goudrons, ne leur permet pas d'obtenir les coûts négatifs d'approvisionnement en intrants dont ils auraient besoin. Ceci pousse donc certains porteurs à considérer qu'en cas de réplcation, la production de la ressource CSR devrait être intégrée au site de gazéification afin d'en minimiser les coûts d'acquisition.

Les coûts de production de chaleur et d'électricité dépendent fortement des projets et des subventions obtenues. Pour certains projets, ils peuvent avoisiner ceux de leurs homologues fossiles avec une chaleur à 74 €/MWh PCI, soit 13,5 % de plus que le gaz naturel avant subvention – mais tout aussi bien reposer sur un tarif de rachat avantageux. De manière générale, les facteurs clefs de succès d'un projet de gazéification pour la production de chaleur et d'électricité sont<sup>14</sup> :

- L'industriel génère l'intrant par ses activités (maîtrise de la chaîne amont du déchet);
- Il détient le gazéifieur et l'exploite;
- Il autoconsomme la chaleur et l'électricité, et ne revend que l'excédent de production.

<sup>12</sup> Entretien du 01/10/2020 avec M. Rospars, Ingénieur, Groupe Séché

<sup>13</sup> ADEME, Retranscription des entretiens REX NTE

<sup>14</sup> IEA Bioenergy Task 33, *Lessons Learned about Thermal Biomass Gasification*, 2015, p. 57

## Performance environnementale

De manière générale, les émissions en cogénération respectent les valeurs réglementaires, ou peuvent s'y adapter sans difficulté particulière en utilisant les technologies de filtrage adaptées. Cependant, les unités de gazéification en cogénération produisent un certain nombre d'extraits à traiter. Leur revalorisation au sein du procédé de gazéification est souvent possible, mais nécessite une certaine complexité technologique limitée par les moyens économiques. Les cendres représentent un extrait dont la logistique est particulièrement importante à prendre en compte. À titre d'exemple, un des projets produit de grandes quantités de cendres par semaine, considérées comme un déchet dangereux de classe 1, et dont l'élimination pèse sur les coûts opérationnels du projet (OPEX).

### **3.2. Filière « méthane / hydrogène »**

La production de méthane et/ou d'hydrogène par gazéification peut être envisagée à partir d'une variété d'intrants : biomasse et résidus de biomasse sèche avec un faible taux de cendres, bois B, mais aussi des CSR, du plastique (pour la production d'hydrogène), des boues de stations d'épuration, ou pneus. Les technologies utilisées sont principalement celles du lit fluidisé bouillonnant, circulant, ou double. Cette filière est moins technologiquement mature, et très peu de déploiements commerciaux sont observés en Europe pour le moment. Pour permettre de produire un gaz principalement constitué de méthane et dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel, il est nécessaire de compléter la chaîne de procédé notamment avec une étape de méthanation. Le processus fait appel à la réduction du monoxyde de carbone par l'hydrogène, entre 800 et 1000 °C en présence d'un catalyseur. Enfin, la gazéification hydrothermale est une technologie de conversion de biomasses humides en gaz de synthèse (mélange principalement de CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub>) permettant le traitement de déchets et de résidus dont le taux de matière sèche est faible mais encore riche en composants organiques.

Le niveau de maturité commerciale de la filière de production de gaz de synthèse (méthane, hydrogène) par gazéification est relativement faible en comparaison avec l'application de cogénération. Concernant la production de méthane, au mieux, un TRL 8 a été atteint avec l'installation « First of a kind » de GoGreenGas. Si plusieurs projets de plusieurs centaines de mégawatts ont été étudiés par le passé, voire mis en œuvre, ils ont été abandonnés comme le projet GoBiGas phase 2 (80 MWCH<sub>4</sub>). Les projets se sont donc orientés vers des tailles plus réduites, mieux adaptées à des ressources locales et plus facilement finançables. En Europe, seuls cinq projets de production de méthane d'envergure ont été développés ou sont actuellement en développement, dont un seul en France (GoBiGas, Ambigo, GoGreenGas, Güssing et Gaya en France).

L'hydrogène peut quant à lui être produit à partir du syngaz grâce à un reformage à la vapeur, et à une réaction de « water-gas-shift » – réaction du monoxyde de carbone avec l'eau, donnant du dioxyde de carbone et de l'hydrogène supplémentaire – afin d'accroître le rendement. Cependant, peu de projets de démonstration sont actuellement développés. À titre d'exemple, seule une installation de démonstration est en fonctionnement en Allemagne (projet Blue Tower Technology Herten de TRL 6-7, mis en service en 2009), et les entreprises de gazéification de la filière italienne n'ont annoncé que récemment le lancement de projets de recherche à ce sujet (annonce de 2019 d'Eni et Corepla, et NextChem). En France, les projets suivants sont en développement (liste non exhaustive) : VitroHydrogène, Wood-Hy et ECO H<sub>2</sub>.

En Europe, plusieurs acteurs développent ou exploitent actuellement des pilotes ou des démonstrateurs de gazéification hydrothermale (localisés principalement aux Pays-Bas et en Suisse : démonstrateurs SCW Systems, Bright Circular et PSI + Treattech), à des niveaux de TRL jusqu'à 7, avec l'atteinte d'une technologie à échelle industrielle prévue à horizon 2023-2025. Un rendement cible compris entre 60 et 70 % (selon l'intrant et le niveau de température maximale visé) est jugé atteignable par les développeurs de la technologie, avec les technologies de récupération thermiques connues.

## Performance technique

Le rendement PCI biomasse à biométhane des projets recensés dans la littérature est de 63 % en moyenne<sup>7</sup> (voir projets GoBiGas et Güssing), à ajouter à un rendement chaleur moyen de 15 %. Le projet GoBiGas met en évidence plusieurs défis techniques principaux, dont le difficile contrôle de la qualité et du niveau de goudrons du gaz produit.



Quant à eux, et pris séparément, les procédés unitaires assemblés pour la construction d'une installation de production d'hydrogène sont tous de TRL 8 ou 9. Cependant, au vu de l'état d'avancement de la filière concernant l'intégration de ces différents procédés unitaires, ainsi que des défis de l'utilisation de différents intrants, l'AIE Bioénergie considère que la technologie n'est encore qu'à TRL 5.

#### Performance économique

La performance économique des projets de production de méthane par gazéification est marquée par des coûts moyens de production élevés, tels que constatés sur la période 2006-2018, non compétitifs avec le méthane d'origine fossile. Le projet GoBiGas a ainsi dû s'arrêter faute de compétitivité du méthane produit, malgré la conformité des coûts de production aux projections réalisées lors de l'étude de faisabilité en 2006 (77-96 €/MWh). Les prix de vente du méthane avaient évolué à la baisse en Suède, diminuant de 72 €/MWh en 2006 à 60 €/MWh en 2018. En comparaison, les coûts du méthane injecté produit par méthanisation en France varient de 72 à 112 €/MWh. Le tarif de rachat, fonction de l'intrant et des quantités injectées, peut varier entre 45 et 125 €/MWh PCS.

Pour une installation de production d'hydrogène de 50 MW en double lit fluidisé, l'AIE Bioénergie estime que la valeur actuelle nette de vente de l'hydrogène est de 2,7 €/kg (soit 79 €/MWh). Le même calcul effectué avec la technologie de reformage amélioré par adsorption, permettant d'obtenir des rendements plus élevés, donne un prix de vente prévisionnel de 5,5 €/kg, confirmé par Haffner Energy. À titre de comparaison, un coût actuel raisonnable de production de l'hydrogène par électrolyse est compris entre 3,5 et 7 €/kg<sup>15</sup>, mais significativement dépendant du prix local de l'électricité.

#### Performance environnementale

Les installations de production de méthane respectent, de manière générale, les limites réglementaires en termes d'oxydes d'azote et de poussières, même si une grande variation existe, due à des flux intermittents d'effluents gazeux vers la chambre de post-combustion, nécessitant donc une combustion extensive du gaz produit et impliquant une consommation énergétique plus élevée. Les analyses de cycle de vie valident les réductions d'émissions de gaz à effet de serre permises par la chaîne de procédés, incluant la gazéification : une étude ACV d'Engie Lab conduite dans le cadre du projet Gaya montre une baisse des émissions de GES de 78 à 79 % par rapport au méthane fossile, quel que soit l'intrant considéré<sup>16</sup>. Le projet GoBiGas avait enregistré, en utilisant des granulés de bois comme intrant, entre 80 et 85 % de réduction des émissions de GES, par rapport à l'équivalent fossile.

Sur ses deux projets, Haffner Energy a annoncé, sur base de calculs internes, l'objectif d'obtenir un hydrogène à moins de 0,3 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>, soit une réduction de ~97 % des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport au vaporeformage, via notamment l'hypothèse d'une séquestration pérenne du CO<sub>2</sub> par la valorisation non-énergétique du biochar. Par ailleurs, le procédé de thermolyse opérant en absence d'air (donc d'oxygène et d'azote) n'émet pas d'oxyde d'azote ou de dioxines. La production d'hydrogène par électrolyse alcaline à partir du mix électrique français anticipé en 2023 génère quant à elle environ 2,8 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>. Avec un mix électrique 100 % renouvelable l'impact est réduit à 1,6 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub><sup>17</sup>.

### **3.3. Filière « carburants liquides renouvelables et chimie »**

La filière « carburants liquides et chimie », vise à valoriser des résidus biomasse, du bois B, du CSR, des plastiques et des boues pour la production de biocarburants liquides (biodiesel, biokérosène, méthanol, etc.) et la chimie (ammoniac), via des lits fluidisés ou des réacteurs à flux entraîné. Cette filière est la moins mature, avec des TRL compris entre 6 et 7, voire inférieurs pour les réacteurs à flux entraîné.

#### Performance technique

À partir du syngaz, les différentes routes de production sont commercialement disponibles (TRL 9 pour la synthèse de Fischer-Tropsch et pour la production de méthanol). Le projet français BioTfuel, en cours de développement,

<sup>15</sup> Calcul EY sur base de notre connaissance spécifique du marché de l'hydrogène : Electrolyseur alcalin fonctionnant 7000 heures par an ; CAPEX de 650 K€/MW ; facteur d'installation de 1,8 ; prix de l'électricité de 55 €/MWh ; TRI de 6 % ; hors marge commerciale.

<sup>16</sup> ENGIE lab, *Life cycle greenhouse gases emissions of biomethane produced from pyrogasification: Results from the GAYA demonstration plant in Saint-Fons (France)*, 2020

<sup>17</sup> ADEME, *Analyse du cycle de vie relative à la mobilité hydrogène*, 2020

ambitionne la démonstration de la production de biogazole et de biokérosène à partir de biomasse lignocellulosique à TRL 8, tandis que le projet Bioliq – un gazéifieur de 5 MW<sub>th</sub> produisant un gaz de synthèse amené à être transformé en un carburant liquide – porté par le KIT en Allemagne, vise à atteindre un TRL 6. Depuis sa mise en service, environ 900 tonnes de boue ont été converties avec succès en gaz de synthèse brut en 1200 h de fonctionnement.

En passant par la synthèse de Fischer-Tropsch, une opération de conversion du syngaz vers du biodiesel a un rendement théorique maximal de 50 %. Il devient alors important de valoriser la chaleur, qui permet de porter ce rendement énergétique à 80 %, la problématique technique principale pour l'ensemble des installations restant la non-passivation des catalyseurs, très sensibles aux impuretés.

#### Performance économique

Une étude menée par le centre de recherche finlandais VTT en 2013 a pu estimer que pour une capacité de 300 MW<sub>th</sub> de biomasse entrante, les coûts d'investissement d'une unité de production de biocarburants en lit fluidisé s'élèveraient à 370 M€ environ, auxquels s'ajoutent 15 M€/an de coûts opérationnels et de maintenance. Cette échelle permettrait d'obtenir des coûts de production de 58-65 €/MWh pour le méthanol, 69-75 €/MWh pour le diesel Fischer-Tropsch et 68-78 €/MWh pour la bioessence (par procédé « Methanol To Gasoline »). En considérant la valeur de 74 €/MWh, la parité avec l'équivalent pétrole de ces carburants serait atteinte pour un prix du baril de 120 € environ<sup>18</sup>.

La filière de production de biocarburants liquides par gazéification se heurte donc à une difficulté double :

- d'une part, elle doit monter en échelle pour obtenir des coûts de production acceptables, et obtenir les financements correspondants sachant que les coûts d'investissement d'une unité de démonstration sont typiquement 50 % plus élevés que ceux d'une installation industrielle ;
- d'autre part, la filière est en compétition avec un prix du pétrole bas. Cependant, la directive européenne sur les énergies renouvelables (RED II) contient, au sein de son objectif d'intégration de 14 % d'énergies renouvelables dans les transports routiers et ferroviaires d'ici à 2030, un sous-objectif spécifique pour les biocarburants avancés produits à partir de certaines matières premières et le bioGNV (1 % en 2025 et 3,5 % en 2030).

Des modèles innovants se développent pour améliorer le modèle économique de la production de carburants liquides par gazéification, par couplage avec de la production d'électricité renouvelable, réduction de la durée des procédés, ou encore transformation locale de l'intrant pour obtenir une huile de pyrolyse.

#### Performance environnementale

La directive RED II fixe une condition de réduction du bilan GES des biocarburants de 65 % au moins, à partir de 2021. Cet objectif devrait être atteint par des chaînes de procédés intégrant la gazéification comme le Biomass to liquid (BtL), comme le montre le projet BioTfuel dont le porteur annonce des émissions de GES du biodiesel produit inférieures de 90 % à celles du diesel fossile. Le degré de complexité de la logistique d'approvisionnement en biomasse est cependant à prendre en compte. En effet, si l'équation économique de la filière de production de biocarburants avancés par gazéification repose sur des unités de fortes capacités (300 MW dans les calculs d'optimum technico-économique de VTT), l'acquisition de l'intrant devra se faire dans des rayons très larges, avec une logistique par conséquent plus émettrice.

## **4. État des lieux des filières de gazéification européennes**

Les cinq filières gazéification européennes étudiées (Allemagne, Italie, Finlande, Pays-Bas et Royaume-Uni) présentent des profils très différents les unes des autres, sur l'ensemble des caractères observables. L'Allemagne, l'Italie et la Finlande, de loin les filières les plus développées en nombre de projets, se sont construites sur un recours massif à l'intrant bois, ressource particulièrement présente dans chacun de ces trois pays, tandis que le Royaume-

<sup>18</sup> VTT, *Review of biomass gasification technologies for the production of renewable transport fuels*, 2015, p.42

Uni et les Pays-Bas, filières plus récentes, ont compensé leur jeunesse par une très forte diversité de projets tant en termes de taille, que d'intrants, d'applications ou de technologies.

Nous retirons de ces analyses tout d'abord une grande diversité de situations entre les filières nationales en termes de maturité générale des filières, de nombre de projets et de variété de chaque filière. Les grandes filières nationales (Allemagne, Italie, Finlande) se sont historiquement construites sur l'intrant bois dans les années 80 ou 90, essentiellement pour des applications de cogénération, tandis que les filières plus jeunes (Royaume-Uni et Pays-Bas) ont réellement démarré dans les années 2000. Cependant, cette relative jeunesse ne semble pas avoir occasionné de retard dans leur dynamisme, ces deux filières mettant sur pied des projets tout aussi ambitieux que ceux des filières plus matures, tant en termes de taille d'installations (plusieurs centaines de MW) que d'intrants (CSR, papier, déchets automobiles, lisier de poulet, etc.) ou d'applications (carburants, hydrogène, etc.).

Parmi les intrants les plus prometteurs pour la France revient régulièrement dans les entretiens la question des CSR, intrant qui n'a pour l'instant pas été fortement utilisé par les filières européennes. De par sa situation, le Royaume-Uni semble le plus à même de réellement se tourner vers cet intrant, cependant cette situation s'explique par une utilisation comparativement faible de cet intrant dans ce pays. En effet, il s'avère d'après l'AIE Bioénergie que l'Allemagne, les Pays-Bas et la Finlande étaient en 2016 des importateurs nets de déchets CSR, tandis que le Royaume-Uni était exportateur (3,6 Mt) et l'Italie un faible exportateur (0,2 Mt).

Il ne semble pas exister pour l'heure de volontés nationales de se tourner vers la valorisation des déchets plastiques, les régulateurs aussi bien que les porteurs de projet n'ayant pas fait de déclarations ces dernières années à ce sujet.

En termes de technologies, la distinction d'utilisation théorique à réaliser entre les lits fixes et fluidisés est confirmée dans le cadre de l'analyse des projets internationaux, avec une capacité maximale des lits fixes se situant autour de 10 MWth. Quant à eux, les réacteurs à flux entraînés semblent confirmés dans leur pertinence pour la production de biocarburants.

En termes de produits, et sauf contre-exemples locaux, l'ensemble des filières semble depuis 10 ans et de manière homogène se tourner vers les applications autres que la cogénération : biométhane, hydrogène et biocarburants. Cependant, la taille moyenne requise de ces nouvelles installations, en particulier sur les biocarburants, rend le développement de ces projets plus complexe, et il semble que les gouvernements soient aujourd'hui peu enclins aux financements de ces premières unités. De manière générale, le soutien public aux filières semble donc faible, bien qu'historiquement suffisamment élevé pour avoir viabilisé le développement d'unités de cogénération via des mécanismes de soutien à la production. Ce manque de soutien national peut être mis en relation avec les orientations techniques de ces mêmes gouvernements, tournés à court-terme vers des usages requérant peu ce que la gazéification a à leur offrir : électrification des usages et mobilité par batterie. Les nouveaux produits issus de la gazéification visent des marchés de plus long-terme, tels que l'hydrogène pour les trains, les navires ou l'aviation. Les gouvernements semblent peu enclins à la définition d'objectifs spécifiques à la croissance des capacités installées de gazéification, préférant : 1) fixer des objectifs de production d'électricité renouvelable à d'autres filières des énergies renouvelables ; 2) fixer des objectifs généraux d'injection de biométhane ou hydrogène quelle que soit la technologie de production ; ou 3) s'en tenir aux objectifs européens de développement des biocarburants avancés. La filière la plus intéressante en termes de soutien public nous semble à l'heure actuelle être la néerlandaise, via ses mécanismes innovants de soutien à l'électricité, via la prise en compte de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, et via le soutien spécifique au gaz renouvelable produit par gazéification de biomasse.

Enfin, quelle que soit la filière nationale considérée, et sauf exceptions liées à des conditions propres aux projets, il semblerait que la grande majorité des projets de cogénération requiert encore l'assistance des autorités pour la viabilité financière de leur projet, que ce soutien permette d'obtenir des prix de vente supérieurs aux coûts opérationnels ou bien une garantie de débouchés à long-terme quel que soit le contexte économique dans lequel s'inscrivent les projets. La réduction des soutiens publics dans des pays comme l'Allemagne a d'ailleurs entériné une baisse de ces projets.



Tableau 2 : Synthèse de l'état des lieux des filières européennes

Filières	Maturité générale de la filière	Principaux intrants et principales applications	Principaux projets innovants	Politique de soutien	Enseignements
Allemagne	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Filière nationale relativement très mature</li> <li>- Développement de la gazéification dès les années 1990</li> <li>- Plus de 1100 projets commerciaux</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Quasi uniquement de l'intrant bois, essentiellement pour de la cogénération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1 projet pour la production d'H<sub>2</sub></li> <li>- 1 projet pour la production de carburants liquides</li> <li>- 2 projets utilisant des boues d'épuration pour cogénération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Historiquement, tarif de rachat de l'électricité produite par gazéification</li> <li>- Politique fortement réduite en 2014, entraînant l'arrêt du développement de la cogénération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Encore peu de projets visant les applications biocarburants ou la chimie</li> <li>- Absence de projets de taille industrielle, en dehors des applications de cogénération.</li> <li>- Cogénération encore très dépendante du soutien public</li> </ul>
Italie	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Filière nationale relativement très mature</li> <li>- 218 installations de gazéification recensées jusqu'à aujourd'hui, de haute maturité technique pour la cogénération (TRL 9)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Intrant biomasse majoritaire</li> <li>- Cogénération très présente, fruit des politiques de soutien à la production électrique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Une dizaine de projets Horizon2020 (lit fluidisé bouillonnant, solid-oxide reversible cells, biocarburants, etc.)</li> <li>- 2 projets autour de la valorisation des déchets plastiques non recyclables, pour production d'hydrogène et de biocarburants</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- « Certificats Verts », attribués par l'autorité du réseau électrique italien GSE, peuvent être vendus sur un marché dédié, et offrent un tarif de rachat assuré pendant 15 ans</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Intérêt pour la production de biocarburants et d'intrants pour l'industrie chimique, mais peu de projets pour l'heure.</li> <li>- De par son historique de cogénération en lit fixe à petite échelle, la gazéification semble avoir une certaine inertie quant à des évolutions technologiques et des changements d'échelle.</li> </ul>
Finlande	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Filière nationale moyennement mature</li> <li>- Développements de projets dès les années 1980</li> <li>- Mais seulement une vingtaine de projets de gazéification opérationnels, très matures (TRL 8 ou 9)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La très grande majorité de la vingtaine de projets de gazéification opérationnels transforme de la biomasse en chaleur et/ou électricité</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Unité de Varkaus cherchant à valoriser des déchets plastiques en chaleur</li> <li>- Concept de « méga-gazéifieur » de 300 MW (de TRL 7) destiné à produire des carburants renouvelables à partir de déchets biomasse et de déchets (VTT)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Volonté générale de l'Etat de se tourner vers la production de biocarburants, mais sans soutien clair et suffisant à ce jour (ex : faible degré de soutien au financement des CAPEX)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Malgré des objectifs ambitieux d'utilisation de biocarburants dans le secteur des transports, faible soutien public à la R&amp;D et à la démonstration</li> <li>- Si soutien public insuffisant, risque de pertes des connaissances historiquement accumulées par la filière depuis les années 80</li> </ul>
Pays-Bas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Filière nationale faiblement mature</li> <li>- Seule une dizaine de projets avancés dans le pays</li> <li>- Filière ayant globalement connu démarrage tardif par rapport aux quatre autres filières étudiées</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pas de tendance car grande variété des projets lancés, tant en termes d'intrants que de technologie ou d'applications. L'ensemble des possibilités de chaînes de procédés semble tenté à ce stade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- TNO : production de carburant pour l'aviation et de méthanol, et valorisation de plastiques</li> <li>- ECN : extraction de composés à haute valeur ajoutée (bio-éthylène et bio-aromatiques), à l'issue de la gazéification à basse température de résidus de lignine</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Système d'Incitation à la Production d'Énergie Renouvelable, « SDE+ »</li> <li>- SDE++ : Subvention à la production d'électricité renouvelable en fonction de la réduction de dioxyde de carbone engendrée par l'installation de production</li> <li>- SDE++ : Subvention du gaz renouvelable, mais niveau jugé trop faible</li> <li>- Subvention à la production d'hydrogène par électrolyse à hauteur de 10 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le manque de mesures spécifiques à la gazéification ne permet pas de lever le frein de l'investissement élevé des installations de gazéification.</li> <li>- L'utilisation de l'intrant CSR n'est encore que peu observée.</li> </ul>
Royaume-Uni	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Filière nationale relativement très mature</li> <li>- 130 projets de gazéification entrés en développement entre 1995 et 2019</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Forte tendance à développer des projets autour des déchets CSR, le Royaume-Uni exporte chaque année plus de 3 millions de tonnes de CSR.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1 projet de gazéification de déchets ménagers</li> <li>- 2 projets de gazéification de CSR en biométhane (GoGreenGas et ABSL bio-SNG)</li> <li>- 1 projet de valorisation de déchets automobiles en électricité</li> <li>- Nombreux projets universitaires financés autour de la gazéification (UCL, Bath, Newcastle, Manchester, etc.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Certificats d'Obligations Renouvelables (ROC), en place depuis 2002, incitent les fournisseurs d'électricité à s'approvisionner à partir de sources de production renouvelable</li> <li>- Compléments de rémunération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux d'échec des projets historiquement élevé, malgré quelques belles réussites</li> <li>- Malgré les mécanismes de ROC et de 'contract for difference' en place, soutien public inadapté à un développement efficace de la gazéification.</li> </ul>

## 5. Retours d'expériences de projets en France, ayant en majorité bénéficié d'un financement de l'ADEME

### 5.1. Vue d'ensemble des projets analysés

Les douze projets analysés couvrent une large diversité de profils et de situations :

- **Porteurs du projet** : Une majorité est portée par des acteurs du secteur de l'énergie (4), des matériaux de construction (3) et des déchets (3).
- **Avancement** : Une majorité sont des installations de démonstration (5) ou des unités sur site industriel (6).
- **Puissance** : Leurs puissances sont comprises entre quelques dizaines de kW (projets Pyrog et Côteaux Nantais) et 26 MW pour le projet SYNNOV, porté par Bonnefooy Energies Nouvelles. La majorité des projets présente toutefois des puissances d'entrée comprises entre 1 et 10 MW (pour 6 projets).
- **Montants d'investissements** : Les coûts totaux de ces projets varient de 412 000 euros à plus de 178 millions d'euros pour BioTFuel. Cinq projets sur les douze analysés ont des coûts totaux supérieurs à 5 millions d'euros. À l'exception d'EQIOM et d'Alpha Carbone, ils ont tous bénéficié d'une aide de la part de l'ADEME.

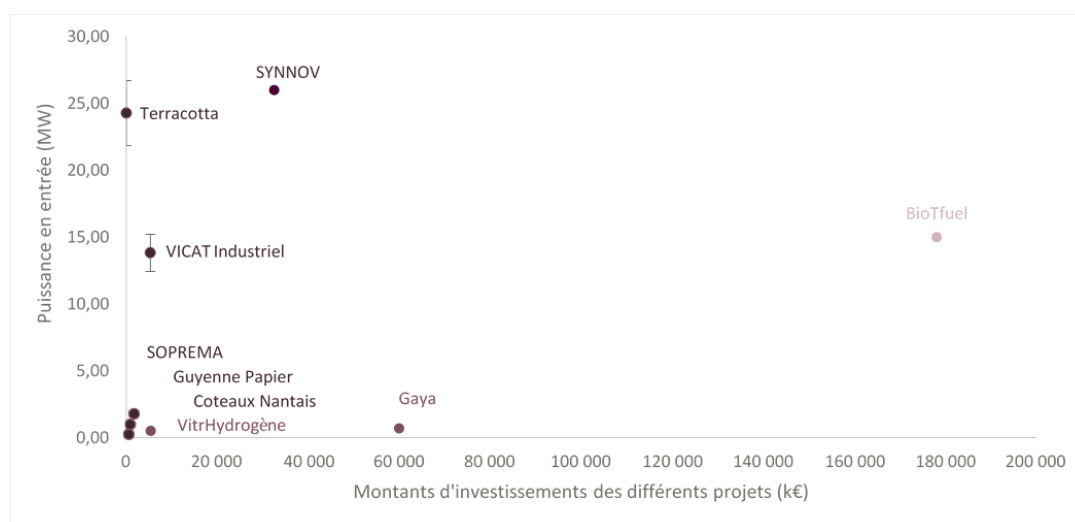


Figure 2 : Puissance en entrée d'installation en fonction du montant investi et du type d'installation

- **Année de mise en service** : Mis en service en 2000, le projet EQIOM est le plus ancien, tandis que VitroHydrogène devrait l'être en 2021. Hormis EQIOM, l'ensemble des projets ont été mis en service en 2015 et postérieurement.
- **État actuel** : Sur l'ensemble du panel de projets analysés, 7 sont en exploitation (de manière variée en termes de régimes de fonctionnement et disponibilités) 3 sont à l'arrêt, et 2 ont été abandonnés par leurs porteurs.
- **Technologies** : 3 projets mettent en œuvre des technologies de pyrolyse, et 9 des technologies de gazéification, dont 4 des lits fixes (à co-courant principalement), 3 des lits fluidisés et 1 un lit entraîné.
- **Intrants** : Une grande majorité des projets (8) repose sur des intrants biomasse uniquement, y compris du bois B. Seuls 3 projets utilisent (intégralement ou partiellement) des intrants de type CSR (dont une moitié de CSR d'origine biogénique pour l'un de ces projets), mais un autre envisage également l'utilisation à terme de CSR.
- **Applications** : 2 projets portent principalement sur de la valorisation matière, 3 projets portent sur de la production de chaleur pour le processus industriel, 4 projets portent sur de la cogénération, avec injection d'électricité sur le réseau, 2 projets portent sur la production de gaz de synthèse, et 1 sur la production de carburants liquides.

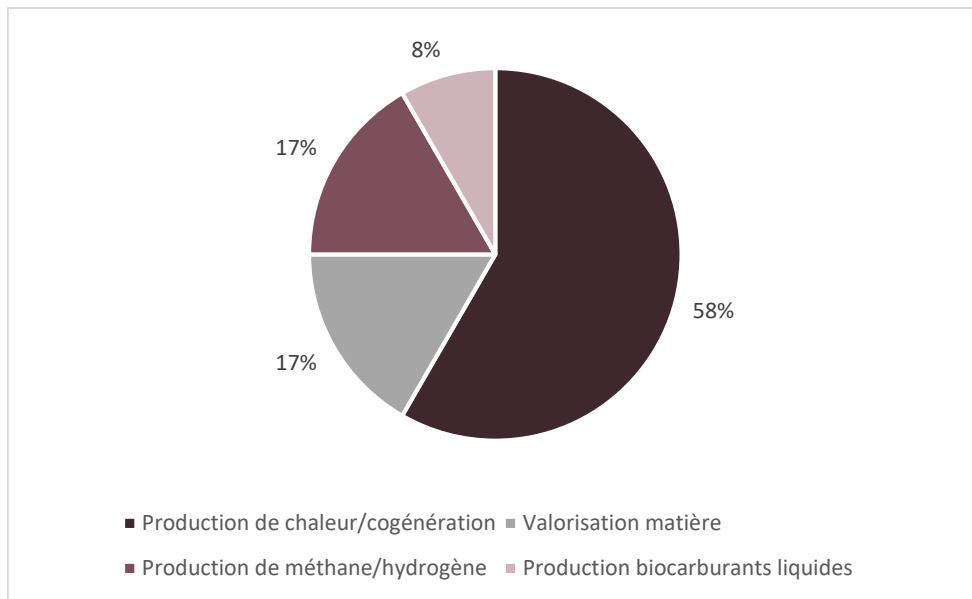


Figure 3 : Répartition des projets étudiés par application (en nombre d'installations)

## 5.2. Enseignements de ces projets

### Production de chaleur

L'ensemble des trois installations étudiées sont actuellement à l'arrêt, notamment en lien avec le dépôt de bilan de l'équipementier Cogebio, ayant interrompu la maintenance de l'installation Guyenne Papier et n'ayant pas permis l'achèvement des travaux d'ingénierie pour atteindre le fonctionnement visé par l'installation SOPREMA. Préalablement à son arrêt, le gazéifieur de l'un des exploitants avait démontré un haut niveau de disponibilité (5 j/semaine soit 6240 h/an) et une souplesse de mise en marche et d'arrêt. L'installation Vicat a rencontré des difficultés techniques majeures, ayant conduit à l'arrêt du gazéifieur. Le PCI trop faible du syngaz produit le rend difficilement exploitable en four cimentier. Vicat souhaite néanmoins remettre en service son installation.

Les atouts de ces projets étaient globalement l'approvisionnement local, la faible production de goudrons, d'oxydants et de fumées, et le recyclage des cendres. Au-delà de l'impact spécifique du dépôt de bilan de l'équipementier, des limites techniques majeures ont été observées sur certains, telle notamment la difficulté à utiliser des biomasses non propres tels que le bois B et à atteindre le niveau de disponibilité-cible.

### Cogénération

Trois des quatre installations étudiées fonctionnent de manière périodique, un des projets ayant été abandonné faute d'une maturité suffisante de la chaîne de procédés considérée, pour des intrants CSR. Certaines installations ont obtenu des rendements énergétiques supérieurs aux alternatives d'incinération, qui ne permettraient pas d'obtenir un rendement électrique supérieur à 15 ou 20 %. L'une des installations affiche ainsi un rendement énergétique global de 75 % (le rendement électrique étant de 26 %). L'installation de micro-cogénération de Côteaux Nantais a pu atteindre un fonctionnement robuste, avec une quantité limitée d'heures de maintenance (ratio de temps de maintenance sur le temps de fonctionnement inférieur à 1 %).

Les autres atouts de ces projets sont globalement la maîtrise de la chaîne amont du déchet (Côteaux Nantais, SYNNOV) et l'autoconsommation de la chaleur ayant permis, pour le projet Côteaux Nantais, une réduction de la facture énergétique conséquente. En supposant une robustesse technique, un fonctionnement aux performances nominales et un support technique côté utilisateur, les solutions de micro-cogénération trouvent leur modèle économique pour des sites isolés ou insulaires.

Cependant, à ce jour, aucun projet ne fonctionne en continu et les heures accumulées de fonctionnement du moteur gaz peuvent apparaître limitées. Le démarrage du procédé est long, pouvant monter jusqu'à plusieurs jours. Enfin, seul le projet SYNNOV utilise réellement des CSR, à hauteur de 30 % dont une moitié de CSR biogénique, en mélange avec des plaquettes et du bois B. Le modèle économique est dépendant du tarif de rachat biomasse (hors projet de micro-cogénération des Coteaux Nantais).

#### Production de biométhane pour injection dans les réseaux de gaz naturel

Gaya utilise une technologie de lit fluidisé (FICFB) déjà éprouvée dans un contexte industriel – utilisée notamment en Suède par GoBiGas – et traite des typologies de biomasse sèche difficilement valorisables en méthanisation. Initialement prévu pour une entrée en service « avant fin 2016 »<sup>19</sup>, Gaya a finalement été inauguré en octobre 2017. Les éléments communiqués par l'industriel ENGIE ne permettent pas de conduire une analyse technico-économique approfondie du projet Gaya lui-même, en dehors du rappel des retours d'expérience des projets analogues de Güssing en Autriche et GoBiGas en Suède. Le taux de disponibilité extrapolé à partir de la production en continu de biométhane fin 2019 est élevé, à 7900 heures par an (soit 90 % de disponibilité annuelle théorique), pour une flexibilité forte de la chaîne de procédé en comparaison avec la méthanisation.

Le coût de production cible pour les futures unités commerciales françaises sur le modèle de Gaya est compris entre 80 et 100 €/MWh de biométhane, un coût sensiblement supérieur aux coûts initialement envisagés. L'utilisation d'intrants de type CSR a été démontrée fin 2020 par Gaya mais d'éventuelles difficultés techniques concernant l'épuration du gaz ne peuvent encore être totalement écartées.

#### Production d'hydrogène pour les transports et l'industrie

VitrHydrogène est encore en construction mais un pilote préindustriel a permis de valider la chaîne de procédés. Le TRL visé à horizon 2022 serait de 8. L'intérêt de ce projet réside dans un modèle économique basé sur une biomasse bon marché, la vente de trois produits différents (hydrogène, chaleur, biochar), et un objectif de coût de production de l'hydrogène à un prix inférieur à 4 €/kg en phase industrielle, soit un coût supérieur au vaporeformage du méthane (environ 1,5 €/kgH<sub>2</sub>), mais inférieur à celui de l'électrolyse (3,5 à 7 €/kgH<sub>2</sub>) alimentée par des énergies renouvelables. La confiance des parties prenantes (partenaires industriels, collectivités, banques, investisseurs, etc.) dans le projet reste à consolider, ce que pourrait faciliter l'appui d'un grand groupe.

#### Production de carburants liquides pour les transports

BioTfuel, projet soutenu par un consortium de six partenaires dont de grands groupes industriels, est actuellement en phase de tests et devrait commencer la production en cadre expérimental en 2021, avec l'avantage de produire des carburants directement utilisables par le parc existant (biogazole, biokérosène), et exempts de soufre et de composés aromatiques. Le modèle devrait permettre de traiter simultanément de la biomasse et des ressources fossiles, s'affranchissant ainsi des variations d'approvisionnement en biomasse (au détriment toutefois du caractère renouvelable du carburant produit et de la réduction des émissions de GES). Néanmoins, la taille de l'installation implique des coûts d'investissements très élevés (supérieurs à 178 M€) et un fort rayon de mobilisation de la biomasse. Le report de la date de mise en service indique une difficulté à valider la chaîne de procédés, avec notamment des difficultés de maîtrise du procédé de torréfaction. Le modèle d'affaires de BioTfuel est et restera fortement dépendant de la taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants.

## RÉSUMÉ

*L'étude 100 % gaz renouvelable, publiée en 2018 par l'ADEME et GrDF, estimait les potentiels maximums de production de gaz injectable sur le réseau à l'horizon 2050 à partir de ressources biomasse et de récupération. Si la méthanisation représentait la voie majoritaire de contribution à ce potentiel, la gazéification et le power to gas en constituaient les deux voies complémentaires. La gazéification permet également des applications de production de chaleur et/ou d'électricité, de production d'hydrogène et de carburants liquides (biogazole, biokérosène).*

*Hormis les travaux de l'AIE Bioénergie, de portée internationale, peu de publications apprécient la pertinence relative des différentes filières de gazéification, ni ne contiennent de retours d'expérience consolidés et détaillés des projets existants. La présente étude s'efforce d'établir une analyse plus approfondie des différentes filières existantes au travers des sources bibliographiques et projets disponibles.*

### Ce document est diffusé par l'ADEME

#### ADEME

20, avenue du Grésillé  
BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 20MA00050

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par : EY & Associés  
Coordination technique - ADEME : APRIL Marie, DURAND Margaux, GAGNEPAIN Bruno  
Direction/Service : Service Mobilisation-Valorisation des Déchets (Direction Economie Circulaire et Déchets), Service Forêt Alimentation et Bioéconomie (Direction Bioéconomie et Energies Renouvelables)

### CITATION DE CE RAPPORT

ADEME, EY & Associés, GAZZO Alexis, JARREAU Clément, PETAT Valérie, GIRALDO Paul. 2022. Filières gazéification : Analyses des états de l'art et recommandations – Synthèse des retours d'expérience. 13 pages.

Cet ouvrage est disponible en ligne

<https://librairie.ademe.fr/>

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.