



PUBLICATION - AOÛT 2021

Biométhane et climat : font-ils bon ménage ?

publication initiale en juin 2019, mise à jour en août 2021

Auteurs : **Stéphane Amant, Alexandre Joly, Cyril Cassagnaud**

Introduction

Comment **produit-on** le **biométhane** et comment le **valorise-t-on** ?

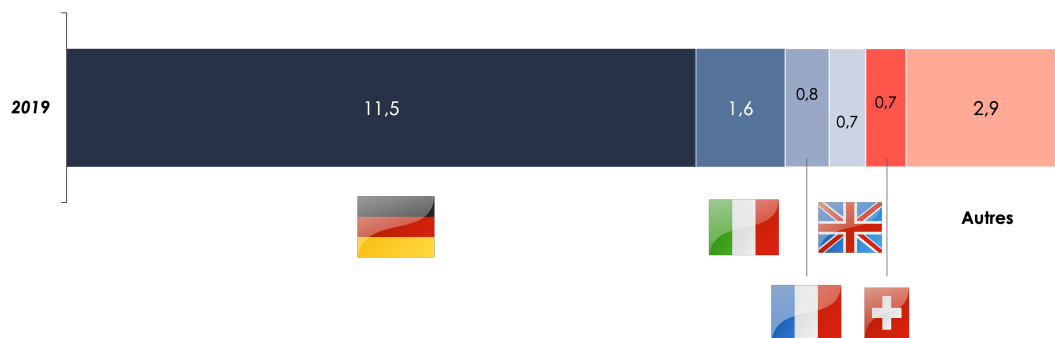
Où en est la **filière française** pour l'**injection** sur le **réseau gaz** ?

Quel impact climatique ? Comment le considérer pour une **entreprise** ?

Carbone 4 vous propose d'explorer ce nouveau vecteur énergétique à la lumière du marché français et du climat.

Nombre de site de méthanisation par pays en Europe (2019, nombre de sites en milliers)

Source : EBA



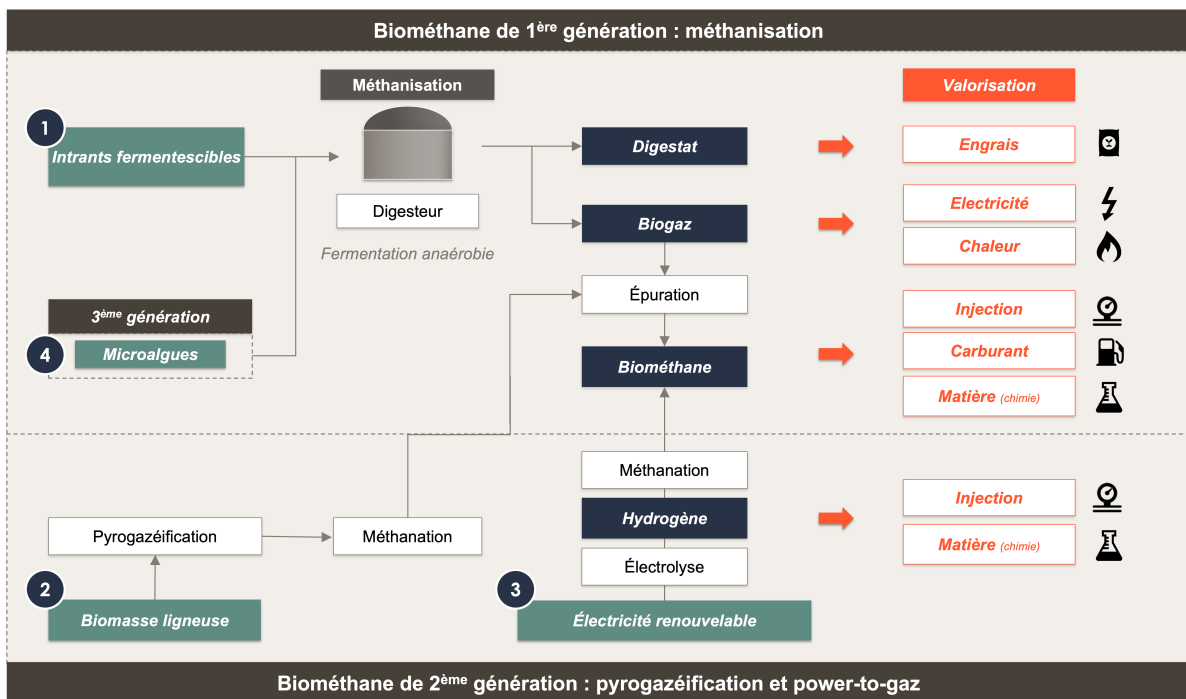
La **filière de biométhane** par méthanisation, après s'être développée massivement dans d'autres pays européens comme l'Allemagne ou l'Italie, **prend enfin son envol en France**. Ce **gaz renouvelable**, produit à partir d'intrants agricoles, de boues d'épuration ou encore de déchets ménagers, est perçu comme le nouvel **or vert du monde rural**. **Pour certains**, il permettra aux agriculteurs de **diversifier leurs sources de revenus** dans un contexte financier difficile ; **pour d'autres**, il **enferme** l'agriculture dans un **modèle industriel productiviste**. En tout cas, la **Programmation Pluriannuelle de l'Énergie** française, fait jouer à cette filière un **rôle majeur** en faisant passer sa production de l'ordre d'un TWh en 2019 à **25 TWh en 2030**.

Carbone 4 vous propose, ici, d'explorer le monde du biométhane :

- Faire l'état des lieux
- Observer la dynamique française
- Comprendre son impact climatique

1. Comment produit-on le biométhane ? Pour quelles valorisations ?

Trois générations de production du biométhane



Trois générations de production du biométhane coexistent :

- La **première** génération correspond à la **méthanisation**. Le but est de concentrer des **intrants fermentescibles** dans un **digesteur** afin de produire d'un côté, du **digestat** valorisable sous forme **d'engrais** et de l'autre, du **biogaz** soit directement valorisé sous forme de **chaleur** et/ou **d'électricité** soit épuré pour en faire du **biométhane** avec des valorisations **comparables** au **gaz naturel**. C'est la **seule filière mature** à date, qui se déploie à une **échelle industrielle** en **France**.

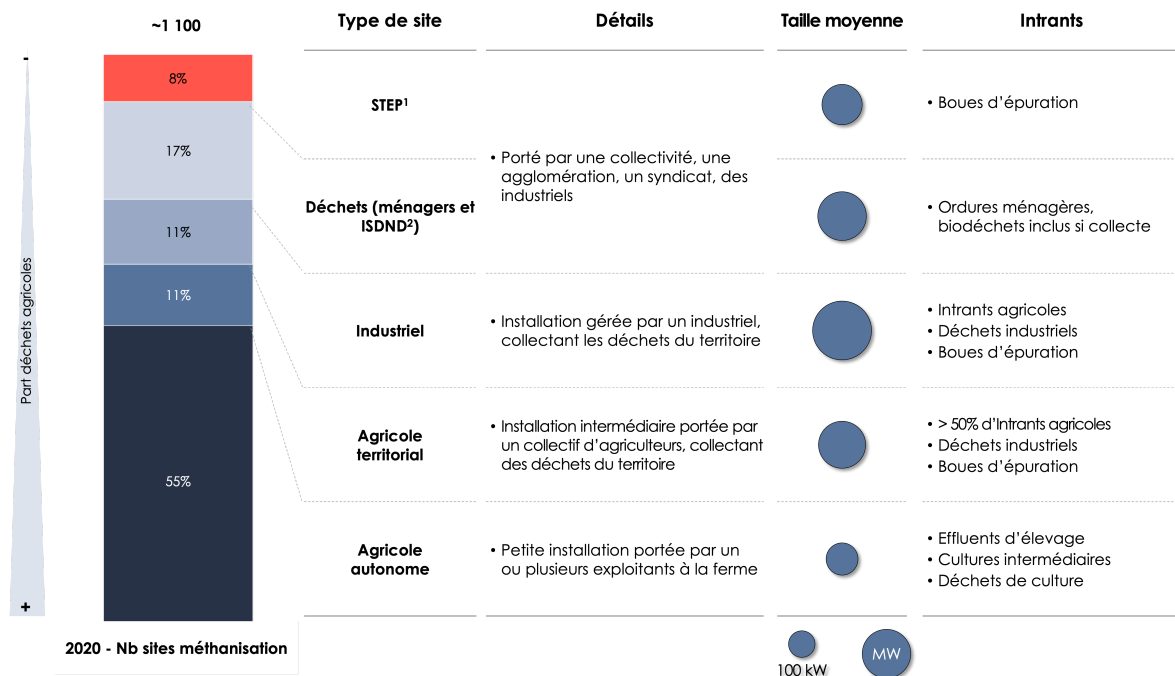
- La **deuxième** génération comprend **deux voies de production**, pour un horizon de temps de **maturité à partir de 2030**. La **pyrogazéification** consiste en la **pyrolyse** de **biomasse ligneuse** (ex : bois) suivie d'une étape de **gazéification** oxydante pour parvenir, après **épuration** et **méthanation**, au biométhane. La deuxième voie, dit **Power-To-Gas**, consiste à **électrolyser l'eau** à partir **d'électricité renouvelable** pour en produire de **l'hydrogène**. Cet hydrogène peut

être soit en partie injecté au réseau soit **combiné** à du **CO2** pour en faire du **CH4**.

• La **dernière génération** est encore plus **prospective**, cultiver des **microalgues** pour nourrir les digesteurs via le même procédé de **méthanisation**.

Nous allons désormais nous **focaliser** sur la **méthanisation sur le territoire français**.

Une méthanisation effectuée sur des types de site hétérogènes



Notes : (1) STEP = Station d'épuration ; (2) ISDND = Installation de stockage de déchets non dangereux

Sources : ATEE, SDES, SINOE, Ministère de la Transition écologique et solidaire, Analyses C4

La méthanisation est aujourd'hui effectuée en France sur différents types de sites :

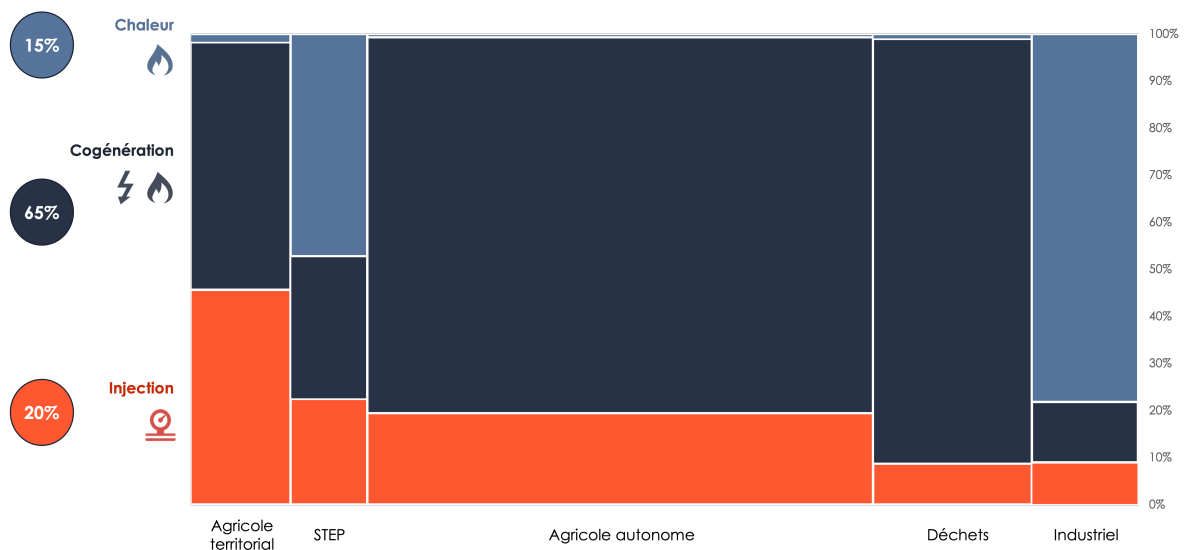
• **Agricole autonome** : le **gros des installations**, de **petite taille à la ferme** avec une majorité **d'intrants agricoles** type effluents d'élevage, cultures intermédiaires, déchets de culture ;

• **Agricole territorial** : des installations plus grandes souvent gérées par un **collectif d'agriculteurs** ;

- **Industriel** : des installations gérées par un industriel qui concentre des **intrants de différentes natures** entre agricoles, industriels (agro-alimentaire) et des boues d'épurations ;
- Des **installations plus spécialisées** dans la nature d'intrants à savoir les **stations d'épuration** et les installations stockant les **déchets**.

La cogénération est la principale valorisation à date

Valorisation par type de site de méthanisation (2020, nombre de sites)



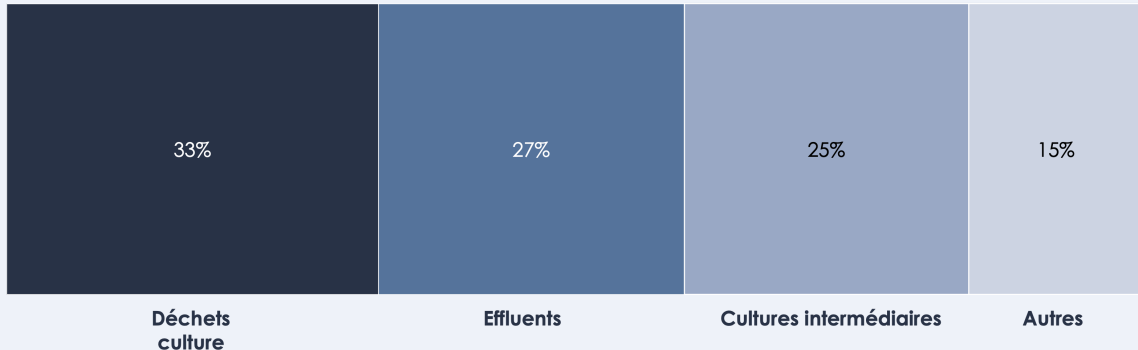
Sources : ATEE, SDES, SINOE, Panorama du gaz renouvelable 2020, MTES, Analyses C4

La **cogénération** reste la principale valorisation du biométhane : **autour de 65%** des installations en France en 2020. **En revanche, l'injection sur réseau est la valorisation la plus dynamique, avec plus de 90 nouveaux sites raccordés entre 2019 et 2020 pour représenter 20% des installations**, avec une **prédominance** pour les installations de type **agricole** et **station d'épuration**. Le gouvernement cherche à **rediriger les flux vers l'injection** car c'est le **levier principal** pour **décarboner** le **gaz du réseau**, composé de gaz naturel émettant 227 gCO₂e/kWh. Par ailleurs, l'électricité française étant déjà décarbonée (60 gCO₂e/kWh) et les réseaux de chaleur se décarbonant à toute vitesse (< 150 gCO₂e/kWh), le **coût d'abattement** (€/tCO₂e évitée) donne **l'avantage à l'injection** ^[1].

Quel mix de sites pour demain ?

La nature des gisements pour développer la méthanisation étant à 85% agricole à l'horizon 2030, les installations autonomes et territoriales vont irrémédiablement se développer en priorité, face aux STEP et au traitement des déchets déjà relativement saturés.

Nature gisement mobilisable 2030



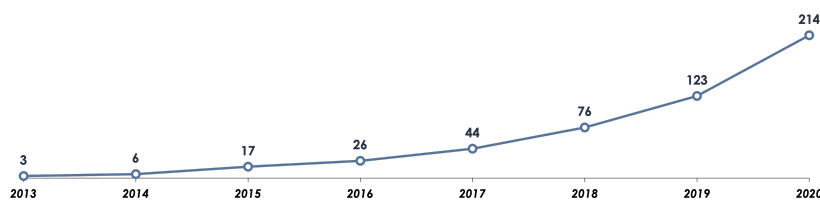
Source : Scénario Afterres2050



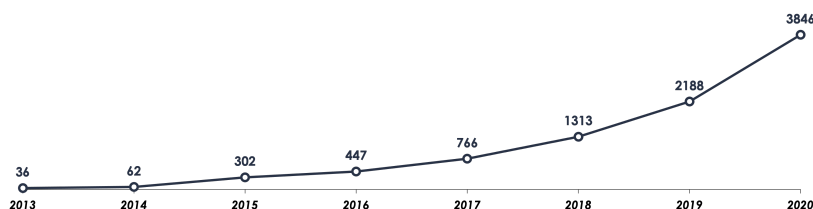
Un rythme soutenu d'installations...

Evolution du nb de sites et de la capacité cumulée en injection (2013-2020, #, GWh/an)

Nombre de sites



Capacité¹ (GWh/an)



TCAM
2015-2020

+65%
par an

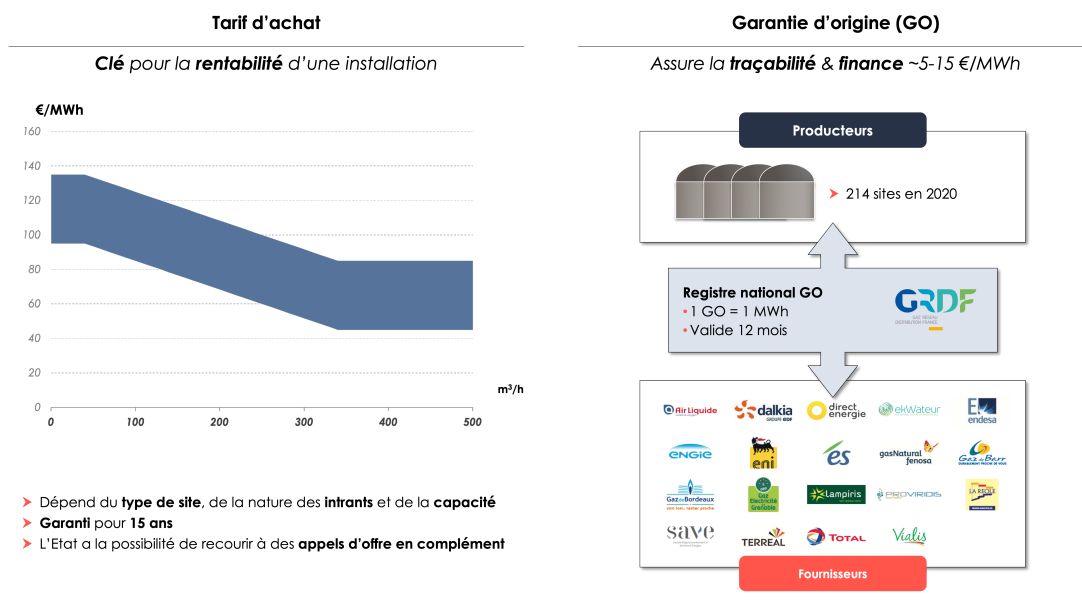
Notes : (1) capacité maximale théorique annuelle

Sources : Ministère de la Transition écologique et solidaire, Analyses C4

Le nombre de sites et les capacités d'injection ont explosé ces dernières années en France : ~60% de croissance par an

Précisions que l'injection se fait sur le réseau de gaz national et que le biométhane se mélange au gaz naturel fossile pour alimenter l'ensemble des consommateurs de gaz sur le réseau.

... Porté par une politique de tarif d'achat...



Sources : ATEE, Entretiens experts, Analyses C4

Depuis 2011, l'Etat a mis en place un **tarif d'achat spécifique** au **gaz injecté** sur le réseau ainsi que des **garanties d'origine associées**. **Les deux mécanismes** sont **opérationnels dès le début du projet**. Pour rappel, la **majeure partie des installations** sont de petite taille avoisinant des débits à 100-150 m³/h : le **coût de production** oscille alors **autour de 90€/MWh, à comparer au prix de gros du gaz naturel à 25€/MWh** courant 2021; d'où l'absolue **nécessité** de ce **tarif d'achat** pour faire émerger cette filière.

... Qui rencontre certaines difficultés sur le terrain

Les difficultés se trouvent à divers niveaux :

- **Financement** : les tarifs d'achat étant critiques, **l'investissement à faire** constitue une **barrière à l'entrée** (de 2 M€ pour une installation de 20 kt à 10 M€ pour 80 kt). La facilitation de l'accès à un crédit

compétitif est ainsi primordiale, à l'instar de ce que proposent l'ADEME et le FEDER.

- **Local** : les mauvaises odeurs ou le passage important de camions, pour certaines installations, sont sources d'inquiétudes. Ajouté à cela, une **mauvaise communication** génère des **oppositions sur le territoire**. Certains élus et la majeure partie des **riverains** et citoyens sont les **grands oubliés** alors que ces **derniers sont demandeurs**. Organiser des réunions ouvertes présentant le projet à toutes les parties prenantes et **inclure** les **collectivités** ainsi que les **citoyens** dans le projet (ex : financement participatif) sont les garants d'une **meilleure acceptabilité**.

- **Administratif** : le **manque de compétences** des **porteurs** de projets et le **nombre de guichets** ont entraîné par le passé des **réalisations** de projets entre **3 à 7 ans**. La **simplification des procédures (guichet unique** par département, **réduction du délais d'instruction**) a porté ses fruits avec une explosion des demandes.

Par ailleurs, des **difficultés plus opérationnelles** peuvent survenir. **L'approvisionnement** entre parfois en concurrence avec d'autres filières sur les intrants à fort pouvoir méthanogène ; d'où un enjeu à sécuriser l'amont. Le **raccordement** peut également s'avérer compliqué du fait de la **distance au réseau** et/ou du niveau de **consommation du réseau local** parfois insuffisant. Pour régler cette dernière difficulté, des technologies pourront à terme faire « remonter le gaz » sur le réseau national (technologies dites de rebours).

Retour au sol du digestat

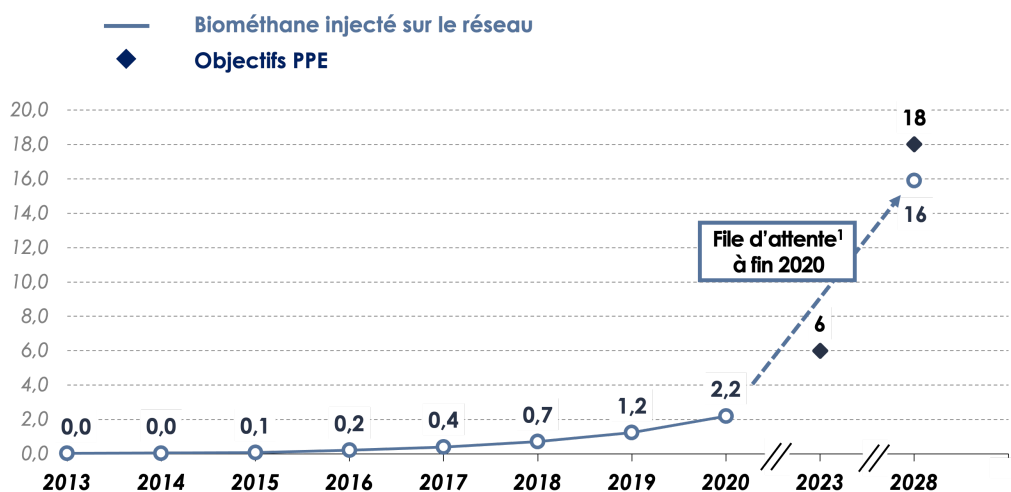
La **pollution sur l'air et les sols** soulève des **controverses**. En effet, l'évaporation du digestat crée des **particules fines**. Par ailleurs, tous les **polluants** (métaux lourds, pesticides) **présents en entrée, se retrouvent en sortie**. Cette pollution existe déjà néanmoins en partie (ex : épandage direct du fumier).

L'impact additionnel induit par le digesteur reste **relativement méconnu** : des recherches sont en cours pour caractériser les **effets sur la biomasse lombricienne** et **l'air**.

Couvrir les **fosses de stockage, épandre par temps nuageux et frais, enfouir en profondeur** le digestat permet déjà de **limiter la volatilisation de l'azote ammoniacal**.

Les objectifs PPE semblent néanmoins tenables

Evolution des volumes de biométhane injectés sur le réseau VS. objectifs PPE
(2013-2028, TWh/an)



Notes : (1) basé exclusivement sur la file d'attente, hypothèses sur la part de projets en phase 2 n'aboutissant pas (20%) et d'un taux d'utilisation de 75%

Sources : MTES, PPE, Analyses C4

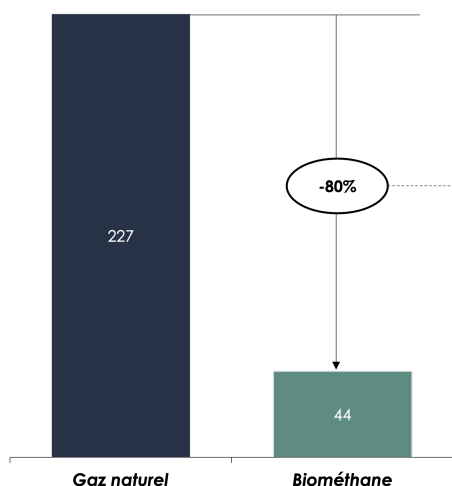
Les objectifs de la **Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)** pour le biométhane ont été revus à la baisse. Ils sont passés de 10% à **7% désormais de tout le gaz consommé en 2030**. Avec ces dernières cibles et les **capacités des projets en attente en 2020**, **l'objectif semble plus que tenable**.

3. Un biométhane bon pour le climat ? un levier pour l'entreprise ?

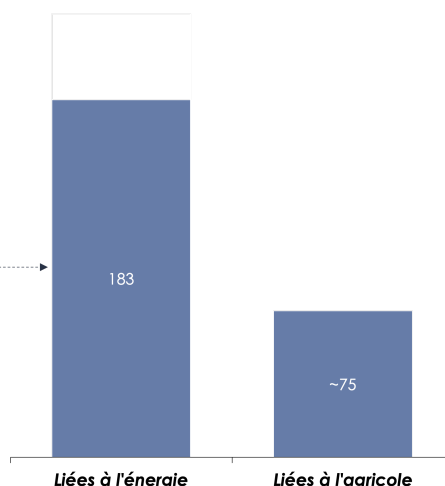
Un impact climatique plus que positif sur toute la chaîne de valeur

Emissions INDUITES (gCO₂e/kWh PCI)

Liées à l'énergie



Emissions ÉVITÉES (gCO₂e/kWh PCI)



Sources : ADEME, GRDF, Analyses C4

Le biométhane injecté permet d'émettre 80% moins de CO₂ que le gaz naturel en considérant toute la chaîne de valeur

Concernant l'**énergie**, la production et la combustion biogénique du **biométhane induisent 44 gCO₂e/kWh** en considérant l'ensemble du cycle de vie. La substitution du gaz naturel (227 gCO₂e/kWh) par le biométhane permet ainsi de **réduire 80% des émissions** de gaz à effet de serre.

La production de biométhane à la ferme n'est pas anodine car elle **modifie les habitudes agricoles**. Elle permet notamment **d'éviter les émissions dégagées** par les **intrants stockés habituellement en plein air** (180 jours en moyenne, par rapport à 8 jours avec un méthaniseur). Ces émissions évitées dans la filière agricole sont de l'ordre de 75 gCO₂e/kWh.

L'achat de garanties d'origine (GO) biométhane est-il un levier de decarbonation pour l'entreprise ?

Carbone 4 recommande pour une entreprise l'achat des GO de biométhane car :

- Elles **financent** la construction de **nouvelles installations** de production(1) ;

- Le gaz est **stockable**. Un MWh de biométhane produit dans la journée peut être consommé la nuit. La GO « biométhane » a ainsi un lien physique entre production et consommation(2).

Pour traduire ce lien physique, il convient d'acheter des **GO** qui proviennent de la **même géographie de consommation du gaz**, par exemple le même pays.

Par ailleurs, à titre indicatif pour cette année, le prix de cette GO « biométhane » s'élève à environ 10€/MWh soit 10-15% du coût moyen de production. Pour une entreprise payant son gaz naturel 35€/MWh, la **démarche** est donc **volontariste** avec **+30%** environ sur sa **facture**.

Note : (1) Pour l'usage combustible, majoritaire à date, 75% de la vente de la GO est versé au fonds de compensation qui finance les producteurs (2) Si le réseau était 100% biométhane, le système serait physiquement équilibré entre production et consommation car stockable. A l'opposé, l'électricité verte, disons solaire, qui est produite en journée et générant une GO « électricité verte » mais qui est contractuellement consommée la nuit ne permet pas d'assurer un équilibre physique instantané entre production et consommation. Un réseau électrique 100% solaire ne tournerait pas en l'état actuel. Il faudrait s'assurer que l'ensemble des GO « électricité verte » achetées correspondent à des productions et des consommations horaires concordantes via des mix de types de production (solaire, éolien, biomasse, etc.), du stockage (horaire, journalier et saisonnier), de l'effacement, etc.

Comment comptabiliser les bénéfices climat du biométhane ?

Les émissions à **comptabiliser dans le Bilan Carbone sont les émissions induites** en scope 1, 2 ou 3 en fonction de la position de l'acteur dans la chaîne de valeur. Pour le producteur, c'est surtout du scope 1 et 2. Pour un consommateur de biométhane acheté en garantie d'origine et comptant en *market-based* (3), c'est principalement du scope 3.

En ce qui concerne les **émissions évitées**, cela dépend de l'acteur :

- Le **producteur de biométhane** peut prétendre **faire éviter** ~75 gCO₂e/kWh à l'**agriculteur** et 183 gCO₂e/kWh (227-44) **au client final sur son énergie** soit un total de ~260 kgCO₂eq/MWh.
- Au contraire, le **client final en achetant du biométhane sous**

de type agricole car il bénéficie déjà des émissions réduites dans son *reporting* sur la partie énergie.

NB : Les chiffres mentionnés ci-dessus sont à utiliser à court terme. Ils demanderont une révision dans quelques années pour les émissions induites au vu de l'évolution du mix du type d'installations de production et de l'amélioration des pratiques de production, et pour les émissions évitées au vu du changement de la situation de référence.

Note : (3) Market-based signifie comptabiliser les émissions de ses consommations énergétiques au mix contractualisé avec son fournisseur, par exemple des achats directs d'énergie renouvelable ou des achats sous certificats verts. A l'opposé, la comptabilité en location-based s'affranchit de la contractualisation pour se concentrer sur la dépendance physique du réseau. Les émissions sont alors basées sur le mix du réseau physique auquel l'entreprise est connectée.

Conclusions

La filière de **biométhane** est **aujourd'hui exclusivement** une filière de **méthanisation** avec comme **principale valorisation**, la **cogénération**. Avec des dispositifs publics volontaristes, **tarif d'achat et garanties d'origine, l'injection de biométhane a enfin pris son envol** ces dernières années. Des difficultés opérationnelles restent parfois à surmonter mais la dynamique est là.

Concernant l'impact climatique, le **biométhane injecté** permet d'émettre **80% moins de CO2e que le gaz naturel fossile en analyse de cycle de vie**.

Pour une entreprise, **l'achat de garanties d'origine** de biométhane est un **levier pertinent** de **réduction d'émissions** de gaz à effet de serre car cela **finance** notamment la construction de **nouvelles installations** de production.

En ouverture, **les secteurs à privilégier pour l'utilisation du biométhane méritent d'être questionnés** car d'après France Stratégie^[2], les **gisements en biomasse méthanisable** tourneraient autour de **80 TWh**. Même avec des technologies encore peu matures (pyrogazéification ou méthanation d'hydrogène vert), un volume de **150 TWh de gaz bas carbone à l'horizon 2050 semble déjà ambitieux**.

urgence à faire sortir le gaz des usages pour lesquels d'autres alternatives bas carbone existent (ex : chauffage bâtiment, chaleur industrielle de basse t°C, mobilité légère) **pour flécher le gaz bas carbone vers les usages ayant peu d'alternatives décarbonées compétitives** (ex : chaleur industrielle de haute t°C, mobilité lourde)

[1] Source : (1) http://www.carbone4.com/wp-content/uploads/2015/04/Carbone4_Filiere-methanisation_Note.pdf

[2] Source : https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-dt_-_biomasse_agricole_-_quelles_ressources_pour_quel_potentiel_energetique_-_29-07-21.pdf

Auteurs et autrices

Stéphane Amant

Manager

Alexandre Joly

Manager

Cyril Cassagnaud