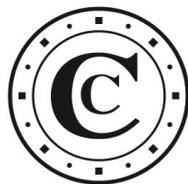


Cour des comptes



ENTITÉS ET POLITIQUES PUBLIQUES

# LE SOUTIEN AU DÉVELOPPEMENT DU BIOGAZ

Éléments de comparaison internationale

Rapport public thématique

Évaluation de politique publique

Mars 2025



# Sommaire

<b>Procédures et méthodes</b> .....	<b>5</b>
I - Allemagne .....	9
A - Place du biogaz dans le mix énergétique : un rôle inédit fondé sur la production d'électricité .....	9
B - Modalités de soutien : une politique marquée par un soutien fort à la cogénération et qui connaît des évolutions récentes vers d'avantage de durabilité .....	10
C - L'effet du soutien au biogaz sur les politiques autres qu'énergétiques : des effets sur les pratiques agricoles et des tentatives récentes de développement d'une méthanisation plus durable .....	12
II - Danemark .....	13
A - Place du biogaz dans le mix énergétique : une place déjà déterminante en dépit d'un rôle limité de la cogénération .....	13
B - Modalités de soutien : un retrait progressif de l'aide à la cogénération et un soutien au biométhane reposant sur les seuls appels d'offre .....	14
C - L'effet du soutien au biogaz sur les politiques autres qu'énergétiques : une forte régulation des cultures énergétiques .....	16
III - Italie .....	17
A - Place du biogaz dans le mix énergétique : un choix récent et inédit de soutien au transport .....	18
B - Modalités de soutien : un développement tardif du biométhane .....	20
C - L'effet du soutien au biogaz : le développement d'une méthanisation durable et un recours important aux biodéchets reposant sur une forte capacité de collecte .....	21
IV - Pays-Bas .....	23
A - Place du biogaz dans le mix énergétique : une substitution du biométhane au gaz naturel .....	23
B - Modalités de soutien : une prise en compte originale de la durabilité de la méthanisation .....	24
C - L'effet du soutien au biogaz sur les politiques autres qu'énergétiques : un rôle déterminant des biodéchets .....	25



## Procédures et méthodes

En application de l'article L. 143-6 du code des juridictions financières, la Cour des comptes publie chaque année un rapport public annuel et des rapports publics thématiques.

Ces travaux et leurs suites sont réalisés par l'une des six chambres que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres et/ou plusieurs chambres régionales ou territoriales des comptes.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour ainsi que des chambres régionales et territoriales des comptes, donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'**indépendance** institutionnelle des juridictions financières et l'indépendance statutaire de leurs membres garantissent que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

La **contradiction** implique que toutes les constatations et appréciations faites lors d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

La **collégialité** intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication. Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Le rapport d'instruction, comme les projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une formation comprenant au moins trois magistrats. L'un des magistrats assure le rôle de contre-rapporteur et veille à la qualité des contrôles.

Sauf pour les rapports réalisés à la demande du Parlement ou du Gouvernement, la publication d'un rapport est nécessairement précédée par la communication du projet de texte que la Cour se propose de publier aux ministres et aux responsables des organismes concernés, ainsi qu'aux autres personnes morales ou physiques directement intéressées. Leurs réponses sont présentées en annexe du rapport publié par la Cour.

Le présent rapport d'évaluation est issu d'une enquête conduite sur le fondement de l'article L.143-6 du code des juridictions financières qui permet à la Cour des comptes de mener des enquêtes thématiques et de l'article L.111-13 du même code, selon lequel la Cour des comptes contribue à l'évaluation des politiques publiques.

Dans ses évaluations, la Cour s'attache notamment à apprécier les résultats de la politique publique examinée au regard à la fois des objectifs poursuivis (efficacité) et des moyens mis en œuvre (efficience).

\*\*

La présente évaluation a été conduite par la deuxième chambre de la Cour des comptes.

Décidée à la suite d'une note de faisabilité délibérée le 19 juillet 2023, l'enquête a été notifiée en juillet 2023 à dix-sept destinataires, essentiellement des administrations et des opérateurs publics, et seize parties prenantes ont été informées en parallèle de son lancement, parmi lesquelles des associations représentatives des producteurs de biogaz, des gestionnaires de réseaux de gaz, des associations de collectivités territoriales, des acteurs de la recherche académique et des associations de protection de l'environnement.

Conformément aux normes professionnelles de la Cour applicables aux évaluations de politique publique, un soin particulier a été apporté au recueil de l'avis des parties prenantes. À cette fin, les ressources méthodologiques suivantes ont été mobilisées.

Un comité d'accompagnement, composé de treize membres représentant les principales parties prenantes à la politique publique évaluée, a été constitué afin de se prononcer sur les principales étapes de l'évaluation. Il s'est réuni à quatre reprises d'octobre 2023 à octobre 2024.

Un comité d'experts a également été créé, composé de onze personnalités issues du monde académique et d'organismes professionnels, choisies pour leur connaissance, notamment en matière économique et agronomique, du secteur de la méthanisation. Il a été réuni à trois reprises d'octobre 2023 à mai 2024, et s'est prononcé sur la méthode d'analyse de l'impact de la méthanisation sur le revenu des exploitations agricoles.

Une analyse quantitative a en effet été réalisée en la matière grâce à l'appui du département analyse et science des données du centre appui métier de la Cour des comptes. Le détail de la méthodologie employée est présenté un cahier spécifique consacré à ce travail.

L'enquête s'est appuyée par ailleurs sur la réalisation d'une cinquantaine d'entretiens avec les principaux acteurs de la politique publique évaluée et sur six visites de sites de méthanisation variés. Ce large éventail d'entretiens s'explique par le très grand nombre d'acteurs associés à cette politique publique qui poursuit plusieurs objectifs.

Enfin, une comparaison internationale des modalités de soutien au développement de la production de biogaz a été effectuée avec quatre pays européens (Allemagne, Danemark, Italie et Pays-Bas) présentant des situations diversifiées. Cette analyse est présentée dans le présent cahier.

Le projet de rapport a été préparé, puis délibéré le 6 novembre 2024, par la deuxième chambre, présidée par Mme Mercereau, présidente de chambre, et composée de Mme Darragon, conseillère maître, MM. Guérault, Léna, Tricaud, Gout, Richard, conseillers maître et Mme Wisnia-Weill, conseillère maître en service extraordinaire, ainsi que, en tant que rapporteurs, MM. Gareau et Démaret, conseillers référendaires, et, en tant que contre-rapporteur, M. Allain, conseiller maître.

Il a été examiné le 17 décembre 2024 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de M. Moscovici, Premier président, M. Rolland, rapporteur général du comité, M. Charpy, Mme Camby, M. Bertucci, M. Meddah, Mme Mercereau, M. Lejeune et Mme Thibault, présidentes et présidents de chambre de la Cour, M. Strassel, M. Serre, Mme Daussin-Charpantier, Mme Renet et Mme Bonnafoux, présidentes et présidents de chambre régionale des comptes, Mme Hamayon, Procureure générale, entendue en ses avis.

\*  
\*\*

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : [www.ccomptes.fr](http://www.ccomptes.fr).



Dans le cadre de son évaluation, la Cour a examiné la politique de soutien au biogaz de plusieurs États européens. Quatre pays ont été retenus compte tenu des spécificités du déploiement de la méthanisation : l'Allemagne, le Danemark, l'Italie et les Pays-Bas.

Afin de comparer les différentes politiques publiques de soutien au développement du biogaz, sont examinées successivement les mêmes questions que celles retenues pour l'évaluation : la place du biogaz dans le mix énergétique et la fixation des objectifs les modalités de soutien au développement de la production, et enfin la participation à l'atteinte d'objectifs d'autres politiques publiques.

## **I - Allemagne**

L'Allemagne est le premier producteur mondial de biogaz avec un volume de production de 99 TWh pour plus de 11 200 unités de production (86 TWh d'électricité en cogénération produits par près de 11 000 unités et 13 TWh de biométhane en injection produit par 254 unités). La capacité moyenne des unités de cogénération est comparable à celle de la France. L'Allemagne dispose en revanche d'unités en injection de taille significativement supérieure : 582 Nm<sup>3</sup>/h contre 184 Nm<sup>3</sup>/h en France.

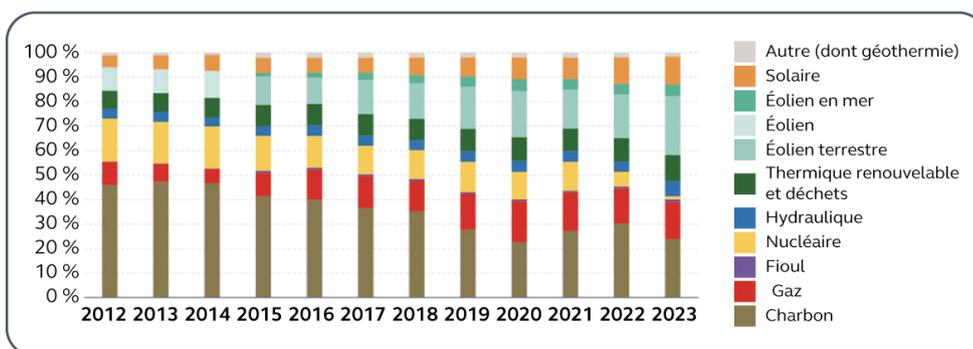
### **A - Place du biogaz dans le mix énergétique : un rôle inédit fondé sur la production d'électricité**

Historiquement, l'Allemagne figure parmi les premiers pays à développer une filière de production de biogaz en s'appuyant sur ses exploitations agricoles avec de premiers soutiens publics dès 2000. Et ce pays se caractérise par l'importance accordée à la production d'électricité par cogénération, qui est le résultat des caractéristiques particulières du mix énergétique allemand. La sortie progressive du nucléaire et la réduction de la dépendance aux énergies fossiles limitent les capacités de production électrique pilotables (cf. graphique n° 1). L'électricité produite à partir du biogaz assure donc cette fonction dans le mix électrique allemand, où les énergies intermittentes représentent près de 40 % de la production.

Ce choix explique le déséquilibre observé entre la production des unités de cogénération et d'injection. Le développement de l'injection est en effet plus tardif et ne commence qu'à partir de 2017. Son usage est diversifié mais le biométhane participe également à la production de l'électricité. En 2021, sur 10,4 TWh de biométhane produit, 30 % du biométhane est converti en électricité dans les centrales à gaz, 50 % est utilisé par le secteur résidentiel, tertiaire et industriel et le reliquat est utilisé par le secteur des transports.

L'Allemagne ne fixe pas d'objectifs propres au développement du biométhane et du biogaz. Elle dispose cependant d'une cible de puissance pour l'ensemble des énergies issues de la biomasse. Fixée dans la loi cadre relative aux énergies renouvelables (EEG<sup>1</sup>) pour 2021, l'objectif est de disposer d'une puissance totale de 8,4 GW d'ici à 2030 soit une légère diminution de la puissance existante (9 GW).

**Graphique n° 1 : évolution du mix de production électrique allemand de 2012 à 2023 (en % par source d'énergie)**



Source : RTE, Bilan électrique 2023

## **B - Modalités de soutien : une politique marquée par un soutien fort à la cogénération et qui connaît des évolutions récentes vers d'avantage de durabilité**

L'Allemagne a soutenu le développement du biogaz par une politique tarifaire très attractive pour la méthanisation agricole. De 2000 à 2012, un système tarifaire généreux permet un rapide déploiement des unités de cogénération (entre 2009 et 2011, on compte 1 000 nouveaux méthaniseurs par an). La filière repose alors principalement sur les cultures énergétiques et les effluents d'élevage. Ces deux intrants sont soutenus, en plus des tarifs de base garantis pour une période de 20 ans, par l'introduction de primes significatives (cf. tableau n° 1). Ce soutien à la production de cultures énergétiques est une spécificité du modèle allemand.

<sup>1</sup> Erneuerbare Energien Gesetz, (EEG).

**Tableau n° 1 : synthèse des tarifs d'achat de l'électricité  
et du biométhane d'après EEG 2012<sup>2</sup>**

Classe de puissance	Rémunération de base	Bonus classe de substrat 1 <sup>a)</sup>	Bonus classe de substrat 2 <sup>b)</sup>	Rémunération pour FFOM
≤ 75kWe	25 <sup>c)</sup>			
≤ 150 kWe	14.3	6	8	16
≤ 500 kWe	12.3	6	8	16
≤ 750 kWe	11	5/2,5	8/6	14
≤ 5 MWe	11	4/2,5	8/6	14
≤ 20 MWe	6	0	0	14

Source : Ademe, *Benchmark des stratégies européennes des filières de production et de valorisation de biogaz et perspectives pour la filière française de méthanisation, 2015*

La place spécifique du biogaz dans le mix énergétique allemand justifie le développement d'outils de soutien particuliers permettant d'optimiser la production d'électricité compte tenu de la place des énergies renouvelables intermittentes. Une prime de flexibilité a été introduite dans l'EEG 2012 permettant d'inciter à la création de surcapacités de production. Le coût de ces capacités supplémentaires est soutenu par une prime et permet d'appeler une production d'énergie supplémentaire en cas de besoin.

En parallèle du dispositif tarifaire, les unités de cogénération, selon leur taille, peuvent opter ou être tenues de choisir un dispositif de complément de rémunération. Le producteur retirera les produits de la vente directe sur le marché de l'énergie et pourra bénéficier d'une prime en fonction de sa performance.

À partir de 2014, le soutien à la cogénération connaît une évolution significative. Compte tenu des effets négatifs du soutien aux cultures énergétiques (concurrence entre la production alimentaire et énergétique, augmentation des prix des terres agricoles, dégradation des pratiques agricoles), la prime *ad hoc* est supprimée et les tarifs de soutien à la cogénération pour les plus grosses unités sont réduits afin de diminuer l'implantation de nouvelles unités. Des tarifs très attractifs (pouvant aller jusqu'à 220 €/ MWh en 2023) sont offerts pour les seules petites unités de cogénération associées à des exploitations d'élevage et recourant principalement aux effluents d'élevage. Cette stratégie vise à maximiser les externalités environnementales de la méthanisation en diminuant le bilan en termes d'émission de gaz à effet de serre (GES) de l'élevage. Cette tendance est maintenue par les EEG successifs (2017, 2021 et 2023).

<sup>2</sup> La classe « substrat 1 » correspond aux cultures énergétiques, la classe « substrat 2 » correspond aux déchets verts et le bonus de 25c/kWh s'applique pour un taux d'effluents d'élevage supérieur à 80 % du volume total d'intrants. Les « FFOM » sont les fractions fermentescibles des ordures ménagères.

Une autre spécificité du modèle allemand réside dans la gestion des unités dont le tarif d'achat a pris fin. La précocité du développement des unités de méthanisation conduit l'Allemagne à être confrontée, dès à présent, à la gestion des anciennes installations. Pour ces dernières, l'EEG 2021 a proposé la conduite d'appels d'offre permettant le prolongement des tarifs pour une durée de 10 ans supplémentaires (unités dont la puissance est supérieure à 150 kWe) soit l'octroi de tarifs plus réduits pour une même période (puissance inférieure à 150 kWe).

Enfin, le soutien au biométhane a d'abord été limité à un soutien aux centrales à gaz qui bénéficiaient d'un tarif bonifié en cas de combustion de biométhane (identifié par des garanties d'origine). Depuis l'EEG 2023, des appels d'offre spécifiques au soutien du développement d'unités de production de biométhane ont été lancés.

Une étude menée par le Fraunhofer Institute<sup>3</sup> a permis de mettre en évidence les coûts comparés de la méthanisation par rapport aux autres énergies renouvelables. Réalisés pour les unités de cogénération d'une capacité de 500 kWe, majoritaires dans ce pays, l'étude montre la grande disparité des coûts, pouvant aller de 84 € / MWh à 220 € / MWh.

Les principaux facteurs de variation des coûts sont la valorisation ou non de la chaleur et le coût des intrants. Le second enseignement important de cette étude est l'absence de perspective de baisse des coûts d'ici à 2040. La maturité de la technologie et son fort développement en Allemagne laissent envisager de faibles réductions de coûts que la hausse du coût des intrants devrait compenser.

### **C - L'effet du soutien au biogaz sur les politiques autres qu'énergétiques : des effets sur les pratiques agricoles et des tentatives récentes de développement d'une méthanisation plus durable**

Les modalités de soutien à la cogénération ont conduit à un développement rapide de la méthanisation fondé principalement sur les cultures énergétiques dans un premier temps. L'introduction de la méthanisation s'est traduite par une profonde modification des pratiques agricoles. Des travaux ont mis en évidence une baisse importante des surfaces de prairie et une hausse importante des cultures de maïs<sup>4</sup>. La part des cultures énergétiques parmi les intrants de la méthanisation atteint

---

<sup>3</sup> Fraunhofer institute for solar energy systems, *LCOE of Renewables technologies*, 2021.

<sup>4</sup> Lüker-Jans et al., *The impact of biogas plants on regional dynamics of permanent grassland and maize area – The example of Hesse, Germany (2005–2010)*, Agriculture, Ecosystems & Environment, Volume 241, 2017.

jusqu'à 80 % des intrants totaux de la méthanisation. L'introduction de la méthanisation a conduit également à une hausse du prix des matières agricoles et des terres agricoles<sup>5</sup>.

Ces effets indésirables de la méthanisation sur les pratiques agricoles ont justifié la diminution des tarifs de la cogénération et la suppression des incitations à la production de culture énergétique engagées à partir de 2014, ainsi que la concentration du soutien à la cogénération sur les petites unités à la ferme.

## II - Danemark

### **A - Place du biogaz dans le mix énergétique : une place déjà déterminante en dépit d'un rôle limité de la cogénération**

La consommation brute d'énergie au Danemark est en 2021 de 203 TWh. Elle se décompose en 43 % d'énergies renouvelables, 34 % de pétrole, 12 % de gaz naturel, 9 % de charbon et 3 % de déchets<sup>6</sup>. Le mix énergétique danois a connu une profonde modification en deux décennies avec la montée en puissance des énergies renouvelables et la diminution des énergies fossiles : en 2000, les énergies renouvelables représentaient 10 % de la consommation brute et les énergies fossiles 88 % (pétrole, gaz et charbon).

Le développement du biométhane débute en 2015, la croissance moyenne annuelle de sa production s'élevant à 36 % entre 2018 et 2022 où elle a atteint 6,8 TWh<sup>7</sup>. Cette production assure un rôle important dans la décarbonation du mix énergétique danois et représente déjà, en août 2023, 40 % du gaz circulant dans le réseau. En 2020, le Parlement danois a adopté un plan climatique permettant d'envisager l'atteinte d'un objectif indicatif de 13,3 TWh/an de biométhane se traduisant par une substitution totale du biométhane au gaz fossile dès 2030.

L'usage du biométhane se concentre sur le chauffage du secteur résidentiel et tertiaire et sur les usages industriels (chaleur, chimie). La production d'électricité à partir de biogaz stagne en revanche depuis 2015 et son soutien a été abrogé à partir de 2020 (cf. *infra*) Elle s'élevait à 1,5 TWh en 2022.

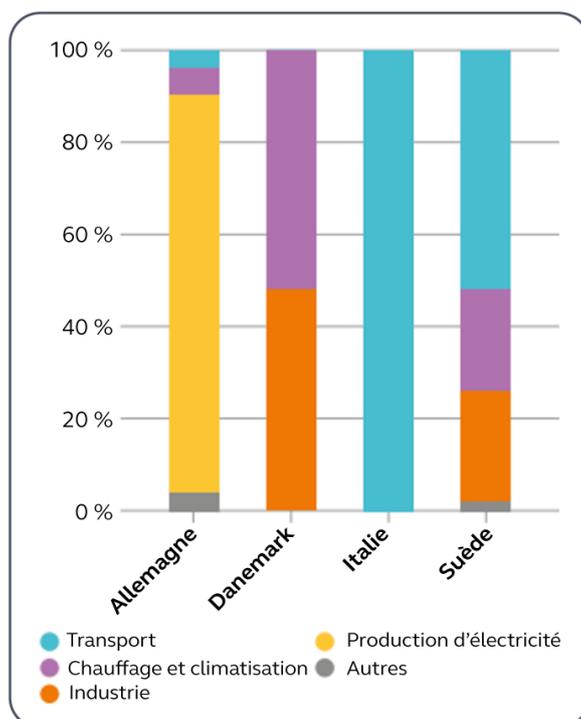
---

<sup>5</sup> Appel, F. et al. *Effects of the German Renewable Energy Act on structural change in agriculture – The case of biogas*. Utilities Policy, 2016.

<sup>6</sup> Danish energy agency, *Energy in Denmark*, 2021.

<sup>7</sup> European Biogas Association, *Statistical Report*, 2023.

**Graphique n° 2 : usages du biométhane en Allemagne, au Danemark, en Italie et en Suède**



Source : Gas for climate, Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe, 2020

## **B - Modalités de soutien : un retrait progressif de l'aide à la cogénération et un soutien au biométhane reposant sur les seuls appels d'offre**

Comme dans l'ensemble des pays étudiés, le développement des outils de soutien se sont concentrés sur la cogénération dans un premier temps. Au Danemark, le poids de l'élevage et la production d'effluents a contribué au développement d'une première filière de production d'électricité par cogénération dès 1984.

Une révision importante du cadre tarifaire intervient en 2012 avec l'adoption de l'*Energy Agreement*, un cadre tarifaire créant plusieurs guichets ouverts permettant le soutien des unités de production par un tarif de rachat de l'énergie. Ce cadre tarifaire comprend, pour chaque mode de

production (cogénération et injection) : une subvention de base, une subvention variable ajustée en fonction des prix du gaz fossile ou de l'électricité et une subvention dite « temporaire » visant à inciter les porteurs de projet à développer des unités de production<sup>8</sup>. Ce cadre tarifaire a été profondément réformé en raison de l'absence de maîtrise des coûts de production et du volume excessif de dépenses publiques engendrées.

En 2020, un nouveau régime de subvention entre en vigueur. Le soutien spécifique à la cogénération est arrêté en raison de la faible compétitivité de la cogénération par rapport aux formes alternatives de production d'électricité durable. Le biométhane est soutenu uniquement par l'intermédiaire d'appels d'offre afin de mieux piloter les coûts de production de la filière. Le premier appel d'offres s'est tenu en 2023.

Le Danemark dispose d'un système de suivi des coûts reposant sur une déclaration obligatoire et récurrente des données des unités soutenues (via l'agence *Energinet*) et ces données sont utilisées pour piloter le niveau des soutiens. Les données relatives au coût de production montrent une forte compétitivité des unités de production danoise. Analysées à partir de trois études distinctes, l'agence danoise de l'énergie met en évidence les effets d'échelle permis par la taille des unités de méthanisation.

**Tableau n° 2 : coûts de production moyens de différents types d'unité d'injection (2018)**

Catégorie [EUR/MWh]	Installation "déchets"	Installation "lisier"	Installation "paille"
Achat de biomasse		29	27
Exploitation et maintenance		13	23
Investissement		10	15
Prix de production du biogaz		51	65
Epuration en biométhane		11	11
<b>Prix de production du biométhane</b>		<b>61</b>	<b>75</b>

Source : Danish energy agency, *Perspectives de production et d'utilisation de biogaz, 2018*

<sup>8</sup> La subvention connaît une trajectoire décroissante pour atteindre une valeur nulle en 2019.

### **C - L'effet du soutien au biogaz sur les politiques autres qu'énergétiques : une forte régulation des cultures énergétiques**

Selon l'agence danoise de l'énergie, au cours de la période de planification la plus récente (2021-2022), les cultures énergétiques représentaient 5,5 % des matières premières et environ 10 % du biogaz produit. Ainsi, en 2019, d'après les réponses de 28 installations à un questionnaire du ministère danois de l'énergie (en 2022, le Danemark compte 123 installations de cogénération auxquelles s'ajoute 59 installations d'injection de biométhane), il apparaît qu'un peu plus de la moitié des installations utiliseraient moins de 4 % de cultures énergétiques et qu'environ un tiers des installations déclarent consommer plus de 8 % de cultures énergétiques.

Le Danemark a engagé une politique de réduction de l'usage des cultures énergétiques reposant sur la définition de seuils dégressifs : la limite du recours était fixée à 25 % du tonnage total des intrants de 2015 à 2018, puis à 18 % de 2019 à 2022. Afin de ne pas pénaliser les plus petites unités, ce mécanisme a été modifié en introduisant, en complément du pourcentage, un seuil minimal de recours aux cultures énergétiques. L'objectif est l'atteinte d'un seuil de 4 % en 2025 et l'interdiction de tout recours au maïs comme culture énergétique.

**Tableau n° 3 : évolution des seuils applicables aux cultures énergétiques au Danemark**

Année	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Seuil en dessous duquel il est possible d'utiliser 12% de cultures énergétiques [tonnes de biomasse]	65000	50000	50000	36000
Pourcentage de cultures énergétiques au dessus du seuil précédent	12%	9%	4%	4%
Utilisation du maïs comme culture énergétique	Autorisé	Autorisé	Autorisé	Non Autorisé

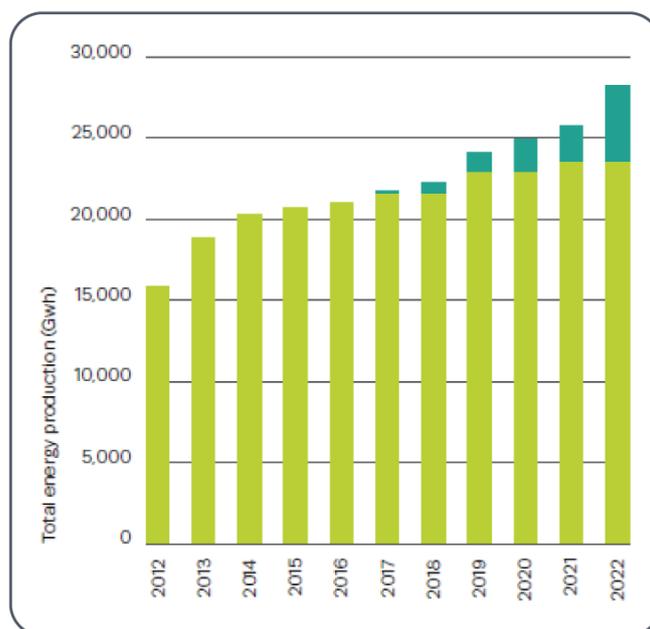
*Source : décret du 27 mai 2023 relatif à la durabilité et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre provenant de l'usage de la biomasse*

### III - Italie

Avec 1 800 unités de méthanisation en cogénération et une production totale de 24 TWh en 2022, l'Italie est le deuxième pays producteur après l'Allemagne<sup>9</sup>. Le développement du biométhane est en revanche beaucoup plus tardif (cf. graphique 3) mais connaît, depuis 2020, la croissance la plus rapide d'Europe (82 % entre 2018 et 2022 contre 5 % en Allemagne et 19 % aux Pays-Bas). Le secteur italien du biométhane est passé d'une seule usine en 2018 à 51 usines opérationnelles à la fin de 2022 avec une production totale de 4,37 TWh.

L'Italie dispose d'unités de production en cogénération d'une taille légèrement supérieure à la moyenne européenne et deux fois supérieures à la moyenne européenne s'agissant de l'injection (891 m<sup>3</sup>/h pour une moyenne européenne de 462 m<sup>3</sup>/h).

**Graphique n° 3 : production d'électricité et de biométhane en Italie**

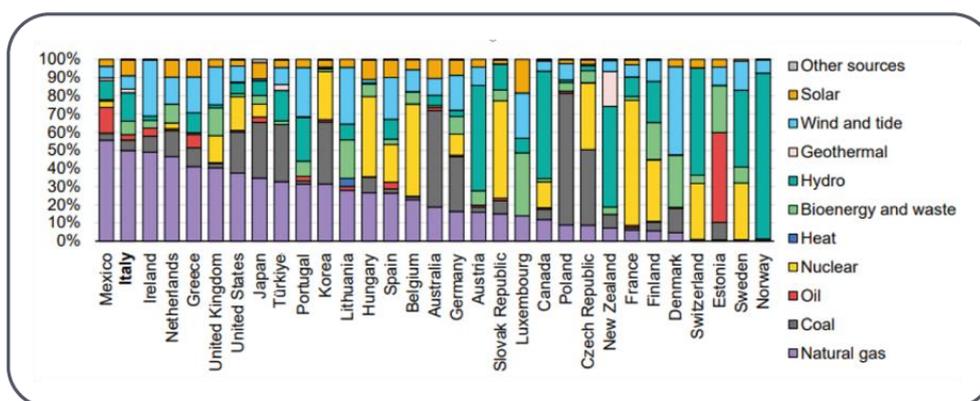


Source : European Biogas Association, Statistical Report, 2023

<sup>9</sup> European Biogas Association, Statistical Report, 2023.

## A - Place du biogaz dans le mix énergétique : un choix récent et inédit de soutien au transport

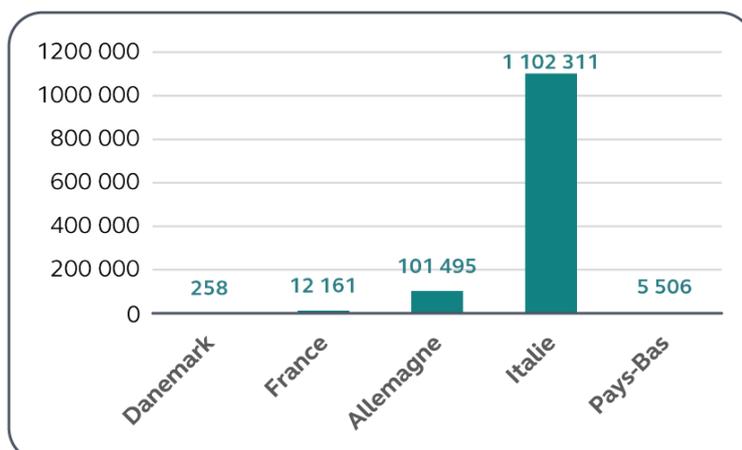
Graphique n° 4 : production d'électricité par source d'énergie  
dans les pays de l'IEA



Source : *The Italy energy policy review, International energy agency, 2023*

Les spécificités du mix énergétique italien et sa dépendance au gaz naturel ont conduit à soutenir prioritairement la décarbonation de la production électrique, à l'instar du modèle allemand. Le développement tardif de la production de biométhane a été orienté, depuis 2016 et jusqu'à l'adoption du dernier cadre tarifaire, uniquement pour l'approvisionnement du secteur du transport routier. Cette orientation repose sur deux objectifs : en premier lieu, l'Italie a souhaité développer une filière de production de véhicules utilisant le gaz (IVECO et Fiat) et décarboner le secteur du transport. En 2020, le parc des véhicules légers roulant au gaz dépassait un million contre seulement 100 00 en Allemagne.

**Graphique n° 5 : nombre de véhicules légers circulant au gaz naturel comprimé**



Source : Cour des comptes à partir des données de l'Observatoire européen des carburants alternatifs (2024)

La réorientation des usages du biométhane engagée en 2022 a pour objectif de substituer plus largement le biométhane au gaz naturel dans ses différents usages comme le montre le tableau ci-dessous, issu du plan national pour l'énergie et le climat (2021-2030), transmis par le gouvernement italien à la Commission européenne.

**Tableau n° 4 : évolution de la consommation de gaz naturel et de biométhane en Italie**

	2021	2030	
	Natural Gas	Natural Gas	Biomethane
<b>Thermoelectric</b>	<b>31,6</b>	<b>20,1</b>	<b>0</b>
<b>Industry + DRI</b>	<b>10,8</b>	<b>8,7</b>	<b>2,6</b>
<b>Residential</b>	<b>20,6</b>	<b>13,4</b>	<b>0,8</b>
<b>Tertiary</b>	<b>8,7</b>	<b>5,7</b>	<b>0,8</b>
<b>Transports</b>	<b>1,7</b>	<b>1,4</b>	<b>1,5</b>
<b>Agriculture</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>0</b>
<b>Other *</b>	<b>2,8</b>	<b>2,6</b>	<b>0,04</b>
<b>TOTAL POLICY</b>	<b>76,4</b>	<b>52,1</b>	<b>5,7</b>

Note de lecture : la consommation de gaz est exprimée en milliard de m<sup>3</sup> (1Md de m<sup>3</sup> équivaut environ à 10 TWh).

Source : plan national pour l'énergie et le climat (2021-2030)

## **B - Modalités de soutien : un développement tardif du biométhane**

La politique tarifaire italienne connaît une trajectoire assez similaire à celle de l'Allemagne. En 2008 un cadre tarifaire attractif permet le développement important des unités de méthanisation de taille petite et moyenne (tarif de rachat de 280 €/MWh quelle que soit la puissance de l'installation). Les unités d'une puissance supérieure à 1 MWe sont soutenues par un dispositif extra-budgétaire de certificats verts. Ce tarif permet à la filière du biogaz de se développer et le nombre d'unités de production passe de 500 en 2011 à 1 264 en 2012<sup>10</sup>.

Devant les coûts engendrés par ce dispositif et la dégradation des pratiques agricoles observées (cf. *infra*), les tarifs sont révisés et rendus moins profitables : une dégressivité des tarifs est instaurée, ainsi qu'une limitation du recours aux cultures énergétiques et des quotas de production annuels. En 2018, le soutien est limité aux seules unités d'une puissance inférieure à 300 kWe et le budget annuel de soutien est limité à 25 M€. Ces tarifs se traduisent par un fort ralentissement de la filière.

Parallèlement, la politique de soutien à la méthanisation est réorientée en faveur de biométhane à partir de 2013. Un premier dispositif extra-budgétaire est déployé en soutien du biométhane dans le secteur des transports. L'absence de marché pour ce biocarburant ne permet pas le développement de la filière. Une révision du soutien intervient en 2018<sup>11</sup> et renforce les obligations d'incorporation de bio-GNV dans les carburants (75 % de l'objectif d'incorporation des biocarburants repose sur le biométhane). Le financement du soutien au biométhane est supporté par les fournisseurs de carburants qui doivent produire ou acquérir des CIC auprès des producteurs de biométhane (*Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti*). Un régime spécifique est instauré pour les unités de production qui présentent des garanties élevées de durabilité : pour ces dernières un soutien public sous la forme d'une prime permet de compenser les coûts supplémentaires. Ce cadre de soutien a permis le développement de la filière de production de biométhane. En 2022, l'ensemble du biométhane produit était utilisé dans le secteur des transports.

---

<sup>10</sup> Ademe, *Benchmark des stratégies européennes des filières de production et de valorisation de biogaz et perspectives pour la filière française de méthanisation*, 2014.

<sup>11</sup> *Decreto interministeriale 2 marzo 2018 - Promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti*.

En 2022<sup>12</sup>, afin de permettre la diversification des usages du biométhane, un cadre tarifaire complémentaire est adopté. Reposant sur un appel d'offres, il permet d'octroyer un tarif de rachat à l'énergie ainsi qu'une subvention à l'investissement. Ces soutiens sont variables selon la taille de l'unité et ses caractéristiques de durabilité (exprimées en volume de réduction de GES par rapport à des seuils fixés par le décret). 111 projets ont été retenus dans le cadre des premiers appels d'offre, résultats jugés décevants par les autorités italiennes et justifiés par le contexte économique (inflation des prix de l'énergie et des intrants).

### **C - L'effet du soutien au biogaz : le développement d'une méthanisation durable et un recours important aux biodéchets reposant sur une forte capacité de collecte**

Plusieurs études<sup>13</sup> ont mis en évidence les conséquences négatives sur les pratiques agricoles du modèle de méthanisation en cogénération italien. À l'image du modèle allemand, le développement d'une méthanisation sans contrainte sur les cultures énergétiques, sans régulation de la taille des unités par le tarif d'achat et sans conditionnalité environnementale a conduit à une concurrence entre la production alimentaire et la production énergétique, une intensification de la production agricole et de l'élevage et une fragilisation des agriculteurs sans méthaniseur.

L'Italie a modifié alors profondément le cadre tarifaire pour intégrer des critères de durabilité (cf. *supra*) et a développé un modèle de production de biogaz durable : *Biogas Done Right*<sup>14</sup>. Il s'agit d'une plateforme de diffusion des bonnes pratiques permettant de réduire le bilan GES de la méthanisation à travers les modalités de conduite des CIVE, l'épandage du digestat, la gestion du cycle de l'eau et la maximisation de la séquestration du carbone par les cultures. Un article de recherche a démontré que l'imposition de contraintes environnementales ne conduisait pas à réduire significativement le potentiel de production de biométhane<sup>15</sup>.

---

<sup>12</sup> Decreto n. 240 del 15 settembre 2022.

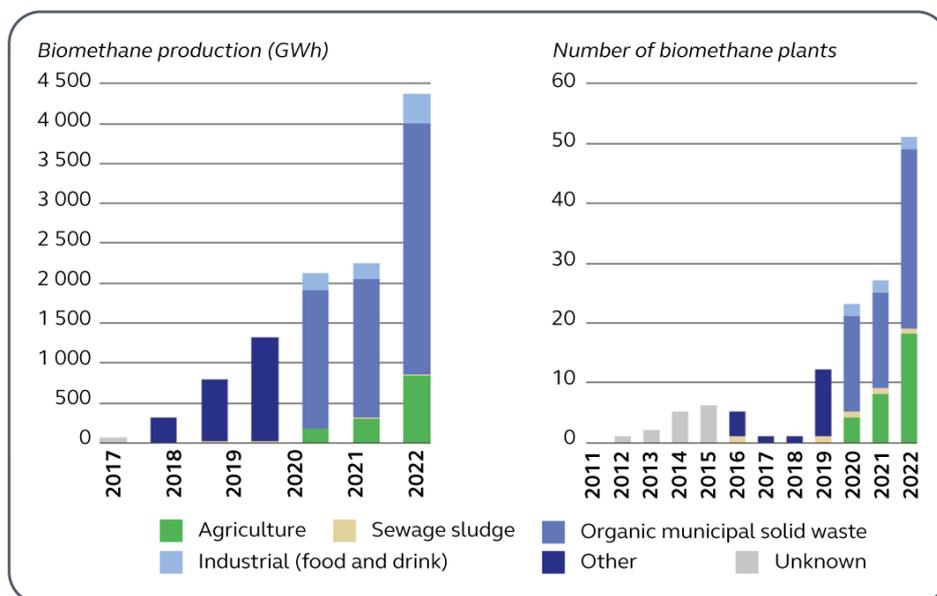
<sup>13</sup> Carrosio, *la compétition entre l'énergie et la nourriture : la production de biogaz dans la plaine du Pô, Agriregioni europa, 1*. Scopus, 2013 ; Cavicchi, *Sustainability that backfires: the case of biogas in Emilia Romagna, Environmental Innovation and Societal Transitions, Volume 21, December 2016*.

<sup>14</sup> Consorzio Italiano Biogas, *Biogas Done Right, Anaerobic digestion and soil carbon sequestration a sustainable, low cost, reliable and win win beccs solution*, 2017.

<sup>15</sup> Dale et al., *The potential for expanding sustainable biogas production and some possible impacts in specific countries*, BioFPR, 2020.

L'Italie se caractérise également par une production de biométhane reposant, sur une large part, sur des biodéchets des ménages et des entreprises.

**Graphique n° 6 : répartition des intrants de la méthanisation en injection en Italie**



Source : European Biogas Association, Statistical Report, 2023

Deux facteurs expliquent la prépondérance des biodéchets parmi les intrants de la méthanisation. En premier lieu, l'Italie a développé des capacités importantes de tri et de collecte des biodéchets avec un taux de recyclage de ces déchets supérieur à la moyenne européenne<sup>16</sup>. De plus, le cadre de soutien du biométhane déployé à partir de 2018 repose sur un système de certificats extra-budgétaire qui a conduit à mobiliser la filière la plus compétitive. Ce sont des méthaniseurs dédiés aux biodéchets qui se sont développés en priorité grâce à la faiblesse du coût de ces intrants.

<sup>16</sup> Eurostat, *Recyclage des déchets municipaux*, Base de données, 2021.

## IV - Pays-Bas

Comme l'Allemagne, les Pays-Bas se caractérisent par un développement précoce et rapide de la méthanisation. En 2022, le pays comptait 260 unités de méthanisation en cogénération et 82 en injection pour un niveau de production respectivement de 2,5 TWh et 2,4 TWh. La taille des unités de cogénération est similaire à celle de la France tandis que les unités d'injection ont une taille moyenne deux fois supérieure.

### A - Place du biogaz dans le mix énergétique : une substitution du biométhane au gaz naturel

Le poids du gaz naturel dans le mix énergétique de ce pays est élevé (36 % de la consommation primaire d'énergie) et compte tant pour la production d'électricité du pays (42 %) que pour la production de chaleur (71 % du chauffage du secteur résidentiel, 48 % pour le secteur tertiaire et 30 % de la consommation finale énergétique du secteur industriel)<sup>17</sup>.

En 2018, le biogaz néerlandais a été utilisé principalement pour la production d'électricité (0,9 TWh) et de chaleur (0,8 TWh) dans des centrales de cogénération et des chaudières à gaz situées à proximité des sites de production de biogaz. S'agissant du biométhane, 0,9 TWh ont été injectés dans le réseau et ont couvert environ 0,2 % de la demande totale de gaz naturel<sup>18</sup>. Une part importante de biométhane (20 %) est également utilisée dans le transport, supporté *via* le système de certification « HBe » (cf. *infra*).

La méthanisation participe à la stratégie de décarbonation de la consommation énergétique du pays. En mars 2020, le ministère chargé de la transition énergétique a adressé trois lettres<sup>19</sup> au Parlement sur l'avenir du gaz. Ces documents confortent le rôle clé du gaz naturel dans le mix énergétique et soulignent l'objectif d'une décarbonation totale du gaz à l'horizon 2050 par trois vecteurs : l'électrification, l'hydrogène et le biométhane. Le biométhane doit se substituer aux usages résiduels du gaz naturel à terme. Cet objectif se traduit par un objectif de production estimé à 22 TWh de biométhane d'ici à 2050. Comme en France, la priorité est d'ores et déjà mise sur le soutien à l'injection.

<sup>17</sup> International energy agency, *The Netherlands energy policy review*, 2020.

<sup>18</sup> International energy agency, *The Netherlands energy policy review*, 2020.

<sup>19</sup> International energy agency, *The Netherlands energy policy review*, 2020.

La gestion de la biomasse est encadrée par plusieurs « feuilles de route de planification de la biomasse » révisées régulièrement (2015, 2020) qui visent, notamment, à limiter le recours aux cultures énergétiques et la concurrence entre la production alimentaire et la production énergétique. Ce cadre conduit à limiter la part des cultures énergétiques pour certains usages du biogaz (1,2 % dans le total des intrants quand le biométhane est utilisé dans le secteur des transports).

## **B - Modalités de soutien : une prise en compte originale de la durabilité de la méthanisation**

Le soutien à la méthanisation repose sur le dispositif SDE (*Stimuleringsregeling duurzame energieproductie*, soit le dispositif de stimulation de production d'énergie renouvelable) qui assure le soutien à l'ensemble des ENR.

Ce dispositif est assimilable aux tarifs d'achat de l'énergie en France et repose sur le financement de l'écart entre le coût de production de l'énergie renouvelable et le coût de marché du gaz ou de l'électricité. Le tarif est fixé sur la base d'installations de référence, selon le type et la taille moyenne des installations mises en service.

Le système de soutien a été profondément modifié en 2011 par le système dit « SDE + ». Ce système est à mi-chemin du dispositif du guichet ouvert et de l'appel d'offres. L'année d'octroi du soutien est divisée en 6 périodes durant lesquelles le porteur de projet peut s'inscrire. Cependant, le niveau du tarif n'est pas le même pour chaque période. Il est le plus bas durant la première période et le plus élevé dans la dernière période de l'année. Le but de cette division est de donner la priorité aux projets les moins coûteux. Les enveloppes budgétaires étant limitées, le risque pour les porteurs de projet est que la demande déposée dans la dernière période ne soit pas retenue. Ainsi ce système donne la priorité aux projets les plus rentables.

Il convient de relever que le système SDE+ prévoit un dispositif spécifique de soutien aux unités arrivant en fin de période de soutien. Afin de permettre la prolongation de leur durée de fonctionnement, un tarif est prévu pour financer le nécessaire réinvestissement dans l'unité de production.

Depuis 2020, le système a connu une nouvelle évolution substantielle (« SDE ++ »), puisque désormais le volume de CO<sub>2</sub> évité par le soutien aux ENR est un critère de détermination des tarifs en complément du coût de production. En conservant le principe d'un appel

des subventions en périodes successives, les énergies renouvelables soutenues en priorité sont celles qui disposent du ratio « euro/MWh/tonne CO<sub>2</sub> évité » le plus faible, c'est-à-dire les technologies qui permettent d'économiser le plus de CO<sub>2</sub> par unité d'énergie produite et pour le coût le plus faible.

Chaque type d'ENR dispose d'un budget propre sur l'ensemble de la période de déploiement du système SDE ++. Sur un budget total de 8 Md€, 750 M€ sont dédiés au biométhane, à l'hydrogène et à la production de biocarburants.

Les Pays-Bas se distinguent également par leur dispositif de soutien à l'usage du biométhane dans les transports. La part du biométhane produit utilisé dans les transports est près de deux fois supérieure à celle de la France (20 % contre 11 %<sup>20</sup>). Le soutien repose sur un outil de certification (« HBe ») et une obligation de mélange des plus gros distributeurs de carburant du pays. L'obligation de mélange augmente annuellement et conduit les distributeurs à développer des moyens de production ou à acheter ces certificats aux producteurs, qui ne peuvent par ailleurs pas bénéficier d'un soutien *via* le système SDE++.

### **C - L'effet du soutien au biogaz sur les politiques autres qu'énergétiques : un rôle déterminant des biodéchets**

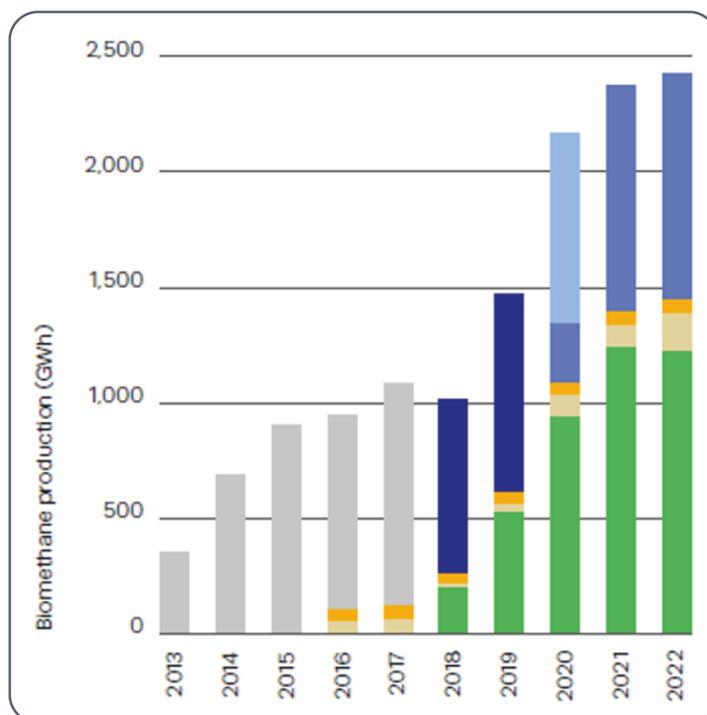
Les Pays-Bas se caractérisent par un niveau élevé d'usage des biodéchets pour les unités de méthanisation en injection. Bien que les données disponibles ne permettent pas de déterminer les types de biodéchets (biodéchets triés à la source, fraction fermentescible des ordures ménagères, déchets verts), les Pays-Bas se caractérisent par de fortes capacités de collecte et de tri des biodéchets déjà relevées par la Cour<sup>21</sup>. La part des biodéchets représente près de 40 % des intrants de la méthanisation en injection alors qu'il s'élève à 8 % pour la France (injection et cogénération cumulées).

---

<sup>20</sup> *European Biogas Association, Statistical Report, 2023.*

<sup>21</sup> Cour des comptes, *Prévention, collecte et traitement des déchets ménagers*, rapport public thématique, 2022.

**Graphique n° 7 : répartition des intrants de la méthanisation en injection rapportée à la production de biométhane**



Note de lecture : en vert les intrants agricoles, en bleu les biodéchets, en jaune : déchets industriels (boues, déchets issus de l'industrie agroalimentaire), en orange : les boues d'épuration

Source : European Biogas Association, Statistical Report, 2023