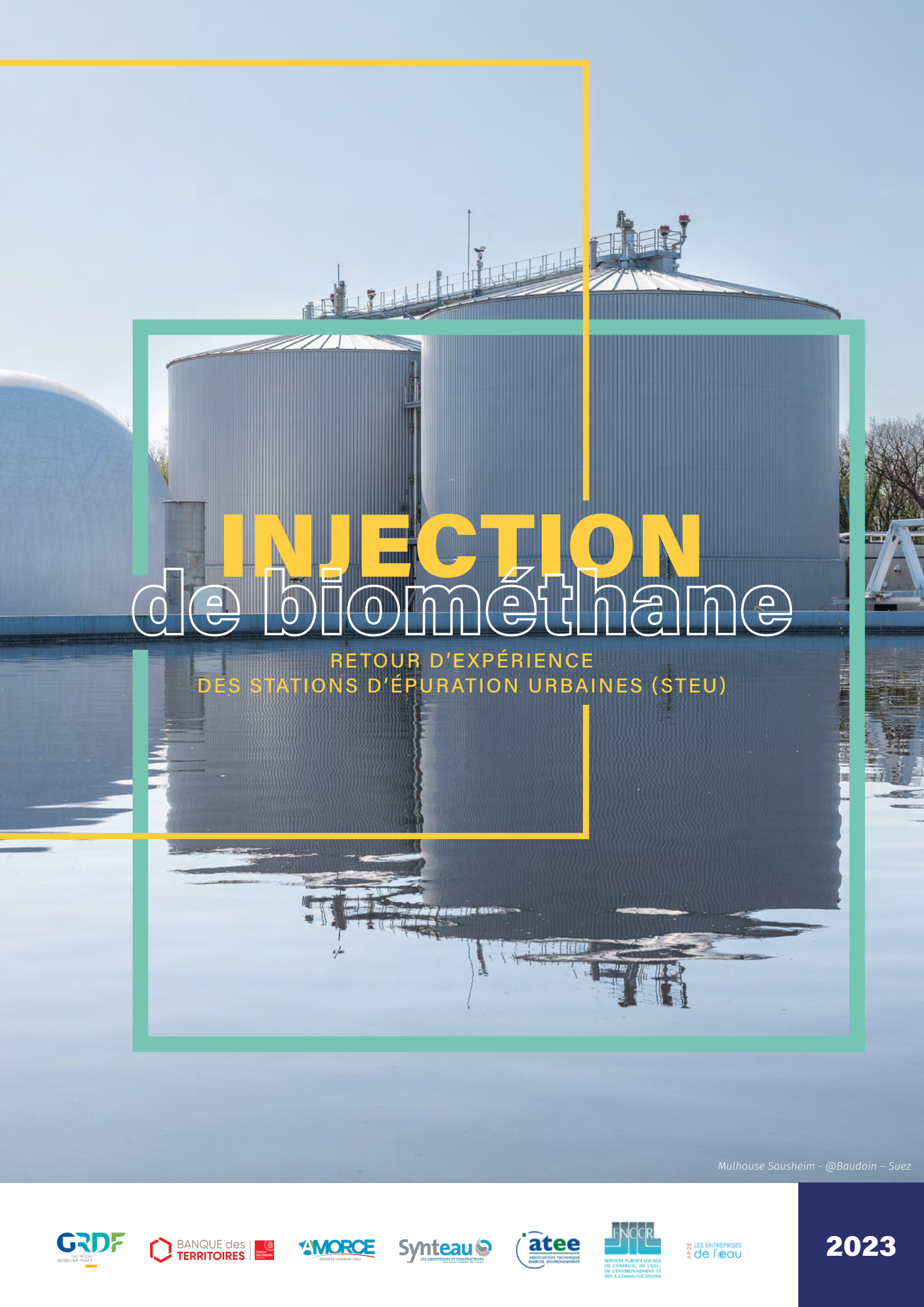




INJECTION de biométhane

RETOUR D'EXPÉRIENCE
DES STATIONS D'ÉPURATION URBAINES (STEU)

Mulhouse Sausheim - @Baudoin - Suez

ÉDITO

Avec désormais un parc significatif au 1^{er} janvier 2024 de près de 50 stations d'épuration qui produisent du biométhane à partir de la méthanisation de leurs boues, un retour d'expérience des conditions de fonctionnement opérationnel de ces installations doit permettre de mettre en exergue les atouts comme les faiblesses de ces unités sur le plan de l'optimisation des ressources, des gains de performances environnementales et économiques et d'innovation. Ces travaux ont été réalisés à des fins de partage de bonnes pratiques et de promotion du savoir-faire mobilisé pour accroître la valeur ajoutée des boues d'épuration et étendre le potentiel de développement de projets de production de gaz vert et ressources matières qui leur sont associés.

Ce rapport est destiné à tous les acteurs concernés par la filière biométhane mais, s'adresse particulièrement aux acteurs de l'Eau et de son traitement : services d'assainissement public, opérateurs privés, syndicats d'assainissement, bureaux d'études spécialisés, constructeurs d'unité de digestion et d'épuration, institutionnels (ADEME, DREAL, DGEC, Agences de l'Eau, CRE...), fédérations professionnelles de l'eau et associations.

Cette étude portée par le Synteau a été financée et pilotée par un collectif de partenaires avec des angles d'approches et des objectifs variés ce qui a permis d'aborder le sujet sous ses différents aspects.

Synteau
LES CONCEPTS ET LES COMPÉTENCES
DU TRAITEMENT DE L'EAU

Le Synteau, le syndicat national des entreprises du traitement de l'eau, rassemble 25 adhérents spécialisés dans la conception et la construction d'installations de traitement de l'eau et de gestion des boues issues des effluents urbains et industriels. Il est l'interlocuteur des services de l'État et œuvre pour favoriser les évolutions techniques pour des installations plus performantes et s'inscrivant dans l'économie circulaire.

GRDF
GAZ RÉSEAU
DISTRIBUTION FRANCE

GRDF est le principal distributeur de gaz en France et en Europe. Dans le cadre de sa mission de service public GRDF conçoit, construit et exploite près de 206 000 km de réseau de gaz, achemine ce gaz pour le compte des fournisseurs, en toute impartialité et le distribue en toute sécurité auprès de 11 millions de clients. Dans ses missions, l'entreprise est au cœur des enjeux de transition écologique et énergétique et œuvre aux côtés des acteurs des territoires et des filières professionnelles pour verdir le gaz acheminé grâce à l'injection de biométhane. Au 1^{er} janvier 2024 se sont 648 sites de méthanisation qui produisent du biométhane (dont 543 raccordés au réseau GRDF) pour près de 12 TWh/an de capacité installée. GRDF accompagne le développement des projets de production de biométhane, réalise les études de raccordement au réseau et opère ce raccordement, installe, exploite et maintient les postes d'injection de biométhane. Enfin, elle appuie la recherche et le développement de la filière gaz vert.

BANQUE des TERRITOIRES

La Banque des Territoires est l'un des cinq métiers de la Caisse des Dépôts. Elle réunit les expertises internes à destination des territoires. Porte d'entrée unique pour ses clients, elle œuvre aux côtés de tous les acteurs territoriaux : collectivités locales, entreprises publiques locales, organismes de logement social, professions juridiques, entreprises et acteurs financiers. Elle les accompagne dans la réalisation de leurs projets d'intérêt général en proposant un continuum de solutions : conseils, prêts, investissements en fonds propres, consignations et services bancaires. En s'adressant à tous les territoires, depuis les zones rurales jusqu'aux métropoles, la Banque des Territoires a pour ambition de maximiser son impact notamment sur les volets de la transformation écologique et de la cohésion sociale et territoriale. Les 37 implantations locales de la Banque des Territoires assurent le déploiement de son action sur l'ensemble des territoires métropolitains et ultra-marins.



La Fédération nationale des collectivités concédantes et régies est une association de collectivités locales entièrement dévolue à l'organisation et à l'amélioration continue des services publics locaux (énergie, eau, numérique, déchets). Organisme représentatif, elle regroupe à la fois des collectivités (communes, communautés, métropoles, syndicats d'énergie, départements, régions...) qui délèguent les services publics et d'autres qui les gèrent elles-mêmes (régies, SEM, coopératives d'usagers...). Elle rassemble plus de 800 collectivités regroupant 60 millions d'habitants en France continentale mais également dans les zones non-interconnectées et les territoires ultramarins.



L'Association Technique Energie Environnement compte 2 400 adhérents, entreprises, fédérations, collectivités, établissements de recherche ou d'enseignements... ou toutes structures concernées par la maîtrise de l'énergie et son impact. Elle assure une veille économique et technologique pour informer, sensibiliser et motiver aux enjeux de maîtrise de l'énergie et à la production d'énergies renouvelables par des retours d'expérience et autres supports utiles à la diffusion de bonnes pratiques. Elle élabore des propositions et discute avec les pouvoirs publics sur les mesures de progrès dans l'intérêt général de la maîtrise de l'énergie et de ses impacts. Enfin, elle anime 6 clubs et 11 délégations régionales parmi lesquels le Club Biogaz qui rassemble les principaux acteurs français concernés par le biogaz et la méthanisation et qui compte plus de 260 structures adhérentes.



L'association AMORCE, avec plus de 1 100 adhérents dont 2/3 de collectivités, constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités et acteurs locaux en matière de transition énergétique, de gestion territoriale des déchets et de gestion durable de l'eau.

Identifiés comme de réels moteurs de la transition énergétique des territoires, les services publics d'eau et assainissement jouent un rôle essentiel dans la recherche de solutions durables. C'est pourquoi il est d'utilité de repenser le modèle des stations d'épuration afin qu'elles deviennent un des piliers de cette transition, et ce, en anticipation des futures grandes directives européennes et de l'atteinte des objectifs du Pacte Vert. À ce titre, le présent guide a pour mission d'aider les collectivités, en particulier les services d'assainissement, à tirer parti des opportunités liées à la méthanisation des boues d'épuration et à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz. Ce faisant, ce REX vise à outiller les maîtres d'ouvrage avec les ressources techniques et financières nécessaires pour promouvoir une multiplication ainsi que la réussite de projets.



Elle regroupe les entreprises assurant la gestion des services d'eau et d'assainissement en France, après mise en concurrence. Ses adhérents sont : Saur, Société des Eaux de Fin d'Oise, Sogedo, Suez et Veolia. En cohérence avec sa raison d'être, l'objectif de la FP2E est d'apporter aux différentes parties prenantes (élus, représentants des consommateurs, responsables de l'autorité publique, ONGs, journalistes), un éclairage professionnel sur les thématiques des métiers de l'eau, en particulier les enjeux émergents sur le plan sanitaire et de l'adaptation au changement climatique.

Setec Hydratec a été mandaté par le Synteau pour recueillir les retours d'expérience des maîtres d'ouvrage et des exploitants et rédiger ce guide sur la base de ces données.

Ont contribué à la rédaction et/ou la relecture : Mallory JAN (Setec Hydratec), Alexandre BOUVET (Setec Hydratec), Laetitia AUBEUT-CHOJNACKI (GRDF), Anne-Laure MAKINSKY (Synteau), Vincent CHEVALIER (Veolia), Christelle METRAL (Suez), Géraldine ROLLIN (Banque des Territoires), Luc BUDIN (ATEE), Sylvain DA SILVA (Stereau), Franco NOVELLI (FNCCR), Régie TAISNE (FNCCR), Julien ROBILLARD (FNCCR), Baptiste JULIEN (Amorce), Jérémy DA PRATO (Amorce), Florent BOULIER (Synteau), Hajar EL RHAZOUANI (Synteau), Clotilde TERRIBLE (FP2E).

Création graphique et mise en page : www.bleu-equipage.com

01

**INTRODUCTION
ET CONTEXTE
EN FRANCE**

05

02

**CADRE
RÉGLEMENTAIRE
DE LA FILIÈRE**

12

03

**CONCEPTION ET
EXPLOITATION
TECHNIQUE**

14

04

**STRUCTURATION
ET GESTION
CONTRACTUELLE**

36

05

**COÛTS ET
FINANCEMENT**

40

06

**PERSPECTIVES
D'OPTIMISATION
ET D'INNOVATION**

46

07

CONCLUSION

54

08

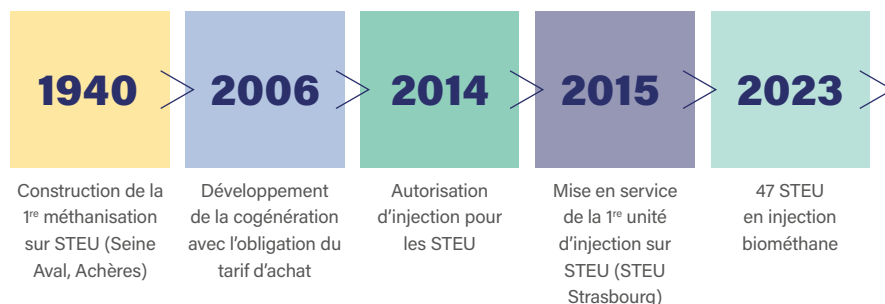
À RETENIR

55

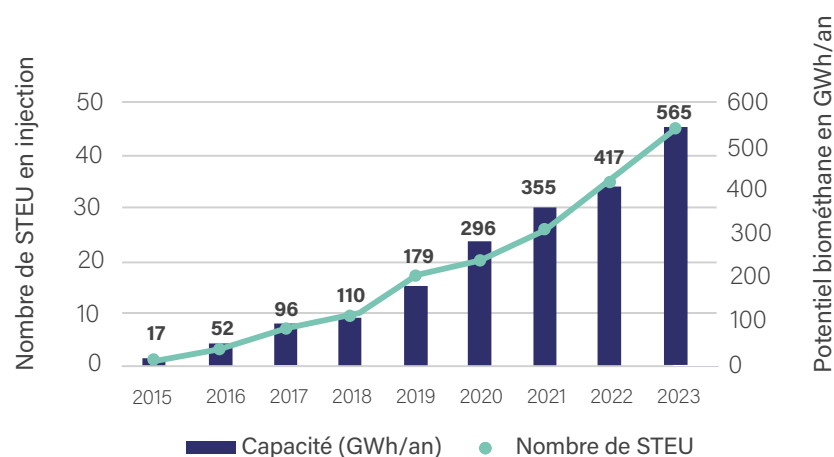
01

INTRODUCTION
ET CONTEXTE
EN FRANCE

ÉTAT DES LIEUX

Historique sur la méthanisation et la valorisation
du biogaz en STEUÉvolution de l'injection biométhane issu de STEU en France
depuis 2016, état au 1^{er} janvier 2024

Le graphique ci-dessous retrace l'évolution du nombre de STEU en injection et la capacité totale cumulée d'injection de biométhane associée, de 2015 à fin 2023.



STATIONS D'ÉPURATION EN INJECTION AU 1^{ER} JANVIER 2024

En 2018, 9 stations d'épuration sur le territoire français injectaient du biométhane. En moins de 5 ans ce nombre a quintuplé.

Au 1^{er} janvier 2024 ce sont

 **47 STATIONS**

d'épuration qui sont concernées, pour une centaine d'unités de méthanisation sur STEU (cf. carte et tableau ci-dessous).

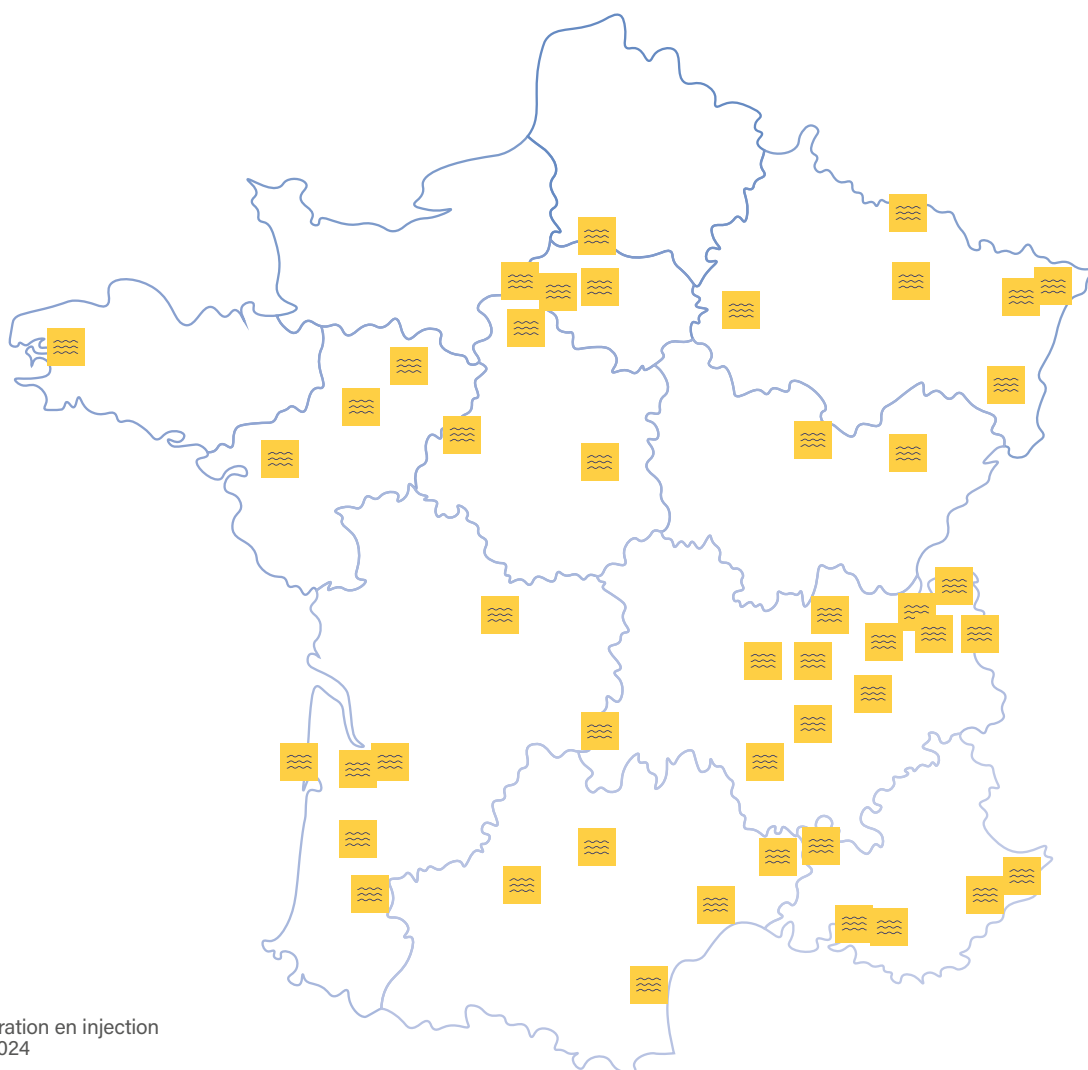


565 GWh/an
de capacité de production estimée.

Des projets similaires sont en construction avec des prévisions de mise en service de l'injection entre 2024 et 2026 :

- | | | |
|------------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| > Caen (14) | > Lattes (34) | > Saint-Thibault-des-Vignes (77) |
| > Carcassonne (11) | > Voiron - Moirans (38) | > Valentignat (94) |
| > Clermont-Ferrand (63) | > Montauban (82) | |
| > Rambouillet - Gazeran (78) | > Saint-Malo (35) | |

Une vingtaine de projets sont également en phase d'étude détaillée. Cela témoigne du fort dynamisme de la filière injection biométhane sur STEU.

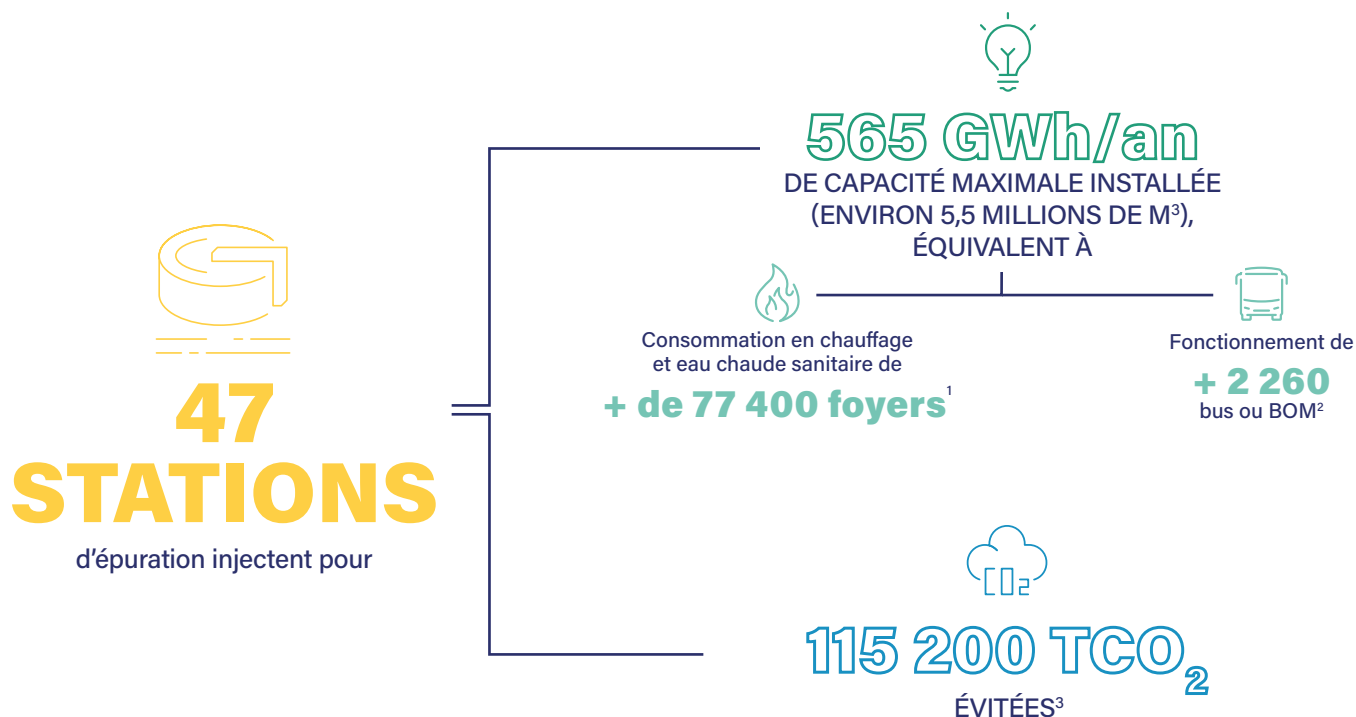


 Stations d'épuration en injection au 1^{er} janvier 2024

Afin de constituer ce guide de retours d'expérience, 35 maîtres d'ouvrage de STEU en injection ont été consultés en **février 2023**. Les données reportées dans ce rapport sont basées sur les retours **de 24 de ces maîtres d'ouvrage**, et/ou des données mises à disposition par les membres du comité de pilotage de l'étude.

	Maître d'ouvrage	Commune	Taille nominale	Année de mise en service
1	Eurométropole	Strasbourg	1 000 000 EH	2015
2	Grenoble Alpes Métropole	Fontanil-Cornillon	650 000 EH	2016
3	Tours Métropole	La Riche	393 330 EH	2016
4	Syndicat Mixte du lac d'Annecy	Cran-Gevrier	234 500 EH	2017
5	Angers Loire Métropole	Angers	285 000 EH	2017
6	Quimper Bretagne Occidentale	Quimper	267 000 EH	2017
7	Vienne Condrieu Agglomération	Reventin-Vaugris	125 000 EH	2017
8	Perpignan Méditerranée Métropole	Perpignan	299 100 EH	2018
9	Grand Lyon	Vaulx-en-Velin	300 000 EH	2018
10	Métropole d'Aix-Marseille-Provence	Marseille	1 865 000 EH	2019
11	CA Grand Albigeois	Albi	91 000 EH	2019
12	CA Val Estérel Méditerranée	Fréjus	347 000 EH	2019
13	CU Grand Paris Seine & Oise	Les Mureaux	120 500 EH	2019
14	Saint-Etienne Métropole	La Fouillouse	282 000 EH	2019
15	Hydreaulys	Saint-Cyr-l'École	250 000 EH	2019
16	SI Assainissement La Barche	Hagondange	34 000 EH	2019
17	CC du Pays Rochois	Arenthon	90 000 EH	2019
18	Toulouse Métropole	Toulouse	950 000 EH	2020
19	SIAH Croult et Petit Rosne	Bonneuil-en-France	500 000 EH	2020
20	SIVOM de la région mulhousienne	Sausheim	490 000 EH	2020
21	Syndicat mixte STEP Cagnes-sur-Mer	Cagnes-sur-Mer	130 000 EH	2020
22	Grand Besançon Métropole	Besançon	188 333 EH	2021
23	Syndicat Intercommunal du Bassin d'Arcachon	La Teste-de-Buch	150 000 EH	2021
24	Nantes Métropole	Rezé	180 000 EH	2021
25	Le Mans Métropole	Le Mans	365 000 EH	2021
26	Syndicat mixte le Bourdary	Saint-Etienne de Fontbellon	39 000 EH	2021
27	Mont de Marsan Agglomération Régie intercommunale de l'assainissement	Mont-de-Marsan	55 000 EH	2021
28	SIAEPA du Cubzadais Fronsadais	Cubzac-les-Ponts	30 000 EH	2021
29	CA Bourges Plus	Bourges	140 000 EH	2022
30	CA Grand Avignon	Avignon	177 166 EH	2022
31	CA de Nîmes Métropole	Nîmes	220 000 EH	2022
32	CA Bassin de Thau	Sète	135 000 EH	2022
33	Métropole d'Aix-Marseille-Provence	Aix-en-Provence	164 167 EH	2022
34	Syndicat des Eaux des Rocailles et de Bellecombe	Scientrier	81 333 EH	2022
35	Valence Romans Agglo	Valence	170 000 EH	2022
36	Grand Chambéry Assainissement	Chambéry	258 750 EH	2023
37	Bordeaux Métropole	Bègles	408 333 EH	2023
38	Troyes Champagne Métropole	Barberey-Saint-Sulpice	260 000 EH	2023
39	Métropole du Grand Nancy	Maxéville	500 000 EH	2023
40	SIAR Neauphle-le-Château	Villiers-Saint-Frédéric	42 000 EH	2023
41	SIVOM de la Région de Cluses	Marignier	70 000 EH	2023
42	Dijon Métropole	Dijon	400 000 EH	2023
43	Syndicat des Eaux et de l'Assainissement Alsace - Moselle	Herbsheim	27 000 EH	2023
44	Grand Paris Sud	Evry-Courcouronnes	250 000 EH	2023
45	CA Pau Béarn Pyrénées	Lescar	190 000 EH	2023
46	CA du Bassin d'Aurillac	Arpajon-sur-Cère	40 000 EH	2023
47	Limoges Métropole	Limoges	285 000 EH	2023

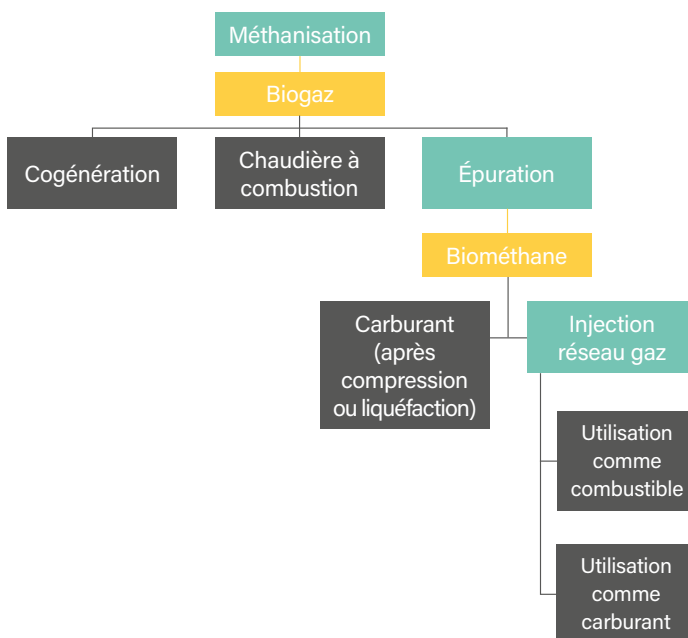
Les chiffres clés au 01/01/2024 du biométhane en station de traitement d'eaux urbaines en France



INTÉRÊTS DE LA FILIÈRE BIOGAZ

Les usages du gaz vert

- > La méthanisation de boues d'épuration produit un biogaz contenant 60 % à 65 % de méthane. Ce gaz obtenu peut être valorisé dans une chaudière pour **produire de la chaleur**, ou bien être envoyé dans un moteur de cogénération permettant de produire à la fois de **l'électricité** et de la chaleur avec un rendement de 85 % dont 50 % de chaleur et 35 % d'électricité.
- > Le biogaz peut également être prétraité et épuré afin d'obtenir un gaz composé à plus de 97 % de méthane. Ce gaz, appelé biométhane, peut être **injecté dans le réseau de gaz** naturel et être utilisé à des fins domestiques ou industrielles comme combustible ou carburant (chauffage, cuisson et/ou eau chaude sanitaire, BioGNV). Le biométhane peut être directement compressé (BioGNC) ou liquéfié (BioGNL) avant d'être utilisé comme **carburant** pour véhicules.
- > Sur un même site, cogénération et injection peuvent exister, on parle alors de **double valorisation** du biogaz (voir précisions dans la partie tarifaire).



1. Consommation moyenne d'une maison bien isolée (construite après 2006) de 120 m² de 4 habitants : 7,3 MWh/an (Selectra)

2. Consommation moyenne d'un bus ou d'une Benne à Ordures Ménagères : 250 MWh/an (ADEME)

3. Facteur d'émission du biométhane : 23,4 gCO₂e/kWh PCI ; facteur d'émission du gaz naturel : 227 gCO₂e/kWh PCI (ACV Enea Consulting - Quantis 2017 et Base Carbone de l'ADEME)

Dans quels enjeux s'inscrit un projet de méthanisation avec injection de biométhane ?

- > À l'échelle européenne, le plan **RePowerEU**, qui a pour objectif de développer **l'indépendance énergétique de l'Union Européenne** souhaite, entre autres, accélérer le déploiement des énergies renouvelables. Parmi les leviers considérés, un plan d'action pour le biométhane a été défini afin de viser une production européenne de 35 milliards de m³ de biométhane d'ici à 2030 en Europe, soit près de 9 fois plus qu'en 2022 (environ 4 milliards de m³). La méthanisation sur STEU est donc, à l'échelle locale, un moyen concret de contribution à ce plan européen.
- > La mise en place d'une filière de méthanisation avec injection du biométhane permet de produire une énergie renouvelable locale, de diminuer les émissions de GES (10 fois moins émetteur que le GN fossile), ainsi que la réduction de la quantité de déchets produits sur un territoire (25 à 40 % de boues produites en moins). Elle s'inscrit donc dans un modèle **d'économie circulaire** et contribue à l'atteinte de multiples objectifs climatiques définis par l'Union Européenne et la France :
 - | neutralité carbone en 2050 dont une réduction des émissions de 55 % comparé à 1990, d'ici 2030, dans le cadre du Pacte vert pour l'Europe ;
 - | 33 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique définie dans la loi climat du 8 novembre 2019 ;
 - | « 10 % de la consommation de gaz d'origine renouvelable d'ici 2030 » fixé par la loi transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) ;
 - | réduction de la production de boues d'épuration dans le cadre des Plans Régionaux de Prévention et de Gestion des Déchets (PRPGD).
- > Dans cette logique, la production de biométhane sur STEU est une mesure clé dans toute stratégie mise en place dans le cadre d'un **Plan Climat Air Energie Territorial** (PCAET), devenu obligatoire pour toutes intercommunalités de plus de 20 000 habitants.
- > En produisant de l'énergie verte directement sur un territoire, la production de biogaz est un levier important pour s'orienter vers une **indépendance énergétique locale**, voire tendre vers une quasi-**neutralité énergétique** sur une STEU dans le cas d'une gestion maîtrisée et optimisée. La neutralité énergétique des STEU à l'échelle du territoire français fait d'ailleurs partie des propositions du projet de refonte de la DERU* (cf. « *les perspectives d'évolution* »).
- > La méthanisation, étant située à la croisée des mondes de l'énergie, de l'agriculture et des déchets, elle permet de **renforcer les liens** et de **créer des synergies** entre les différents acteurs d'un territoire. La valorisation de la matière organique issue de la digestion anaérobie par épandage ou compostage, lorsque la qualité des boues le permet, favorise ainsi l'instauration d'un **partenariat durable avec le monde agricole** et participe à la transition vers **l'agroécologie** en réduisant l'utilisation d'engrais chimiques de synthèse au profit d'engrais renouvelables. Lorsque possible, le retour au sol du digestat permet également d'assurer le **recyclage de la matière** et des éléments minéraux.



Pour approfondir

LA FILIÈRE BIOGAZ EST EN LIEN DIRECT AVEC LES DOMAINES DE L'ÉNERGIE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE L'AGRONOMIE MAIS AUSSI DE LA SOCIO-ÉCONOMIE. ELLE GÉNÈRE DONC UNE MULTITUDE D'EXTERNALITÉS QU'IL EST ESSENTIEL DE CONNAÎTRE AFIN D'OPTIMISER LES EXTERNALITÉS POSITIVES ET MINIMISER CELLES QUI POURRAIENT ÊTRE NÉGATIVES. CE SUJET EST LARGEMENT ABORDÉ DANS [L'AVIS TECHNIQUE MÉTHANISATION ÉMIS PAR L'ADEME EN OCTOBRE 2023](#).

- > La méthanisation, en abattant en moyenne 30 % de la matière sèche (MS) (valeur variant selon la nature des boues et leurs proportions), induit une réduction considérable du volume de boues générées par la filière de traitement. La méthanisation est donc un procédé essentiel pour toutes STEU souhaitant optimiser la gestion de ses boues et **réduire les coûts de traitement post-digestion et d'évacuation** associés.
- > En termes **d'efficacité énergétique**, l'injection est une solution **plus favorable que la cogénération** puisque le biogaz est valorisé en moyenne à 95 % de son potentiel énergétique (contre 80 % maximum en cogénération si la chaleur est valorisée). Pour les STEU sans méthaniseur, la mise en place d'une filière avec injection biométhane est **pertinente économiquement** à partir de 100 000 EH. Entre 10 000 et 100 000 EH, une méthanisation territoriale **mutualisant les boues de plusieurs STEU** peut également être envisagée selon le contexte local.

* DERU : Directive Eaux Résiduaires Urbaines



DÉVELOPPER UN PROJET DE MÉTHANISATION AVEC INJECTION DU BIOMÉTHANE POUR RÉPONDRE AUX AMBITIONS ENVIRONNEMENTALES DES TERRITOIRES

TÉMOIGNAGE DE JACQUES GOUFFE,
VICE-PRÉSIDENT LE MANS MÉTROPOLÉ, DÉLÉGUÉ À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET AU PLAN CLIMAT ÉNERGIE
(STATION DU MANS 19,7 GWH/AN EN INJECTION) :

Motivée par des raisons environnementales, la métropole du Mans s'est fixée des objectifs forts afin **de limiter le recours aux énergies fossiles** sur son territoire. Cette ambition passe notamment par deux axes :

- > une **diminution de l'usage du gaz** en ayant une forte offre de réseau de chaleur issu d'incinération et de chaudière biomasse ;
- > le **remplacement du gaz naturel par du biométhane**, grâce à des unités de méthanisation territoriales, agricoles, de boues d'épuration, avec comme ambition :
 - un réseau gaz comportant 50 % de biométhane à l'horizon 2030
 - un réseau gaz comportant 100 % de biométhane à l'horizon 2050

La collectivité estime disposer d'un gisement biométhane qui permettrait de couvrir jusqu'à 150 % des besoins en gaz en 2050. Le surplus de biométhane pourrait alors être vendu sous forme de **BioGNV pour le transport routier** ou bien servir pour **alimenter des territoires alentours**.

Le projet d'injection sur la station d'épuration de la Chauvinière (365 000 EH) fait donc intégralement partie des actions mises en place pour atteindre les objectifs du Plan Climat Air Energie et Transition (PCAET) de la métropole.

Autre bénéfice, ce projet permet **d'optimiser en partie le coût du service d'assainissement**.

En parallèle, la métropole soutient **deux projets de pyrogazéification** respectivement de chanvre et de bois type B qui permettraient d'obtenir du méthane de synthèse et de l'hydrogène. Les industriels et la collectivité attendent avec impatience un tarif d'achat pour ces produits.





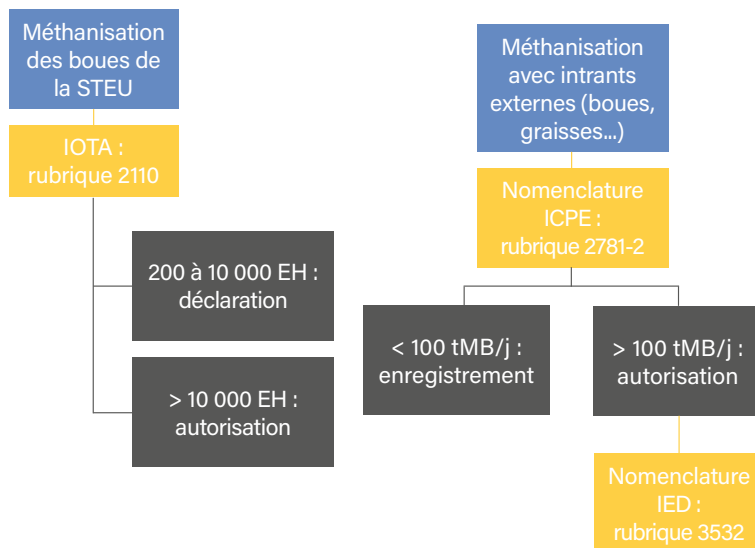
Nîmes – Eau de Nîmes Métropole – ©Veolia

02

CADRE
RÉGLEMENTAIRE
DE LA FILIÈRE

L'ENCADREMENT ACTUEL

Les principales rubriques applicables aux projets de méthanisation en STEU s'appliquent selon deux cas de figure :



La **rubrique ICPE 2781-2**, et les arrêtés correspondants (arrêté du 17 juin 2021 pour les installations soumises à enregistrement et du 14 juin 2021 pour les installations soumises à autorisation), sont plus contraignants que la rubrique **IOTA 2110** et imposent notamment des contraintes d'implantation et de rendement d'épuration. Ces arrêtés imposent, entre autres, à toutes nouvelles installations de méthanisation :

- > une distance supérieure à 200 m de l'habitation la plus proche ;
- > une distance supérieure à 35 mètres des puits, forages de captage d'eau extérieurs au site, sources, aqueducs en écoulement libre, rivages et berges des cours d'eaux, de toute installation de stockage souterraine ou semi-enterrée d'eau destinée à l'alimentation en eau potable, des industries agroalimentaires ou à l'arrosage des cultures maraîchère ou hydroponique ;
- > un rendement épuratoire du biogaz en biométhane de 98 % puis 99 % en 2025 pour les STEU de capacité inférieure à 50 Nm³/h de biogaz et de 99 % puis 99,5 % pour celles de capacité supérieure à 50 Nm³/h. Ces contraintes ont pour objectif de limiter les rejets en méthane des systèmes d'épuration du biogaz.

À noter que certains services instructeurs font appliquer les contraintes des arrêtés liés à la rubrique 2781-2 pour des installations qui ne reçoivent pas d'intrants externes, et ce, en application d'une note interministérielle qui leur laisse cette possibilité. Il faut cependant considérer ces contraintes comme un gage de performance et de durabilité.

Certaines prescriptions sont imposées également pour les installations existantes nécessitant alors une mise en conformité des sites.

D'autres rubriques peuvent s'appliquer en lien avec :

- > le stockage et la valorisation du biogaz :
 - | rubrique ICPE 4310 (en fonction de la quantité stockée)
 - | rubrique ICPE 2910 (selon la puissance de l'installation de combustion du biogaz)
- > l'épandage du digestat :
 - | rubrique ICPE 2781-2 pour les installations concernées ICPE

| rubrique IOTA 2.1.3.0 sinon

> compostage du digestat :

| rubrique ICPE 2780-2

L'arrêté définissant les modalités d'épandage des boues pendant la période de Covid-19 a été abrogé via l'arrêté du 7 février 2023. Les boues peuvent donc être **épandues sans hygiénisation et si elles sont conformes à l'arrêté en vigueur à date (arrêté du 8 janvier 1998 fixant les**

prescriptions techniques applicables aux épandages de boues issues du traitement des eaux usées sur le sol agricole). Dans ce cas, un **plan d'épandage** doit être réalisé. Ce dernier impose notamment une caractérisation agronomique et des limites de qualité. Il impose également le respect de certaines distances seuil par rapport aux tiers, cours d'eau, lieux de baignade...

Cependant, les prescriptions de retour au sol des boues, à date encadrées par l'arrêté du 8 janvier 1998, sont en cours de révision.

LES PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION

Projet de décret de socle commun

Les prescriptions de retour au sol des boues, à date encadrées par l'arrêté du 8 janvier 1998, sont en cours de révision. **Un projet de décret de socle commun** concernant la valorisation agricole des matières fertilisantes et supports de culture (MSFC) est toujours en cours de refonte et devrait modifier les textes réglementaires actuels. À noter que :

- > ce projet **ne remet pas en question la filière de retour au sol** qui reste pérenne pour les années à venir mais avec des conditions de qualité probablement plus exigeantes qu'aujourd'hui ;
- > la méthanisation conduisant à une concentration des polluants, un **point de vigilance** est souligné pour les STEU disposant de **boues étant déjà de qualité proche des teneurs limites réglementaires** (actuellement 90 % du gisement ne présente aucune non-conformité vis-à-vis de la réglementation en cours) ;
- > dans le cadre de mutualisation de boues, un enjeu de **traçabilité de chaque intrant** sera soulevé afin de pouvoir définir précisément la cause de pollution, notamment pour des STEU observant déjà des pics de pollution. La mutualisation d'intrants, pertinente dans le cas où le gisement d'une unique STEU ne serait pas suffisant pour garantir la rentabilité d'un projet de méthanisation, ne doit pas servir de dilution de la pollution. Le cas échéant, la mise en place d'un projet de méthanisation doit être accompagnée d'un plan de réduction de la pollution.

Projet DERU

Le projet de DERU propose d'intégrer la **neutralité énergétique pour toutes les STEU de capacité supérieure à 10 000 EH**. Ce projet de modification prévoit qu'au 31 décembre 2040, l'énergie renouvelable annuelle totale produite *au niveau national par l'ensemble des STEU* soit équivalente à l'énergie annuelle totale consommée par lesdites stations. Cet objectif sera atteint via différents paliers d'énergie renouvelable produite par rapport à l'énergie totale consommée.

À date, la proposition du parlement met en avant les paliers suivants :

- > **au 31 décembre 2030 :**
l'énergie renouvelable produite correspondra à **50 %** de l'énergie totale consommée ;
- > **au 31 décembre 2035 :**
l'énergie renouvelable produite correspondra à **75 %** de l'énergie totale consommée ;
- > **au 31 décembre 2040 :**
l'énergie renouvelable produite correspondra à **100 %** de l'énergie totale consommée.

La méthanisation des boues sera un levier indispensable pour atteindre ces objectifs.



Clarificateur - STEP - Tours - ©Marc GD

03

MISE EN PLACE TECHNIQUE D'UN PROJET DE MÉTHANISATION AVEC VALORISATION DU BIOMÉTHANE

FILIÈRE DE TRAITEMENT AMONT ET INTRANTS DE DIGESTION

Les boues

Les performances de la digestion dépendent majoritairement du type d'intrants et de leur prétraitement. En fonction des caractéristiques de la file eau et de la file boues, les boues produites sont plus ou moins chargées en matière organique, matière qui est biodégradée lors de la méthanisation.

Les différents types de boues pouvant être envoyés en digestion :

- > **boues primaires** : elles sont issues de la décantation primaire des eaux. Elles présentent des **concentrations élevées en matière organique**. La décantation primaire peut être accélérée par ajout de réactifs (étape de coagulation / floculation amont décantation).
- > **boues secondaires** : ces boues proviennent d'une épuration biologique des eaux. L'aptitude à la méthanisation de ces boues **dépend de leur âge et de la charge organique**. Les boues issues d'une aération « forte charge » présentent un potentiel méthanogène plus élevé que des boues ayant subi une aération « faible charge ». Les boues secondaires étant plus minéralisées que les boues primaires, le taux d'abattement des matières organiques est moindre donc la production de biogaz est également inférieure. En revanche, ces boues peuvent être digérées pour **obtenir une meilleure stabilisation**¹. La majorité des stations d'épuration en France, mettent en œuvre des filières sans traitement primaire, filières dites d'aération prolongée. Les boues produites sont des boues de faible charge. Le potentiel de production de biogaz des boues de faible charge est identique, qu'il s'agisse de filières avec ou sans traitement primaire.
- > **boues mixtes** : il s'agit d'un **mélange** de boues primaires et de boues secondaires ;
- > **boues tertiaires** : il s'agit des boues issues des étapes de traitement finales du phosphore ou d'une file pluviale. Ces boues sont généralement générées par ajout de floculant dans les ouvrages (type chlorure ferrique). Ces boues, **très peu organiques**, n'ont que **peu d'intérêt en digestion**.

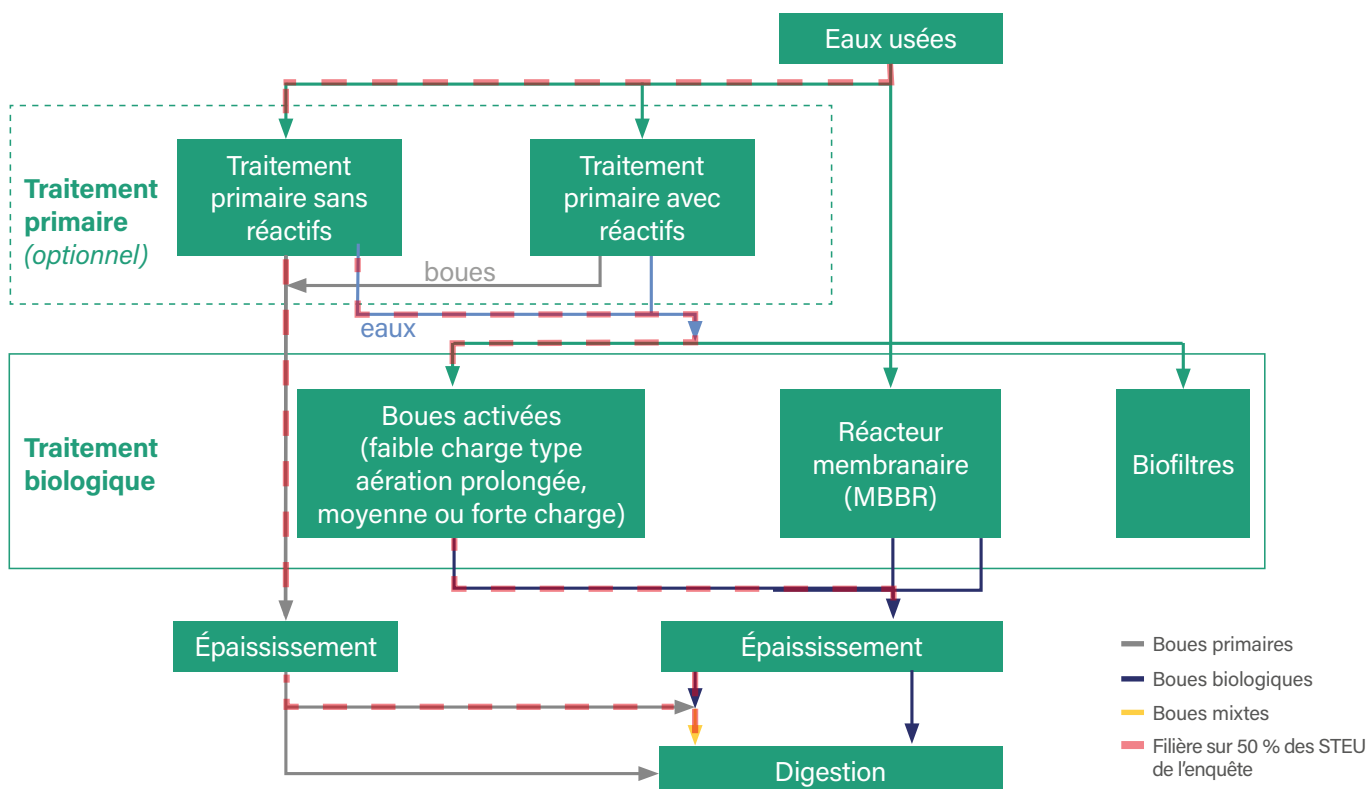


Reyran implantation - ©Veolia

La STEU de Fréjus (300 000 EH) fait partie des STEU traitant l'intégralité du flux par traitement primaire physico-chimique.

1. « La digestion anaérobie des boues urbaines – État des lieux, état de l'art », Solagro (2001)

Le schéma ci-dessous reprend les configurations de production de boues d'épuration les plus communes.



Les boues sont **épaissies** avant digestion. Cet épaississement permet de **réduire les besoins en chauffage** (moins d'eau à chauffer), **ainsi que l'emprise au sol** de la filière aval (digestion et traitement du digestat). Cet épaississement est réalisé selon plusieurs technologies :

- > épaississement statique : décantation ;
- > table d'égouttage ;
- > flottation ;
- > centrifugation.

Sur la grande majorité des STEU de l'enquête, les boues primaires sont épaissies par décantation et les boues biologiques par égouttage.

Les autres intrants

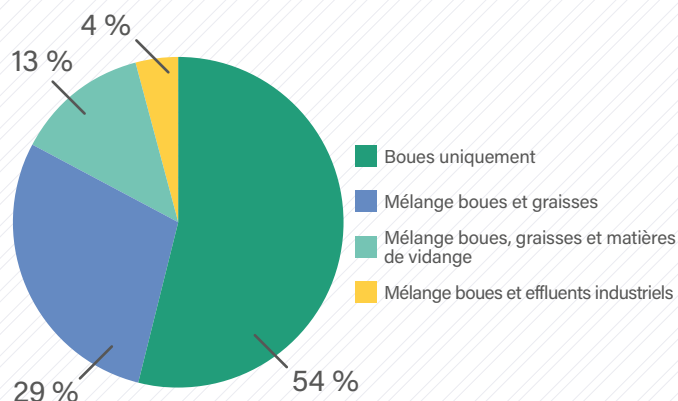
Sur STEU, les étapes de prétraitement des eaux usées par dessableur-dégraisseur produisent des **graisses qui possèdent un fort pouvoir fermentescible**, il est donc intéressant de les mélanger aux boues avant méthanisation.

Il est aussi possible de mutualiser les **graisses et/ou les boues d'autres stations** en les mélangeant avec les boues du site afin d'augmenter le volume de biogaz produit. Dans ce cas, des **conventions d'acceptation** sont établies, sous réserve que les analyses de boues soient conformes aux paramètres définis dans la convention.

Parmi l'ensemble des maîtres d'ouvrage consultés, la méthanisation des boues provenant d'autres stations est effective sur 2 STEU sur 24.

Le graphique ci-contre représente les différents cas de figure rencontrés dans le cadre de cette étude. Dans le cas de mélange avec des graisses, le mix est en moyenne composé à 97 % de boues et 3 % de graisses.

Répartition des types d'intrants de méthanisation sur les STEU de l'enquête



D'autres déchets organiques peuvent être mélangés aux boues et graisses produites sur site. L'apport d'intrants externes, même lorsqu'il s'agit de boues provenant d'autres stations, entraîne le passage du site en **rubrique ICPE 2781-2**. La réglementation encadre le type de mélange possibles avec les boues en méthanisation.



Périmètre réglementaire

LE MÉLANGE D'INTRANTS

À CE JOUR, LA RÉGLEMENTATION FRANÇAISE ACTUELLE NE PERMET PAS DE MÉLANGER LES BOUES D'ÉPURATION AVEC DES BIODÉCHETS TRIÉS À LA SOURCE (ARTICLE L-514-21-1 DU CODE DE L'ENVIRONNEMENT).

AU TITRE DU RÈGLEMENT SANITAIRE EUROPÉEN (CE) N°1069/2009 ET DE SON RÈGLEMENT D'APPLICATION (UE) N°142/2011, LE RETOUR EN TÊTE DE STATION SUR LA FILIÈRE TRAITEMENT DES EAUX DES CENTRATS DE DÉSHYDRATATION POUR LES MÉTHANISATIONS RÉCEPTIONNANT DES BIODÉCHETS DE TYPE SOUS-PRODUITS ANIMAUX, EST INTERDIT, MÊME SI CEUX-CI SONT HYGIÉNISÉS AVANT INTRODUCTION DANS LE MÉTHANISEUR. CES RETOURS EN TÊTE SONT QUALIFIÉS DE PRODUITS DÉRIVÉS DE SOUS-PRODUITS ANIMAUX ET DOIVENT REJOINDRE DES FILIÈRES D'ÉPANDAGE. DANS DE TELS CAS, UNE BI MÉTHANISATION DOIT ÊTRE MISE EN PLACE (= 2 FILIÈRES DISTINCTES DE MÉTHANISATION) ET L'ENSEMBLE DU FLUX AVAL (DIGESTAT SOLIDE ET DIGESTAT LIQUIDE) DOIT ÊTRE ÉPANDU.





METTRE À PROFIT LE CONTEXTE LOCAL POUR OPTIMISER LE FONCTIONNEMENT DE PLUSIEURS STATIONS PAR MUTUALISATIONS DES BOUES

TÉMOIGNAGE DE FRANCK BIOTEAU,

DIRECTEUR ASSAINISSEMENT, EAUX PLUVIALES ET RIVIÈRES À VALENCE ROMANS AGGLO (STATION DE VALENCE : 14,75 GWH/AN EN INJECTION) :

Le projet de valorisation du biométhane a vu le jour dans un contexte de **transfert de la compétence** assainissement à la nouvelle intercommunalité début 2015 concernant les trois principales stations d'épuration (station de Valence 170 000 EH ; station de Romans-sur-Isère 107 900 EH ; station de Portes-lès-Valence 76 000 EH), les deux incinérateurs de boues, et de la **fin des 7 contrats de Délégation de Service Public (DSP) du territoire fin 2017**.

Cette conjoncture a amené une réflexion sur l'optimisation de la gestion des boues des différentes stations et du fonctionnement des incinérateurs. Une **étude de faisabilité sur l'ensemble des scénarios** a été réalisée en 2019, y compris sur la valorisation par cogénération. Le scénario alors retenu fut la mise en place d'une unité de **méthanisation mutualisée** sur la station de Valence avec valorisation du biométhane par injection. D'un point de vue contractuel, **le nombre de contrats de DSP est passé de 7 à 2** tout en intégrant la construction d'une unité de méthanisation et le transfert des boues de la station de Portes-lès-Valence par canalisation vers celle de Mauboule. Les boues de la station de Romans sont quant à elles transférées hebdomadairement par un camion.

« Cette mutualisation de la méthanisation donne du sens au transfert de compétences à l'intercommunalité qui est la structure pertinente pour gérer ce type de projet sur le territoire. »

Ce projet a permis d'optimiser l'ensemble du fonctionnement de la station de Valence et de **rationaliser les équipements** : la réduction de 30 % du volume de boues a permis de mettre à l'arrêt l'un des deux incinérateurs, la filière temps de pluie a été revue pour produire en continu des boues primaires (types de boues les plus méthanogènes), un échangeur a été installé sur l'incinérateur afin de récupérer la chaleur fatale pour le chauffage du digesteur.

La phase de **concertation / communication avec les riverains a été particulièrement travaillée** et s'est ainsi bien déroulée.

Mise en service en 2022, l'unité de méthanisation est actuellement en phase de montée en charge. La collectivité estime avoir besoin encore de quelques mois en fonctionnement normalisé afin d'en observer les bénéfices. Elle espère, à terme, pouvoir **intégrer des boues provenant d'autres stations**, dans la limite de la capacité du digesteur, qui pourrait finalement s'avérer être un élément limitant. Dans ce type de projet, il est donc important **d'anticiper et de quantifier au mieux, dès la phase de conception, les futurs gisements**.

Ce projet porté initialement par les services techniques a été très rapidement soutenu et porté par les élus car il répond à l'objectif d'augmenter la production d'énergies renouvelables du Plan Climat Air Energie Territorial de Valence Romans Agglo.



Station d'épuration de Bourges Plus © Yannick Pirot



PROCESSUS DE MÉTHANISATION

La digestion anaérobie

La méthanisation est un procédé biologique de dégradation par des bactéries de la matière organique qui, en l'absence d'oxygène, va principalement transformer certaines de ses fractions en deux molécules carbonées : le dioxyde de carbone (CO_2) et le méthane (CH_4).

En France, sur STEU, elle s'opère principalement dans des cuves fonctionnant comme des réacteurs « infiniment mélangés » en culture libre et pour des siccités de l'ordre de 5 à 10 % de matières sèches. Le contenu du digesteur est maintenu homogène par brassage mécanique régulier, brassage au gaz ou par recirculation d'une partie des boues.

Les paramètres principaux influant sur les performances sont les suivants :

- > la température ;
- > le temps de séjour hydraulique ;
- > le pH ;
- > le brassage ;
- > présence de facteurs d'inhibition (oxygène, ammoniac, chlorure de sodium, cuivre, chrome, nickel...).

En fonction de la charge à traiter, des réacteurs peuvent être installés en parallèle ou en série. Le fonctionnement en parallèle est favorisé lorsque la charge à traiter est importante (cf. graphiques suivants). La mise en place de digesteurs en série permet d'augmenter la production biogaz.

Un digesteur peut opérer selon deux régimes :

- > en mésophile à 37°C ;
- > en thermophile à 55°C.

Le fonctionnement en thermophile a l'avantage de réduire le temps de séjour et le volume du digesteur, la cinétique de dégradation biologique étant augmentée avec la hausse de la température. Cependant ce régime nécessite une consommation énergétique plus importante que le mésophile pour couvrir ses besoins en chauffage (cf. « Le chauffage des digesteurs » pour les conditions réglementaires associées, partie 3).

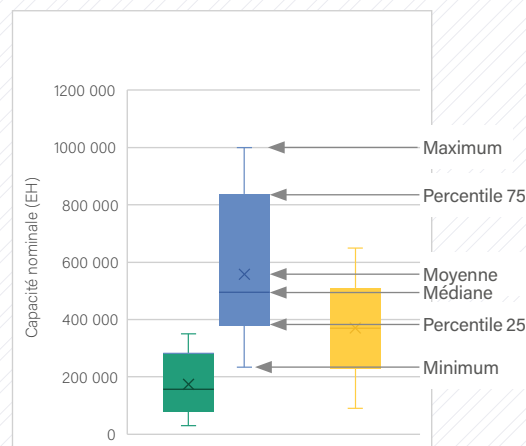
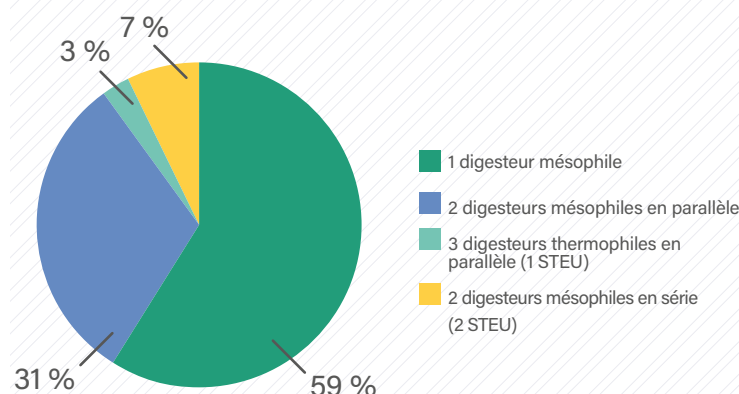


Dans la pratique

LE FONCTIONNEMENT MÉSOPHILE EST LE CAS MAJORITAIREMENT RENCONTRÉ. LE FONCTIONNEMENT EN THERMOPHILE A L'AVANTAGE DE RÉDUIRE LES TEMPS DE SÉJOUR ET LE VOLUME DU DIGESTEUR D'ENVIRON 40 %. LES BOUES SORTANTES SONT PLUS DIFFICILEMENT DÉSHYDRATABLES ET PEUVENT NéCESSITER D'Augmenter la consommation de polymère de façon conséquente pour une même siccité cible. Ainsi, le fonctionnement THERMOPHILE EST PLUTÔT RÉSERVÉ À DES CONTEXTES PARTICULIERS QU'IL CONVIENT D'ANALYSER AU CAS PAR CAS.

Sur la base des retours de différents maîtres d'ouvrage partagés dans le cadre de ce REX, sur 29 stations, la répartition des configurations de digestion selon la capacité nominale est représentée ci-dessous :

Répartition des configurations de digestion selon la taille des STEU



Stations d'épuration munies d'un unique digesteur mésophile :

- > STEU d'Albi
- > STEU d'Angers
- > STEU d'Aubenas
- > STEU de Bourges
- > STEU de Cluses
- > STEU de Cubzac
- > STEU de la Feyssine
- > STEU de Fréjus
- > STEU de la Teste-de-Buch
- > STEU des Mureaux
- > STEU de Mont-de-Marsan
- > STEU de Nantes
- > STEU de Perpignan
- > STEU de Quimper
- > STEU de Scientrier
- > STEU de Sète
- > STEU de Valence

Stations d'épuration munie de deux digesteurs mésophiles en parallèle :

- > STEU d'Annecy
- > STEU de Nancy
- > STEU de Bonneuil-en-France
- > STEU de Saint-Etienne
- > STEU du Mans
- > STEU de Strasbourg
- > STEU de Mulhouse
- > STEU de Toulouse

Stations d'épuration munie de deux digesteurs mésophiles en série :

- > STEU d'Arenthon
- > STEU de Grenoble
- > STEU de Clermont-Ferrand

La mise en place de **deux digesteurs mésophiles en parallèle** pour les STEU de plus de 400 000 EH est une tendance qui ressort de cette enquête.

Annecy - Sila - ©Suez

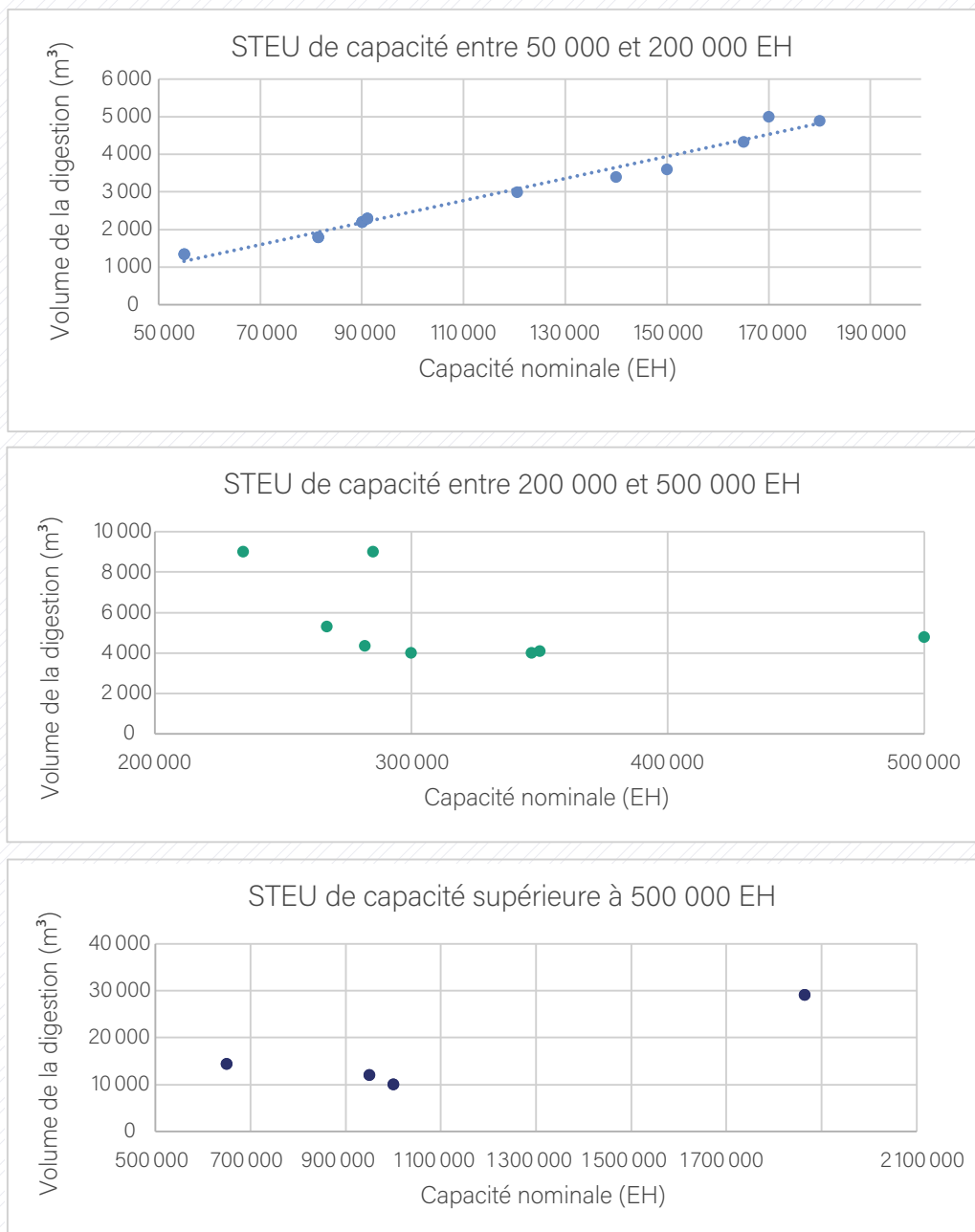


La STEU d'Annecy (234 500 EH) est la STEU de plus petite capacité disposant de 2 digesteurs mésophiles en parallèle. Ces digesteurs ont été conçus pour évoluer, à terme, en fonctionnement thermophile.

Éléments de dimensionnement

Le questionnaire envoyé aux maîtres d'ouvrage a permis de rassembler des données sur les volumes de dimensionnement de la digestion.

Les graphiques ci-dessous représentent le volume total (dans le cas où plusieurs digesteurs sont en place) de la digestion en fonction des capacités nominales des STEU, par tranche de taille :



Les fourchettes sont synthétisées ci-dessous :

Capacité nominale (EH)	Volume de digestion (m³)
50 000 - 200 000	1 000 - 5 000
200 000 - 500 000	4 000 - 9 000
500 000	10 000 - 30 000

Dans cette étude, 2 STEUE présentent des capacités nominales inférieures à 50 000 EH (STEUE de Cubzac et STEUE d'Aubenas). Elles disposent d'un volume de digestion compris entre 1 000 et 2 000 m³.

Pour celles comprises entre 50 000 et 200 000 EH, le volume augmente corrélativement avec la capacité.

Pour les STEUE de plus grande capacité, le volume augmente par palier.

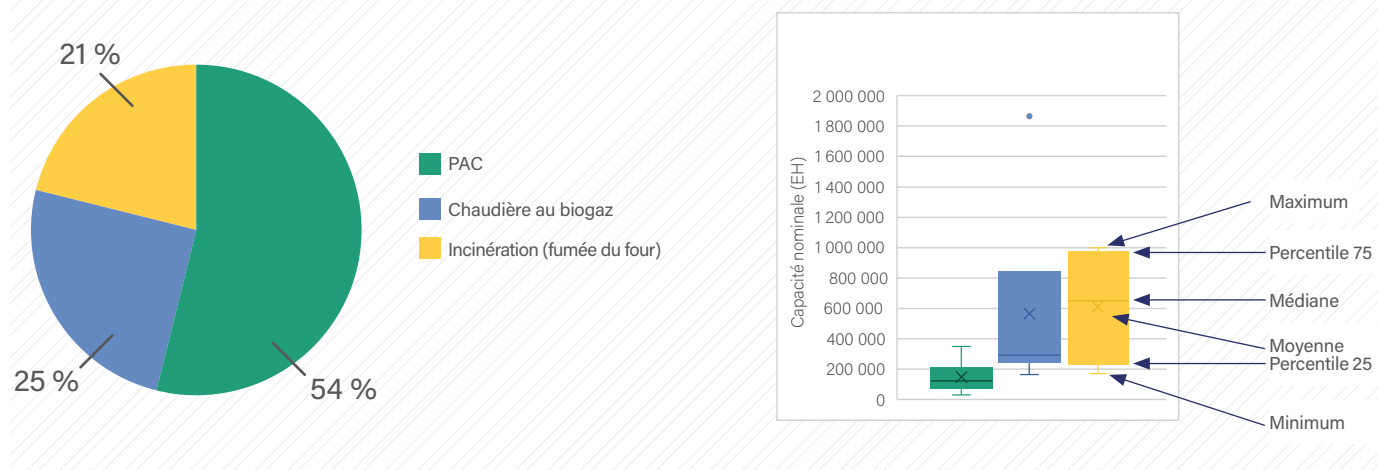
NB : La STEUE ayant une capacité de 500 000 EH avec un volume de digestion de 4 800 m³ dispose d'un traitement amont des boues par hydrolyse thermique qui permet d'optimiser le volume de la digestion.

Le chauffage des digesteurs

Concernant le mode de chauffage, le digesteur peut être chauffé par une pompe à chaleur ou par une chaudière alimentée en biogaz. Les STEU équipées de four d'incinération peuvent également récupérer la chaleur des fumées du four pour chauffer le digesteur. Dans ce cas une chaudière biogaz peut être installée en secours.

Dans le cadre de la consultation des maîtres d'ouvrage des STEU, sur 24 stations, la répartition des modes de chauffage principaux selon la capacité nominale est représentée ci-dessous :

Répartition des modes de chauffage sur les STEU de l'enquête



Les pompes à chaleur sont généralement mises en place sur des STEU de plus petite capacité (STEU d'Albi, STEU d'Aubenas, STEU de la Teste-de-Buch, entre autres). Pour les STEU de capacité **supérieure à 200 000 EH**, le chauffage est généralement assuré par une **chaudière biogaz** (STEU de Bonneuil-en-France, STEU de la Feyssine, STEU de Quimper, STEU de Sète, entre autres).

La récupération de la chaleur des fumées (STEU de Grenoble, STEU de Saint-Etienne, STEU de Strasbourg, STEU de Toulouse et STEU de Valence) dépend plutôt du contexte de la STEU, en fonction de l'existence, ou non, d'un incinérateur de boues préexistant sur site.



Le temps de séjour

Le temps de séjour moyen des boues (temps de rétention hydraulique) est un des paramètres principaux de dimensionnement d'un digesteur. Il est généralement de l'ordre de **20 à 30 jours² pour des digesteurs mésophiles**, ce qui permet d'optimiser les performances du digesteur en production de biogaz et le volume du digesteur.

Le temps de séjour appliqué dépend :

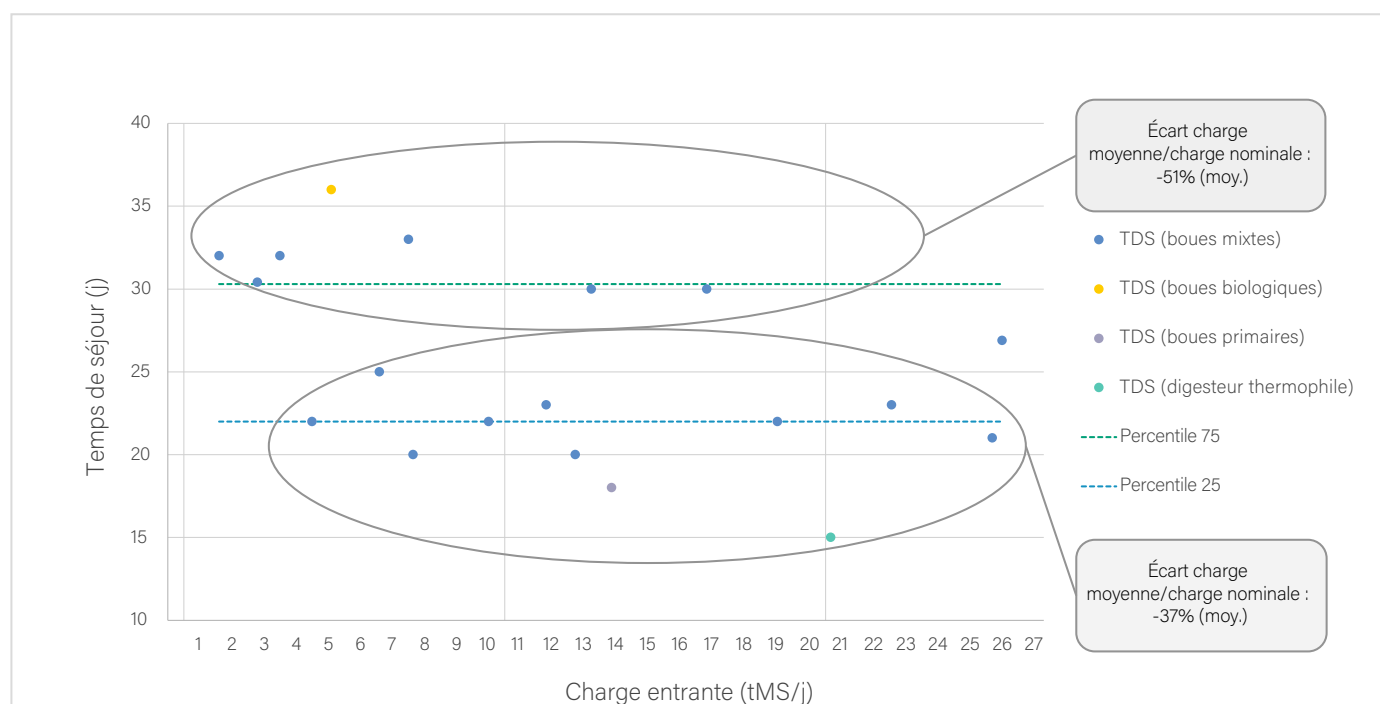
- > de la **température de digestion** : le régime thermophile permet de dégrader plus rapidement la matière organique et donc de réduire le temps de séjour ;
- > du **type de boues en entrée** : la composition des boues biologiques les rend plus difficilement fermentescibles

que les boues primaires, des temps de séjour plus longs sont donc nécessaires ;

- > de **l'écart entre la charge actuelle et la charge nominale** : pour les stations éloignées de leur capacité nominale, la production de boues est inférieure à celle prévue lors du dimensionnement du digesteur, les temps de séjour se retrouvent donc supérieurs afin d'atteindre les performances de production biogaz.

Ces tendances sont confirmées sur les 19 STEU pour lesquelles les données sont disponibles, et cela quelle que soit la taille de l'installation (cf. graphique ci-dessous).

Répartition du temps de séjour (TDS) selon la charge entrante



L'abattement de la matière

La matière sèche (MS) correspond à l'ensemble des matières organiques et minérales en suspension, ainsi que les sels dissous.

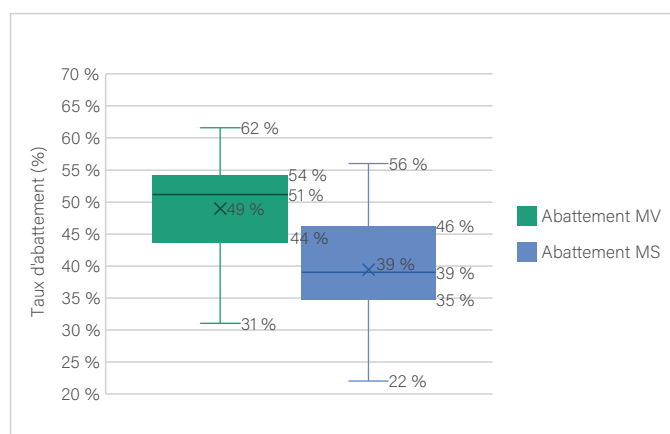
La matière volatile (MV) correspond à la fraction biodégradable de la matière sèche, laquelle est transformée en biogaz. La fraction de MV donne une estimation de la matière organique présente dans la matière sèche. Les matières volatiles représentent en moyenne 70 à 80 % de la matière sèche pour les boues primaires sèches et 50 % de la matière sèche pour des boues digérées.

Usuellement, un abattement moyen de la matière volatile de 55 % et de 40 % pour la matière sèche est considéré³.

Dans le cadre de l'enquête réalisée, la **valeur médiane d'abattement est de 51 % pour la matière volatile et de 39 % pour la matière sèche** (cf. figure ci-après).

2 et 3. « La digestion anaérobie des boues urbaines – État des lieux, état de l'art », Solagro (2001)

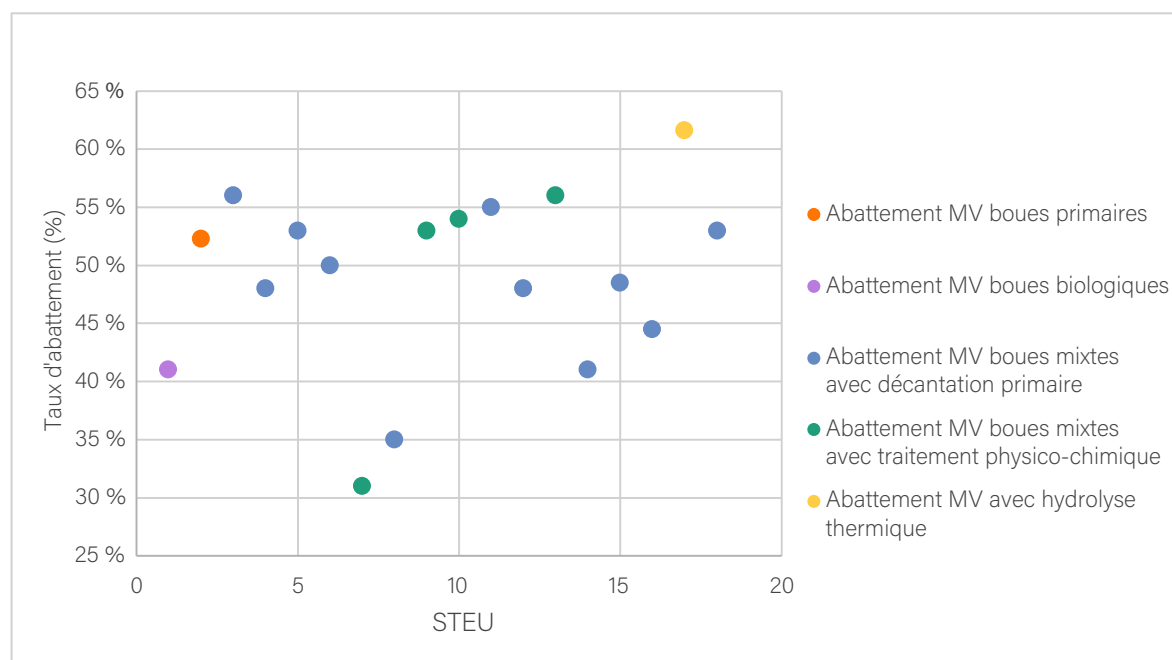
Taux d'abattement des MV et MS par la digestion sur les STEU de l'enquête



Les valeurs peuvent cependant varier en fonction du type de boues méthanisées (primaires, biologiques, mixtes) et des étapes de prétraitement subies en amont.

La répartition des valeurs de taux d'abattement en fonction du type d'intrants et de prétraitement est représentée ci-dessous. En moyenne, la digestion de **boues mixtes et primaires présente un taux d'abattement supérieur** à celui d'une digestion de boues biologiques. Le **maximum d'abattement** est observé sur une STEU disposant d'une **hydrolyse thermique en amont** qui permet de faciliter l'accès à la matière par les bactéries présentes dans le digesteur et améliore donc sa dégradation.

Valeur d'abattement de la matière volatile sur les STEU de l'enquête



Les retours des exploitants sur la digestion – incidents principaux ?

La consultation des maîtres d'ouvrage et de leurs exploitants a permis d'identifier les incidents principaux, survenant sur plusieurs STEU.



Des problèmes de **moussage** apparaissent lors de surcharges ponctuelles non maîtrisées.



Pannes diverses :
agitateur du digesteur, pompes...



Un dépôt important de **struvite et de calcite** a conduit à l'obstruction de la conduite d'extraction.



La présence de **struvite** a empêché la fermeture complète d'une vanne ce qui a entraîné une vidange partielle du digesteur.



Dans la pratique

DIMINUER LES RISQUES DE MOUSSAGE

AFIN DE LIMITER LA NÉCESSITÉ DE RECOURIR À DES MESURES CURATIVES EN EXPLOITATION DE TYPE INJECTION D'ANTI-MOUSSE, L'ENSEMBLE DES LEVIERS D'ACTIONS DOIVENT ÊTRE ÉTUDIÉS EN AMONT EN PHASE CONCEPTION, CONSTRUCTION ET MISE EN SERVICE : EFFICIENCE DU BRASSAGE, LIMITATION DES RISQUES D'ENSABLEMENT PAR TAMISAGE FIN AMONT DIGESTION, LIMITATION DES RISQUES DE FLOTTANTS À LA SURFACE DU DIGESTAT (ÉLIMINATION PAR DÉFILASSAGE/TAMISAGE EN AMONT), ÉLIMINATION DES FILAMENTEUSES SUR LES BASSINS DE BOUES ACTIVÉES AMONT, LIMITATION DU TAUX DE MATIÈRES SÈCHES /DE LA VISCOSITÉ DU MÉLANGE À DIGÉRER, LIMITATION DE LA CHARGE ORGANIQUE APPLIQUÉE, LIMITATION DE L'AJOUT DE BOUES TRÈS FERMENTÉES, OPTIMISATION DE LA RATION EN CAS D'APPORTS EXTERNES...

DIMINUER LES RISQUES DE PRECIPITATION DE STRUVITE

LA FORMATION DE STRUVITE EST FAVORISÉE DANS LES CONDUITES DE DIGESTATS AVAL MÉTHANISATION DU FAIT DE CONDITIONS PROPICES (FLUX RICHE EN P ET N, MILIEU ALCALIN PH>8).

AFIN DE LIMITER LA NÉCESSITÉ DE RECOURIR À DES MESURES CURATIVES EN EXPLOITATION DE TYPE INJECTION DE SOLUTIONS CHIMIQUES COÛTEUSES, L'ENSEMBLE DES LEVIERS D'ACTIONS DOIVENT ÊTRE ÉTUDIÉS EN AMONT EN PHASE CONCEPTION : MINIMISER LES CONDITIONS DE STRIPPING DU CO₂ FAVORISANT L'AUGMENTATION DU PH (LIMITER LES ZONES DE TURBULENCE, LES CASCADES AINSI QUE LES OUVRAGES CONFINÉS), PRÉVOIR DES CONDUITES ACCESSIBLES, DÉMONTABLES SIMPLEMENT ET L'ENSEMBLE DES PIQUAGES PERMETTANT LE PASSAGE DE FURETS HAUTE PRESSION.

GESTION DU DIGESTAT

La déshydratation du digestat

Afin de diminuer les coûts de traitement, le volume de boues digérées est réduit par **déshydratation**. Les technologies de déshydratation les plus communément utilisées sont la centrifugation, la filtration sur filtre-presse ou les presses à vis.

La **centrifugation** est la technologie majoritairement mise en place par les maîtres d'ouvrage des STEU de l'enquête.

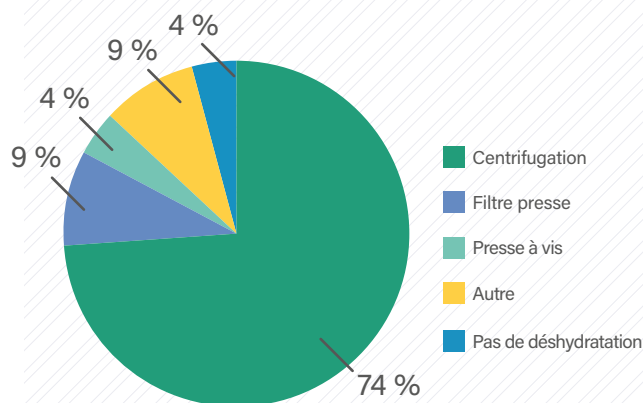
Les procédés « Autre » correspondent à des associations de plusieurs technologies : égouttage + centrifugation ou centrifugation + filtre-presse.

Les voies de valorisation

Après déshydratation, les boues digérées peuvent, dans l'ordre de la hiérarchie des déchets définie par la directive du 19 novembre 2008 (directive n°2008/98/CE, article 4), être :

- > utilisées comme **amendement organique** et participer ainsi à la reconstitution de l'humus des sols. Elles peuvent être épandues directement, ou être au préalable chaulées, compostées ou séchées (cf. « L'encadrement réglementaire de la filière pour consulter la réglementation applicable » partie 2) ;

Répartition des technologies de déshydratation en place sur les STEU concernées



Pour approfondir

LE DOCUMENT « LA VALORISATION DES BOUES D'ÉPURATION », RÉDIGÉ PAR LE SYPREA (SYNDICAT DES PROFESSIONNELS DU RECYCLAGE PAR VALORISATION AGRONOMIQUE) ABORDE LE SUJET DU RETOUR AUX SOLS DES BOUES ET DES ENJEUX ASSOCIÉS.

- > **valorisées thermiquement** soit via une incinération dédiée de boues, soit en co-incinération avec les ordures ménagères, moyennant un taux de matières sèches a minima entre 30 et 60 %. Les incinérateurs de boues sont soumis à la rubrique ICPE 2771 ;
- > **enfouies** en installation de stockage des déchets, après chaulage ou compostage. Cette solution est à envisager uniquement dans le cas où les boues sont polluées et considérées comme un déchet ultime. Elles doivent alors contenir au moins 30 % de matière sèche (arrêté du 09/09/97 modifié le 19/01/06).

Le mode de valorisation des boues peut cependant dépendre :

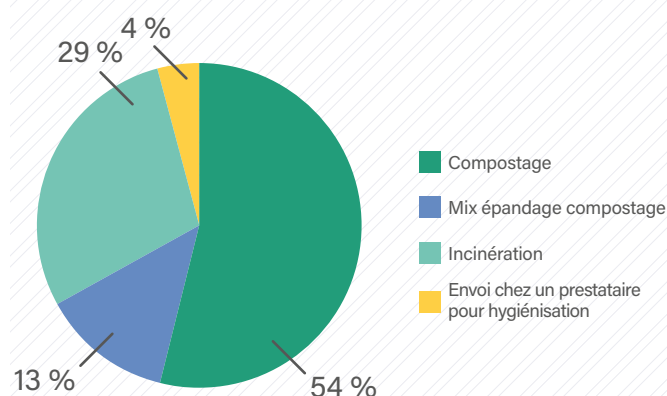
- > du contexte régional : possibilité de valorisation agricole, centres de traitement à proximité, contraintes locales (accessibilité, zone protégée...) ;
- > des contraintes propres au site d'exploitation et à la filière de traitement en place ;

- > de la qualité des boues dans le cas où elles pourraient être impropres à la valorisation agricole.

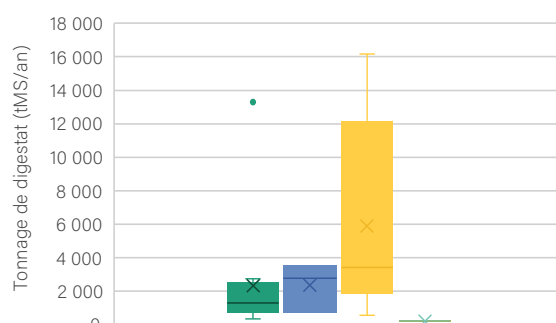
Concernant les maîtres d'ouvrage des STEU de l'enquête, ceux disposant de tonnages à traiter **inférieurs à 3 000 tMS/an ont privilégié un envoi en compostage** ou bien une répartition de l'ordre de 50-50 entre l'épandage et le compostage. À noter que cette étude concerne la filière en place sur l'année 2022 et que l'arrêté durcissant les modalités d'épandage pendant la période Covid-19 a été abrogé début 2023.

Les maîtres d'ouvrage de STEU traitant des volumes importants de digestat, ou bien disposant d'une unité d'incinération antérieure à la mise en service de la digestion, envoient directement les boues en incinération. La plupart prévoient cependant un envoi en compostage pendant les périodes d'arrêt de l'incinérateur.

Répartition des voies de gestion du digestat en place sur les STEU concernées



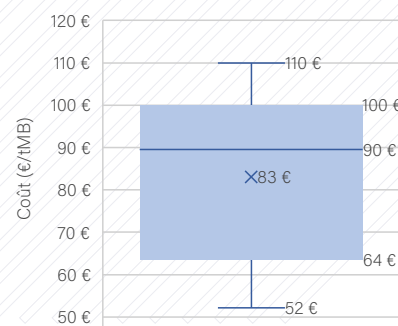
Répartition des voie de gestion du digestat selon le tonnage de digestat



Coût du traitement par compostage du digestat

Concernant les coûts associés à ces voies de valorisation, l'enquête réalisée a permis de collecter plusieurs valeurs de **coûts de compostage rapportés à la tonne de matière brute** qui sont réparties selon le graphique suivant. À noter que ces valeurs ne tiennent cependant **pas compte du coût de transport** des boues vers la parcelle de compostage, coût qui peut varier en moyenne entre 10 à 25 cts€/tMB/km⁴.

Le **retour au sol est la voie de valorisation la moins onéreuse** et donc la plus utilisée pour les boues : en 2021, 73 % des boues étaient envoyées en recyclage agricole (épandage ou compostage)⁵. Une moyenne de 159 €/tMB est observée dans le cadre de ce REX pour le traitement thermique (valeur sur 2 STEU) du digestat.



4. « Les stations d'épuration urbaines qui injectent du biométhane », GRDF (2019)

5. « La valorisation des boues d'épuration - Un enjeu collectif pour demain », Syprea (2021)

Gestion des retours en tête

En sortie de déshydratation, la phase liquide issue de cette étape, appelée **centrat ou filtrat**, est renvoyée en tête de la filière eau. Cet effluent est **chargé en phosphore et en azote** du fait des conditions de dégradation de la matière organique au sein du digesteur en milieu anaérobie.

Les valeurs types de charges supplémentaires apportées à la filière eau par retour en tête du centrat sont répertoriées ci-dessous⁶:

Paramètre	Pourcentage des retours en tête
Débit	6 – 10 %
DBO5	5 – 30 %
MES	2 – 17 %
NTK	15 – 25 %
P	1 – 10 %

En revanche, le REX a montré que les caractéristiques de cet effluent sont peu suivies en exploitation des STEU.

Sur 21 STEU :

- > 2 STEU disposent d'un traitement spécifique d'abattement du phosphore en injectant du chlorure ferrique ;
- > 2 STEU disposent d'un traitement spécifique d'abattement de l'azote : une via la technologie Cleargreen™ (réacteur biologique séquentiel dit SBR) et une via la technologie ANITA™ Mox (réacteur à biofilm à lit mobile dit MBBR) ;
- > sur 1 STEU l'abattement du phosphore et de l'azote est assuré par l'injection de méthanol, de chlorure d'aluminium et de carbonate ;
- > sur 1 STEU un bassin de lissage est en place afin de tamponner le débit à renvoyer en tête de station.

Des technologies de récupération et valorisation de ces nutriments ont été, ou sont en train, d'être développées à l'échelle industrielle. Elles permettent alors de valoriser en engrais le phosphore, sous forme de struvite, ou l'azote, sous forme de sulfate d'ammonium. Ces technologies sont présentées dans le chapitre 6 de ce guide.

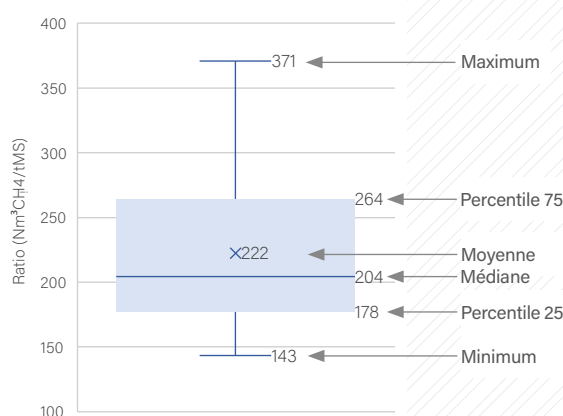
VALORISATION DU BIOGAZ

La production biogaz

La production de biogaz étant liée à la dégradation des matières volatiles contenues dans la matière sèche, il est possible d'estimer le volume de méthane produit en fonction des intrants digérés, très majoritairement des boues dans le cadre de ce REX.

Ce ratio est susceptible de varier en fonction des caractéristiques de la digestion (température, temps de séjour, ...).

Ratio de production de méthane en digestion par tonne de boues en MS



Des valeurs médianes et moyennes de ratio peuvent cependant être définies à partir des données recueillies dans le cadre de la consultation. Ces valeurs sont rapportées dans le graphe ci-dessus.

Ces valeurs corroborent les valeurs de référence de productivité méthane indiquées dans la littérature :

en Nm ³ CH ₄ /tMS	Minimum	Moyenne	Maximum
État de l'art ⁷	120	225	320
REX sur les STEU	143	204	371

⁶et ⁷ 7. « La digestion anaérobie des boues urbaines – État des lieux, état de l'art », Solagro (2001)

Le traitement et l'épuration du biogaz

Le biogaz issu de la méthanisation des boues est principalement constitué de méthane combustible (CH_4 , 65 % environ) et de gaz carbonique inerte (CO_2 , 35 %). D'autres gaz peuvent venir s'ajouter de façon minoritaire dans la composition du biogaz : l'hydrogène (H_2) et le sulfure d'hydrogène (H_2S , < 0,5 %).

Dans le cadre du REX, la **teneur moyenne en CH_4 dans le biogaz est de 62 % et celle de CO_2 de 35 %**.

Le biogaz en sortie du digesteur est envoyé et stocké vers un **gazomètre** qui peut être à cloche, à membrane souple constitué par une double membrane ou en sphère sous pression (pour les stations les plus importantes).

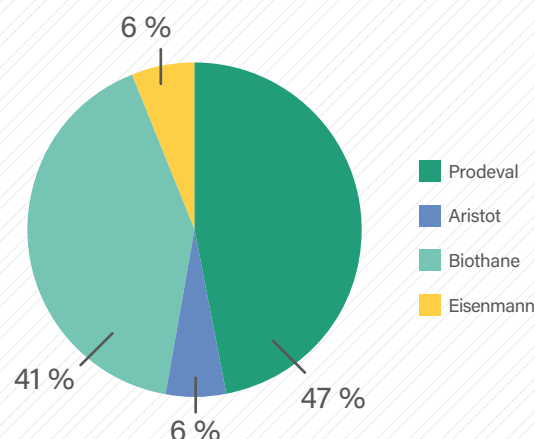
Afin de pouvoir être injecté dans le réseau gaz, le biogaz doit d'abord être épuré. L'épuration peut se faire par :

- > **séparation membranaire** : les matériaux des membranes laissent passer le CO_2 et retiennent le CH_4 ;
- > **lavage à l'eau** : cette technique est basée sur la plus forte solubilité du CO_2 dans l'eau et dans les solvants organiques par rapport au CH_4 . Le CO_2 est donc emporté par le solvant et il ne reste dans la phase gazeuse que le CH_4 ;
- > **lavage aux amines** : le CO_2 s'absorbe physiquement dans le liquide de lavage puis réagit avec les amines ;
- > **adsorption par variation de pression - Pressure Swing Adsorption (PSA)** : le CO_2 s'adsorbe dans les composants solides de la colonne à haute pression et se désorbe à basse pression ;
- > **cryogénie (distillation à froid)** : abaissements successifs de la température jusqu'à la production de

CO_2 liquide et de biométhane liquéfié (technique GTS) ou anti-sublimation du CO_2 qui produit du CO_2 liquide et du biométhane gazeux.

L'intégralité des maîtres d'ouvrage consultés ont indiqué disposer d'une épuration du biogaz par **séparation membranaire**. Cette technologie a l'avantage de ne nécessiter **aucun réactif et offre des rendements épuratoires importants** : entre 70 et 99,8 % selon les constructeurs. En moyenne, tout constructeur confondu, le rendement de l'épuration par séparation membranaire est de 91 % sur les STEU concernées par le REX. Les différents constructeurs de module de séparation membranaire en place sur les STEU consultées se répartissent comme suivant, en nombre d'installations traitées :

Répartition des constructeurs de technologie de séparation membranaire pour l'épuration du biogaz



Dans la pratique

LE CLUB BIOGAZ DE L'ATEE PUBLIE CHAQUE ANNÉE UN « ANNUAIRE DES ACTEURS DU BIOGAZ » REGROUPANT LES DIFFÉRENTS ACTEURS POUR LA PRODUCTION ET LA VALORISATION DU BIOGAZ MAIS AUSSI POUR L'EXPLOITATION ET LE SUIVI. CE GUIDE EST DISPONIBLE EN LIGNE.

Afin de pouvoir être injecté dans le réseau gaz, le biométhane doit être odorisé par du THT (Tétrahydrothiophène) et présenter des caractéristiques physico-chimiques conformes aux limites de qualité en vigueur⁸ :

Caractéristiques	Spécification
Pouvoir Calorifique Supérieur (conditions de combustion 0°C et 1,01325 bar)	Gaz de type H : 10,7 à 12,8 kWh/m ³ Gaz de type B : 9,5 à 10,5 kWh/m ³
Indice de Wobbe (conditions de combustion 0°C et 1,01325 bar)	Gaz de type H : 13,64 à 15,7 kWh/m ³ Gaz de type B : 12,01 à 13,06 kWh/m ³
Densité	Entre 0,555 et 0,7
Point de rosée eau	Inférieur à -5°C à la Pression Maximale de Service du réseau en aval du Raccordement
Teneur en soufre H ₂ S + COS	< 5 mgS/m ³
Teneur en CO ₂	< 2,5 %
Teneur en soufre total	< 30 mgS/m ³
Teneur en soufre mercaptique	< 6 mgS/m ³
Point de rosée hydrocarbures	Inférieur à -2° C de 1 à 70 bar
Teneur en Hg	< 1 ug/m ³
Teneur en Cl	< 1 mg/m ³
Teneur en F	< 10 mg/m ³
Teneur en H ₂	< 6 %
Teneur en CO	< 2 %
Teneur en NH ₃	< 3 mg/m ³ (n)
Teneur en poussières	< 5 mg/m ³
Impuretés	Gaz pouvant être transporté, stocké et commercialisé sans subir de traitement supplémentaire à l'entrée du réseau
Teneur en siloxane	< 5 mg/m ³

Les retours d'exploitation sur l'épuration du biogaz

En moyenne, la **disponibilité annuelle de l'unité d'épuration est de 93 %**. En cas d'indisponibilité, le biogaz produit est torché.

Différentes causes d'arrêt ont été relevées auprès des exploitants, la plus récurrente étant la maintenance préventive. Pour les STEU ayant eu des arrêts uniquement pour maintenance, sans autre incident particulier, le taux de disponibilité moyen s'élève alors à 97 % sur une année.

Les autres témoignages rapportent des incidents variés :



Pannes diverses :
compresseur, appareil de mesure...



Problème de **condensation**
sur canalisation gaz
(présence d'eau dans le gaz)



Maintenance sur l'étape de prétraitement du biogaz (avant membrane) : fréquence élevée de saturation en H₂S des charbons actifs

8. « Contrat relatif à l'injection de biométhane dans le réseau de distribution de gaz - Conditions générales » GRDF (janvier 2022)

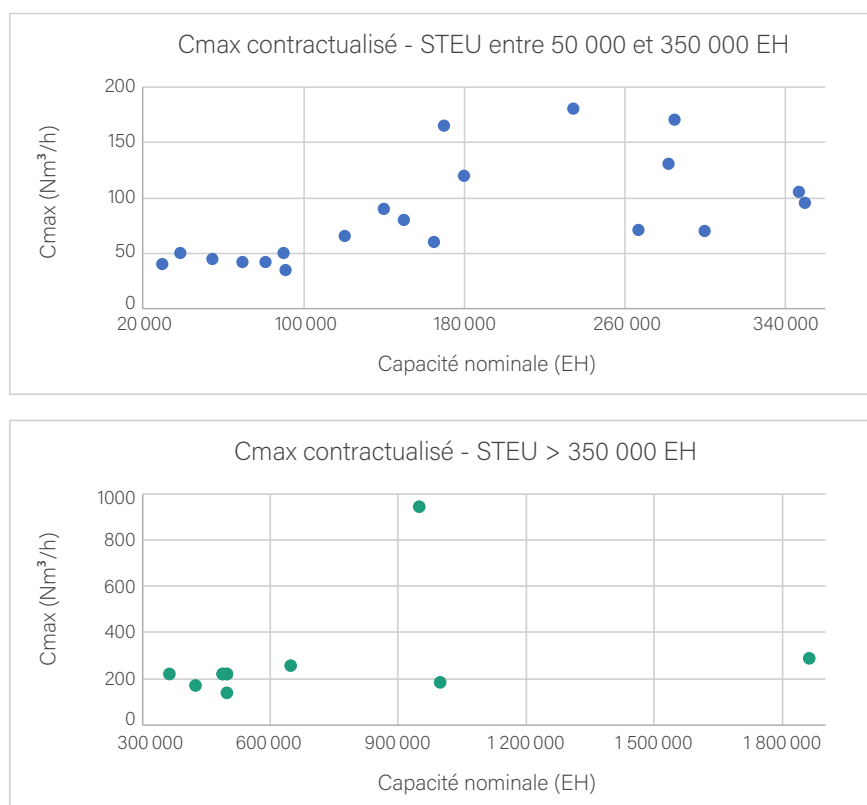
INJECTION DU BIOMÉTHANE

Estimer sa capacité de production

Chaque producteur déclare en préfecture une « **capacité maximale de production** » (**Cmax**) qui conditionne le tarif minimum auquel va être acheté son biométhane selon un mécanisme de soutien au développement de la filière permise par l'Etat depuis 2011.

L'arrêté du 10 juin 2023 permet, y compris sur les unités déjà en injection, d'annualiser la Cmax. On parlera d'ailleurs de **production moyenne annualisée**. Cette mesure permet aux producteurs de biométhane de répartir leur volume de production sur une année entière et donc de mieux gérer la saisonnalité et les éventuels arrêts de l'unité d'injection (maintenances, pannes...).

Les valeurs de Cmax contractuels ont été compilées pour 29 STEU.



Dans la pratique

LA RÉGLEMENTATION SUR LE TARIF D'ACHAT ENTRÉE EN VIGUEUR EN 2023 FAIT DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE UN PARAMÈTRE CLÉ DANS LA CONCEPTION D'UN PROJET D'INJECTION BIOMÉTHANE. IL DOIT ÊTRE ÉTUDIÉ DE MANIÈRE À GARANTIR UN ÉQUILIBRE ENTRE LES RECETTES LIÉES AU VOLUME DE BIOMÉTHANE INJECTÉ ET LES POTENTIELLES DÉCOTES DU TARIF D'ACHAT LIÉ À LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE.

Capacité réelle, variabilité et taux de disponibilité

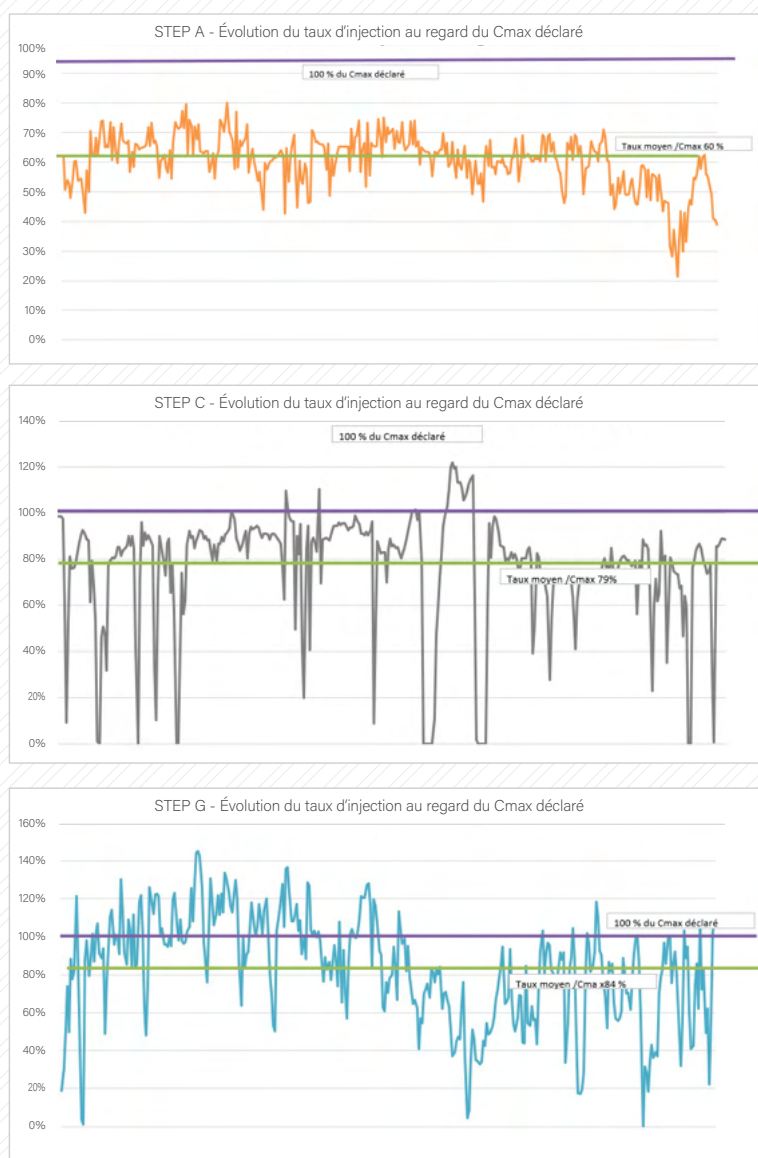
L'analyse des données a été réalisée sur 34 stations d'épuration dont 25 sur au moins une année complète (année 2022).

Il peut être rappelé que l'ensemble des stations d'épuration dont les données ont été analysées sont en injection sur la base d'un contrat tarifaire « 2011 » (ouvert au STEU en 2014).

Poste d'injection GRDF de la STEP de Marseille - ©SUEZ



À titre d'exemple, les graphiques ci-dessous représentent des **profils type** du débit réel d'injection de biométhane relevé sur station d'épuration, par comparaison au Cmax déclaré.



Le taux de charge moyen des 34 sites considérés est de 63 % avec un maximum de 123 % et un minimum de 11 %. Le tableau ci-dessous présente la répartition selon la fourchette de Cmax déclaré :

Nombre de STEU concernées	Cmax Nm ³ /h	Taux utilisation moyenne de la Cmax
6	< 50	43 %
16	Entre 50 et 100	65 %
11	>100	75 %



Taux de charge moyen de

63 %

en conditions normales de fonctionnement

Globalement un projet de méthanisation engagé par une collectivité suppose une **projection des charges à traiter au regard des perspectives de développement de l'agglomération** à 10, 20 ou 30 ans, ainsi le Cmax déclaré est une projection de ce qui devrait être produit à des échéances de long terme. Cela est particulièrement vrai lorsqu'il s'agit d'intégrer les investissements d'un méthaniseur ainsi le Cmax déclaré est une projection de ce qui devrait être produit à des échéances de long terme.

Les stations d'épuration sont le plus souvent implantées dans des zones urbaines avec des consommations en

gaz significatives, la contrainte sur la disponibilité de l'injection est donc moindre.

En cas de doute, il est conseillé de se rapprocher du gestionnaire de réseau gaz pour évaluer avec pertinence la valeur de Cmax à déclarer et ainsi optimiser au plus juste et ainsi optimiser le business plan du projet.

Par ailleurs, on notera une **variabilité des débits journaliers injectés**. En cause principale identifiée, l'extraction non continue des boues et de fait une alimentation variable du digesteur.



Dans la pratique

AFIN D'ÉVITER DE TROP GRANDES VARIABILITÉS DE L'INJECTION, L'IMPACT DE LA CAPACITÉ DE STOCKAGE TAMPON DES BOUES SUR LA PRODUCTION BIOGAZ DOIT ÊTRE PRIS EN COMPTE DÈS SON DIMENSIONNEMENT.

PLUS GÉNÉRALEMENT, LES INTERDÉPENDANCES ENTRE LA FILE EAU ET LA FILE BOUES DOIVENT ÊTRE PRISES EN COMPTE DÈS LA CONCEPTION D'UN PROJET DE MÉTHANISATION AVEC INJECTION AFIN DE SATISFAIRE NON SEULEMENT LES PERFORMANCES DE REJETS MAIS ÉGALEMENT DES PERFORMANCES DE PRODUCTION BIOMÉTHANE.

On notera que sur l'ensemble des sites au démarrage, constat est fait d'une prise en main et d'une stabilisation du système de production entre 1 à 3 mois.

Montée en charge moyenne

1 à 3 MOIS

PERFORMANCES DE L'INJECTION ET PARAMÈTRES DE SUIVI

Le PCS (Pouvoir Calorifique Supérieur = énergie contenue dans chaque m³ de biométhane)

Les 34 STEU citées injectent en zone de Gaz H⁹, pour laquelle la valeur du **PCS doit être comprise entre 10,7 et 12,8 kWh/Nm³** selon les spécifications gaz de GRDF.

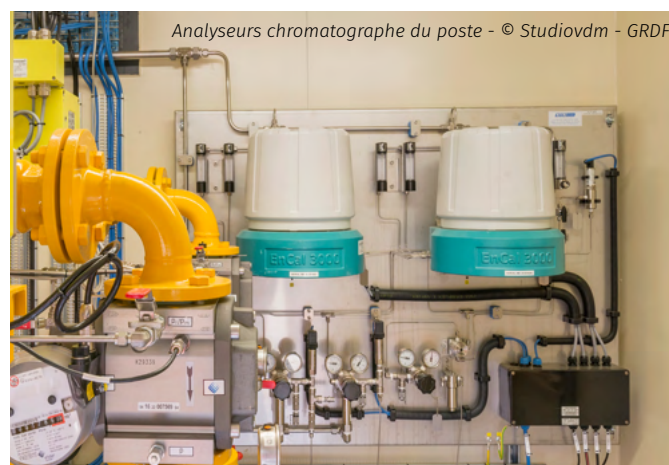
La moyenne des PCS du biométhane des 34 STEU est de :

34 STEU	PCS kWh/Nm ³
Moyenne	10,85
Min	10,59
Max	11
Écart-type	0,08

On remarquera une très faible variabilité des valeurs mesurées du PCS, qui révèle une très bonne efficacité des unités d'épuration en place.

Autres paramètres de suivi qualité du biométhane

Les contrôles de qualité du biométhane sont **mesurés en « continu » dans le poste d'injection** (toutes les minutes environ) et ponctuellement à des rythmes variables (mensuels, trimestriels, semestriels) par des prélèvements et analyses effectués par un laboratoire.



PCS MOYEN

10,85 kWh/Nm³

9. Le gaz B se distingue par sa teneur élevée en azote qui le rend plus « pauvre » (d'où son nom de gaz B pour « Bas pouvoir calorifique »). Il provient essentiellement des Pays Bas et il est distribué dans le nord de la France. Le gaz H (H pour « Haut pouvoir calorifique ») est distribué sur le reste du territoire et provient principalement de la mer du Nord, de la Russie, l'Algérie...

Les paramètres analysés en bilans ponctuels sont les suivants :

Composés recherchés	Seuils	Valeur mesurée moyenne	Statut de l'analyse
Cl-	< 1 mg/Nm ³	< 1 mg/Nm ³	conforme
F-	< 10 mg/Nm ³	< 10 mg/Nm ³	conforme
Hg	< 1000 mg/Nm ³	1 ng/Nm ³	conforme
NH ₃	< 3 mg/Nm ³	0,02 mg/m ³	conforme
Soufre mercaptique	< 6mg/Nm ³	< 6mg/Nm ³	conforme
CO	< 2 %	< 0,0001 %	conforme
H ₂	< 6 %	< 0,01 %	conforme

La qualité du gaz est conforme aux seuils requis avant injection pour l'ensemble des résultats des bilans réalisés sur 34 STEU.

Sur l'ensemble des mesures SPOT analysées sur l'année 2022, seule une non-conformité sur le paramètre chlorures est constatée, expliquée vraisemblablement par le déversement d'effluents industriels contenant des composés chlorés. À fin 2022, plus aucun dépassement n'a été constaté sur ce paramètre.

Disponibilité des postes d'injection

Les situations pour lesquelles le débit d'injection est nul correspondent principalement à :

- > une défaillance de la chaîne de production/épuration ;
- > une défaillance du poste d'injection (odorisation, mécanique, contrôle de la qualité du biométhane, automate) prise en compte par le « taux de disponibilité » précisé dans le contrat avec l'opérateur gazier, de 97 % pour le poste d'injection en-deçà duquel des compensations financières sont prévues ;
- > une coupure d'alimentation électrique ;
- > la période « d'observation » qui suit une interruption de l'injection avant la réouverture de la vanne d'injection (par exemple pour non-conformité de la qualité du biométhane) ;
- > à des périodes d'autoconsommation du biogaz ponctuelles qui rendent le débit à injecter insuffisant ou nul.

L'indisponibilité d'un poste est calculée comme la durée pendant laquelle le poste n'injecte pas alors qu'il le devrait : c'est la durée totale des coupures d'injection pour lesquelles les paramètres mesurés en entrée de poste (qualité du gaz, température, pression, débit) sont conformes aux exigences contractuelles (contrat d'injection – conditions particulières).

Dans la présente analyse, nous prenons en compte dans l'indisponibilité du gestionnaire de réseau gaz :

- > les défauts des analyseurs dans le poste : chromatographes (pannes, manque de gaz vecteur...), capteurs divers... ;
- > les problèmes d'odorisation (panne, odorisation hors des spécifications) lorsqu'elle est sous la responsabilité du gestionnaire de réseau gaz ;
- > le temps de « stabilisation » de la qualité du biométhane après une non-conformité imputable au gestionnaire de réseau gaz (période imposée contractuellement par le gestionnaire de réseau gaz entre le moment où le gaz est redevenu conforme et l'ouverture de la vanne d'injection).

Ne sont pas prises comme des indisponibilités du gestionnaire de réseau gaz :

- > les interventions programmées portées à connaissance du gestionnaire de réseau gaz ;
- > les coupures d'injection qui résultent du périmètre producteur (épuration et file boue amont) ;
- > les coupures d'injection qui résultent de l'odorisation au périmètre du producteur ou de non-conformité d'odorisation au périmètre du gestionnaire de réseau gaz pour des débits effectif < 40 Nm³/h temporaire ou prolongée.

Les 34 postes d’injection installés sont pourvus d’un système d’odorisation inclut au périmètre du gestionnaire de réseau gaz.

Les moyenne des disponibilités des postes à l’injection et en régime de fonctionnement stabilisé sont les suivantes :

	Nombre de sites concernés	Période de fonctionnement considérée	Taux moyen de disponibilité du poste calculé	Min	Max
GRDF	34	Moyenne sur 12 mois	99,18 %	97,5 %	99,9 %
RGDS	2	Moyenne sur 12 mois	98,75 %	indisponible	indisponible

Pour le cas de GRDF, principal distributeur du réseau gaz français et pour les STEU ici concernées, les périodes de non-injection sont essentiellement liées à des non-conformités sur le dosage THT et de mesures chromatographe. Les gestionnaires de réseau gaz œuvre pour améliorer l’exploitation de ces postes sur la régulation du dosage THT et la régulation de pression réseau.



Poste d’injection de la STEU de Perpignan- © Jean-Baptiste Chaix - GRDF



L'ODORISATION

POUR LE CAS DE GRDF, PRINCIPAL DISTRIBUTEUR DU RÉSEAU DE GAZ FRANÇAIS ET POUR LES STEU ICI CONCERNÉES :

IL EST PRÉCISÉ QUE L'OFFRE DE GRDF EN MATIÈRE D'ODORISATION EST ACTUELLEMENT CONÇUE POUR DES INJECTIONS D'UN DÉBIT MINIMAL DE 40 NM³/H. CETTE LIMITE EST LIÉE À DES CONTRAINTES TECHNIQUES DU SYSTÈME D'ODORISATION INSTALLÉ SUR LES POSTES D'INJECTION, NON PRÉVU POUR DES DÉBITS < 40 NM³/H.

AUSSI, SI LA CMAX DE L'INSTALLATION DE PRODUCTION EST INFÉRIEURE À 40 NM³/H, GRDF, PRINCIPAL OPÉRATEUR DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION, N'ASSURERA PAS LA PRESTATION D'ODORISATION, LE PRODUCTEUR DEVRA RECOURIR À UN AUTRE PRESTATAIRE. SI LA CMAX DE L'INSTALLATION DE PRODUCTION EST SUPÉRIEURE À 40 NM³/H ET QUE LE PRODUCTEUR CHOISIT DE CONFIER À GRDF LA PRESTATION D'ODORISATION, IL EST PRÉCISÉ QUE DÈS LORS QUE LE DÉBIT D'INJECTION EST, DE MANIÈRE TEMPORAIRE OU PROLONGÉE, INFÉRIEUR À 40 NM³/H, TOUT ARRÊT D'INJECTION LIÉ À UN DYSFONCTIONNEMENT DU SYSTÈME D'ODORISATION NE SERAIT PAS PRIS EN COMPTE DANS LE CALCUL DU TAUX D'INDISPONIBILITÉ DU POSTE D'INJECTION DÉCRIT DANS L'ARTICLE 7.3 DES CONDITIONS GÉNÉRALES.

Les retours d'exploitation

Hormis les arrêts de l'unité d'injection pour maintenance, les causes d'arrêt suivantes ont été mentionnées par les maîtres d'ouvrage et/ou exploitants des STEU :



Défaut sur le poste
d'odorisation,
difficultés de dosage
du THT



Dysfonctionnement
ou panne au niveau
du **skid d'injection**



Dysfonctionnement
sur l'**instrumentation**
de l'**analyse** du
biométhane



**Non-conformité
du biométhane :**
présence d'azote,
de H₂S, de chlorures
de vinyle liée à une
pollution externe

Les maîtres d'ouvrage des STEU de l'enquête ont également été interrogés sur les avantages et enjeux identifiés pendant la mise en place ou l'exploitation de l'unité d'injection du biométhane :



Les avantages de l'injection

- Complexité faible, automatisation de l'exploitation
- Valorisation financière simple de la quasi-totalité du méthane produit
- Certains mois, équilibre entre le kWh électrique consommé et le kWhPCS biométhane injecté
- Rendement élevé, pas de perte liée à une transformation de l'énergie
- Inscription dans une économie circulaire avec une production d'énergie en circuit-court



Les enjeux de l'injection

- Coûts fixes liés au fonctionnement et à la location du module d'injection du gestionnaire de réseau gaz (indépendamment du débit)
- Nécessité d'établir un contrat de SAV fiable
- Trouver une voie de valorisation du CO₂ pour diminuer l'empreinte carbone de la station



04

STRUCTURATION
ET GESTION
D'UN PROJET DE
MÉTHANISATION
AVEC INJECTION

CHOISIR LA STRUCTURE JURIDIQUE DE PORTAGE

En France, les communes forment des coopérations pour gérer en commun, entre autres, l'assainissement local. Les compétences obligatoires en matière de service public d'assainissement au titre de l'assainissement collectif sont les missions de contrôle des raccordements au réseau public de collecte, de transport et d'épuration des eaux usées, ainsi que d'élimination des boues produites.

La coopération intercommunale « se fonde sur la libre volonté des communes d'élaborer des projets communs de développement au sein de périmètres de solidarité » (article L5210-1 du code général des collectivités territoriales). Chaque coopération est mise en œuvre au sein d'Etablissements Publics de Coopération Intercommunale (EPCI). Toute création d'EPCI requiert un arrêté préfectoral soumis à l'accord des communes.

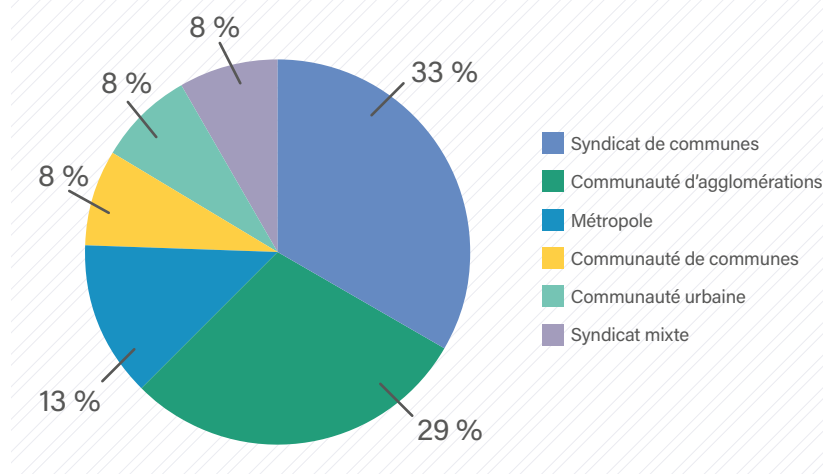
Les différentes catégories d'EPCI, par ordre croissant de taille de populations, sont les suivantes :

- > les syndicats de communes (EPCI sans fiscalité propre) ;
- > les communautés de communes (EPCI à fiscalité propre) ;
- > les communautés d'agglomérations (EPCI à fiscalité propre) ;
- > les communautés urbaines (EPCI à fiscalité propre) ;
- > les métropoles (EPCI à fiscalité propre).

Il existe également des syndicats mixtes qui sont des établissements publics de coopération locale.

Concernant les maîtres d'ouvrage des stations de l'enquête, la répartition du mode d'intercommunalités sur 24 STEU est la suivante :

Répartition des structures juridiques de MOA



GESTION CONTRACTUELLE DES TRAVAUX

Il existe deux catégories de contrats en matière de commande publique : les marchés publics et les contrats de concession.

Concernant les marchés publics de travaux, il existe différents types de marchés avec leurs spécificités propres :

- > **les marchés de travaux** : ils recouvrent la réalisation d'ouvrages, de travaux du bâtiment et de génie civil ;

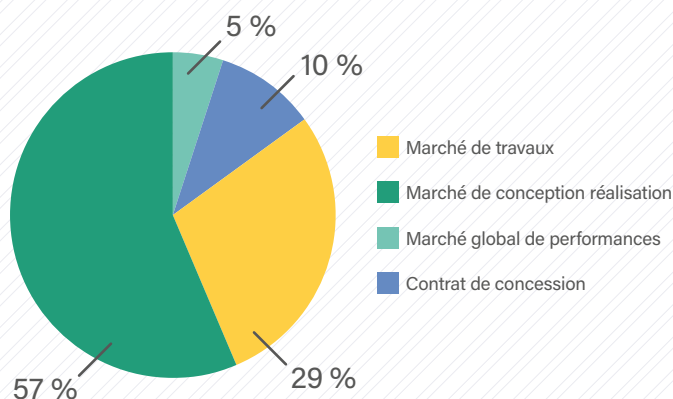
- > **les marchés de conception-réalisation** : ils permettent aux maîtres d'ouvrage de confier à une entreprise, ou groupement d'entreprises, la réalisation des études (conception) et l'exécution des travaux (réalisation) ;
- > **les marchés globaux de performances (MGP)** : ils permettent d'intégrer l'exploitation ou la maintenance à la réalisation, ou la conception-réalisation, en fixant des objectifs chiffrés de performances. Les constructeurs doivent alors s'engager sur des critères fixés dans le cadre du marché. Ces critères peuvent s'appliquer sur les niveaux de rejets, les rendements de chaque équipement, la qualité des boues, la valorisation énergétique, etc..

Dans le cadre de ces marchés publics de travaux, **l'investissement est porté par le maître d'ouvrage public.**

Un contrat de concession permet également à un maître d'ouvrage de confier à une entreprise la gestion de travaux ou de service mais pour une durée limitée et avec une rémunération liée aux recettes d'exploitation du service. Pour un service public, on parle de **délégation de service public (DSP)**. Dans le cadre d'un contrat de concession, l'investissement est **porté par le concessionnaire qui est rémunéré via les recettes d'exploitation**. Dans des cas plus rares de contrat de DSP, l'investissement est porté directement par la collectivité en tout ou partie.

Sur 21 maîtres d'ouvrage ayant procédé à la construction d'une unité de méthanisation et d'une unité d'épuration du biogaz, la répartition est la suivante :

Répartition du type de contrat de travaux pour la construction de la méthanisation et épuration du biogaz



La grande majorité des maîtres d'ouvrage interrogés dans le cadre de cette étude ont recouru au **marché de conception-réalisation**.



Pour approfondir

POUR PLUS DE DÉTAILS SUR LES MARCHÉS DE CONCEPTION-RÉALISATION, LA MISSION INTERMINISTÉRIELLE POUR LA QUALITÉ DES CONSTRUCTIONS PUBLIQUES (MIQCP) A ÉLABORÉ LE GUIDE « CONCEPTION-RÉALISATION : RECOMMANDATIONS POUR UN BON USAGE DU PROCESSUS » (2010).



Grand Lyon – La Feyssine – @Suez

Pour les maîtres d'ouvrage ayant construit l'unité d'épuration après la méthanisation, le type de contrat de travaux est le même que pour la méthanisation, à l'exception d'un maître d'ouvrage qui avait procédé à un MGP pour la méthanisation puis à un contrat de concession pour l'épuration.

GESTION CONTRACTUELLE DE L'EXPLOITATION

Différentes configurations peuvent être mises en œuvre :

- > exploitation commune de la STEU, de l'unité de méthanisation et de l'unité d'épuration ;
- > exploitation commune de la STEU et de l'unité de méthanisation, l'exploitation de l'unité d'épuration est soumise à un contrat spécifique ;
- > exploitation de la STEU et exploitation commune de la méthanisation et de l'unité d'épuration.

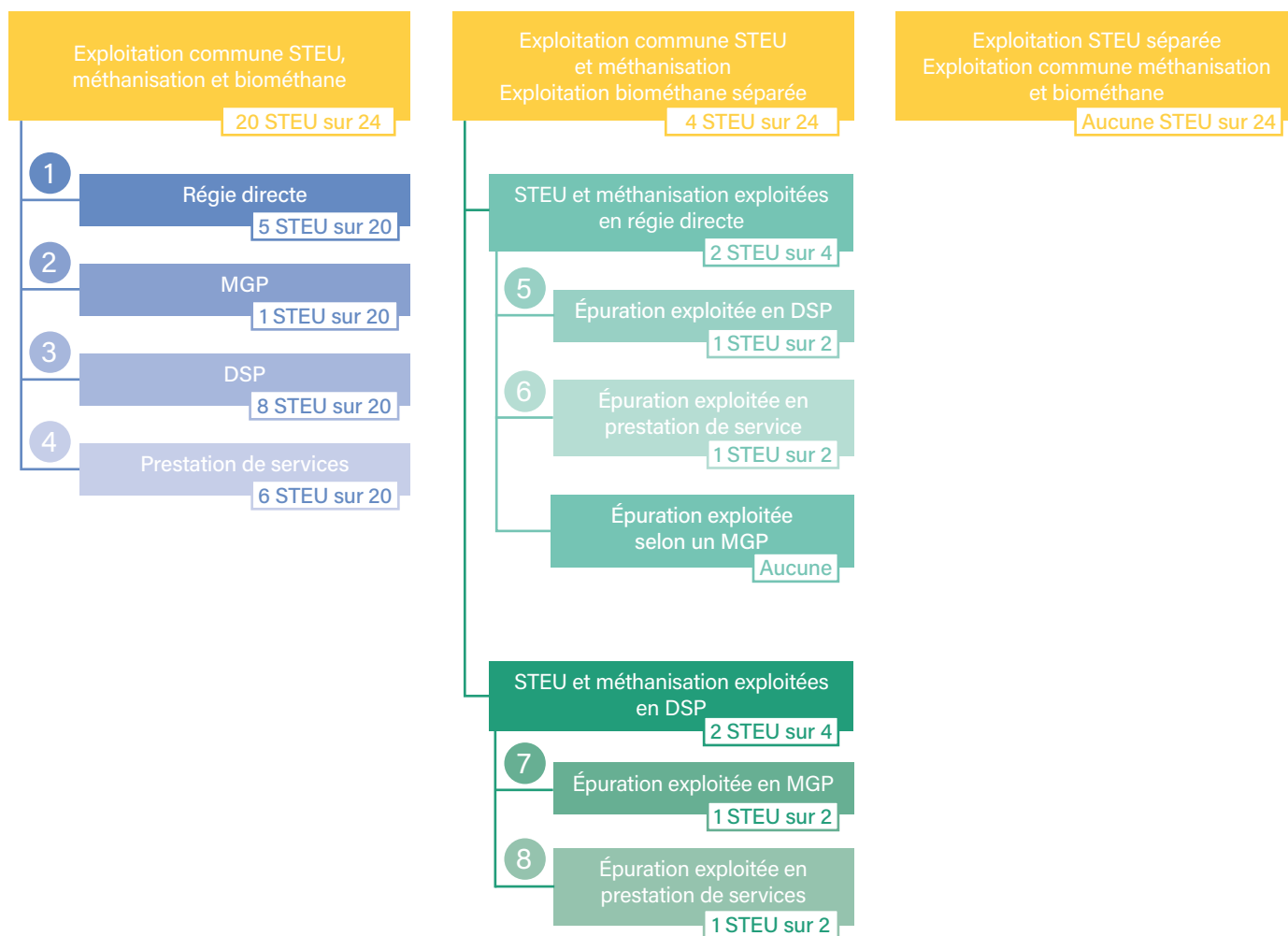
Les modes d'exploitation peuvent alors être assurés, pour les différents cas de figure :

- > **en régie** : la collectivité assure l'exploitation ;
- > **en délégation de service public (DSP)** : la gestion est confiée à un tiers par le biais d'une concession ;
- > **en marché global de performances (MGP)** : la gestion est confiée à un tiers et est soumise à l'atteinte d'objectifs de performances fixés ;

> **en prestation de services** : les différentes prestations d'exploitation sont confiées à un tiers.

L'usine d'épuration, la méthanisation et la production biométhane sont étroitement liées. La mise en place de contrats d'exploitation dissociés usine d'épuration et/ou méthanisation et/ou production biométhane nécessite une **définition précise des interfaces contractuelles** entre les différents intervenants afin d'assurer un bon fonctionnement de l'ensemble de la chaîne et l'atteinte des objectifs et garanties (impact des retours en tête sur la file eau, qualité et quantité de biométhane produit directement dépendant des boues produites, gestion du biométhane non conforme, dialogue entre les différentes parties, automatismes, report d'information...). La gestion des interfaces peut s'avérer complexe et impacter la performance de l'installation. Les contrats d'exploitation dissociés sont généralement liés à des cas de méthanisation existante où un exploitant est déjà en place pour l'usine d'épuration et la méthanisation et où la production biométhane a fait l'objet d'un marché indépendant de travaux avec exploitation.

L'organisation contractuelle mise en place par les maîtres d'ouvrage des STEU de l'enquête est répartie comme suit :



CAS 1

- > STEU d'Albi
- > STEU d'Annecy
- > STEU de Bourges
- > STEU de Mont-de-Marsan
- > STEU de Scientrier

CAS 2

- > STEU d'Angers

CAS 3

- > STEU de Cubzac
- > STEU de Fréjus
- > STEU de la Teste-de-Buch
- > STEU de Marseille
- > STEU de Perpignan
- > STEU de Sète
- > STEU de Toulouse
- > STEU de Valence

CAS 4

- > STEU d'Arenthon
- > STEU de Bonneuil-en-France
- > STEU de la Feyssine
- > STEU des Mureaux
- > STEU de Nantes
- > STEU de Saint-Etienne

CAS 5

- > STEU de Grenoble

CAS 6

- > STEU d'Aubenas

CAS 7

- > STEU de Quimper

CAS 8

- > STEU de Strasbourg

**Zoom sur****LA CONTRACTUALISATION EN CAS DE MUTUALISATION D'INTRANTS**

DANS LE CAS OU LA STATION ACCEPTERAIT DES BOUES PROVENANT D'UNE AUTRE STATION, OU ENVERRAIT SES BOUES VERS UNE AUTRE STATION, UNE CONVENTION D'APPORT DOIT ÊTRE ÉTABLIE ENTRE LES MAÎTRES D'OUVRAGE. CETTE CONVENTION DÉFINIT, ENTRE AUTRES, DES ENGAGEMENTS DE QUANTITÉ ET DE QUALITÉ DES BOUES, LES ÉVENTUELLES MODALITÉS DE GESTION DES BOUES, LE TRAITEMENT FINANCIER ET LA DURÉE DE LA CONVENTION.

GESTION CONTRACTUELLE DE L'INJECTION BIOMÉTHANE**Contrats de raccordement et d'injection**

Le **poste d'injection est loué au gestionnaire de réseau** (GRDF, Teréga, R-GDS, GRTgaz...). C'est le **gestionnaire de réseau qui réalise les analyses** de conformité du biométhane injecté.

- > Le **coût de location du poste est fixe** quel que soit le débit injecté ;
- > Le coût de location du poste et les coûts des analyses sont à la charge du producteur (entité signataire des contrats de raccordement et d'injection). Ces coûts peuvent éventuellement être à la charge de l'exploitant si le contrat d'exploitation le spécifie.

Pour information, ci-dessous le lien vers le cahier des prestations GRDF :

- > <https://www.grdf.fr/institutionnel/actualite/publications/catalogue-prestations>

Afin de valider son projet de production de biométhane, le porteur de projet souscrit auprès du gestionnaire de réseau :

- > un contrat de raccordement lui permettant ainsi de raccorder son installation au réseau de gaz de sa commune ;

- > un contrat d'injection spécifiant les quantités de gaz (Cmax) ainsi que sa qualité à partir desquelles le gestionnaire de réseau s'engage à injecter le biométhane produit dans le réseau gaz concerné ;
- > un contrat d'achat auprès du fournisseur de son choix en charge de racheter le biométhane produit (cf. « Dispositifs de soutien en exploitation » partie 5).

À titre d'exemple, les contrats types d'injection établis avec GRDF sont consultables ici :

- > **pour les conditions générales :**
<https://projet-methanisation.grdf.fr/cms-assets/2023/06/GRDF-Contrat-dinjection-Conditions-Generales-Juillet-23-3.pdf>
- > **pour les conditions particulières :**
<https://projet-methanisation.grdf.fr/cms-assets/2023/06/GRDF-Contrat-dinjection-Conditions-Particulieres-Juillet-23-SPECIMEN.pdf>

05

COÛTS ET
FINANCEMENT

ESTIMER LES COÛTS ET LES GAINS

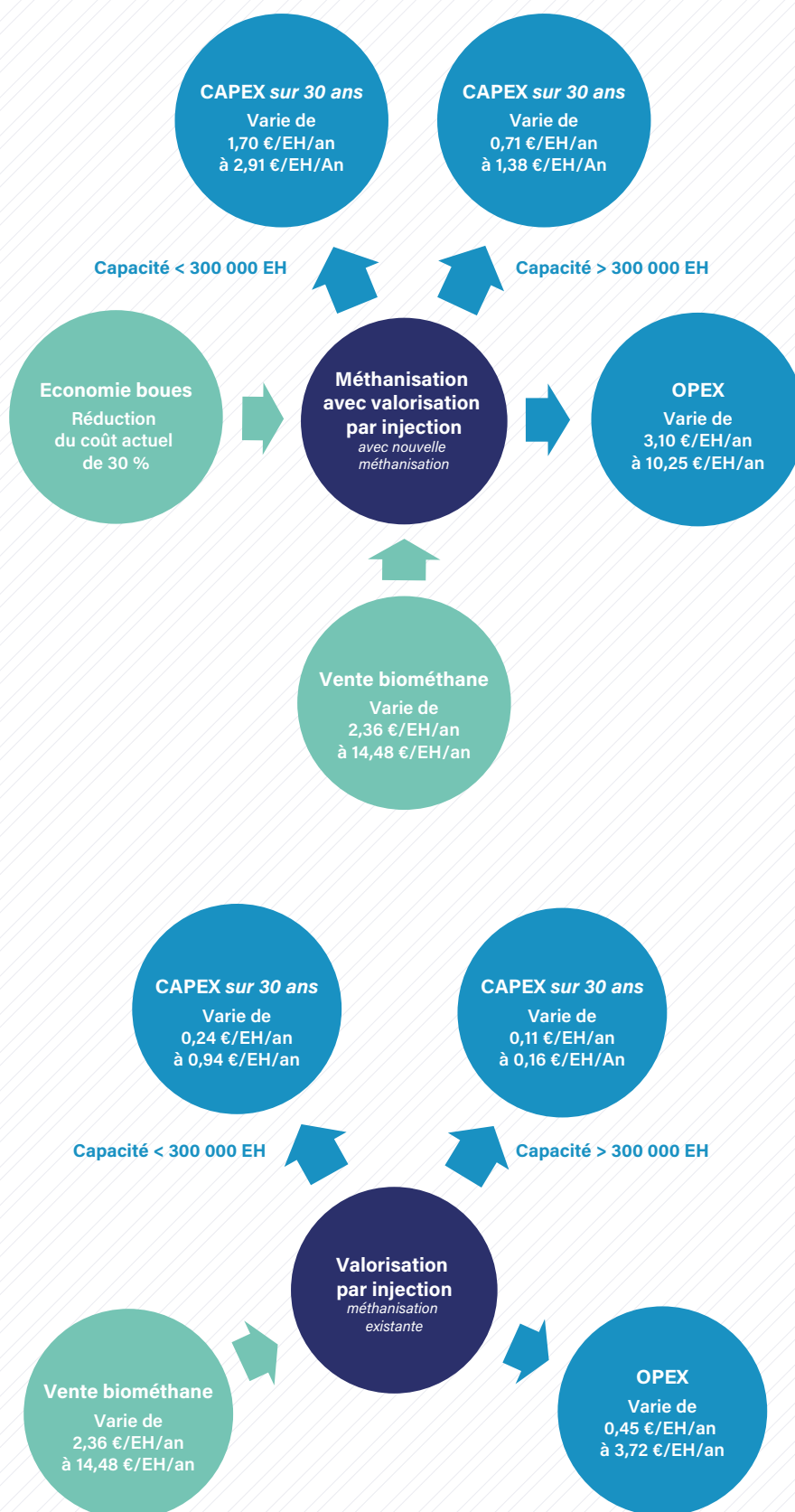
Les données recueillies auprès des maîtres d'ouvrage des STEU ont permis d'estimer les coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX).

Deux cas de figure ont été distingués :

- > cas d'un projet de construction d'une unité de méthanisation avec valorisation du biométhane par injection ;
- > cas d'un projet de construction d'une unité de valorisation sur une station disposant déjà d'une méthanisation.

À noter, dans la lecture des graphiques suivants que :

- > les coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) sont respectivement rapportés à une **capacité nominale apparente** et à une **capacité moyenne apparente** qui intègrent, le cas échéant, les **apports de boues extérieurs** ;
- > les coûts d'investissement ont été rapportés à une durée de **30 ans** ;
- > les coûts d'exploitation intègrent :
 - | la main d'œuvre ;
 - | les réactifs ;
 - | l'énergie ;
 - | la maintenance et le renouvellement ;
 - | l'évacuation des boues.
- > il s'agit de coûts indiqués à date de la signature des marchés correspondants, donc de **coûts non actualisés**, en particulier pour les coûts d'investissement. De plus, ils sont susceptibles d'évoluer selon le contexte ;
- > concernant les coûts d'investissement, les **valeurs maximales de ratio (en €/EH/an) correspondent aux stations de plus petite capacité** et les **valeurs minimales aux stations de plus grande capacité** ;
- > les méthodes de comptage présentes actuellement sur les stations ne permettent pas (ou très rarement) aux maîtres d'ouvrage de disposer de données rigoureuses sur les différents postes d'exploitation. Ces valeurs sont donc basées sur un **faible nombre de retours, en particulier pour les coûts d'exploitation**. Ce REX a notamment mis en évidence la **nécessité de disposer de compteurs divisionnaires de consommations, à minima par étapes de traitement**, afin de pouvoir quantifier les coûts réels en énergie et réactifs de la filière. Par ailleurs, si le suivi analytique des coûts de maintenance et de renouvellement est d'ores et déjà bien en place, un développement des **suivis sur le volet main d'œuvre apparaît nécessaire**.



TEMPS DE RETOUR SUR INVESTISSEMENT

Le temps de retour sur investissement (**TRI**) est un indicateur qui permet de mesurer le **temps nécessaire pour récupérer le montant investi** dans un projet (indicateur exprimé en année).

Dans le cadre de ce REX, une moyenne du TRI a été calculée en fonction des différents cas-type de projets :

	TRI moyen
Projet de méthanisation avec valorisation par injection	7,3 à 15,7 ans
Projet de valorisation par injection (méthanisation existante)	4,7 à 9,7 ans
Projet méthanisation et valorisation dans le cadre d'une refonte globale de la STEU	9,2 à 23,5 ans

Ce REX regroupe une grande variété de projets en termes de taille d'unité, de mode d'évacuation des boues, de mode d'exploitation, de mode de financement (notamment aides), de mutualisation ou non.

Les temps de retour peuvent rester significatifs sur de petits projets non mutualisés, avec faible niveau d'aides et une évacuation de boues peu onéreuse en épandage.

Il n'en reste pas moins qu'en l'état actuel des connaissances sur les différentes installations, pour les projets de mise en place de valorisation de l'injection avec ou sans construction d'une unité de méthanisation, **le temps de retour sur investissement est inférieur à la durée de vie des installations pour toutes les unités étudiées**. À noter que la durée de vie des installations est généralement évaluée entre 30 et 35 ans.

Actuellement, tous les projets de méthanisation en injection étudiés participent, de façon plus ou moins significative, à **équilibrer financièrement le bilan des STEU** sur lesquels ils sont implantés.

LES DISPOSITIFS DE SOUTIEN À L'INVESTISSEMENT

Afin de soutenir le financement des travaux il est possible pour les maîtres d'ouvrage de solliciter une des subventions à l'échelle européenne, nationale et régionale :

- > le FEDER (Fond Européen de Développement Régional) ;
- > l'ADEME ;
- > le Conseil Régional ;
- > les Collectivités ;
- > le Conseil Départemental ;
- > l'agence de l'eau locale.

Dans certains cas, ces aides **peuvent être cumulées** et le montant dépend de chaque cas de figure. En moyenne, le montant des subventions attribuées aux maîtres d'ouvrage concernés par ce REX représente **33 % du montant total de l'investissement**. La politique de subvention étant

très variable d'une région à une autre et d'une agence de l'eau à l'autre, il est conseillé de vous **rapprocher de votre ADEME, région et Agence de l'eau dès le début de votre réflexion**.

D'une façon générale, dans le cadre des méthanisations sur station d'épuration, l'agence de l'eau peut financer la méthanisation mais ne finance pas la production biométhane. L'ADEME de son côté finance la production biométhane mais ne finance pas la méthanisation sauf s'il s'agit d'une méthanisation à vocation territoriale.

Il est également possible de passer par des appels à projets, qui permettent d'obtenir des financements dans le cas de projets plus novateurs. En outre, la Banque des Territoires propose aux personnes publiques des prêts à long terme à taux bonifiés.



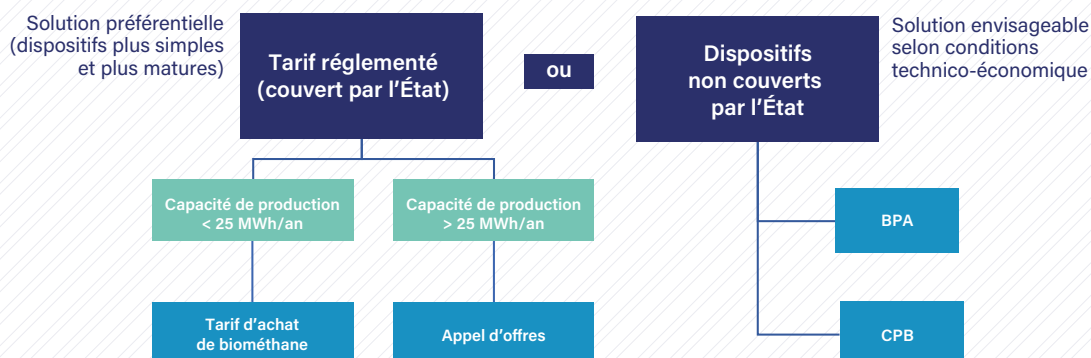
Dans la pratique

SUR LA PARTIE VALORISATION ÉNERGÉTIQUE, L'ADEME PEUT SUBVENTIONNER À HAUTEUR DE 10 % DU CAPEX (POUR UN MAXIMUM DE 600 000 €) ET LES ÉTUDES DE 50 À 70 %. L'ACCOMPAGNEMENT DE L'ADEME DANS LE CADRE D'UNE ÉTUDE DE FAISABILITÉ EST DÉTAILLÉ À L'ADRESSE SUIVANTE : [HTTPS://AGIRPOURLATRANSITION.ADEME.FR/ENTREPRISES/AIDES-FINANCIERES/2023/ETUDES-PREALABLES-A-CONSTRUCTION-DUNE-INSTALLATION-METHANISATION](https://agirpourlatransition.ademe.fr/entreprises/aides-financieres/2023/etudes-prealables-a-construction-dune-installation-methanisation)

LE NOUVEAU TARIF DE VALORISATION DU BIOMÉTHANE AUTORISE LE CUMUL TARIF D'ACHAT + SUBVENTIONS À L'INVESTISSEMENT DANS LA LIMITE D'UN TAUX DE RENTABILITÉ INTERNE INFÉRIEUR À 10 %.

LES DISPOSITIFS DE SOUTIEN EN EXPLOITATION

Les dispositifs de soutien et de développement de projets de méthanisation de boues d'épuration pour les fournisseurs sont, selon la capacité de production biométhane, les suivants :



Zoom sur : le tarif d'achat biométhane (mécanisme d'achat couvert par l'État pour les unités de capacité de production inférieure à 25 GWh/an)

Ce dispositif dit « Tarif d'achat en guichet ouvert » assure au producteur de vendre, à **un tarif garanti fixé par arrêté et pour une durée de 15 ans**, le biométhane produit par son installation à un fournisseur de gaz de son choix. Le fournisseur revend la molécule de gaz aux clients consommateurs selon le prix du marché du gaz naturel. Le surcoût de son achat est compensé par l'Etat dans le cadre tarifaire réglementé, via la Caisse des Dépôts et de Consignation.

Ce tarif d'achat en guichet ouvert n'est permis **que pour les nouveaux projets** de méthanisation et d'injection biométhane, à savoir pour les installations de production dont aucun des éléments principaux nécessaires à la production, l'épuration et le stockage du biogaz ou permettant la valorisation énergétique d'une production n'a jamais servi au moment de la signature du contrat d'achat.

Le tarif d'achat en guichet ouvert a vu le jour via l'arrêté tarifaire du 23/11/2011, qui a été élargi à la production de biométhane à partir des stations d'épuration en 2014.

Les coefficients K et L sont utilisés pour fixer puis actualiser le tarif d'un contrat de biométhane au moment de sa signature puis chaque trimestre, en lien avec la production annuelle prévisionnelle et l'inflation. Pour plus de détails sur ces coefficients, se référer au texte en vigueur.

Il a ensuite fait l'objet d'évolution à deux reprises :

- > une première révision par un nouvel arrêté du 23/11/2020 impliquant une baisse des tarifs applicables;
- > une deuxième par le dernier **arrêté du 10 juin 2023** actuellement en vigueur. Lien vers le dernier arrêté en vigueur : [arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel](#) - Légifrance (legifrance.gouv.fr)

Ce nouvel arrêté prévoit :

- > une **revalorisation des tarifs et une évolution favorable de leur formule d'indexation** (prise en compte de l'inflation des prix de l'énergie et actualisation deux fois par an). La simulation tarifaire ci-dessous considère des projets de méthanisation de boues à 100 % sur la base de 4 dimensionnements de production de biométhane pour des installations bénéficiant d'une aide Ademe sur la valorisation énergétique. Elle présente les tarifs révisés au 1er janvier 2024 avec la formule d'indexation proposée dans l'arrêté du 10 juin 2023 en fonction de la date de signature des contrats d'achat de biométhane.

Taille de l'installations/ Date de signature	Novembre 2015	Novembre 2021	Novembre 2023
K	1,04	0,98	1,31
L au 01/01/2024	1,27	1,17	0,99
42 Nm3/h (4 GWh/an)	177 €/MWh	158 €/MWh	186 €/MWh
95 Nm3/h (9 GWh/an)	164 €/MWh	143 €/MWh	169 €/MWh
190 Nm3/h (18 GWh/an)	135 €/MWh	117 €/MWh	136 €/MWh
270 Nm3/h (25 GWh/an)	111 €/MWh	100 €/MWh	115 €/MWh

- > une nouvelle **prime à l'autoconsommation de biogaz** pour les besoins de pasteurisation, d'hygiénisation et/ou prétraitement des intrants. L'utilisation d'énergies fossiles pour ces activités est par ailleurs interdite. Cette prime vise à réduire et maîtriser l'efficacité énergétique des sites de méthanisation. **Cette prime ne concerne pas l'autoconsommation pour le chauffage des digesteurs ;**
- > un système de **contrôle de l'efficacité énergétique** de l'installation affectant le tarif d'achat via un ratio de consommation énergétique (RCE). Cette mesure prend la forme d'un malus appliqué au tarif d'achat pour les unités de production de biométhane (étapes de prétraitement amont de la digestion, digestion et son chauffage et valorisation du biogaz) ayant **une consommation électrique supérieure à 15 % de leur production énergétique** (valeur maximale du ratio $E_{\text{max}} : 0,15 \frac{\text{MWh, électricité tirée du réseau}}{\text{MWh, biométhane injecté}}$).

L'impact de ce malus est progressif : au-delà de 25 % (RCE > 0.25) de consommation d'énergie, le tarif d'achat est divisé par

deux. L'énergie soutirée au réseau dans le cas d'une **production locale d'électricité (énergie renouvelable sur le site) peut être déduite.**



Périmètre réglementaire

L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DES INSTALLATIONS

- ACTUELLEMENT, DANS LES PRATIQUES D'EXPLOITATION D'UNE STATION D'ÉPURATION, IL EXISTE RAREMENT DES COMPTEURS ÉLECTRIQUES DÉDIÉS POUR CHAQUE ÉQUIPEMENT. ILS SONT LE PLUS SOUVENT MIS EN PLACE PAR LOT D'ÉQUIPEMENTS. EXTRAIRE LA CONSOMMATION PROPRE DES ÉQUIPEMENTS RELATIFS AUX FONCTIONS DE L'UNITÉ DE MÉTHANISATION N'EST DONC PAS AISÉ ;
- SI UN ÉQUIPEMENT DE TYPE POMPE À CHALEUR EST MIS EN PLACE POUR ASSURER LE RÉCHAUFFAGE DU DIGESTEUR, IL FAUT NOTER QUE LE RAPPORT DE CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE (RCE) DOIT FAIRE L'OBJET D'UNE ATTENTION TOUTE PARTICULIÈRE, CE DERNIER ÉTANT GÉNÉRALEMENT SUPÉRIEUR À 0,25 (HORS CAS DES INSTALLATIONS AVEC BIOFILTRÉS AVEC DES BOUES « MIXTES » PLUS MÉTHANOGENES). L'INSTALLATION DOIT ÊTRE CONÇUE AFIN D'ÉVITER LE NON-RESPECT DU RATIO ATTENDU AUX NOUVELLES CONDITIONS TARIFAIRES ET UNE RÉFACTION DU TARIF D'ACHAT. AINSI, DANS LE CAS D'UNE INSTALLATION QUI SOUHAITE BÉNÉFICIER DU MÉCANISME DE TARIFS RÉGULÉS, IL CONVIENT, DÈS LA CONCEPTION D'Étudier le mode de chauffage le plus adapté au regard du coefficient de performance énergétique.
- LES GÉNÉRATIONS PRÉCÉDENTES DE MÉTHANISATION UTILISENT DES POMPES À CHALEUR POUR COUVRIR LES BESOINS DES DIGESTEURS. SANS ATTENTION PARTICULIÈRE SUR LES CONSOMMATIONS, LES SITES (HORS BIOFILTRÉS) PEUVENT AVOIR DES COEFFICIENTS ÉNERGÉTIQUES > 0,25. LA PERTINENCE DE LA POMPE À CHALEUR PEUT DONC ÊTRE REMISE EN CAUSE (SAUF À COMPENSER SA CONSOMMATION PAR UNE PRODUCTION ÉLECTRIQUE IN SITU).

LES AUTRES DISPOSITIFS DE SOUTIEN

L'appel d'offres (AO) (mécanisme d'achat couvert par l'État pour les unités de capacité de production supérieure à 25 GWh/an) :

Le principe dit à « Guichet fermé » repose sur le lancement **d'Appels d'offres par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)** pour retenir un volume de projet de biométhane selon certains critères. Il s'agit du seul mécanisme de soutien de l'État disponible pour les sites de plus de 25 GWh/an. Compte-tenu du seuil à 25 GWh/an, ce mécanisme concerne uniquement les STEU de plus de 500 000 EH environ.

L'appel d'offres est à envisager si le calendrier du projet le permet, et si des appels d'offres sont effectivement bien lancés par l'État.

**Pour approfondir**

LA PROCHAINE PÉRIODE D'APPEL D'OFFRES EST OUVERTE DU 1 FÉVRIER 2024 AU 15 FÉVRIER 2024. LE CAHIER DES CHARGES APPLICABLE POUR CETTE PÉRIODE EST VISIBLE SUR LE SITE DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DES ENERGIES (CRE) SELON LE LIEN SUIVANT: [HTTPS://WWW.CRE.FR/DOCUMENTS/APPELS-D-OFFRES/APPEL-D-OFFRES-PORTANT-SUR-LA-REALISATION-ET-L-EXPLOITATION-D-INSTALLATIONS-DE-PRODUCTION-DE-BIOMETHANE-INJECTE-DANS-UN-RESEAU-DE-GAZ-NATUREL](https://www.cre.fr/documents/appeles-d-offres/appele-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-de-biomethane-injecte-dans-un-reseau-de-gaz-naturel).

2 AUTRES PÉRIODES DE DÉPÔT DES OFFRES SONT PRÉVUES COURANT 2024.

Le « Biogas Purchase Agreement » (BPA) (mécanisme d'achat non couvert par l'État) :

Le BPA est un contrat d'achat de biométhane plus ou moins direct conclu **entre un producteur de biométhane et un consommateur de gaz**. Le producteur de biométhane s'engage à vendre du biométhane à un **prix négocié entre les parties pendant une durée fixée** importante (5 à 15 ans), offrant ainsi une bonne visibilité sur le prix.

Ce dispositif n'est pas cumulable avec un contrat de tarif d'achat biométhane du 10 juin 2023, ni avec un contrat en appel d'offres.

**Pour approfondir**

POUR TOUT ACTEUR DÉSIREUX D'APPROFONDIR CE MÉCANISME, UNE ANALYSE DU DISPOSITIF ACTUEL A ÉTÉ COMMANDITÉE PAR GIE OSIRIS ET GRTGAZ : « [BIOMETHANE PURCHASE AGREEMENT \(BPA\) : DÉCRYPTAGE POUR LES INDUSTRIELS CONSOMMATEURS DE GAZ](#) » (2023).

Les certificats de production biogaz (CPB)

(mécanisme d'achat **non couvert par l'État**) :

Ce dispositif consiste à imposer aux fournisseurs de gaz naturel une obligation de restitution à l'État de certificats. Les fournisseurs de gaz naturel peuvent s'acquitter de cette obligation, soit en produisant directement du biogaz injecté dans un réseau de gaz naturel, soit en acquérant des certificats auprès de producteurs de biogaz. À défaut, le fournisseur devra payer une pénalité.

Pour les producteurs de biogaz, le système des CPB leur permet d'obtenir une **double rémunération** issue **d'une part de la vente du biogaz physique et d'autre part de la vente des certificats** aux fournisseurs.

Ce dispositif n'est pas cumulable avec un contrat de tarif d'achat biométhane du 10 juin 2023 mais peut se mettre en place à la fin d'un contrat en injection de biométhane ou de cogénération de biogaz.

Le **décret N° 2022-640 du 25 avril 2022** relatif à ce dispositif est venu préciser une partie des modalités d'application mais un nouveau décret à venir doit préciser en particulier le niveau d'obligation de restitution de certificats de production de biogaz, la répartition de cette obligation entre les fournisseurs de gaz naturel, le traitement spécifique de certains consommateurs de gaz naturel. Ce décret est attendu courant du premier semestre 2024.

**Dans la pratique**

POUR PLUS D'INFORMATIONS SUR CES DISPOSITIFS, LES MAÎTRES D'OUVRAGE SONT INVITÉS À SE TOURNER VERS LE CLUB BIOGAZ DE L'ATEE.



Dijon – hydrolyse thermique - Odivea – ©Suez

06

PERSPECTIVES
D'OPTIMISATION
ET
D'INNOVATION

Dans le cadre de cette consultation, les maîtres d'ouvrage des STEU ont été interrogés sur des éventuelles perspectives d'optimisation afin d'augmenter la production de biogaz et/ou d'obtenir des produits valorisables. Les paragraphes ci-après reprennent les principaux axes identifiés ainsi que les opportunités et éventuels verrous actuels.

OPTIMISER LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE

Par mutualisation et/ou mélange d'intrants



OPPORTUNITÉS

Pour une STEU sans méthaniseur, il est généralement considéré qu'un projet de méthanisation avec injection est **pertinent, d'un point de vue économique, à partir de 100 000 EH**. D'un point de vue technique, la méthanisation des boues peut s'envisager sur des seuils capacitaires plus faibles selon les objectifs de la collectivité (réduction de ses déchets, production d'énergie renouvelables). À savoir qu'une **production moyenne de boues d'épuration de 1 000 tMS/an** équivaut à un débit de biométhane de l'ordre d'une vingtaine de Nm³/h, **seuil bas** en deçà duquel le poste d'injection est plus difficilement adapté dans sa conception technico-économique actuelle. Parmi les pistes d'optimisation à l'atteinte du meilleur équilibre technico-économique adapté à la capacité épuratoire d'un territoire, la **mutualisation de gisements de boues issus de plusieurs stations d'épuration** peut être étudiée.

Elle peut s'envisager sur un **méthaniseur dédié** au traitement des boues d'épuration et autres intrants hors STEU, **ou sur une station d'épuration déjà existante de taille suffisante** pour accepter sur son foncier de nouveaux équipements. **La logique territoriale et locale d'une gestion de ces matières est à privilégier**. L'intégration sur un site de STEU constitue un atout technico-économique pour la gestion des jus de déshydratation du digestat.



Dans la pratique

DANS LA PRATIQUE, UNE ÉTUDE DE FAISABILITÉ TECHNICO-ÉCONOMIQUE DOIT ÊTRE MENÉE AFIN DE PRENDRE EN COMPTE LA DISPONIBILITÉ ET LA PÉRENNITÉ DES GISEMENTS, LES DIFFÉRENTES CONTRAINTES D'IMPLANTATION ET DE TRANSPORT DES BOUES, LES ÉVENTUELLES ADAPTATIONS DES FILES, ETC., MAIS AUSSI LES CONTRAINTES JURIDIQUES ET RÉGLEMENTAIRES.

La production de biogaz peut également être augmentée par l'**apport d'autres types d'intrants** extérieurs (graisses, déchets agroalimentaires...) dont le potentiel méthanogène est supérieur à celui des boues.

Dans le cas d'une mutualisation de boues sur une même STEU, d'une méthanisation de boues sur une unité de méthanisation dédiée ex-situ à une

station d'épuration, ou d'un traitement de matières externes au système d'assainissement et non-dangereuses, l'unité de méthanisation sera alors soumise à la **rubrique ICPE 2781-2**. Dans le cas où celle-ci est implantée sur une station d'épuration, cela aura pour conséquence le passage d'un régime de suivi IOTA à un régime de suivi ICPE à minima soumis à Enregistrement. Le respect de cette nouvelle réglementation pourra supposer la réalisation d'éventuels travaux complémentaires de mise en conformité.



Verrous

Le principal obstacle identifié est réglementaire. À retenir :

- > le mélange des boues et de déchets classés « biodéchets » est actuellement interdit ;
- > la méthanisation d'intrants classés Sous-Produits Animaux en méthanisation sur une station est interdit si les centrats de déshydratation retournent sur la filière eau ;
- > seul le mélange de boues et graisses d'assainissement est autorisé.

Pour plus d'informations, se reporter à l'encart « *Le mélange d'intrants* » (partie 3).

Par optimisation énergétique



OPPORTUNITÉS

L'optimisation énergétique est **au cœur de toute nouvelle conception**. L'importance de ce paramètre se traduit notamment dans le calcul du tarif d'achat garanti : cf. « *Zoom sur le tarif d'achat biométhane* » (partie 4).

Les solutions principales d'optimisation énergétique sont :

- > la **réduction des consommations** : cela passe notamment par **l'isolation thermique du digesteur** ou bien par **l'augmentation raisonnée de la concentration en entrée** de digesteur afin de diminuer le volume d'effluent à chauffer ;
- > la **récupération des chaleurs fatales disponibles** : les calories peuvent être récupérées, selon la filière

mise en place sur la STEU, à plusieurs endroits : sur les compresseurs, les boues en sortie du digesteur, les surpresseurs d'aération, la chaleur des fours ou des sècheurs, les effluents issus de la recirculation des eaux de traitement des retours azotés...

- > la **production électrique sur site** via les énergies renouvelables (photovoltaïques, turbines, éolien...). L'électricité ainsi produite n'est pas une énergie électrique soutirée du réseau et n'est donc pas comptabilisée dans le calcul du ratio de consommation électrique/biométhane injecté du tarif d'achat. La Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) a précisé que cela s'applique à condition que le moyen de production n'ait pas fait l'objet de subvention.

Il n'y a **pas de verrou** majeur à la mise en place de telles solutions. Elles permettent au contraire d'améliorer la **performance énergétique** de la station et d'éviter une potentielle réfaction du tarif d'achat biométhane.



STEP Sormiou – Marseille - ©stopandgo – GRDF



RÉDUIRE ET OPTIMISER LES BESOINS ÉNERGÉTIQUES DE SA STATION POUR RÉUSSIR À INJECTER DU BIOMÉTHANE EN DISPOSANT D'UNE DES PLUS FAIBLES CAPACITÉS DU PARC FRANÇAIS

TÉMOIGNAGE DE YANN DEHLINGER

EXPLOITANT DE LA STATION D'ÉPURATION D'ALBI (3,1 GWH/AN) :

La station d'épuration d'Albi (91 000 EH) a été équipée d'un digesteur en 2010, à la demande des élus locaux, pour répondre à un objectif de **contrôle des nuisances olfactives** de la station.

L'exploitant de la station s'est engagé dans une démarche constante de réduction de la consommation énergétique du site, sans grands investissements supplémentaires mais en **optimisant le process et les réglages de chaque étape de traitement**, notamment la charge massique et le temps de séjour dans les bassins d'aération. Ces modifications ont permis une **réduction de 20 % de la consommation énergétique**, et parallèlement, une **augmentation significative de la production de biogaz**. Alors en cogénération, une **réflexion a été menée sur la valorisation du biogaz**. Une deuxième unité de cogénération aurait produit un surplus de chaleur qui n'aurait pas été utilisé. Une étude sur la valorisation par injection a donc été réalisée et a mené à une mise en service de l'unité d'injection en 2019.

La station d'Albi a la particularité d'être un des sites d'injection qui **injecte, à date, l'un des plus faibles débits au sein du parc global**, dont la viabilité est assurée par les différentes pistes de baisse de la consommation du site.

La STEU, fonctionnant à 60% de sa capacité et ne produisant pas de boues primaires, n'atteint pas encore son objectif d'être une usine à énergie positive mais elle présente un **taux d'efficacité énergétique moyen annuel de 87 %**.

Sur l'intégralité de l'étape de méthanisation/épuration de biogaz intégrant le chauffage par pompe à chaleur, un ratio de **0,21 kWh électrique consommé/kWh PCS produit** est observé.

Pour l'exploitant, la méthanisation permet d'être doublement gagnant d'un point de vue environnemental en **réduisant les émissions de GES** liées, d'une part, au traitement des eaux usées et des boues et, d'autre part, celles liées à **l'usage d'énergie fossile**. D'un point de vue économique, l'injection permet d'être également doublement gagnant en générant des **recettes liées à la vente de biométhane** et en **réduisant le budget de gestion des boues et des graisses**, envoyées en méthanisation pour un coût de gestion maîtrisé. Ce projet participe au rayonnement de la collectivité ainsi qu'à la transition énergétique.

« La méthanisation avec injection ne devrait pas être une proposition mais une obligation à partir d'une certaine taille d'usine. »

Depuis la mise en service de l'injection, l'exploitant n'a pas relevé de problématique majeure. Cependant, cette station qui ne dispose que d'un unique digesteur doit mener une **réflexion importante sur la planification de sa vidange** et de l'impact sur le fonctionnement de la station et les coûts associés. De son retour d'expérience, l'installation de deux digesteurs à partir d'une certaine taille d'usine est à privilégier. Par ailleurs, l'exploitant conseille une mesure de débit sur la recirculation des boues du digesteur (permet de surveiller l'usure des pompes de recirculation et la détection préventive du bouchage de l'échangeur). L'option d'extraire les déchets solides en amont de l'échangeur paraît être une option intéressante afin de protéger l'échangeur et permettrait d'améliorer la qualité des boues pour sa valorisation agricole (analyses futures à effectuer sur les inertes avec l'évolution du socle commun).



Station d'Albi - © Grand Albigeois/S. Pioch



Par voie technologique



OPPORTUNITÉS

Il existe aujourd'hui, à un niveau industriel, des technologies permettant d'améliorer la production de biogaz en traitant la matière organique envoyée en digestion :

- > l'hydrolyse thermique ;
- > la carbonisation hydrothermale.

Ces deux technologies reposent sur la désintégration de la structure cellulaire de la matière organique sous certaines conditions de pression et température (cf. schémas de principe ci-après). La matière organique étant hydrolysée, le

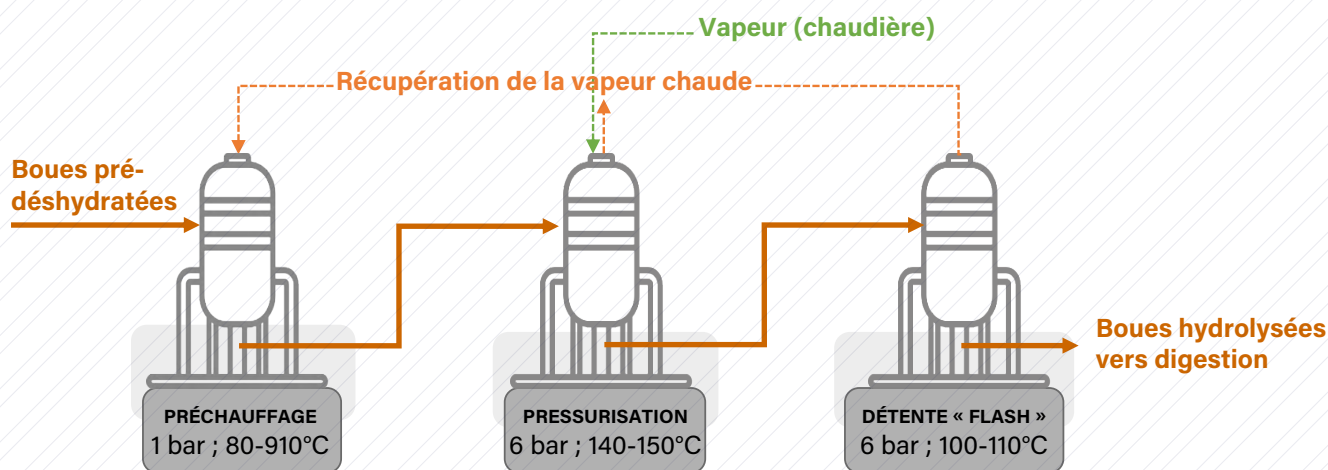
contenu cellulaire est rendu plus facilement accessible aux bactéries anaérobies et **la conversion en biogaz est donc plus efficace** (comparé à une digestion sans hydrolyse).

Elles sont particulièrement pertinentes pour des stations méthanisant une charge supérieure à 4 000 tMS ou ayant des coûts d'évacuation élevés.

Ces procédés de **conditionnement thermique nécessitent de la vapeur**. Cette vapeur est produite à partir de biogaz ou issue d'une récupération sur une incinération par exemple. Selon les configurations, l'utilisation de biogaz peut être rendue nécessaire et vient dans ce cas réduire la quantité de biométhane injecté.

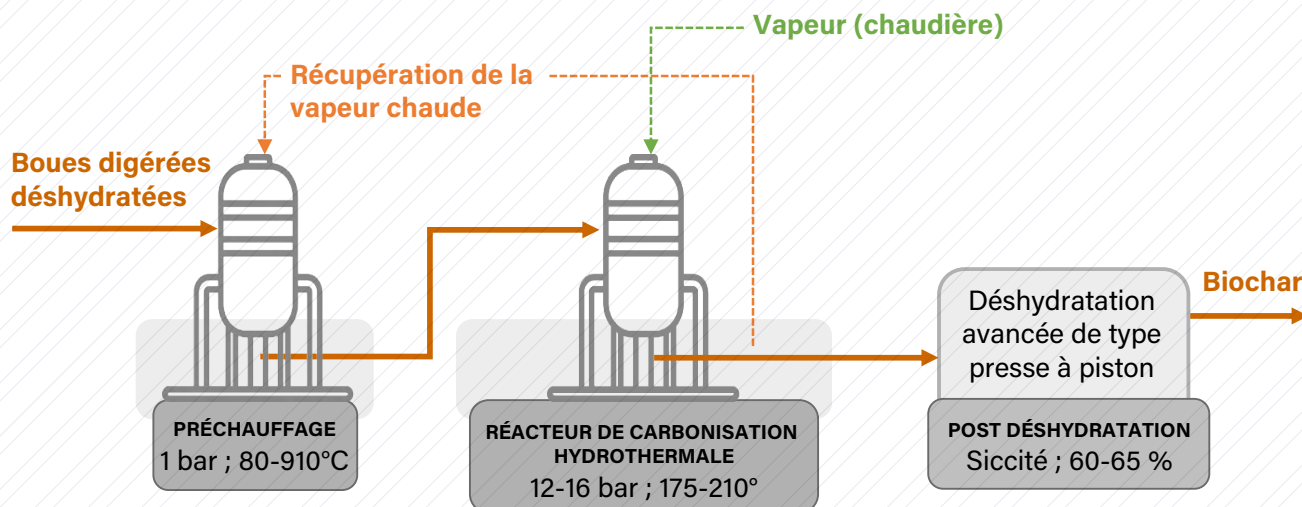


Principe de l'hydrolyse thermique



L'hydrolyse thermique permet d'augmenter la production de biogaz sur des boues peu méthanogènes comme les boues biologiques d'aération prolongée. À titre d'exemple, elle permet d'**augmenter jusqu'à 50 % la production de biogaz de boues biologiques d'aération prolongée et 30 % sur des boues mixtes primaires et aération prolongée**. Elle a peu d'intérêt sur des boues primaires seules. Elle permet également une diminution du volume de boues à digérer en gagnant jusqu'à **8 points de siccité supplémentaires en sortie d'épaississement** (comparée à une filière sans hydrolyse thermique).

Principe de la carbonisation hydrothermale



En recirculant le filtrat issu de la post-déshydratation vers la digestion, la **production de biogaz peut être augmentée jusqu'à 30 %**. Comparé à un traitement du digestat sans carbonisation hydrothermale, le **volume de boues à évacuer est divisé par 4** en sortie de post-déshydratation du fait de l'atteinte d'une siccité proche d'environ 60-65 %.



Focus Stations

L'HYDROLYSE THERMIQUE EST NOTAMMENT EN PLACE SUR L'USINE DE GINESTOUS-GARONNE (TOULOUSE), 950 000 EH MAIS AUSSI SUR DES STATIONS DE PLUS PETITE CAPACITÉ TELLE QUE LA STATION DE CHÂTEAU-GONTIER (53), 37 500 EH OU ENCORE SUR LA STATION DE SAUMUR (49), 60 000 EH.

LA CARBONISATION HYDROTHERMALE EST EN PLACE SUR L'USINE DE PAU LESCAR (64), 200 000 EH.



Verrous

Il n'existe pas de verrous technologiques ou réglementaires à proprement parler.

La mise en place de ces technologies doit cependant être préalablement étudiée au cours d'une étude de faisabilité qui doit définir la **pertinence technique, économique et énergétique** du projet.

VALORISER LES SOUS-PRODUITS

Valorisation du CO₂



OPPORTUNITÉS

Le CO₂ produit lors de la digestion est dit biogénique et est issu d'un cycle court du carbone. Capté lors de l'étape d'épuration du biogaz, ce CO₂ fortement concentré peut être valorisé, après purification :

- > sous forme de **bicarbonate de soude** pouvant être utilisé dans le traitement des fumées, des eaux, en chimie, cosmétique ou agroalimentaire ;



Focus Stations



LA STEU D'ANGERS MÉTROPOLE (285 000 EH) A MENÉ DES ESSAIS PILOTES DE PRODUCTION DE BICARBONATE DE SOUDE À PARTIR DU CO₂ REJETÉ PAR L'UNITÉ D'ÉPURATION DU BIOGAZ.



À noter que la production de bicarbonate de soude nécessite un apport important de carbonate de sodium sur le site. Il n'y a actuellement pas de retours d'expérience à l'échelle industrielle sur ces solutions.

- > sous forme **liquide**, facile à transporter, et dans une optique d'utilisation locale dans l'industrie agroalimentaire, glace carbonique, minéralisation de l'eau... Différentes installations de méthanisation agricoles ou territoriales sont aujourd'hui équipées d'une liquéfaction du CO_2 .



STEU Perpignan - ©Jean-Baptiste CHAIX



Pour approfondir

LE CENTRE TECHNIQUE DU BIOGAZ ET DE LA MÉTHANISATION (CTMB) A PUBLIÉ DEUX GUIDES TECHNIQUES : « VALORISATION DU CO_2 DE MÉTHANISATION » ET « GUIDE POUR RÉALISER UN PROJET DE VALORISATION DU BIOCO_2 ISSU DE MÉTHANISATION » QUI DÉFINISSENT UN SOCLE COMMUN DE CONCEPTS ET D'INFORMATION AUTOUR DES POSSIBILITÉS DE VALORISATION DU CO_2 .

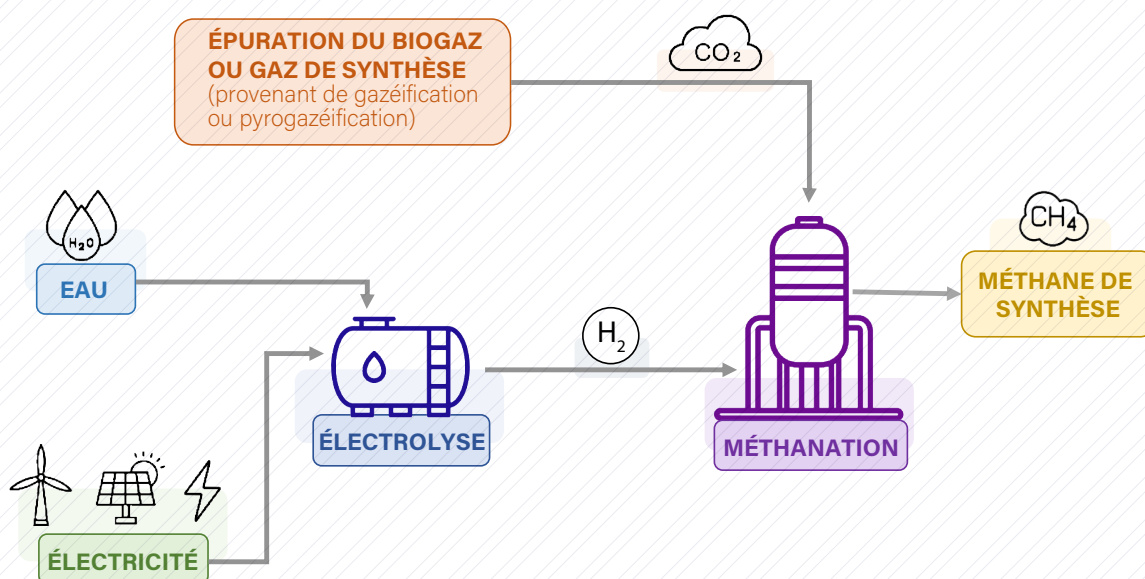
UN GUIDE SUR LES « CANALISATIONS DE TRANSPORT DE GAZ DE BIOMASSE NON ÉPURÉ », DONT LE CO_2 DE MÉTHANISATION FAIT PARTIE, EST EN COURS DE RÉDACTION PAR LES SERVICES DE L'ÉTAT.

Le CO_2 récupéré peut également être converti en méthane en présence d'hydrogène dans une réaction de méthanation. Il existe différentes voies de méthanation :

- > la **méthanation catalytique** où la réaction de conversion se déroule en présence d'un catalyseur. La méthanation catalytique peut aussi s'appliquer à l'épuration d'un gaz de synthèse produit en gazéification hydrothermale ou pyrogazéification (se rapporter au paragraphe « Produire un gaz de synthèse ») ;
- > la **méthanation biologique** où la réaction se fait par voie biologique.

La méthanation catalytique possède un rendement et un niveau de maturité technologique supérieurs à la méthanation biologique. Cependant, elle nécessite des températures de fonctionnement plus élevées (300-350°C) que la méthanation biologique (30-70°C). La méthanation biologique est un procédé peu tolérant aux impuretés contenues dans le biogaz et nécessite une épuration amont poussée.

Principe de la méthanation





Les maîtres d'ouvrage qui étudient la possibilité de mettre en place une méthanation sur leur station ont identifié le **facteur coût** comme principal obstacle, notamment lié à la fourniture de l'hydrogène. L'hydrogène pour une unité de méthanation est produit à partir de l'électrolyse de l'eau, procédé qui requiert **une consommation d'électricité importante**.

De plus, d'un point de vue réglementaire, le **tarif d'achat subventionné du 10 juin 2023 ne s'applique pas** à ce méthane de synthèse.



Focus Stations

LA STATION D'ÉPURATION DE PAU-LESCAR CAPTE LE CO₂ EN SORTIE D'ÉPURATION DU BIOGAZ POUR OBTENIR UN MÉTHANE DE SYNTHÈSE PAR MÉTHANATION CATALYTIQUE. L'HYDROGÈNE UTILISÉ EST ISSU D'UNE ÉLECTROLYSE SUR SITE ET ELLE-MÊME ALIMENTÉE EN ÉLECTRICITÉ EN PARTIE PAR LES PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES PRÉVUS SUR UN SITE ADJACENT. POUR EN SAVOIR PLUS SUR LE PROJET AUTOUR DE CETTE STATION, UN ARTICLE DE PRESSE DÉDIÉ LUI A ÉTÉ CONSACRÉ : « [L'UNITÉ DE MÉTHANISATION DE PAU LESCAR](#) ».

Valorisation des nutriments azotés et phosphatés



OPPORTUNITÉS

La méthanisation augmente la concentration en azote minéral au sein du digestat en minéralisant l'azote organique en ammoniac. Après déshydratation, **l'ammoniac, soluble, se trouve principalement dans la fraction liquide**.

Afin de maîtriser les flux d'azote, il est de plus en plus courant pour les stations d'épuration d'opter pour une étape d'abattement de l'azote par **bactéries Anammox**, ce qui permet de diminuer la concentration renvoyée en tête de station.

Par ailleurs, certaines stations étudient la mise en place d'une étape de **stripping de l'azote** qui permet, non seulement d'abattre l'azote avant retour en tête, mais une revalorisation comme engrais liquide sous la forme de sulfate d'ammonium.



Focus Stations

LA STATION D'ÉPURATION DE PAU-LESCAR INTÈGRE UN MODULE DE STRIPPING DE L'AZOTE CHAUFFÉ GRÂCE À UNE RÉCUPÉRATION DE CHALEUR SUR LE SITE.

Il existe également des technologies de **valorisation du phosphore** sur la voie liquide de niveau de maturité variable selon les constructeurs. Selon les technologies elles peuvent reposer sur la **précipitation chimique** (Struvia™ développé par Veolia, Phosphogreen™ commercialisé par Suez...) ou bien **électrochimique** (ePhos® pilote industriel développé par Fraunhofer...). Le phosphore est alors converti en **struvite** (phosphate de magnésium et d'ammonium) qui peut, à terme, être utilisé comme fertilisant.



Verrous

Compte-tenu du peu de références, ces technologies ne disposent que de peu de retours d'expérience consolidés en station d'épuration, notamment sur les consommations réelles de réactifs et d'énergie ou sur d'éventuelles contraintes d'exploitation.

Le processus actuel de normalisation ou d'homologation des produits obtenus reste relativement complexe et pourrait être encouragé par une simplification de la procédure.



Focus Stations

LA STEU DE SAUSHEIM (490 000 EH) FUT LA PREMIÈRE STATION EN FRANCE À S'ÉQUIPER D'UN SYSTÈME DE RÉCUPÉRATION DU PHOSPHORE. LA STRUVITE PRODUITE FAIT L'OBJET DE PREMIÈRES EXPÉRIMENTATIONS D'ÉPANDAGE.

LA STATION DE VILLIERS-SAINT-FRÉDÉRIC (42 000 EH) EST ÉGALEMENT ÉQUIPÉE D'UNE RÉCUPÉRATION DU PHOSPHORE AVEC PRODUCTION DE STRUVITE.



Mulhouse Sausheim - Struvite - ©Baudoin/SUEZ

PRODUIRE UN GAZ DE SYNTHÈSE



OPPORTUNITÉS

Il existe aujourd'hui des technologies permettant d'obtenir un gaz de synthèse. Les technologies possédant le niveau de maturité le plus élevé sont :

- > **la pyrogazéification** : elle consiste à chauffer les boues préalablement séchées à des températures généralement comprises entre 400 et 700°C en l'absence d'air ($O_2 < 2\%$). Il en résulte une production d'un gaz combustible, et un composé solide appelé biochar dans le cas de pyrolyse de biomasse. Le gaz obtenu doit être épuré avant valorisation. Le biochar obtenu, s'il est conforme, peut être valorisé comme amendement, il permet d'améliorer la rétention en eau des sols. Compte tenu de la sécheresse nécessaire en entrée ($> 85\%$), il nécessite une étape préalable de préséchage ;
- > **la gazéification hydrothermale** : technologie de conversion thermochimique de déchets organiques en gaz de synthèse principalement constitué de méthane (CH_4), d'hydrogène (H_2) et de gaz carbonique (CO_2). Elle peut s'effectuer à haute pression (300 bars) et à haute température (550-700°C) ou en présence d'un catalyseur à 400°C. La gazéification hydrothermale présente des taux de conversion du carbone en gaz estimés entre 80 et 95 % et un rendement énergétique global estimé entre 75 et 85 %. Elle constitue une alternative au retour au sol et à l'incinération ou la co-incinération des boues. Elle peut être envisagée en complément d'une méthanisation existante. La gazéification hydrothermale fonctionne sur des boues humides entre 5 et 20 % de sécheresse.



Pour approfondir

LE GROUPE DE TRAVAIL NATIONAL GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE À RÉDIGÉ LE LIVRE BLANC DE LA GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE QUI PRÉSENTE, ENTRE AUTRES, LES CARACTÉRISTIQUES ET POTENTIEL DU PROCÉDÉ, UN ÉTAT DE L'ART DES AVANCÉES TECHNOLOGIQUES ET UN PANORAMA DE SON DÉVELOPPEMENT À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE.

Ces solutions font sens selon les contraintes de retour au sol auxquelles sont soumises les collectivités vis-à-vis de la qualité des boues et/ou des disponibilités de surface à l'épandage du territoire.



Verrous

À ce jour, en France ces technologies ne sont **pas encore déployées à l'échelle industrielle sur STEU**. Le REX lié à leur exploitation se limite principalement à des **installations pilotes en Europe**. Des installations industrielles commencent à voir le jour aux Pays-Bas. Il s'agit de technologies pointues pour lesquelles certaines briques technologiques doivent encore être développées (gestion des saumures et des sous-produits, consommation énergétique...).

CONCLUSION SUR L'ÉTUDE

En moins de 5 ans le nombre de STEU pratiquant l'injection de biométhane a quintuplé avec, au 1^{er} janvier 2024, 47 stations concernées. Cette évolution témoigne d'un **développement dynamique de la filière**.

Ces unités de méthanisation-injection sur station d'épuration s'illustrent comme de précieux outils pour les territoires dans **l'atteinte des objectifs énergétiques, environnementaux et d'économie circulaire**.

Nos eaux usées apparaissent ainsi, par ces retours d'exploitation, comme une **ressource locale, à faible impact carbone et productrice de biométhane** alimentant nos usages quotidiens : domestiques, industriels ou de mobilité.

La filière de production de biométhane sur STEU s'est imposée aujourd'hui comme le mode de traitement-valorisation des boues **le plus pertinent pour réduire le volume de déchets** transportés, optimiser les coûts d'exploitation, contribuer à

l'équilibre énergétique et financier, ou encore **s'adapter aux évolutions de capacité des usines** (en combinant mise en place d'un traitement primaire et d'une digestion). La qualité du biométhane produit sur l'ensemble des STEU concernées est au rendez-vous, les performances épuratoires offertes par les équipementiers du marché sont très bonnes et les taux de disponibilité à l'injection sont globalement satisfaisantes.

Cette étude, basée sur le retour d'expérience détaillé de 24 de ces stations, a permis de faire l'état des lieux réglementaire, technologique, contractuel et financier de la filière en France.

Pour toutes les collectivités envisageant un projet d'injection de biométhane, n'hésitez pas à vous rapprocher de votre gestionnaire de réseau gaz, de l'Ademe, du Club Biogaz de l'ATEE ou du SYNTEAU, ainsi que des collectivités ayant des contextes similaires au vôtre afin d'échanger plus spécifiquement sur leur retour d'expérience.



**TÉMOIGNAGE
D'ANDRÉ LOYET,**
PRÉSIDENT DU SYNDICAT
BOURDARY (STATION
DE SAINT-ETIENNE DE
FONTBELLON -
4.5 GWH/AN EN INJECTION)

SE LANCER DANS UN PROJET DE MÉTHANISATION AVEC INJECTION : MOTIVATIONS ÉCOLOGIQUES, DÉFI TECHNIQUE ET RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

Le syndicat Bourdary, dans sa démarche globale de **protection de l'environnement**, a souhaité développer un projet de méthanisation sur sa station d'épuration. Cette initiative, lancée en 2013, fut un défi pour la collectivité car il n'y avait alors pas de retour d'expérience de méthanisation sur station d'épuration.

La collectivité s'est orientée vers la méthanisation en étant principalement motivée par la **réduction du volume de boues**, l'épandage de ces dernières étant interdit en Ardèche et devant alors être transportées en semi-remorques vers les départements alentours.

Le projet s'est donc basé sur des **études théoriques** qui estimaient un équilibre économique atteignable.

Le passage de la théorie à la pratique lors des six mois de mise en route fut un réel défi, notamment pour **l'optimisation des différents paramètres** (homogénéisation, brassage, maintien en température...) qui influent la production de biogaz avec des réglages qui doivent tenir compte de l'inertie du système pour en mesurer les effets.

Cependant, depuis l'année et demie de fonctionnement nominal, la production de biogaz est continue et correspond aux estimations de l'étude réalisée en amont.

Sur les aspects environnementaux, la méthanisation, en réduisant le volume de boues et donc le nombre de transports (suppression d'une cinquantaine de voyages par an), permet d'éviter l'émission **de 470 tCO₂/an**.

Sur les aspects économiques, la réduction des coûts de transport et de traitement des boues associés engendre un **équilibre financier avec les dépenses d'exploitation** (location du poste d'injection, consommables, maintenance et renouvellement) **et l'amortissement des travaux**.

L'acceptabilité du projet a été facilitée par une **communication axée sur la réduction de la pollution olfactive et atmosphérique** favorisée par la méthanisation. Des **visites de la station** sont également organisées selon un **parcours pédagogique** spécialement conçu. Les syndicats disposant de la compétence assainissement et ayant une réflexion sur la méthanisation sont d'ailleurs invités à contacter celui du Bourdary :

« Qu'ils viennent nous voir ! Nous sommes en capacité leur donner des chiffres et des éléments d'aide à la décision. Nous serons toujours disposés à partager sur notre expérience. »

Aujourd'hui, l'injection du biométhane produit sur la STEU permet **d'approvisionner environ 200 logements en gaz**.





- > Au 1^{er} janvier 2024, **47 STEU** pratiquent l'injection de biométhane, avec des capacités nominales variant de 39 000 EH à 1 865 000 EH. À date, la **capacité d'injection maximale** issue du parc français de STEU est de **565 GWh/an**. Une dizaine de projets supplémentaires et en cours devrait venir augmenter la capacité d'injection d'ici 2026.
- > Les projets contribuent à réduire le coût du service d'assainissement, notamment grâce à la **réduction de près de 30 % du volume de boues**. Les temps de retour sur investissement (très variables en fonction de l'existence préalable d'une unité de méthanisation ou de la nécessité d'une refonte de la file eau de la station) sont toujours largement inférieurs à la durée des installations (30 à 35 ans).
- > L'enquête réalisée auprès de 24 stations fait ressortir les tendances suivantes :

| Conception :

- Près de la moitié des stations intègrent sur leur méthaniseur quelques pourcentages de graisses, matières de vidange ou effluents industriels, en plus de leur boues d'épuration in-situ qui permet d'optimiser le potentiel de production de l'installation.
- La quasi-totalité des sites ont fait le choix d'une **digestion mésophile**, chauffée généralement par une pompe à chaleur pour les STEU de petite capacité, et pour les STEU d'une capacité supérieure à 200 000 EH, par une chaudière à biogaz ou par la récupération de chaleur issue des fumées d'un incinérateur, exutoire fréquent pour ces tailles d'installations.
- Les digestats sont déshydratés par **centrifugation** dans trois quart des cas, et valorisés en **compostage** dans plus de la moitié des cas (pour un coût moyen hors transport de 83 € avec un min à 53 € et un max à 110 €/tMB).
- Très peu de procédés intègrent à ce jour un **abattement du phosphore et de l'azote** de la phase liquide des digestats avant leur retour en tête de station.
- L'intégralité des maîtres d'ouvrage ont indiqué recourir à la **séparation membranaire** pour épurer le biogaz (épérateurs Prodeval ou Biothane dans plus de 80% des cas, Einsenmann, Arol Energy, Aristot et Clarke Energy pour les autres stations de l'échantillon).

| Performances d'exploitation :

- Sur l'échantillon étudié, la stabilisation du procédé prend de 1 à 3 mois et le **taux de charge** (production / capacité maximale d'injection) est de **63 %** en moyenne. L'annualisation du Cmax (auparavant mensuel) permise depuis 2023 devrait permettre une hausse globale de la production.

- Les performances de la digestion relevées lors de l'enquête diffèrent significativement en fonction du type de boues et des étapes de prétraitement (potentiel plus important en présence de boues primaires, plus carbonées), mais aussi des caractéristiques de la digestion (température, temps de séjour...). L'abattement de la matière volatile varie de 31 % à 62 % pour une valeur médiane à 49 %. Le potentiel de production de biométhane des boues fluctue quant à lui de 140 à 370 Nm³/tMS, pour une moyenne à 220 Nm³/tMS.

- Le **rendement** moyen de l'épuration atteint **91 %**, et la disponibilité annuelle moyenne de ces installations s'élève à 93 % (97 % hors maintenance préventive).

- La **très faible variabilité** des mesures du **Pouvoir Calorifique Supérieur** (10,85 kWh/Nm³ en moyenne, avec un écart-type de 0,08) témoigne également de leur bonne performance. La disponibilité moyenne des postes d'injection ressort quant à elle à 99,2 %.

- > **Structuration contractuelle** : on relève que la conception et la réalisation des installations ont fait l'objet de marchés publics dans 85% des cas, et que l'exploitation des installations d'épuration et d'injection n'est séparée de l'exploitation de la STEU que dans 4 cas sur 24.

- > Pour les STEU de capacité limitée (inférieure à 100 000 voire 50 000 EH), la mise en œuvre d'une **méthanisation mutualisée** intégrant l'apport des boues de STEU situées à proximité constitue une réelle opportunité permettant de concilier les enjeux techniques, économiques et environnementaux. À noter qu'en cas d'apport en intrants externes (boues d'autres, graisses, effluents industriels), les installations sont soumises à la réglementation ICPE et non plus IOTA.

- > Autres points d'attention réglementaires :

| le mélange de boues avec les déchets classés « **biodéchets** » est interdit aujourd'hui sauf en cas de dérogations préfectorales obtenues au cas par cas et constituant cas d'antériorité ;

| **l'efficacité énergétique** de la méthanisation intégrant le chauffage et l'épuration, devient plus que jamais un paramètre clef dans la conception d'un projet de méthanisation avec notamment un potentiel impact sur le tarif d'achat.

- > Des réflexions sur des axes d'optimisation mais également le développement et la mise en place progressive de procédés innovants, tels que **l'hydrolyse thermique** et la **carbonisation hydrothermale**, laissent présager un déploiement durable de la méthanisation sur STEU avec injection.

