

ÉVALUATION DU POTENTIEL DE PRODUCTION DE BIOMÉTHANE À PARTIR DES BOUES ISSUES DES STATIONS D'ÉPURATION DES EAUX USÉES URBAINES

Septembre 2014

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME et de GrDF par GREENBIRDIE et le CRIGEN (GDF
SUEZ)
Marché n°1206C0100

Coordination technique : Olivier THEOBALD – Direction Exécutive Programmes – ADEME
Angers - Direction Économie Circulaire et Déchets - Service Mobilisation et Valorisation des
Déchets
Marie-Laure CHARLOT – Délégation de la Stratégie – Direction Stratégie et Territoires- GrDF Paris



En partenariat avec :

RAPPORT FINAL



GREENBIRDIE et le CRIGEN. 2015 – Evaluation du potentiel de production de biométhane à partir des boues issues des stations d'épuration des eaux usées urbaines – 93 pages

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

REMERCIEMENTS

Cette étude a été cofinancée par l'ADEME et GrDF et réalisée en 2014 par GREENBIRDIE et le Centre de Recherche et d'Innovation Gaz et Energies Nouvelles (CRIGEN) de GDF SUEZ.

GREENBIRDIE et le CRIGEN remercient vivement les experts du secteur assainissement/eau contactés dans le cadre de cette étude pour leurs apports et leurs contributions :

- Fabien ABAD, Agence de l'Eau Rhône Méditerranée Corse,
- Emmanuel ADLER, Cabinet ACONSULT,
- Gildas BOUFFAUD, Communauté d'agglomération Grenoble Alpes métropole,
- Hubert BUTZ, Syndicat des Eaux et de l'Assainissement Alsace Moselle,
- Clotilde CARRON, FNCCR,
- Pierre COURSAN, Degrémont,
- Charly DUPERRIER, Agence de l'Eau Rhin Meuse,
- Arnaud EHRENFTEIN, STEU de Strasbourg,
- Jean-Christophe FAMEL, GEDIA,
- Cécile GALLIAN, Agence de l'Eau Artois Picardie,
- Céline LACOUR, ONEMA,
- Céline LAGARRIGUE, Agence de l'Eau Rhône Méditerranée Corse,
- Anne-Laure MILL, Agence de l'Eau Artois Picardie,
- Frédéric PIERRE, STEU de Strasbourg,
- Michel RIOTTE, SIAAP,
- Laure SEMBLAT, FNCCR.

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

SOMMAIRE

1	Contexte et objectifs de l'étude	13
1.1	Contexte général	13
1.2	Présentation des cofinanceurs de l'étude	15
1.3	Objectifs de l'étude	16
2	Méthodologie employée	17
2.1	Démarche générale	17
2.2	Méthodologie Phase 1 : Evaluation du gisement total	17
2.3	méthodologie phase 2 : Evaluation du gisement technique et du gisement technico-économique	18
2.4	Méthodologie phase 3 : Perspectives de production de biométhane issu de boues de STEU en 2020 et 2050	19
3	Etat des lieux des stations d'épuration en France et évaluation du gisement total	21
3.1	Typologie des stations d'épuration en France	21
3.2	Production et valorisation des boues de STEU	28
3.3	Bilan sur l'évaluation du gisement total	37
3.4	Méthanisation des boues de STEU en Europe	38
4	Méthaniseurs territoriaux valorisant les boues de STEU en France	41
5	Qualification des STEU susceptibles de méthaniser les boues	44
5.1	Objectifs	44
5.2	Approche méthodologique	44
5.2.1	Définition des filières-types	45
5.2.2	Hypothèses techniques et économiques	47
5.3	Comparatif économique des filières-types	53
5.3.1	Filière-type 1 : gestion des boues sans méthanisation (filière de référence)	53
5.3.2	Filière-type 2 : méthanisation et cogénération	54
5.3.3	Filière type 3 : méthanisation et injection de biométhane dans les réseaux de gaz	56
5.3.4	Filière type 4 : méthanisation et double valorisation du biogaz (cogénération et injection de biométhane dans les réseaux de gaz)	59
5.3.5	Filière type 5 : méthanisation sans valorisation du biogaz	60
5.4	Bilan sur l'évaluation du gisement technico-économique	62
6	Synthèse des discussions avec les experts	63
7	Potentiel de biométhane injectable aux horizons 2020 et 2050	66

7.1	Objectifs	66
7.2	Approche méthodologique.....	66
7.3	Potentiel de biométhane injectable à partir des boues de STEU à l'horizon 2020	70
7.3.1	Méthanisation sur site	70
7.3.2	Méthanisation territoriale	71
7.3.3	Bilan sur le potentiel de biométhane issu de boues de STEU injectable dans les réseaux de gaz à l'horizon 2020.....	72
7.4	Potentiel de biométhane injectable à partir des boues de STEU à l'horizon 2050	73
7.4.1	Méthanisation sur site	73
7.4.2	Méthanisation territoriale	75
7.4.3	Bilan sur le potentiel de biométhane issu de boues de STEU injectable dans les réseaux de gaz à l'horizon 2050.....	76
8	Conclusions	77

GLOSSAIRE

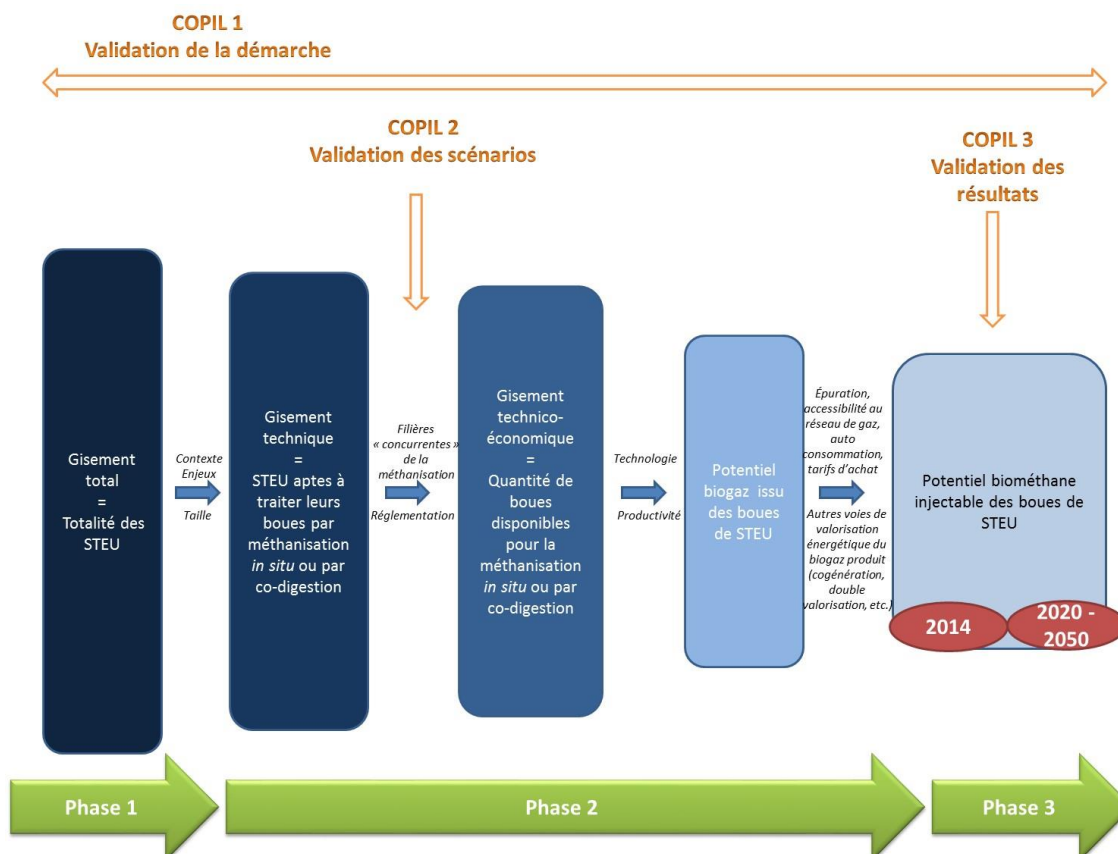
ADEME :	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
ANSES :	Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail
CAPEX :	Dépenses d'investissements
DBO5 :	Demande biologique ou biochimique en oxygène à 5 jours
DCO :	Demande Chimique en Oxygène
EH :	Equivalent Habitant
ELD :	Entreprise Locale de Distribution
EMAA :	Energie Méthanisation Autonomie Azote
EPCI :	Etablissement Public de Coopération Intercommunale
ERU :	Eaux résiduaires urbaines
ES :	Epaississement statique
FNCCR :	Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies
FP :	Filtration presse
GO :	Garanties d'Origine
GrDF :	Gaz réseau Distribution France
GRTgaz :	Gaz Réseau Transport France
ICPE :	Installation Classée pour la Protection de l'Environnement
ISDND :	Installation de Stockage de Déchets Non Dangereux
MO :	Matière Organique
MS :	Matières Sèches
MVS :	Matières Volatiles en Suspension
ONEMA	Office National de l'Eau et des Métiers Aquatiques
OPEX :	Dépenses d'exploitation
PCI :	Pouvoir Calorifique Inférieur
PCS :	Pouvoir Calorifique Supérieur
SDAGE :	Schémas d'Aménagement et de Gestion des Eaux
SIAAP :	Syndicat Interdépartemental pour l'Assainissement de l'Agglomération Parisienne
STEU :	Station d'Épuration
TIGF :	Transport et Infrastructures Gaz France
TRI :	Taux de rentabilité interne
VAN :	Valeur Actuelle Nette
ZDG :	Zone Desservie en Gaz

SYNTHESE

Afin d'atteindre les objectifs de production d'énergies renouvelables de 23 % à horizon 2020 et 32 % à horizon 2030 (projet de loi sur la transition énergétique), l'État français s'est engagé à soutenir fortement l'ensemble des filières renouvelables locales et notamment la filière de la méthanisation. Cette filière permet de valoriser les déchets organiques en énergie renouvelable tout en respectant les problématiques et les besoins locaux.

L'objectif de cette étude est d'étudier le potentiel de production de biométhane injectable sur le réseau de gaz naturel à partir de boues de stations d'épuration urbaines (STEU)¹ aux horizons de temps 2020 et 2050.

Afin de répondre à cet objectif, la démarche suivante a été suivie :



Les eaux usées sont toutes les eaux résiduelles provenant de la population mais également des activités industrielles et commerciales. Le traitement des eaux usées peut être réalisé de manière collective dans une station d'épuration ou de manière individuelle (assainissement autonome). La pollution organique contenue dans les eaux usées est généralement exprimée en Équivalent Habitant.

La France métropolitaine compte 19 521 stations d'épuration en activité (données du portail de l'assainissement, Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, 2014) dont **85 possèdent actuellement une unité de méthanisation sur site pour le traitement des boues.**

Le potentiel méthanogène théorique maximal à partir de l'ensemble des boues de STEU est de 2,13 TWh/an.

Afin d'estimer le type de stations d'épuration susceptibles de méthaniser les boues, l'approche utilisée dans cette étude consiste à établir les seuils de rentabilité d'une unité de méthanisation installée sur différentes filières-types de traitement des eaux usées. Les différentes voies de valorisation du biogaz sont ainsi dimensionnées et comparées.

¹ Les stations d'épuration industrielles ne sont pas considérées dans cette étude.

Il est considéré qu'une filière est rentable si son taux de rentabilité interne est au minimum de 10 % (par-rapport à une filière-type de référence).

Cette approche se caractérise par :

- Une analyse bibliographique des caractéristiques techniques et économiques pour les différents postes retrouvés sur une station d'épuration en incluant la digestion anaérobie et la valorisation du biogaz associé,
- Un retour d'expérience et une collecte des avis de différents experts dans le secteur de l'assainissement,
- Une analyse technico-économique des différentes filières-types définies par-rapport à une filière-type de référence (sans unité de méthanisation).

Selon les hypothèses techniques et économiques retenues, cette étude conclut aux seuils de rentabilité suivants :

- **60 000 EH pour une valorisation du biogaz en biométhane injectable par-rapport à la filière de référence sans unité de méthanisation,**
- **45 000 EH pour une valorisation du biogaz en biométhane injectable sur une STEU ayant une unité de méthanisation de plus de 15 ans,**
- **150 000 EH pour une valorisation du biogaz en biométhane injectable sur une STEU ayant une unité de méthanisation de plus de 15 ans et une valorisation d'une partie du biogaz par cogénération (double valorisation),**
- **Entre 180 000 et 300 000 EH pour une valorisation du biogaz par cogénération par-rapport à la filière de référence sans unité de méthanisation.**

En deçà de ces seuils, l'utilisation des boues de stations d'épuration en codigestion dans des **unités de méthanisation territoriales** peut être envisagée en fonction des opportunités locales.

Le potentiel technico-économique des boues des stations d'épuration françaises de plus de 60 000 EH représente un gisement de 1,25 TWh/an en 2014. Les STEU comprises entre 5 000 et 60 000 EH éligibles pour une digestion des boues en unité territoriale représenteraient un gisement énergétique de 0,58 TWh/an.

Aux horizons de temps 2020 et 2050, le potentiel injectable réel a été estimé selon différents scénarii afin de prendre en compte les critères techniques, économiques et réglementaires pouvant influencer sur le développement de la filière.

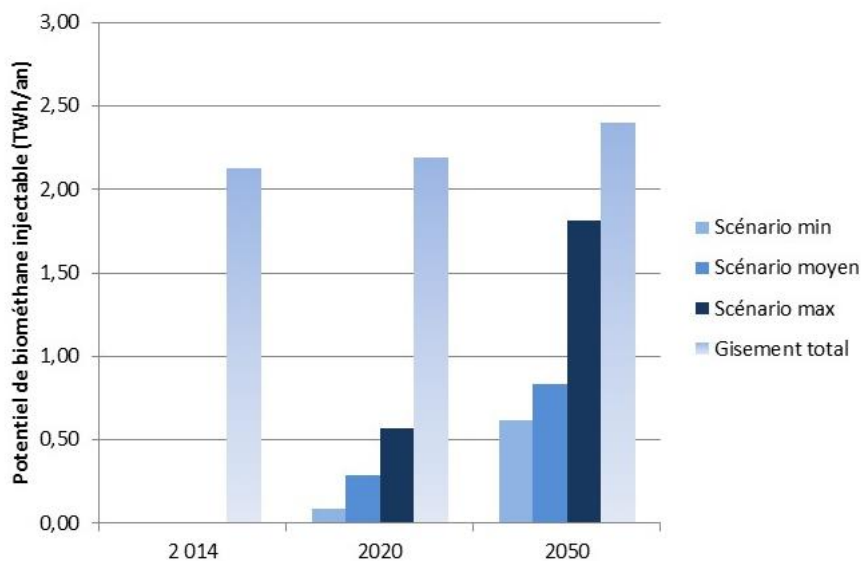
Les résultats de cette étude concluent à un potentiel de production de biométhane injectable sur le réseau de gaz naturel français à partir des boues de stations d'épuration de :

- **Horizon 2020 : 0,06 à 0,54 TWh/an,**
- **Horizon 2050 : 0,60 à 1,41 TWh/an.**

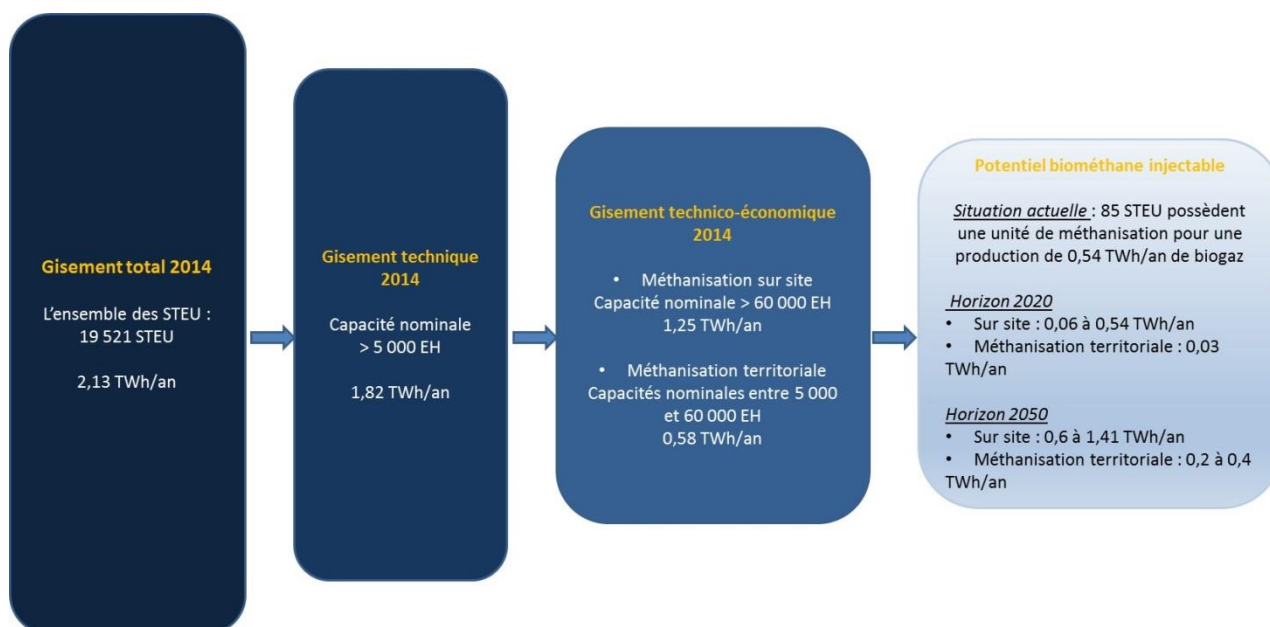
En deçà de ce seuil, l'utilisation des boues de stations d'épuration en codigestion dans des unités de méthanisation territoriales représente un potentiel de :

- **Horizon 2020 : environ 0,03 TWh/an,**
- **Horizon 2050 : 0,20 à 0,40 TWh/an.**

La figure ci-dessous permet de visualiser les potentiels de biométhane issu de boues de STEU injectable sur le réseau de gaz en 2020 et 2050 :



Les principaux résultats de cette étude sont synthétisés sur la figure suivante :

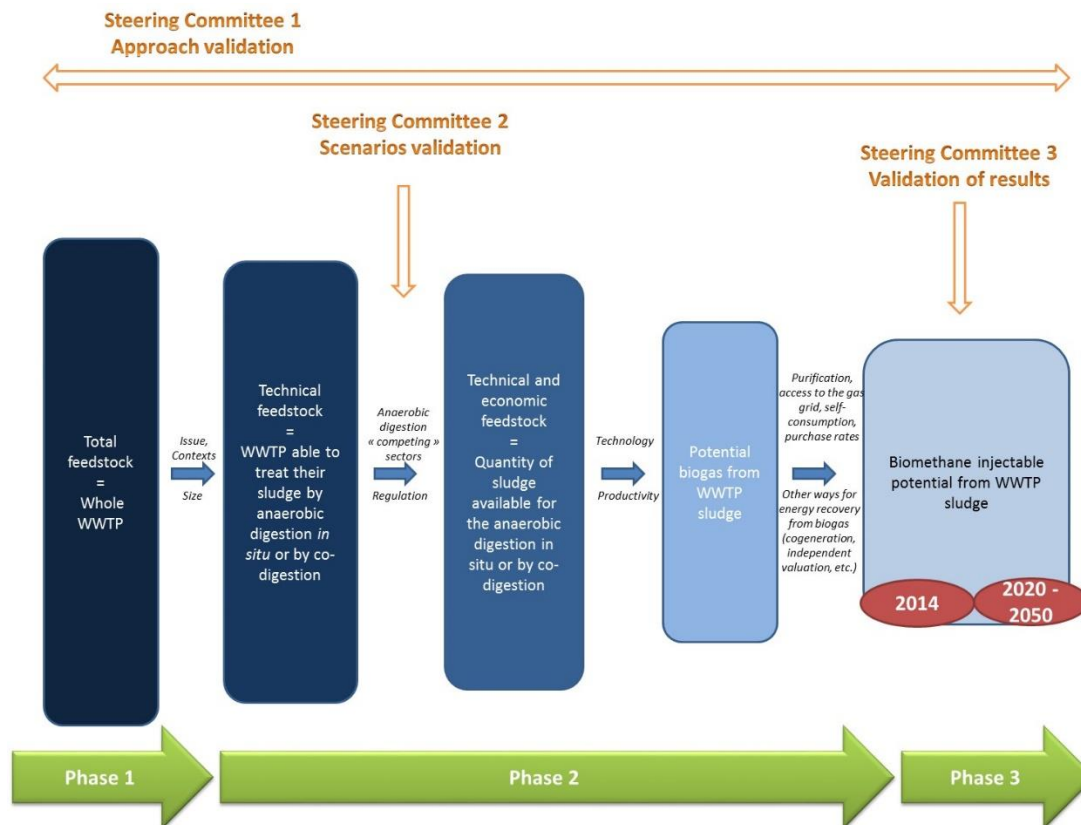


SYNTHESIS

To achieve the goals of renewable energy production by 23% in 2020 and by 32% in 2030 (Law project on energy transition), the French Government is committed to strongly support all the local renewables sectors and in particular the anaerobic digestion. This sector can recycle organic waste into renewable energy while respecting local needs and issues.

The objective of this study is to consider the potential of biomethane injectable into the gas grid from Waste Water Treatment Plant (WWTP) sludge in 2020 and in 2050.

To meet this goal, the following approach was followed:



Wastewater is all sewage from the population but also industrial and commercial activities. The wastewater treatment can be achieved collectively in a wastewater treatment plant or individually (independent sanitation). The organic pollution in wastewater is usually expressed in Population Equivalent.

Metropolitan France has 19,521 active wastewater treatment plants (data from portal sanitation, 2014) out of which **85 currently have an anaerobic digestion plant on site for sludge treatment.**

The entire theoretical methanogenic potential from all the sludge WWTP is 2.13 TWh / year.

To estimate the wastewater treatment plants liable to digest sludge, the approach used in this study is to determine the breakeven points of an anaerobic digestion plant installed on different sectors-types of wastewater treatment. The different ways of biogas recovery are sized and compared.

It is considered that a case is profitable if its internal rate of return is at least 10 % (compared to a reference case).

This approach is characterized by:

- A literature review of technical and economic characteristics of the various treatments found at a WWTP including anaerobic digestion and biogas recovery associated,
- A return of experience and collect of opinions from various experts in the field of sanitation,
- A technical and economic analysis of the various defined cases in relation to a reference case (without anaerobic digestion plant).

According to the technical and economic assumptions adopted, the study concludes the following thresholds profitability:

- 60,000 PE for upgrading biogas to injectable biomethane compared to the reference case without anaerobic digestion plant,
- 45,000 PE for upgrading biogas to injectable biomethane on a WWTP with an anaerobic digestion plant over 15 years,
- 150,000 PE for upgrading biogas to injectable biomethane on a WWTP with an anaerobic digestion plant over 15 years and a recovery of a part of the biogas by cogeneration (double recovery),
- Between 180,000 and 300,000 PE for the valorisation of the biogas by cogeneration compared to the reference case without anaerobic digestion plant.

Below this threshold, the use of sludge from wastewater treatment plants in co-digestion in **territorial anaerobic digestion plants** may be considered depending on local opportunities.

Thus the technical and economic potential of the French sludge treatment plants of more than 60,000 PE represents a resource of 1.25 TWh / year in 2014. The WWTP between 5,000 and 60,000 PE eligible for sludge digestion in territorial anaerobic digestion unit would represent an energy feedstock of 0.58 TWh / year.

For 2020 and 2050, the real injection potential was estimated using different scenarios to take into account the technical, economic and regulatory requirements that may affect the development of the sector.

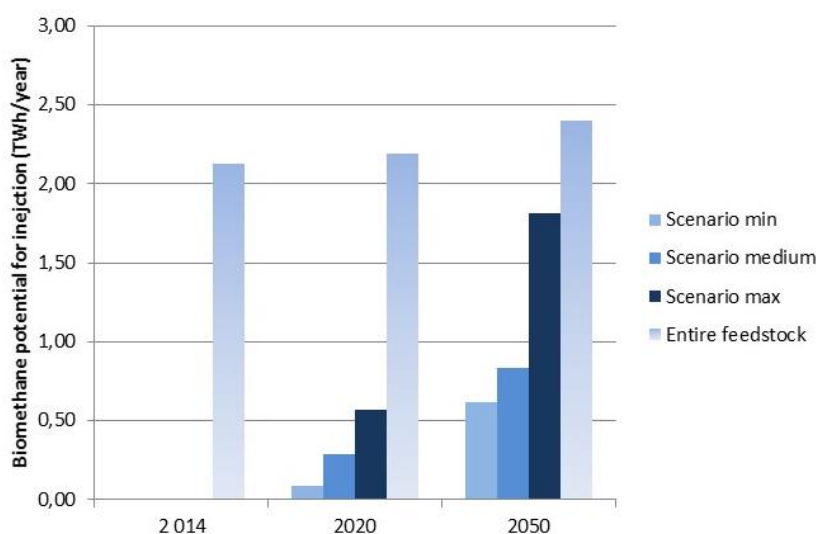
The results of the study indicate that the potential for production of biomethane for injection on the French natural gas grid from the sludge of wastewater treatment plants:

- In 2020: 0.06 to 0.54 TWh / year,
- In 2050: 0.60 to 1.41 TWh / year.

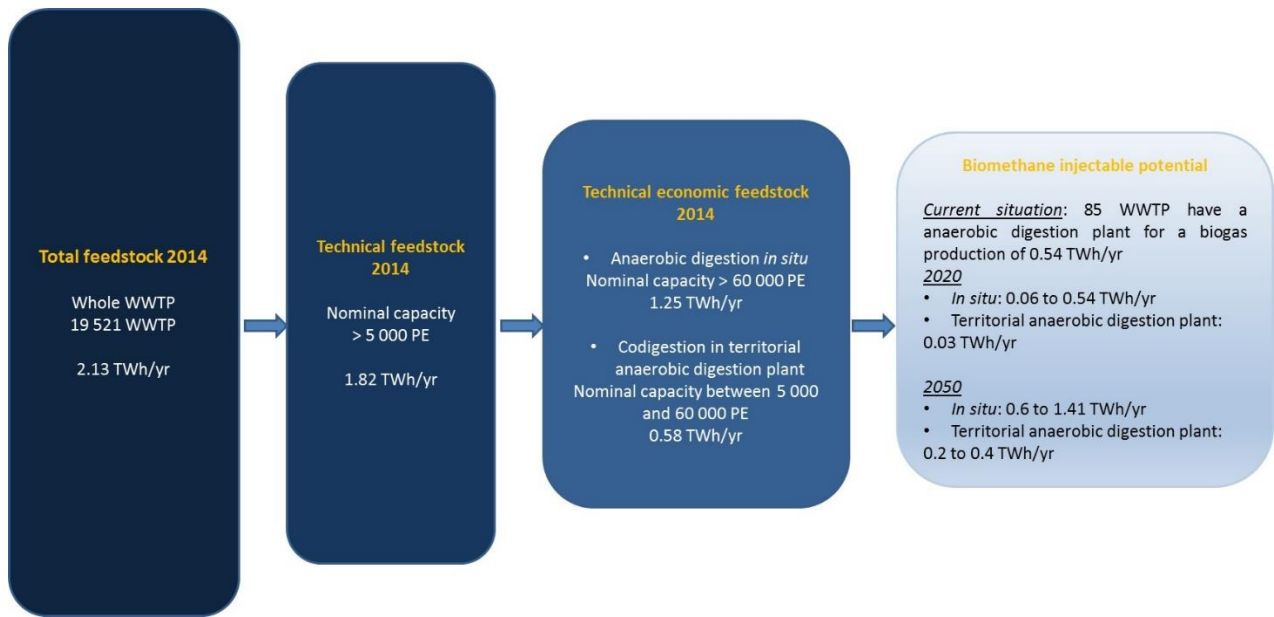
Below this threshold, the use of sludge from wastewater treatment plants in co-digestion in territorial anaerobic digestion plants represents a potential:

- In 2020: about 0.03 TWh / year,
- In 2050: 0.20 to 0.40 TWh / year.

The figure below illustrates the potential of biogas from WWTP sludge for injection into the gas grid in 2020 and 2050 :



Main results of this study are presented in the following figure :



1 CONTEXTE ET OBJECTIFS DE L'ETUDE

1.1 CONTEXTE GENERAL

Dans un contexte de réchauffement climatique et de tension sur les ressources fossiles, les énergies renouvelables semblent une bonne alternative pour satisfaire les besoins énergétiques de la planète. Elles permettent d'atteindre une plus grande indépendance énergétique en s'affranchissant des importations de ressources d'origine fossile et en utilisant les ressources accessibles sur notre territoire à savoir le soleil, le vent, l'eau, la biomasse. Les énergies renouvelables permettent également de créer des nouvelles filières professionnelles et par conséquent des emplois locaux.

Les objectifs français pour la production d'énergies renouvelables sont de porter au moins à 23% la consommation d'énergie produite à partir d'énergies renouvelables d'ici 2020 et à 32 % à horizon 2030 (projet de loi sur la transition énergétique). Afin d'atteindre cet objectif, l'État français s'est engagé à soutenir fortement l'ensemble des filières renouvelables locales et notamment la filière de la méthanisation.

La méthanisation est particulièrement développée dans le milieu industriel ou dans les stations d'épuration pour le traitement des boues et des effluents industriels organiques ; aujourd'hui le milieu agricole et les collectivités territoriales se réapproprient cette technologie. En effet, elle permet de valoriser les déchets organiques en énergie renouvelable tout en respectant les problématiques et les besoins locaux.

Au regard des objectifs de production d'énergies renouvelables et de valorisation des déchets fermentescibles fixés par le Grenelle de l'environnement², le procédé de méthanisation s'intègre parfaitement dans ce contexte de gestion des déchets et d'application locale des valeurs de développement durable.

LA METHANISATION

La méthanisation consiste en une dégradation de matières organiques (boues, déchets, fumiers, résidus de cultures, ...) par des bactéries dans un milieu dépourvu d'oxygène. Elle permet de produire du biogaz, gaz riche en méthane, et un digestat pouvant être utilisé comme fertilisant et amendement pour les cultures. En complément de la diminution importante de la charge organique des substrats et de la production d'énergie verte, la méthanisation présente de nombreux avantages au niveau économique (revenus complémentaires, autonomie en chaleur), environnemental et agronomique (suppression des odeurs, production d'un fertilisant).

Le Ministre de l'Agriculture a annoncé début 2013 de nouveaux mécanismes de soutien pour la méthanisation agricole à travers le plan « Energie Méthanisation Autonomie Azote » (EMAA). Ce plan vise à gérer l'azote dans une logique globale sur les territoires en valorisation l'azote organique, notamment issu des effluents

² Loi Grenelle II : Obligation de tri à la source et de valorisation des biodéchets pour les producteurs ou détenteurs de biodéchets (seuils d'applications de 120 t/an en 2012 et 10 t/an en 2016).

d'élevage, et à développer un « modèle français de la méthanisation agricole ». Un objectif de développement de 1 000 méthaniseurs à la ferme à horizon 2020 est annoncé à travers ce plan et la prime d'effluents d'élevage a été révisée en juillet 2013 dans le cadre de ce plan.

Par ailleurs, lors du discours d'ouverture du colloque national biomasse le 1^{er} juillet 2014, la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie a annoncé le lancement de 1 500 projets de méthanisation d'ici 3 ans.

Le biogaz produit par une unité de méthanisation peut être valorisé énergétiquement par différentes voies : cogénération, chaudière, injection biométhane sur le réseau de gaz naturel et carburant véhicule. Ces voies de valorisation sont synthétisées sur la Figure 1.

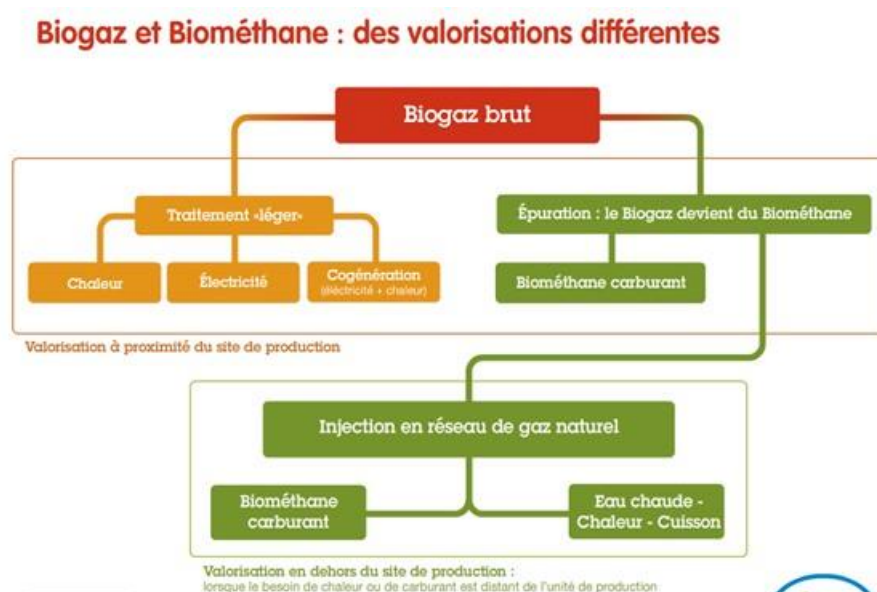


Figure 1 : Voies de valorisation du biogaz produit par unité de méthanisation (source : GrDF)

Dans ce cadre, les tarifs d'achat revalorisés pour la production d'électricité ont été publiés au Journal Officiel le 21 mai 2011 et les producteurs de biométhane bénéficient également d'un tarif d'achat du biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel (décrets et arrêtés des 22 et 23 novembre 2011).

La feuille de route de l'ADEME « Vision 2030 – 2050 » indique une intégration de biogaz dans les réseaux de gaz de 14 % à horizon 2030 et 25 % à horizon 2050 (ADEME, 2012).

Mi 2014, près de 500 projets de production et d'injection de biométhane sont instruits par les opérateurs français de réseaux de gaz naturel, distributeurs (GrDF, entreprises locales de distribution) ou transporteurs (GRTgaz, TIGF) et 6 sites de méthanisation injectent du biométhane dans le réseau de distribution de gaz naturel (Centre de Valorisation Organique à Lille Sequedin, Methavalor à Morsbach, Bioénergie de la Brie à Chaumes-en-Brie, AgriBiomethane à Mortagne-sur-Sèvre, Létang Biogaz à Sourduin et O'Terres Energies à Ussy-sur-Marne).

A l'origine de cette étude, seuls les déchets ménagers, de l'industrie agroalimentaire, ou issus de l'agriculture (déjections d'élevage, résidus de culture) étaient autorisés à

être méthanisés en vue de l'injection de biométhane dans les réseaux. Le 24 juin 2014, deux arrêtés et un décret ont permis d'intégrer les résidus du traitement des eaux usées, et notamment les boues de stations d'épuration dans le périmètre du dispositif, avec un tarif d'achat spécifique.

Cette étude a été lancée en amont de cette publication afin d'estimer le potentiel du gisement de boues de stations d'épuration.

1.2 PRESENTATION DES COFINANCEURS DE L'ETUDE

Dans le cadre de leur accord de partenariat, l'ADEME et GrDF ont décidé de réaliser une évaluation du potentiel de production de biométhane à partir du biogaz issu du traitement des boues d'eaux usées urbaines en station d'épuration.

L'ADEME

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) est un établissement public à caractère industriel et commercial, placé sous la tutelle des ministères chargés de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et de l'enseignement supérieur et de la recherche.

Créée par la loi n° 90-1130 du 19 décembre 1990 et modifiée par différents décrets, l'ADEME participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'Agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans ses domaines d'intervention (déchets, sols pollués et friches, énergie et climat, air et bruit, actions transversales (production et consommation durables, villes et territoires durables)).

Elle est organisée en 3 sites centraux, 26 directions régionales et 3 représentations dans les territoires d'outre-mer.

La contribution de l'ADEME peut être ramenée, de manière résumée, à trois priorités majeures :

- Développer une économie du déchet à haute qualité environnementale,
- Engager un effort durable de maîtrise de l'énergie,
- Améliorer les performances dans les transports et réduire les pollutions de l'air.

GrDF

Créé le 31 décembre 2007, GrDF, filiale à 100 % de GDF SUEZ, regroupe les activités de distribution de gaz naturel en France. Dans les zones géographiques où il est concessionnaire de la distribution de gaz naturel, GrDF achemine le gaz naturel de l'ensemble des fournisseurs via un réseau qu'il construit, développe, entretient et exploite en veillant à la sécurité de tous.

Dans le cadre de ses missions de service public, GrDF assure le développement des réseaux de gaz naturel sur le territoire. Celui-ci constitue un outil essentiel de la politique énergétique française visant à apporter aux consommateurs des solutions énergétiques, en particulier de chauffage, performantes aux plans économique et environnemental. Cette action de développement s'appuie sur la promotion des

solutions gaz éco-efficaces et des couplages gaz-énergie renouvelables, en particulier dans le domaine des bâtiments et de l'aménagement du territoire, auprès des particuliers, des maîtres d'ouvrage, des bailleurs, des collectivités, des professionnels du bâtiment. Elle comporte également un volet de conseil et d'accompagnement des consommateurs, et de manière plus générale guide les choix stratégiques de GrDF afin que la maîtrise de la demande d'énergie soit un des critères de décisions sur les projets.

1.3 OBJECTIFS DE L'ETUDE

Les substrats utilisés en méthanisation peuvent être de nature et d'origines très différentes : déchets municipaux, déchets industriels ou encore déchets agricoles.

Parmi les déchets municipaux, les boues de stations d'épuration constituent un gisement encore peu exploité en méthanisation et non valorisé en biométhane injectable sur le réseau de gaz naturel.

Dans ce contexte, cette étude a pour objectif d'établir une vision claire du potentiel que représentent les boues de stations d'épuration urbaines (STEU) valorisable en méthanisation pour injection de biométhane dans le réseau de gaz français.

Pour atteindre cet objectif, l'étude se compose en 3 phases successives et complémentaires :

- Phase 1 : Identification des STEU au niveau national : nombre, quantités de boues traitées, procédés utilisés,
- Phase 2 : Qualification technique et économique des STEU susceptibles de méthaniser les boues sur site ou dans des unités de méthanisation territoriales,
- Phase 3 : Evaluation des potentiels de production de biométhane issu des boues de STEU aux horizons 2020 et 2050.

2 METHODOLOGIE EMPLOYEE

2.1 DEMARCHE GENERALE

L'étude a été réalisée en trois phases, des Comités de Pilotage intermédiaires validant les choix méthodologiques à chaque étape.

Si le gisement total des boues peut être défini relativement simplement, le potentiel réel en biomasse valorisable est limité par de nombreux paramètres techniques (capacité à mobiliser la ressource, faisabilité technique), économiques, réglementaires et sociétaux.

La Figure 2 présente la démarche générale utilisée pour l'étude de potentiel des boues de STEU pour l'injection biométhane.

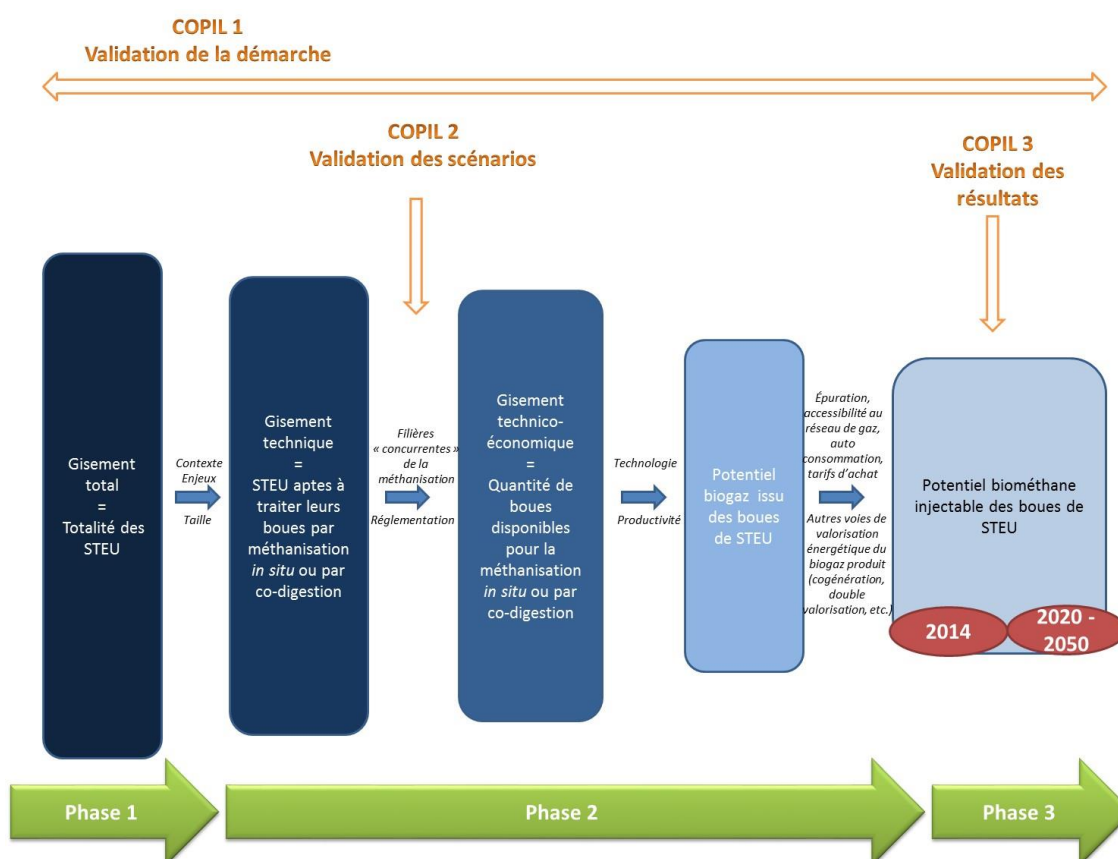


Figure 2 : Démarche pour l'évaluation du potentiel de production de biométhane à partir de boues de STEU

2.2 METHODOLOGIE PHASE 1 : EVALUATION DU GISEMENT TOTAL

La phase 1 de l'étude consiste à répertorier les STEU du territoire français (brique « Gisement total » de la Figure 2). Les données utilisées proviennent des bases disponibles auprès du Portail d'information du ministère de l'écologie, du

développement durable et de l'énergie sur l'assainissement communal³. Ces bases exhaustives identifient la taille des STEU, leur localisation ainsi que les filières eau et filière boues mises en place.

A partir d'autres sources de données (SINOE, ADEME, agences de l'eau), cette phase permet de distinguer :

- Les STEU produisant actuellement du biogaz,
- Les STEU qui ont prévu de produire du biogaz ou du biométhane,
- Les autres STEU.

Un logiciel de cartographie (ARCGIS®) a été utilisé pour géolocaliser les STEU en France ainsi que toutes les données associées.

A partir de ces données, il est possible d'identifier une filière-type majoritairement retrouvée dans les STEU produisant du biogaz.

Cette première évaluation permet de déterminer le « gisement théorique maximal de production de biométhane à partir de l'ensemble des boues produites par les STEU françaises ».

2.3 METHODOLOGIE PHASE 2 : EVALUATION DU GISEMENT TECHNIQUE ET DU GISEMENT TECHNICO-ECONOMIQUE

La France compte environ 19 500 stations de traitement des eaux usées en 2014 dont 60 valoriseraient du biogaz (Eurostaf, 2012). Plusieurs études montrent des seuils de rentabilité économiques différents pour la méthanisation des boues de STEU pour une intégration dans une filière boues :

- D'après l'étude Eurostaf (Eurostaf, 2012) et SOLAGRO (SOLAGRO, 2001), 184 STEU ont une capacité de plus de 30 000 EH, capacité à partir de laquelle la méthanisation est considérée comme rentable.
- Dans l'étude de l'ADEME (ADEME, 2013), la construction d'une unité de méthanisation a été considérée comme possible à partir de 100 000 EH.

A partir du gisement total de boues valorisables, cette étape de l'étude consiste à qualifier précisément les STEU susceptibles de méthaniser les boues en intégrant des critères techniques et économiques. Ceci permet de réévaluer ce « seuil de rentabilité » à partir duquel l'injection est plus intéressante économiquement que d'autres solutions de traitement et de valorisation des boues de STEU.

La démarche générale utilisée est illustrée sur la Figure 3.

³ <http://assainissement.developpement-durable.gouv.fr/liste.php>

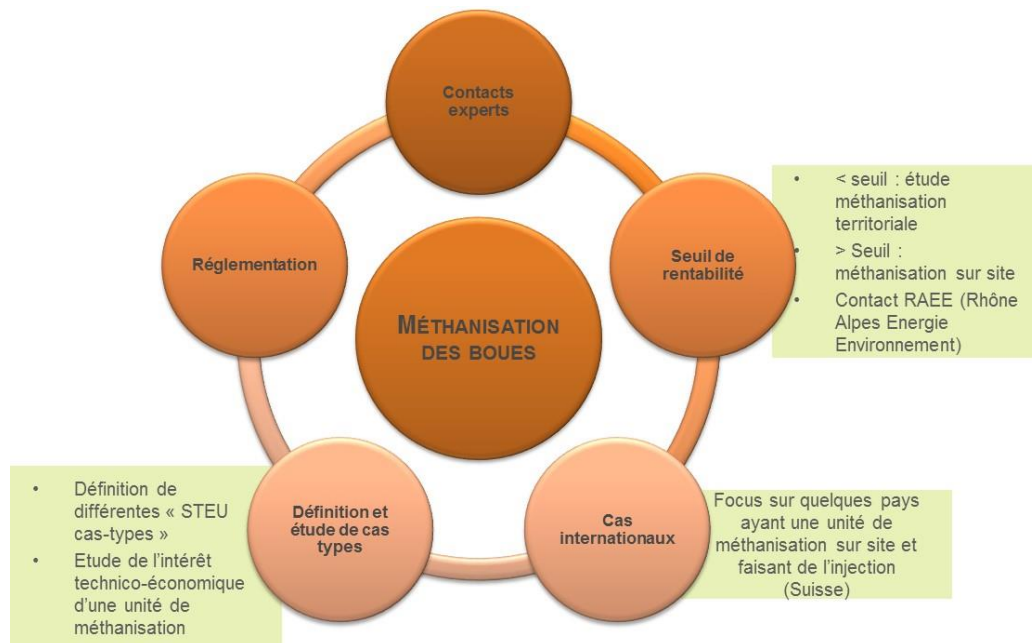


Figure 3 : Démarche générale afin de qualifier les STEU susceptibles de méthaniser les boues

Des filières types caractérisées par différentes solutions de traitement des eaux, des boues et de valorisation finale des boues existantes, ont été définies et étudiées. L'application des coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) sur chacune de ces filières permet de définir et de comparer différentes voies de valorisation du biogaz.

Par ailleurs, des experts du domaine du traitement des eaux usées ont été contactés afin de recueillir leurs avis et expériences sur la méthanisation des boues en STEU.

Pour les STEU de taille trop petite pour atteindre ce « seuil de rentabilité déterminé », le potentiel de boues de STEU pouvant faire l'objet d'une codigestion dans une unité de méthanisation territoriale située à proximité a été étudié.

L'étude exclut les STEU de taille inférieure à 5 000 EH possédant généralement des équipements rustiques (type lits plantés de roseaux, lagunage) ne permettant pas le prélèvement aisé et régulier des boues pour la méthanisation (ADEME, 2013).

Les autres résidus de l'assainissement générés ou traités par les STEU (graisses et matières de vidange) sont inclus dans le périmètre de l'étude.

Cette deuxième évaluation a donc permis de déterminer le « gisement technico-économique de production de biométhane à partir de l'ensemble des boues produites par les STEU ».

2.4 METHODOLOGIE PHASE 3 : PERSPECTIVES DE PRODUCTION DE BIOMETHANE ISSU DE BOUES DE STEU EN 2020 ET 2050

Cette phase a pour objectif de proposer une vision prospective sur le potentiel de biométhane injectable à partir des boues de STEU à deux horizons de temps : 2020 et 2050.

3 scénarii pour l'évaluation du potentiel de production de biométhane à partir de boues de STEU à horizon 2020 et 2050 sont proposés :

- Un scénario max dans lequel la pénétration de la solution injection de biométhane à partir des boues de STEU est considérée comme étant importante : réglementations incitatives, coûts favorables et soutien des politiques locales associées.
- Un scénario min dans lequel la pénétration de la solution injection de biométhane à partir des boues de STEU est faible : peu de politiques incitatives et des coûts peu favorables. D'autres solutions de valorisation restent plus intéressantes techniquement et économiquement.
- Un scénario moyen : valeur intermédiaire réaliste des scénarios précédents.

La Figure 4 montre les critères utilisés pour la définition des scénarii.

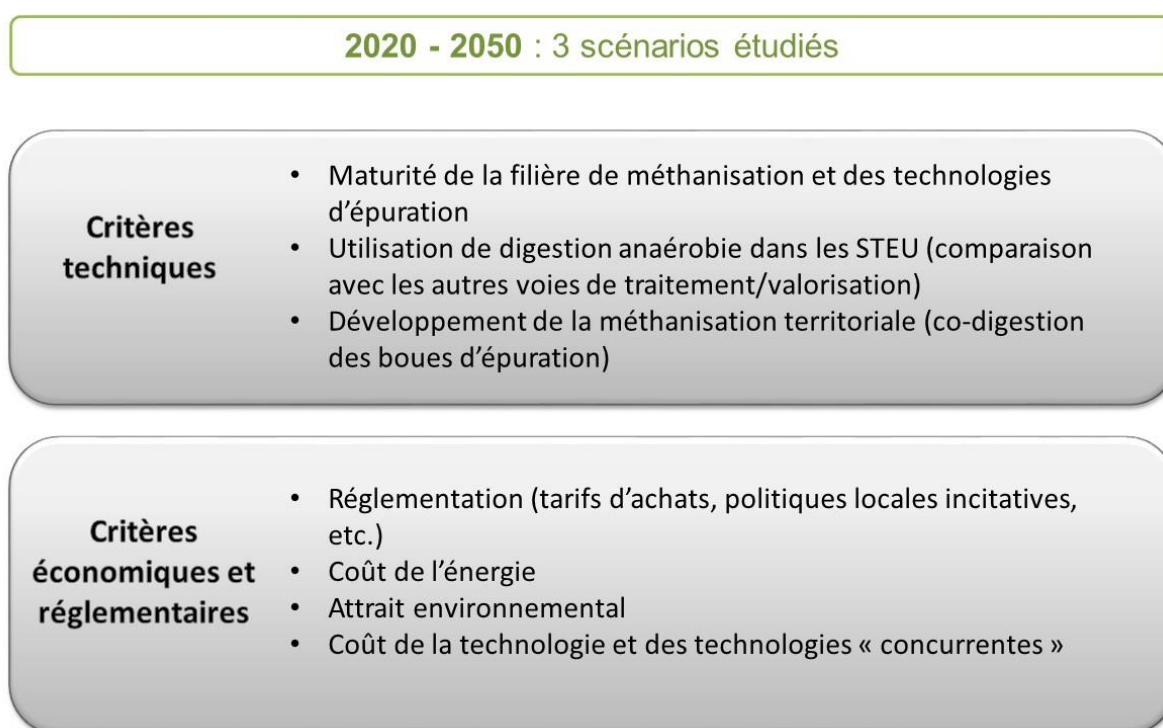


Figure 4 : Critères pour la définition des scénarii pour l'évaluation de potentiel de biométhane injectable à partir de boues de STEU aux horizons 2020 et 2050

Parallèlement à ces scénarios, l'évolution de la capacité de traitement des STEU suite à la croissance démographique et à l'augmentation du volume des boues est considérée afin d'affiner les potentiels aux horizons 2020 et 2050.

Une analyse de sensibilité est effectuée sur les différents scénarios afin d'identifier les facteurs clefs pouvant influencer significativement le développement de la filière.

3 ETAT DES LIEUX DES STATIONS D'EPURATION EN FRANCE ET EVALUATION DU GISEMENT TOTAL

3.1 TYPOLOGIE DES STATIONS D'EPURATION EN FRANCE

Les eaux usées sont toutes les eaux résiduaires provenant de la population mais également des activités industrielles et commerciales. Le traitement des eaux usées peut être réalisé de manière collective dans une station d'épuration ou de manière individuelle (assainissement autonome).

Les décisions de répartition entre le mode d'assainissement collectif et le mode d'assainissement non collectif sont prises par les maires et les présidents d'établissement public de coopération intercommunale (EPCI) notamment en fonction de la densité urbaine. Néanmoins, l'assainissement est majoritairement effectué de manière collective. Les logements non raccordés sont principalement des maisons individuelles, situées en zone rurale.

Les stations de traitement des eaux usées et les réseaux de collecte sont associés à une agglomération d'assainissement qui est définie comme une « *zone dans laquelle la population et/ou les activités économiques sont suffisamment concentrées pour qu'il soit possible de collecter les eaux urbaines résiduaires pour les acheminer vers une station de traitement des eaux usées ou un point de rejet final* » (article 2 de la directive ERU⁴).

La taille de la STEU correspond à la charge brute de pollution organique contenue dans les eaux usées produites par les populations et activités économiques rassemblées dans l'agglomération d'assainissement. La pollution est exprimée en Équivalent Habitant ou en kg de DBO₅⁵ par jour avec 1 EH = 60 g de DBO₅ / jour. Elle correspond à la charge journalière de la semaine la plus chargée de l'année à l'exception des situations inhabituelles.

En 2014, la France métropolitaine compte 19 521 STEU en activité (Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, 2014).

Il est à noter que les STEU sont généralement classées en fonction de 5 tranches d'obligation (classement utilisé sur le portail d'information du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie sur l'assainissement communal) :

- Capacité nominale < 200 EH,
- Capacité nominale de 200 à 2 000 EH,
- Capacité nominale de 2 000 à 10 000 EH,
- Capacité nominale de 10 000 à 100 000 EH,
- Capacité nominale > 100 000 EH.

Afin d'anticiper la phase 2 de l'étude notamment pour l'étude du seuil de rentabilité de la méthanisation situé a priori entre 10 000 et 50 000 EH (d'après la littérature), le

⁴ ERU : Eaux Résiduaires Urbaines

⁵ DBO 5 : Demande Biologique en Oxygène à 5 jours

choix a été fait d'ajouter des tranches de capacité nominale dans cette phase d'état des lieux des STEU.

L'état des lieux des stations d'épuration utilisera ces différents seuils afin d'avoir une vision globale des STEU en France mais ne se focalisera, pour la suite de l'étude, que sur les STEU d'une capacité nominale supérieure à 5 000 EH (en deçà de ce seuil, les procédés de traitement des boues ne permettent pas un prélèvement aisé et régulier des boues).

La Figure 5 met en évidence la répartition des STEU en activité en fonction de leurs capacités nominales (distribution cumulée et non cumulée).

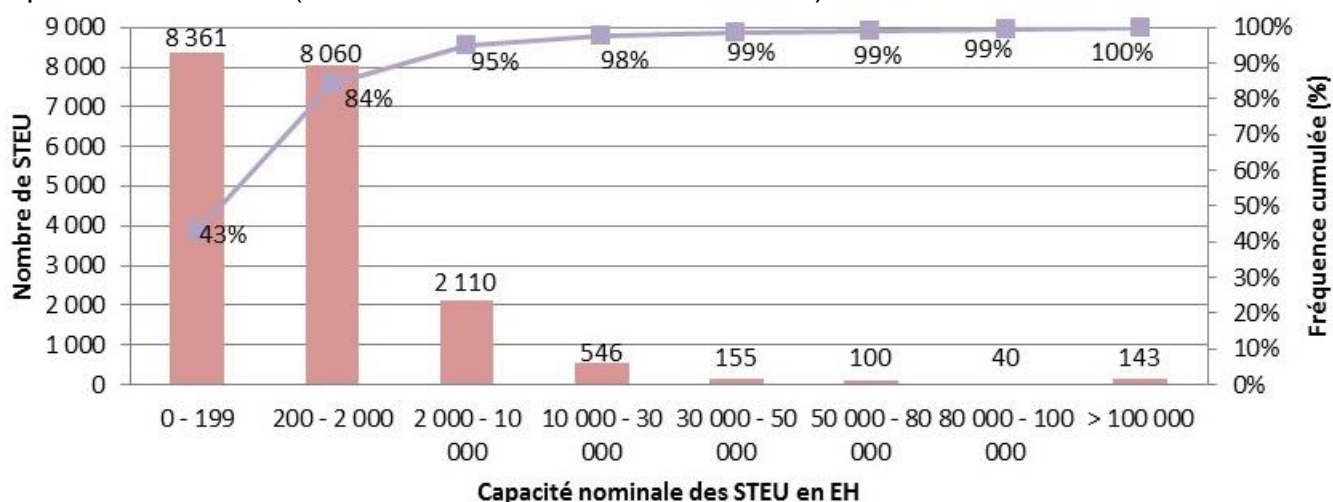


Figure 5 : Répartition des STEU en fonction de leurs capacités nominales et pourcentage cumulé

Cette figure montre que la majorité des STEU (84 %) a une capacité nominale inférieure à 2 000 EH.

La Figure 6 représente la charge de pollution entrante maximale par tranche de capacité des stations.

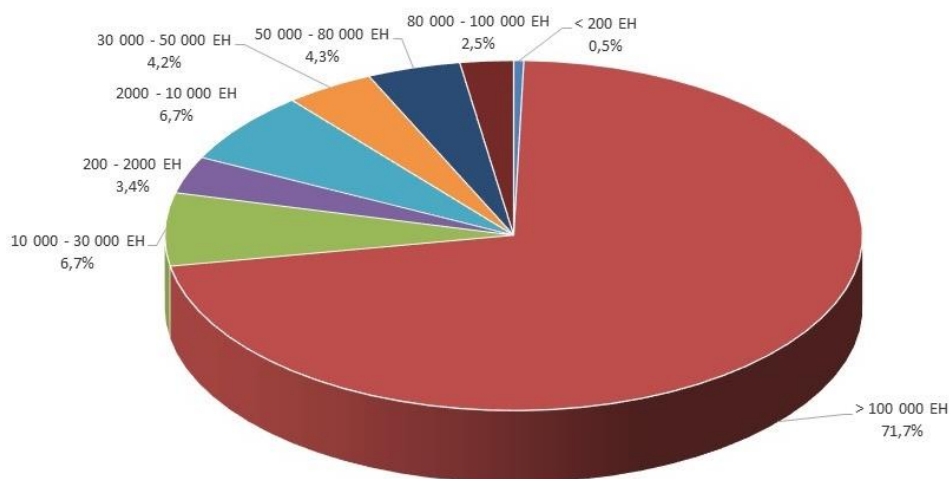


Figure 6 : Répartition de la charge de pollution entrante (en EH) dans les STEU en fonction de la capacité nominale

Les résultats montrent qu'environ 72 % de la pollution entrante totale est traitée par seulement 143 STEU ayant une capacité nominale supérieure à 100 000 EH, alors

que les STEU de faible capacité (inférieure à 2 000 EH), représentant 84 % du parc (soit 16 421 STEU), ne traitent que 3,9 % de la pollution totale.

Le traitement des eaux usées consiste en une succession d'ouvrages permettant d'extraire au fur et à mesure les différents polluants contenus dans l'eau. La filière de traitement dépend de la quantité et de la nature des eaux usées à traiter.

Trois niveaux de traitement peuvent être retrouvés dans les STEU :

- Les prétraitements : cette étape consiste à débarrasser les eaux usées des débris les plus volumineux (dégrillage), des sables (dessablage) et des graisses (dégraissage).
- Les traitements primaires visent à éliminer les matières minérales et organiques en suspension dans l'eau par une simple décantation. Les traitements physico-chimiques permettent d'agglomérer ces matières en ajoutant des agents coagulants et flocculants. Les stations de traitement physico-chimique sont adaptées aux contextes touristiques saisonniers où les variations de charge peuvent être importantes sur une période réduite (environ une centaine d'unités en France).
- Les traitements secondaires se font généralement par voie biologique. Ils consistent à extraire des eaux usées les polluants dissous constitués essentiellement de polluants organiques tels que sucres, graisses, protéines, etc. La charge en polluants organiques est mesurée en DBO5 (Demande Biologique en Oxygène sur 5 jours) ou DCO (Demande Chimique en Oxygène). Les traitements biologiques utilisent l'action de microorganismes hétérotrophes pour dégrader les composés organiques. L'apport d'oxygène permet d'accélérer la dégradation. Il existe trois principaux types de traitements biologiques :
 - Les procédés biologiques extensifs : lagunage naturel constitué de plans d'eau peu profonds complété ou non d'aérateurs. Ce système rustique est principalement utilisé dans les petites communes rurales. Les procédés biologiques extensifs généralement retrouvés sur les stations d'épuration sont : zones de dissipation végétalisée, lagunage, filtres plantés, filtres de finition, filtres à sables.
 - Les procédés biologiques à cultures libres : « boues activées » où les bactéries se développent dans des bassins alimentés d'eaux usées et d'oxygène par des apports d'air. En fonction de l'objectif de traitement visé (traitement du carbone et/ou azote et/ou phosphore), le principe de fonctionnement peut différer. La séparation de l'eau traitée et de la boue se fait en aval dans un clarificateur⁶.
 - Les procédés biologiques à cultures fixées : biofiltres, disques biologiques et lits bactériens où l'eau à traiter passe à travers un matériau sur lequel les bactéries sont fixées.

La Figure 7 représente un schéma de principe d'une STEU à boues activées.

⁶ Un clarificateur est un bassin de décantation où sédimentent les matières organiques en suspension.

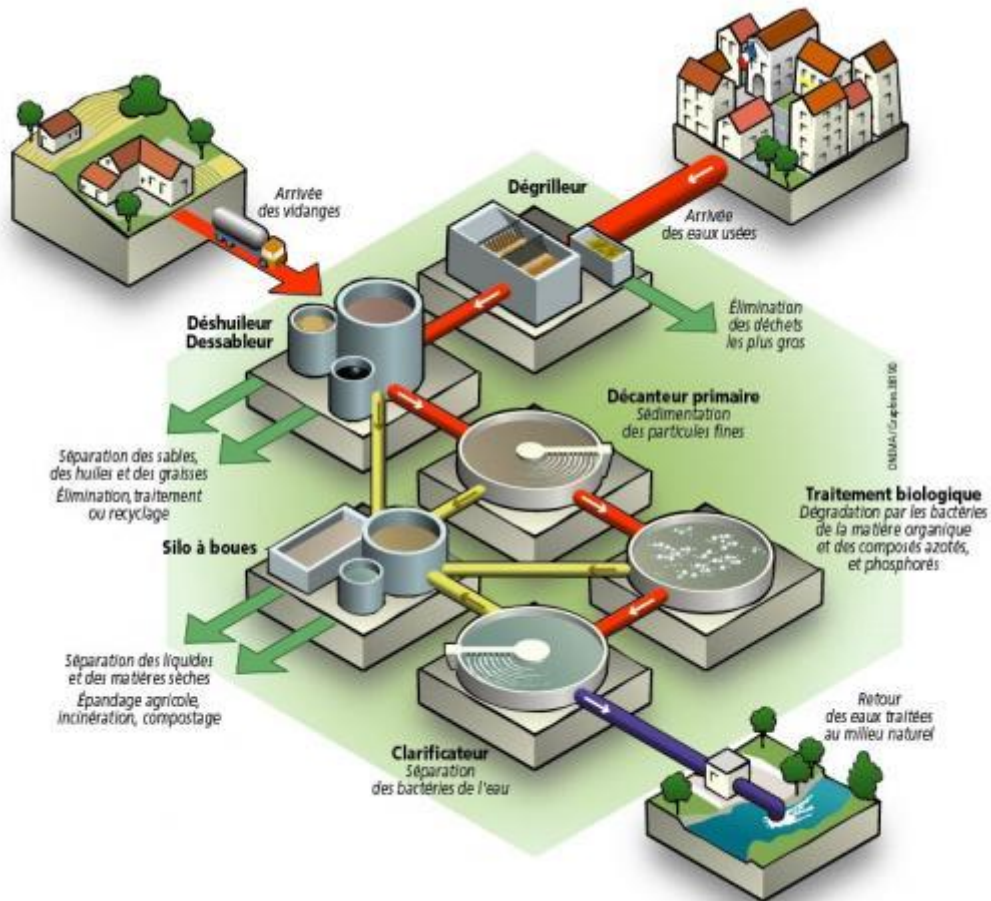


Figure 7 : Représentation schématique d'une station d'épuration avec prétraitement, traitement primaire et traitement secondaire (Observatoire National des services d'eau et d'assainissement)

Les typologies des filières de traitement de l'eau existantes dans les STEU sont illustrées par les Figure 8, Figure 9 et Figure 10 suivantes (données issues du portail d'information du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie sur l'assainissement communal).

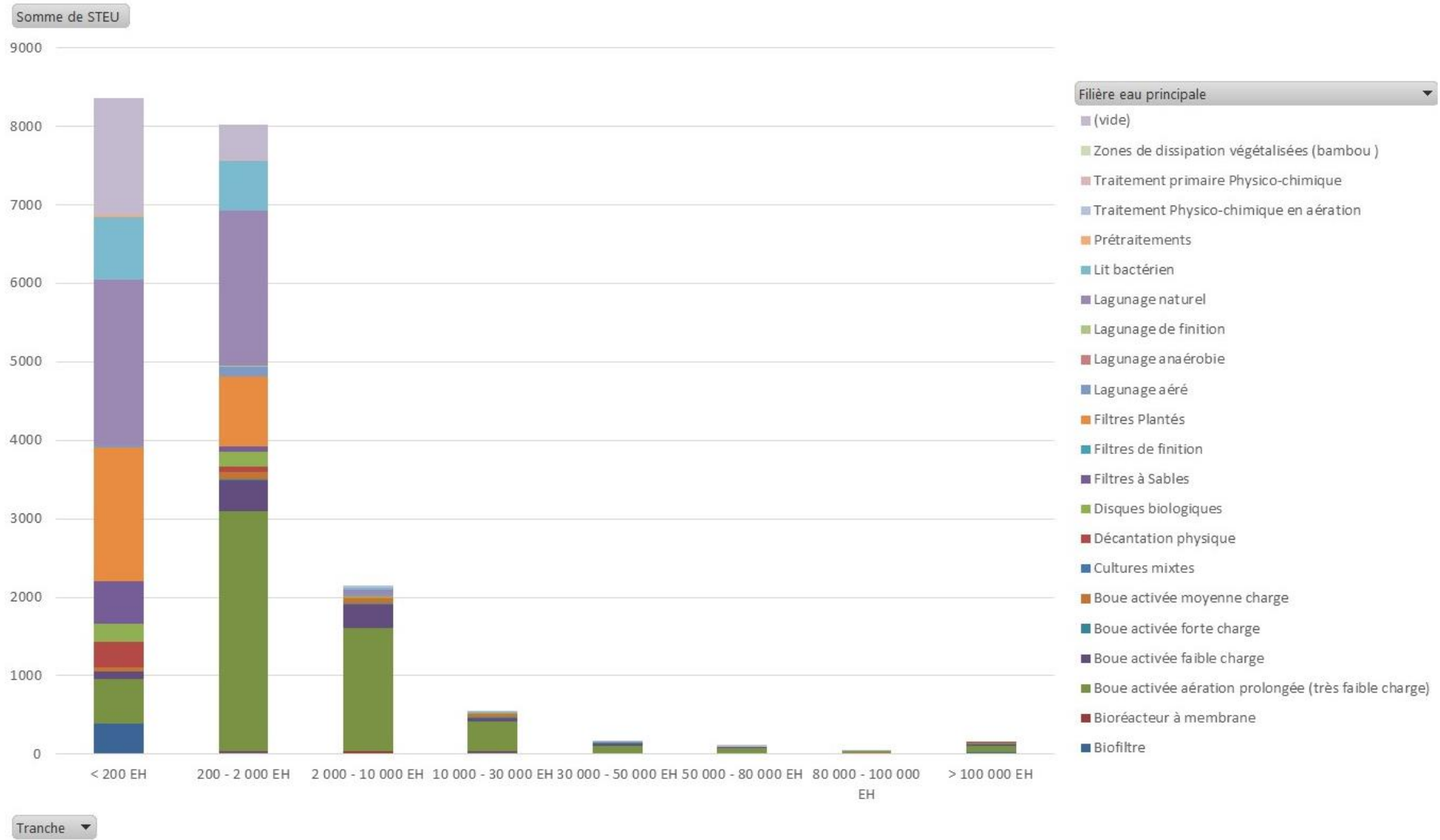


Figure 8 : Nombre de STEU et filières de traitement eau associées en fonction de la capacité nominale

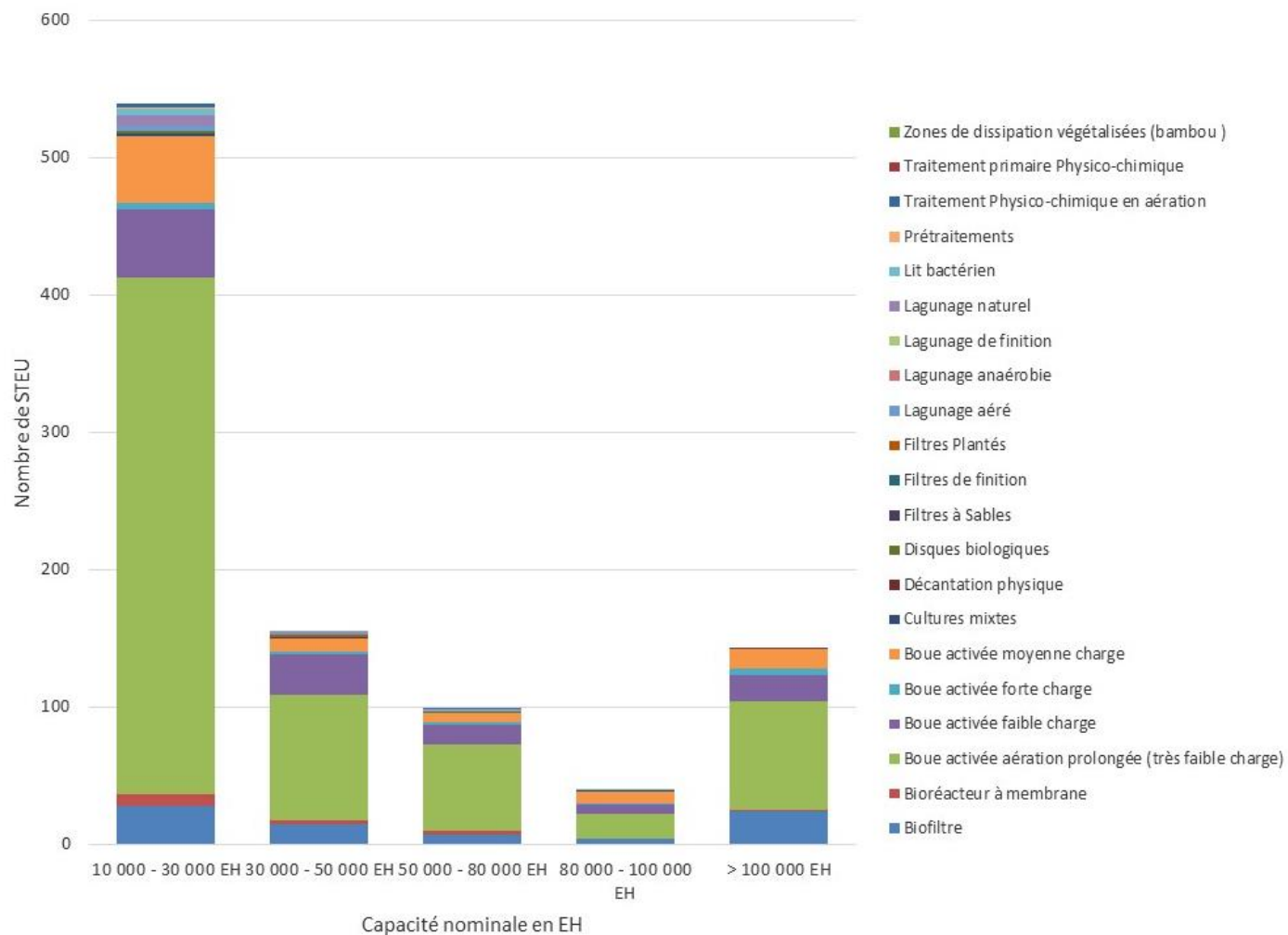


Figure 9 : Nombre de STEU et filière de traitement eau en fonction de la capacité nominale : zoom sur les tranches supérieures à 10 000 EH

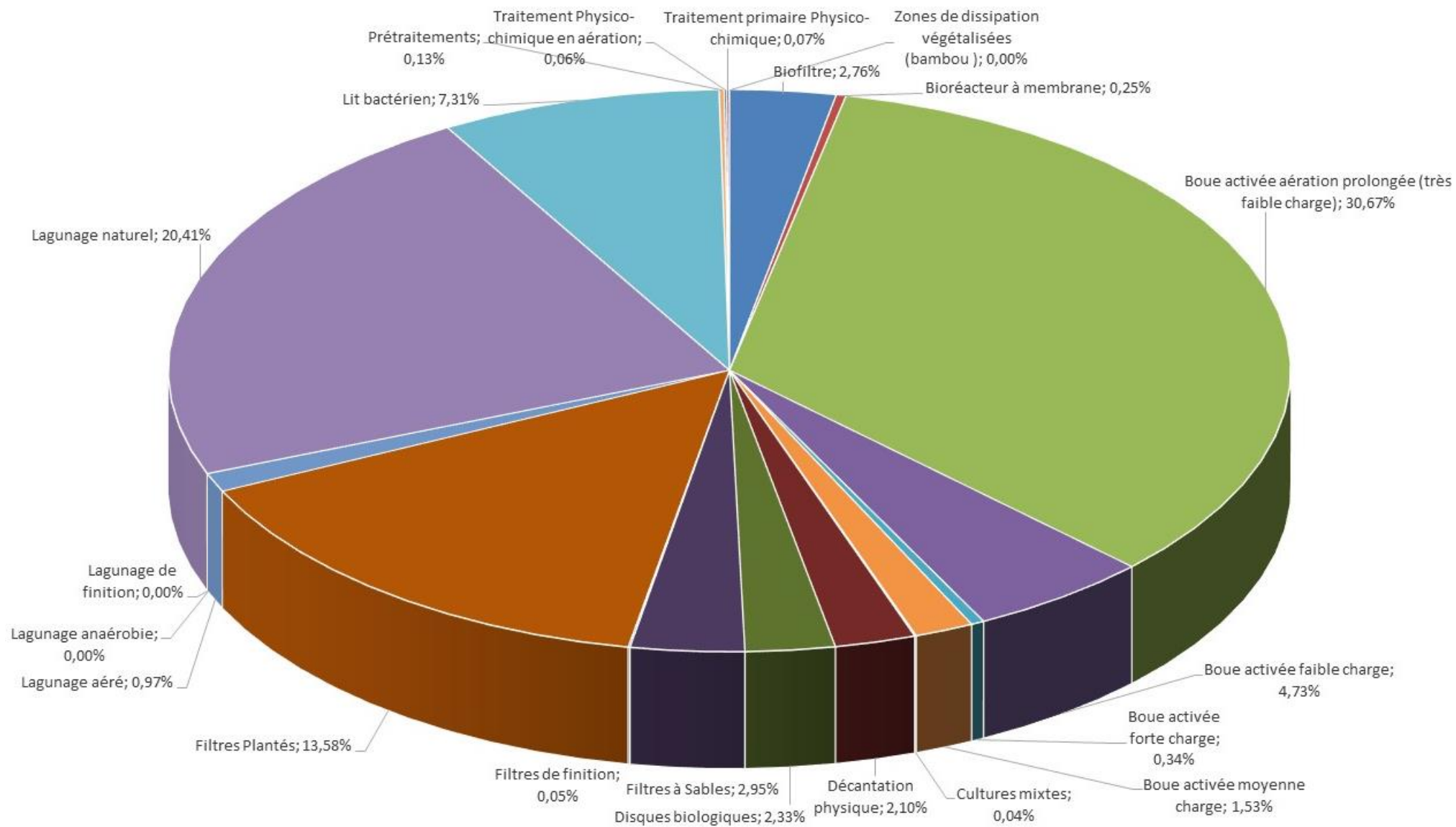


Figure 10 : Répartition des STEU par filière de traitement de l'eau indépendamment de la capacité nominale

Dans les STEU de capacité nominale inférieure à 200 EH, les filières de traitement de l'eau les plus utilisées sont le lagunage naturel et les filtres plantés (45 % de ces STEU utilisent ce type de traitement) (traitements adaptés en milieu rural). Cette tendance se retrouve pour les STEU de capacité située entre 200 et 2 000 EH avec également la filière boues activées à aération prolongée.

Quant aux STEU de capacité supérieure à 2 000 EH, les filières à boues activées à aération prolongée sont majoritaires. Ceci s'explique par le fait que mode de traitement bien maîtrisé permet de répondre aux normes visées par la directive ERU⁷ notamment concernant les paramètres DBO₅, DCO et azote.

Il est à noter que la directive européenne impose des objectifs précis d'assainissement aux STEU en fonction de leur capacité et du milieu de rejet.

3.2 PRODUCTION ET VALORISATION DES BOUES DE STEU

Production de boues

Le traitement des eaux usées produit une eau épurée rejetée dans le milieu naturel ainsi qu'un résidu appelé « boues ». Ces boues ont une composition variant fortement en fonction de l'origine des eaux usées, de la période de l'année et du type de station d'épuration. Elles sont généralement très riches en matières organiques (50 à 70 % de la matière sèche (MS)).

En fonction du traitement de l'eau dans la STEU, les boues ont une appellation et une composition différentes :

- Boues physico-chimiques produites par les procédés physico-chimiques,
- Boues primaires dites « fraîches » résultant de la décantation du traitement primaire,
- Boues secondaires résultant du traitement secondaire,
- Boues mixtes : mélange entre les boues primaires et les boues secondaires et représentant la majorité des cas,
- Les boues de lagunage s'accumulant dans les lagunes.

La Figure 11 illustre la somme totale des boues produites par tranche de capacité nominale des STEU ainsi que la quantité moyenne produite dans chacune des tranches (données issues du portail d'information du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie sur l'assainissement communal).

Il est à noter que de nombreuses stations, notamment de capacité inférieure à 2 000 EH, utilisent des traitements en lagunage ou rhizofiltration et produisent peu de boues annuellement (environ 7 000 stations d'épuration recensées dans ce cas). Ces boues, non quantifiées dans la base de données, s'accumulent progressivement et sont ensuite récupérées avec une faible fréquence annuelle. Ainsi, on considèrera dans l'étude que le potentiel de production de biogaz à partir de boues issues de ces stations d'épuration est nul.

⁷ ERU : Eaux Résiduaires Urbaines.

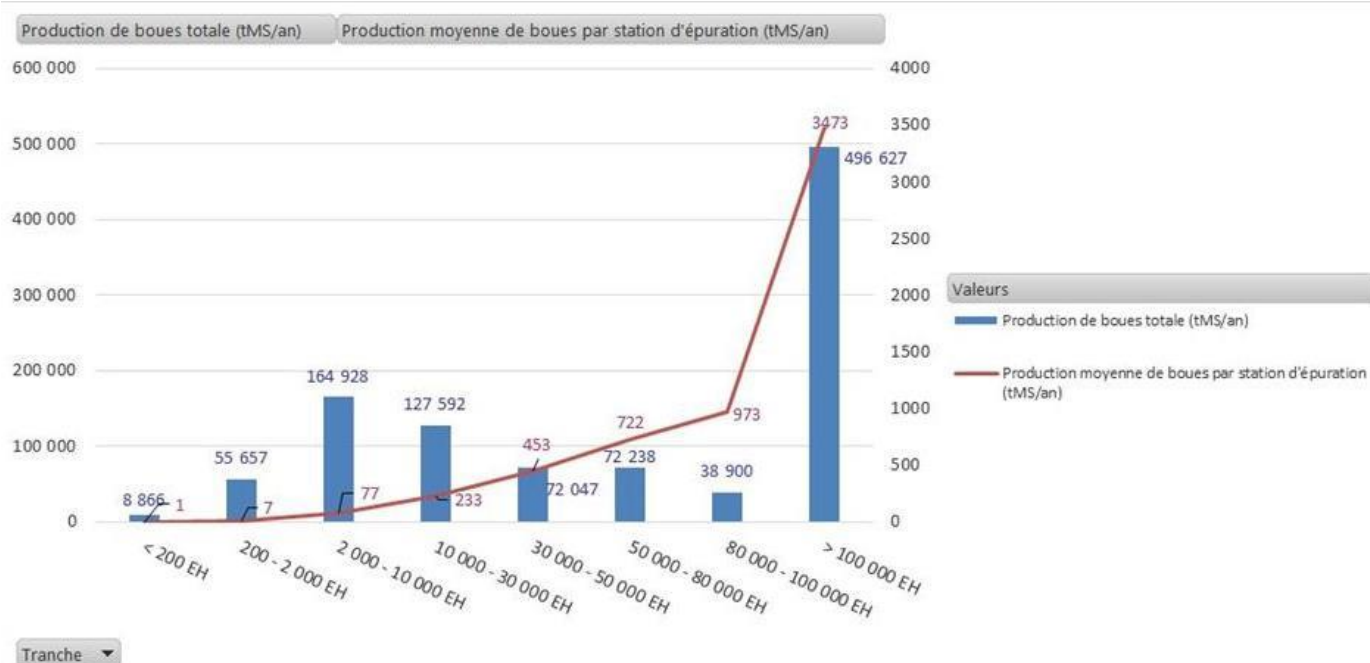


Figure 11 : Somme totale et quantité moyenne de boues produites en fonction de la capacité nominale des stations d'épurations

De manière équivalente à la charge de pollution entrante (cf. Figure 6), la majorité des boues est produite par les STEU de capacités nominales supérieures à 100 000 EH.

A partir de la base de données relative aux STEU françaises, la Figure 12 représente la corrélation entre la quantité de boues générées et la charge de pollution maximale entrante.

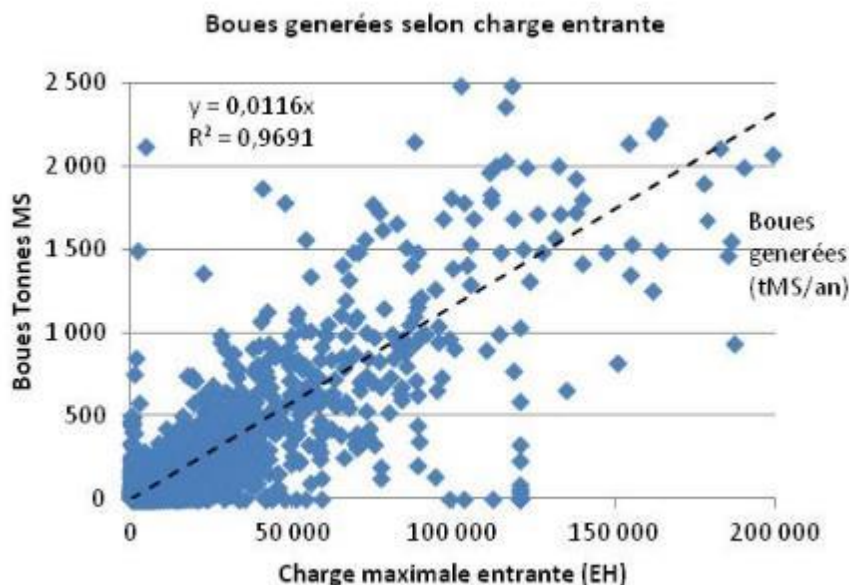


Figure 12 : Quantité de boues générées selon la charge maximale entrante des stations

En première approche, une relation linéaire entre la quantité de boues produites et la capacité nominale peut être définie à partir de ces données.

Production des graisses et matières de vidange

Les graisses et matières de vidange peuvent avoir pour origine :

- Les stations d'épurations,
- Les bacs à graisse des restaurants,
- Les différentes étapes de prétraitement ou de traitement par les industriels, essentiellement les industries agroalimentaires,
- Les vidanges des chapeaux graisseurs de l'assainissement autonome⁸.

En station d'épuration, les graisses et les matières de vidange sont généralement récupérées lors des étapes de dégrillage/dessablage. Cette étape possède un rendement très variable en fonction de l'installation, de la nature des graisses et matières de vidange. L'hypothèse retenue est un rendement sur la DCO de 30 % (Département de l'Eure, 2007).

Bien que ce rendement soit faible, cette étape est indispensable afin d'éviter que les graisses ne se retrouvent en surface des bassins d'aération et des clarificateurs.

Parmi les différents traitements spécifiques des graisses et matières de vidange (compostage, traitement aérobie), la méthanisation constitue une voie intéressante en raison du fort potentiel méthanogène de ce substrat.

La production de graisses et matières de vidange est estimée à 20 g/EH, soit pour les différentes capacités de STEU :

- 200 EH : 4 kg/an,
- 2 000 EH : 40 kg/an,
- 10 000 EH : 0,2 t/an,
- 30 000 EH : 0,6 t/an,
- 50 000 EH : 1 t/an,
- 80 000 EH : 1,6 t/an,
- 100 000 EH : 2 t/an.

Traitement et destination finale des boues

Les boues brutes sont fortement chargées en matières organiques et sont fermentescibles. En amont de leur valorisation finale, elles doivent subir différents traitements :

- Stabilisation : stabilisation biologique (compostage), stabilisation chimique (chaulage) ou séchage thermique,
- Réduction de la teneur en eau : épaissement, déshydratation, séchage,
- Hygiénisation.

La méthanisation a un rôle de stabilisation et de réduction du volume des boues.

⁸ Il s'agit là des matières graisseuses (en flottation) issues des fosses septiques.

Les destinations finales traditionnelles des boues sont :

- Épandage agricole,
- Incinération,
- Mise en décharge.

Les Figure 13 et Figure 14 indiquent le nombre de STEU par tranche de capacité nominale avec les principales voies de destination finale des boues.

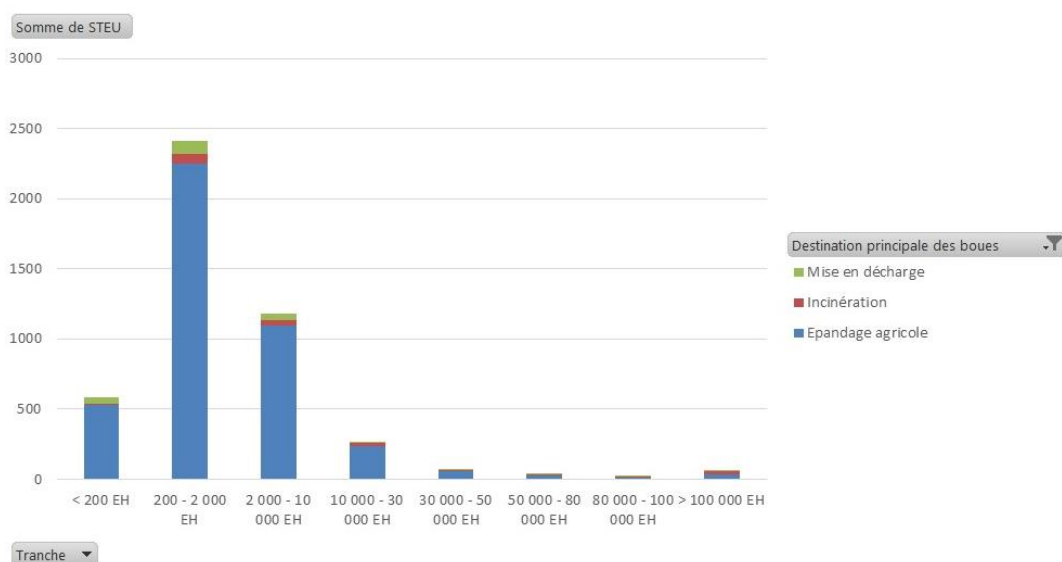


Figure 13 : Destinations finales des boues en fonction de la capacité nominale

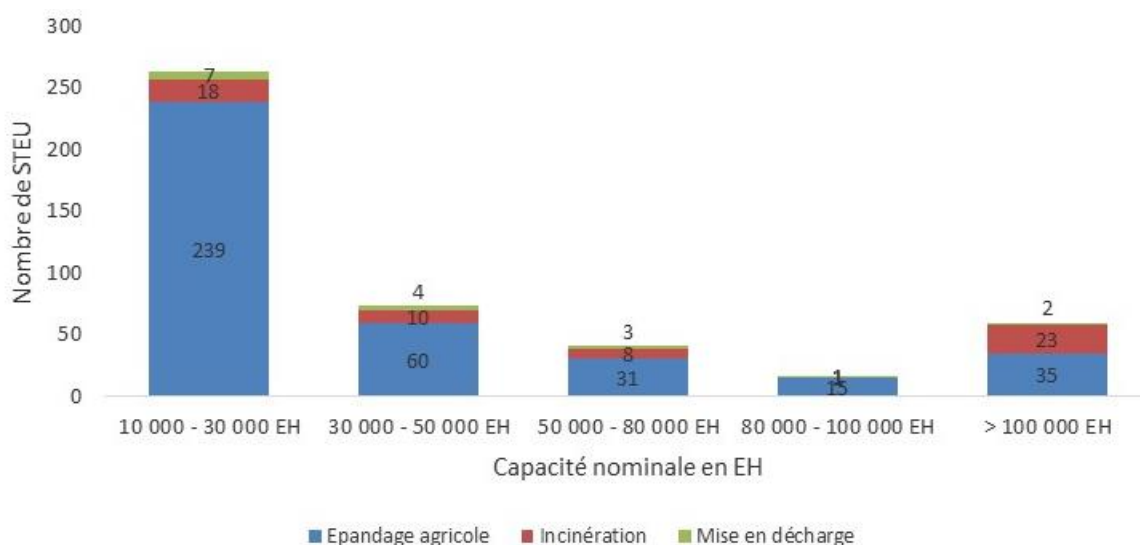


Figure 14 : Destinations finales des boues en fonction de la capacité nominale : zoom sur les capacités nominales supérieures à 10 000 EH.

Les Figure 13 et Figure 14 mettent en évidence que l'épandage agricole reste la destination finale majoritaire d'élimination des boues retenue par les STEU. D'après les données disponibles, l'épandage agricole concernerait environ 65 % du tonnage des boues totales, suivi par l'incinération (30 %). La mise en décharge des boues est quant à elle très marginale.

Il est à noter que la destination finale des boues est inconnue pour plus de 12 000 STEU, principalement pour une capacité inférieure à 2 000 EH. Ceci peut s'expliquer par les réglementations moins contraignantes dans cette gamme de capacité sur le traitement et l'élimination des boues (cf. Annexe 1 pour plus d'informations sur le contexte législatif et réglementaire). Néanmoins, l'hypothèse d'épandage agricole pour ces boues peut être émise.

Ces destinations finales traditionnelles (mise en décharge, épandage et incinération) sont confrontées à des problématiques techniques, économiques et réglementaires. En effet, la directive du 26 avril 1999⁹ prévoit une réduction progressive de la mise en décharge des déchets. En ce qui concerne l'épandage des boues d'épuration (qui constitue aujourd'hui la principale destination finale des boues), il rencontre de plus en plus des problèmes d'acceptation par les agriculteurs et les surfaces agricoles pour épandre s'amenuisent. Enfin, l'incinération reste un moyen d'élimination coûteux si l'installation d'incinération est éloignée de la STEU.

Ainsi, deux nouvelles filières de valorisation des boues semblent intéressantes: le compostage et la valorisation énergétique. En ce qui concerne la valorisation énergétique, plusieurs voies sont possibles :

- La méthanisation : processus naturel biologique de dégradation de la matière organique en absence d'oxygène,
- La co-incinération en cimenterie : mélange des boues avec le/les combustible(s) en amont de l'introduction dans la chambre de combustion,
- La co-incinération en centrale thermique : mélange des boues avec le charbon en amont de l'introduction dans la chambre de combustion,
- La pyrolyse : conversion de la biomasse en huile, charbon de bois et en une fraction gazeuse en chauffant la biomasse à haute température (500 °C) en l'absence d'air,
- La gazéification : oxydation partielle de la biomasse en gaz de synthèse (CO, H₂, CH₄ et CO₂) à haute température en présence d'un agent oxydant en concentration limitée (H₂O, O₂).

Utilisation de la méthanisation comme prétraitement et valorisation énergétique des boues

La méthanisation est un procédé de valorisation énergétique des boues de STEU qui présente également des avantages de transformation des boues quelle que soit leur destination finale. En effet, la méthanisation permet de (SOLAGRO, 2001):

- Réduire de 40 % en moyenne les quantités de boues à traiter,
- Eliminer fortement les nuisances olfactives,
- Produire un digestat stabilisé et présentant un pouvoir fertilisant,
- Réduire les teneurs en composés organiques volatils.

La méthanisation est utilisée sur les stations d'épuration depuis de nombreuses années. La plus ancienne installation est certainement celle de la STEU d'Achères (1940 ; 6 millions EH de capacité nominale).

⁹ Directive du 26 Avril 1999 concernant la mise en décharge des déchets disponibles sur http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/1013

En 2014, selon les estimations de cette étude, **85 STEU ont une unité de méthanisation sur site**. La liste de ces STEU est disponible en Annexe 2. La répartition des STEU possédant une unité de méthanisation sur site est présentée sur la Figure 15 selon leur capacité nominale.

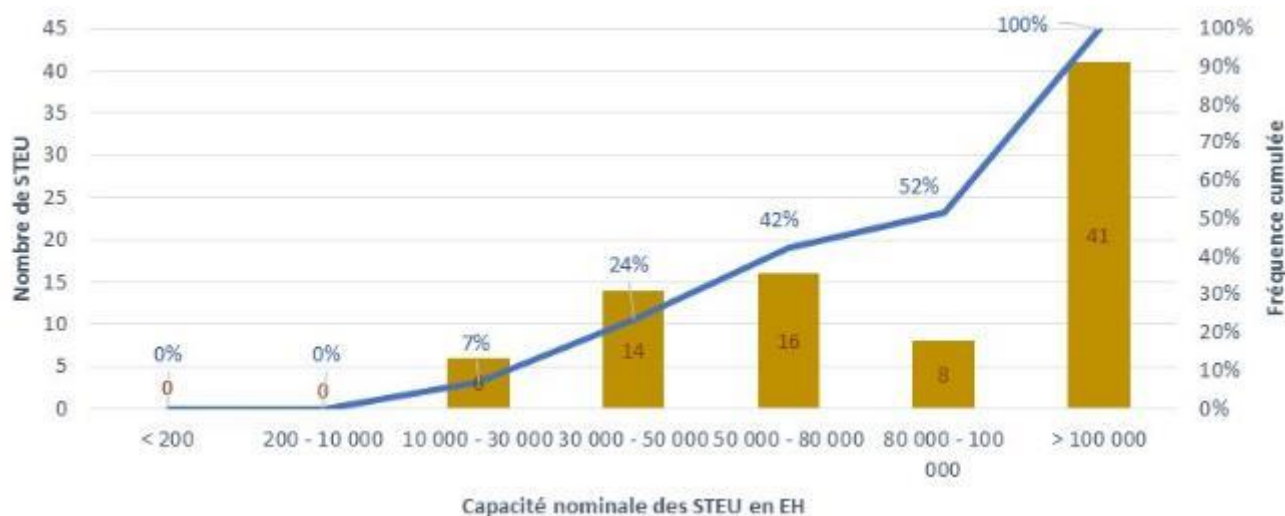


Figure 15 : Répartition du nombre de STEU ayant une unité de méthanisation sur site

La Figure 15 montre que la plupart des STEU pratiquant une méthanisation *in situ* ont une capacité nominale supérieure à 30 000 EH et plus de 50 % des STEU ayant une unité de méthanisation ont une capacité supérieure à 80 000 EH.

Les Figure 16 et Figure 17 représentent les typologies de filière de traitement d'eau mis en place sur ces stations avec méthanisation respectivement selon les tranches de capacité nominale et selon le nombre de STEU.

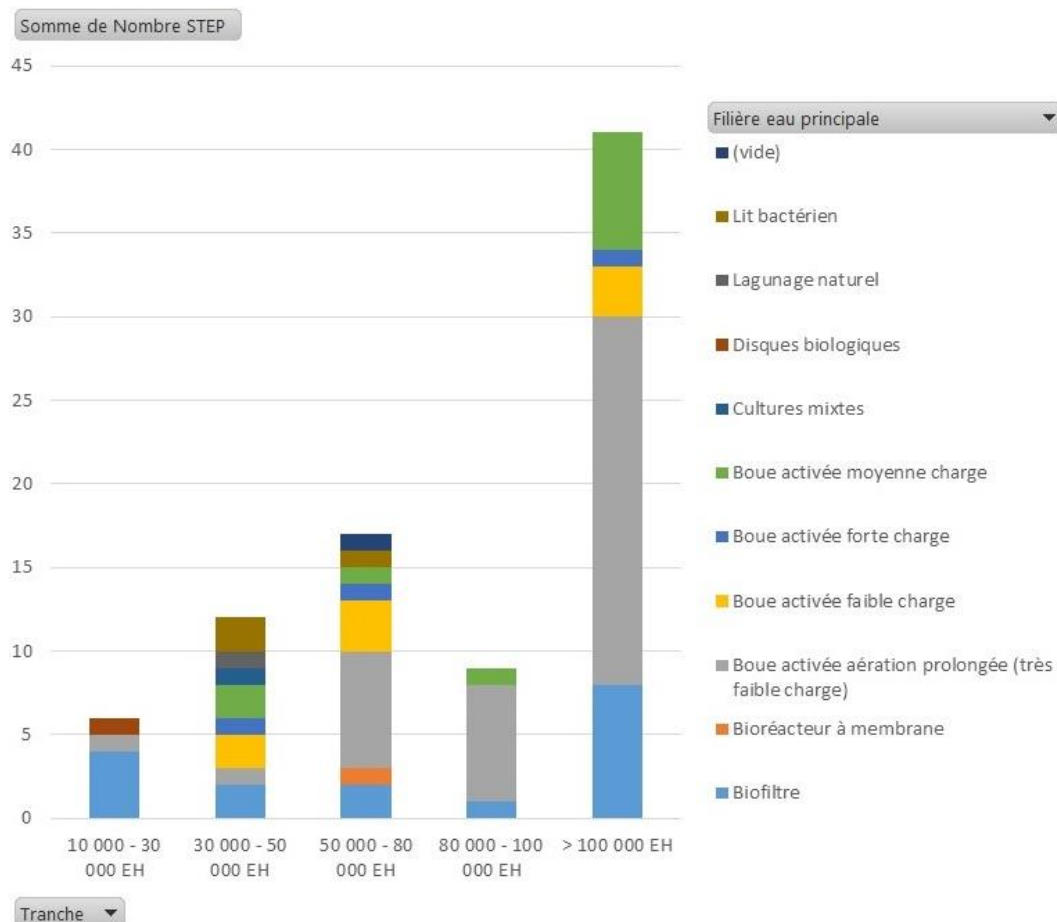


Figure 16 : Nombre de STEU avec méthanisation selon la filière de traitement et la capacité nominale

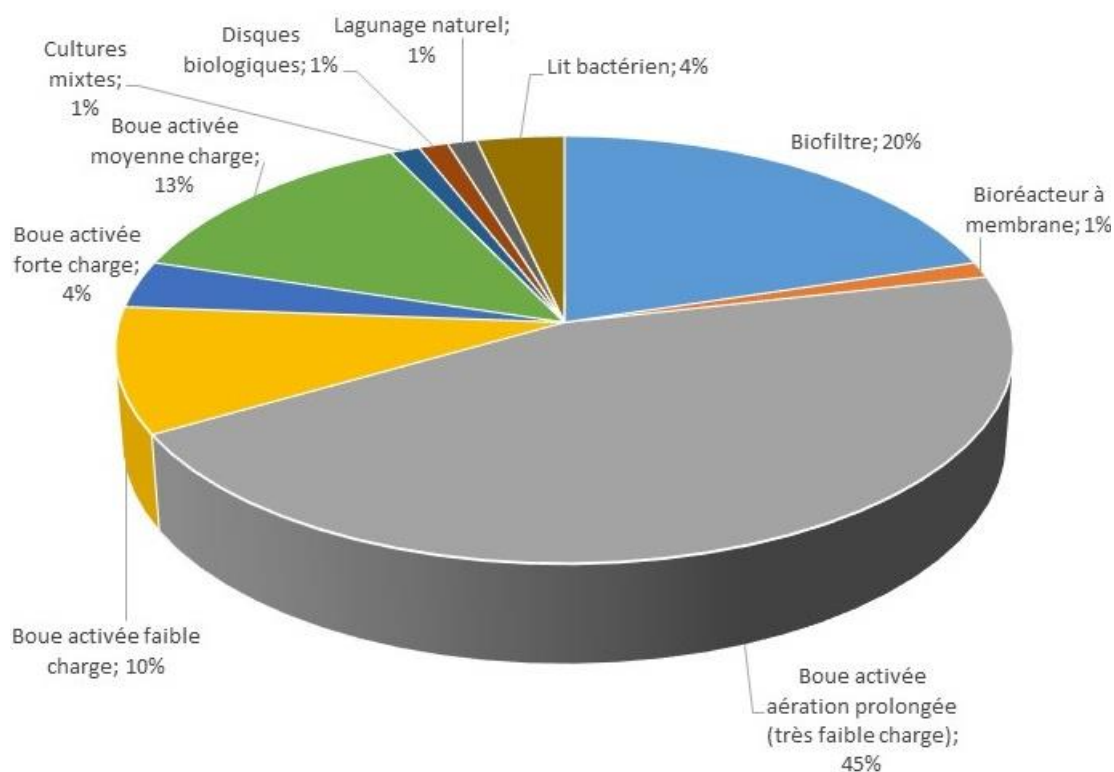


Figure 17 : Répartition du nombre de STEU avec méthanisation selon la filière de traitement

L'analyse des graphiques montre que les **STEU ayant une unité de méthanisation présentent principalement des filières de traitement par boues activées à aération prolongée** (pour 45 % des cas indépendamment de la capacité nominale). Les procédés à boues activées représentent au total 72 % de l'ensemble des procédés mis en place sur ces STEU.

Le biogaz produit par le procédé de méthanisation peut être valorisé en :

- Production d'énergie électrique et/ou d'énergie thermique,
- Biogaz carburant,
- Injection dans le réseau de gaz naturel.

Il est à noter qu'initialement, la méthanisation des boues de STEU avait pour principales vocations la réduction du volume des boues et la réduction des nuisances olfactives. Ainsi, de nombreuses STEU ayant une unité de méthanisation valorisent peu ou pas le biogaz produit (utilisation du biogaz dans une chaudière pour les besoins en chaleur du site et torchage du reste du biogaz).

Néanmoins, dans un contexte d'augmentation des coûts énergétiques, ainsi que dans une démarche de performance énergétique globale des stations d'épuration, la valorisation du biogaz produit peut permettre de répondre à ces enjeux environnementaux et énergétiques.

La Figure 18 met en évidence la répartition des voies de valorisation du biogaz sur les 85 STEU ayant une unité de méthanisation. Ces données ont été mises à jour pour intégrer les projets de valorisation devant se concrétiser en 2014 ou 2015 (afin d'intégrer les projets d'injection de biométhane non autorisés lors de la réalisation de cette étude).

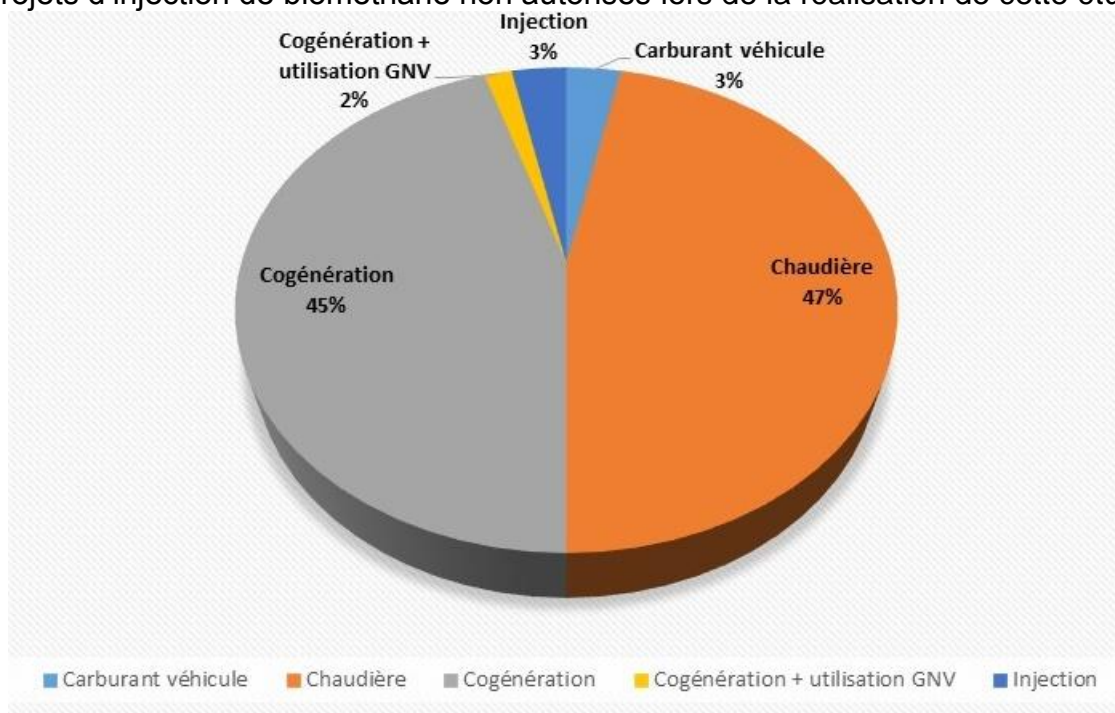


Figure 18 : Voies de valorisation du biogaz sur les STEU ayant une unité de méthanisation

Cette figure montre que le biogaz est majoritairement valorisé de manière équivalente par cogénération et par chaudière pour les besoins énergétiques des sites. Dans ce dernier cas, pour la majorité des installations, une grande partie du biogaz est torché.

La Figure 19 met en évidence la date de mise en service des installations de méthanisation sur les stations d'épuration avec les voies de valorisation de biogaz associées.

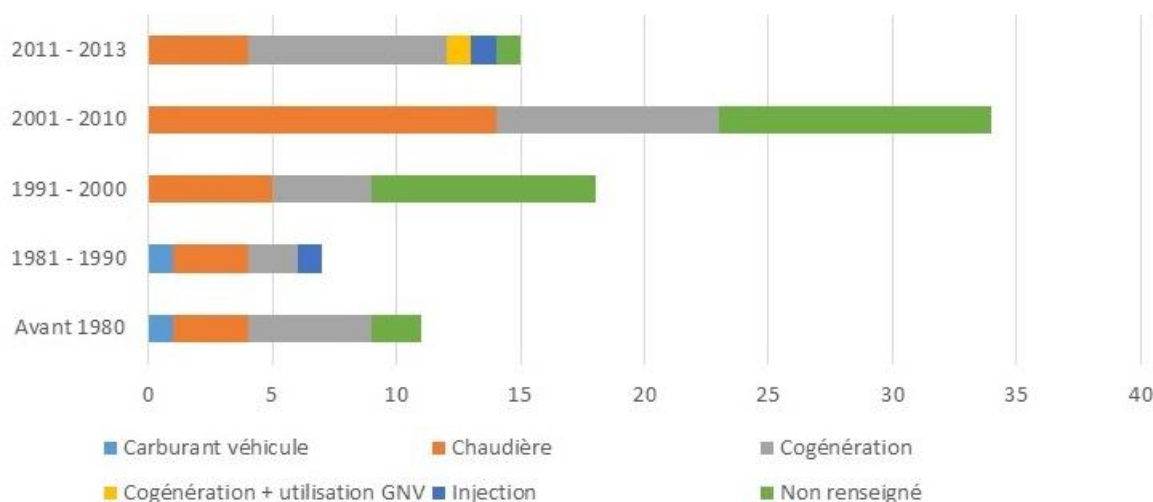


Figure 19 : Date de mise en service de la digestion anaérobie sur les STEU et voie de valorisation associée

Cette figure met en évidence une accélération de l'installation d'unités de méthanisation sur les STEU à partir de 2001. Le biogaz reste principalement valorisé en chaudière, avec néanmoins une augmentation de la valorisation par cogénération. La valorisation comme carburant reste elle marginale.

Il est à noter que sur les 29 stations d'épuration valorisant le biogaz par cogénération, 19 ont une capacité nominale supérieure à 80 000 EH.

Potentiel méthanogène théorique maximal

La totalité des STEU en France, toutes tranches confondues, produit 1 036 855 t boues MS/an (valeur nette d'après la base de données du Portail d'informations sur l'assainissement communal).

En considérant un pouvoir méthanogène théorique moyen de $192 \text{ m}^3(\text{n}) \text{ CH}_4/\text{t MS}^{10}$, le **potentiel méthanogène théorique du gisement boues est de 2,13 TWh/an.**

Les STEU françaises pratiquant actuellement la méthanisation représentent un potentiel méthanogène d'environ 0,54 TWh/an, soit environ 26 % de ce gisement théorique total.

De même pour les graisses et les matières de vidange, en considérant un potentiel méthanogène de $590 \text{ m}^3(\text{n}) \text{ CH}_4/\text{t MS}^{10}$ avec une production d'environ 2 900 t graisses/an (en considérant les hypothèses retenues précédemment), **le potentiel méthanogène**

¹⁰ Source : Outil methasim disponible en ligne :

<http://methasim.ifip.asso.fr/Login/Login.aspx?ReturnUrl=%2f&AspxAutoDetectCookieSupport=1>

Avec un taux en matière sèche de 41,4 %.

Evaluation du potentiel de production de biométhane à partir des boues issues des stations d'épuration des eaux usées urbaines

théorique de ce gisement est de 7 GWh/an. Malgré ce faible potentiel, les graisses sont des substrats pertinents pour la méthanisation et peuvent constituer un complément aux boues pour la digestion anaérobie.

3.3 BILAN SUR L'EVALUATION DU GISEMENT TOTAL

En 2014, la France métropolitaine compte 19 521 STEU en activité. La majorité des STEU (84 %) a une capacité nominale inférieure à 2 000 EH et ces STEU ne traitent que 3,9 % de la pollution entrante. A l'inverse, **les 143 STEU ayant une capacité nominale supérieure à 100 000 EH traitent 72 % de la pollution entrante totale.**

Sur les STEU de capacité supérieure à 2 000 EH, les filières à boues activées à aération prolongée sont majoritaires. Les débouchés des boues sont principalement l'épandage agricole (65 % du tonnage) suivi par l'incinération (30 %).

La méthanisation est un procédé de valorisation énergétique des boues de STEU qui présente des avantages de transformation des boues quelle que soit leur destination finale. En effet, la méthanisation permet de :

- Réduire de 40 % en moyenne les quantités de boues à traiter,
- Eliminer fortement les nuisances olfactives,
- Produire un digestat stabilisé et présentant un pouvoir fertilisant,
- Réduire les teneurs en composés organiques volatils.

En 2014, selon les estimations de cette étude, **85 STEU ont une unité de méthanisation sur site** ; elles présentent principalement des filières de traitement par boues activées à aération prolongée. Sur ces STEU, le biogaz est majoritairement valorisé de manière équivalente par cogénération et par chaudière pour les besoins énergétiques des sites.

La totalité des STEU en France, toutes tranches confondues, produit 1 036 855 t boues MS/an. En considérant un pouvoir méthanogène théorique moyen de 192 m³(n) CH₄/t MS¹¹, **le potentiel méthanogène théorique du gisement boues est de 2,13 TWh/an.** **Les STEU françaises pratiquant actuellement la méthanisation représentent un potentiel méthanogène d'environ 0,54 TWh/an, soit environ 26 % de ce gisement théorique total.**

De même pour les graisses et les matières de vidange, en considérant un potentiel méthanogène de 590 m³(n) CH₄/t MS⁷ avec une production d'environ 2 900 t graisses/an, **le potentiel méthanogène théorique de ce gisement est de 7 GWh/an.** Malgré ce faible potentiel, les graisses sont des substrats pertinents pour la méthanisation et peuvent constituer un complément aux boues pour la digestion anaérobie.

¹¹ Source : Outil methasim disponible en ligne :

<http://methasim.ifip.asso.fr/Login/Login.aspx?ReturnUrl=%2f&AspxAutoDetectCookieSupport=1>

Avec un taux en matière sèche de 41,4 %.

Evaluation du potentiel de production de biométhane à partir des boues issues des stations d'épuration des eaux usées urbaines

3.4 METHANISATION DES BOUES DE STEU EN EUROPE

STEU injectant du biomethane

L'objectif est d'illustrer les STEU en Europe pratiquant la méthanisation **avec injection de biométhane** sur le réseau de gaz naturel. Les données collectées par le CRIGEN et disponibles pour 8 pays européens sont illustrées sur la Figure 20 (données de fin 2013). Les capacités nominales n'étant pas disponibles pour toutes les STEU, seules les charges de pollution entrantes en équivalent habitant sont représentées.

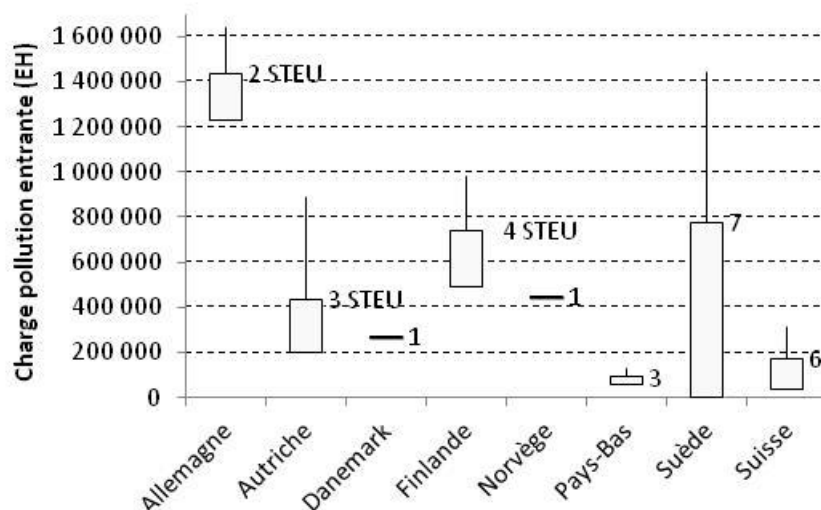


Figure 20. Charge de pollution entrante des STEU en Europe pratiquant la méthanisation avec injection de biométhane sur le réseau de gaz naturel

Ces données mettent en évidence les informations suivantes :

- Les STEU pratiquant la méthanisation avec valorisation du biométhane injecté sur le réseau sont en grande majorité de taille supérieure à 100 000 EH, voire 200 000 EH.
- Les Pays Bas et la Suisse sont des cas particuliers avec des STEU de plus petite dimension. La plus petite est situé en Suisse à Romanshorn et traite 30 000 EH représentant une production nette de 20 m³(n)/h de biométhane.

Comparatif des schémas de développement de la méthanisation des boues de STEU en France et en Suisse

L'objectif ici est d'identifier les principaux facteurs pouvant expliquer les différences des schémas de développement de la méthanisation des STEU en France et en Suisse.

La Figure 21 ci-dessous représente la répartition des STEU pratiquant la méthanisation en France et en Suisse. La méthanisation est depuis longtemps réservée aux STEU de grande taille en France alors qu'un nombre important de petites unités la pratiquent couramment en Suisse. En Suisse, 75 % des boues de STEU produites sont digérées par traitement anaérobie (Office Fédéral de l'Energie OFEN, 2012) représentant une valorisation énergétique de 0,29 TWh/an.

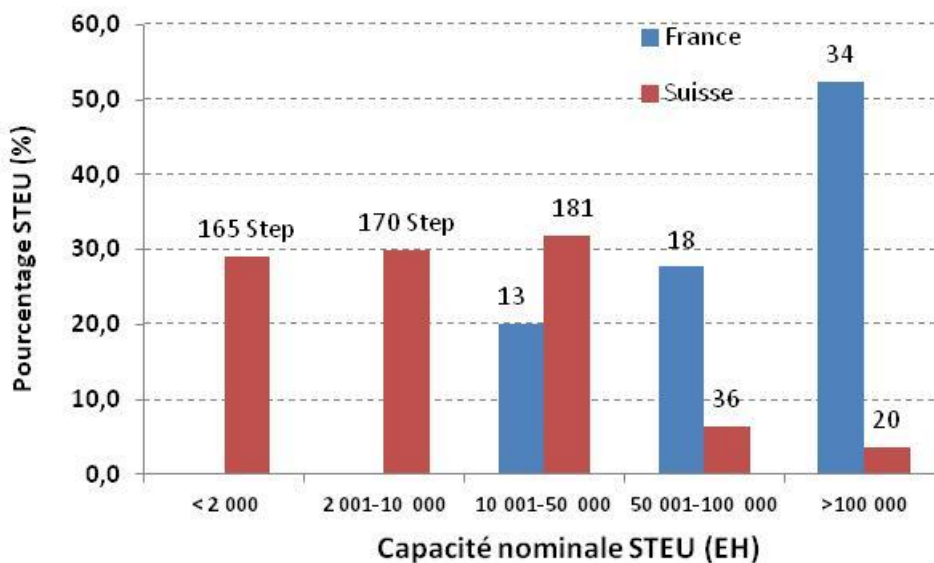


Figure 21. Répartition des STEU pratiquant la méthanisation en France et en Suisse

Les principaux facteurs pouvant expliquer cette différence marquée sont de différents types :

- Facteurs géographiques (topographie et répartition population) et de développement des territoires,
- Facteurs réglementaires et économiques,
- Priorisation différente des contraintes de gestion des boues de STEU (nuisances, volumes, élimination, coûts...).

Ces facteurs sont résumés dans le Tableau 1.

Tableau 1. Principaux facteurs ayant influencé les schémas de développement de la méthanisation en France et en Suisse

	FRANCE	SUISSE
GEOGRAPHIQUE	<p>Pays vaste avec beaucoup de plaines et de terres agricoles.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 60% population réside dans des pôles urbains >800 hab./km². • 95% vit sous influence de la ville. • 143 grandes STEU (capacité nominale > à 100 000 EH) traitent 72% de la pollution urbaine. • Nombreuses petites STEU : environ 16 000 de capacité nominale < à 2 000 EH ne traitant que 4 % de la pollution urbaine 	<p>Petit pays dont 2/3 surface situé en zone montagneuse.</p> <p>Tissu urbain de villages très développé sur le « Plateau » du Moyen Pays (s'étirant du Lac Léman jusqu'au Lac de Constance, cœur économique du pays) avec nombreuses petites STEU.</p>
REGLEMENTAIRE	<p>Le renforcement des contraintes réglementaires sur le traitement des eaux usées (Lois 1964, 1992) a généré plus de boues.</p> <p>Décret 1997 n°97-1133 encadrant épandage des boues.</p> <p>Directive 1999 limitant la mise en décharge des boues.</p>	<p>Le renforcement des contraintes réglementaires sur le traitement des eaux usées (Loi fédérale LEaux ; 1991) a généré plus de boues.</p> <p>Interdiction de l'épandage des boues depuis 2006 → destinations finales des boues limitées.</p>
ECONOMIQUE	<p>Prix de l'énergie élevé (chocs pétroliers 1973 et 1980)</p> <p>Tarifs incitatifs d'achat de l'électricité à partir de biogaz : Arrêtés du 10/07/2006 et 11/05/2011 ; Directive 2009/28/CE</p>	<p>Prix de l'énergie élevé (chocs pétroliers 1973 et 1980)</p> <p>1996 : Imposition sur l'usage des énergies fossiles → La méthanisation permet de limiter cette taxe en développant la production d'énergie locale.</p> <p>La loi sur L'énergie L'EnE fixe des objectifs de développement d'énergies renouvelables (y compris la méthanisation) avec des subventions à hauteur de 40% sur les projets</p>
TECHNIQUE	<p>Volonté de réduction du volume des boues, du risque sanitaire et des odeurs.</p> <p>Hygiénisation avec volonté de rassurer le monde agricole.</p>	<p>Réduire au possible volume et nuisances olfactives et sanitaires des boues.</p> <p>Proximité culturelle de la Suisse Alémanique avec le savoir-faire allemand en méthanisation.</p>

La France et la Suisse montrent des schémas de développement d'unités de méthanisation dans les STEU opposés de par des décisions politiques et des orientations environnementales différentes dans ces deux pays.

4 METHANISEURS TERRITORIAUX VALORISANT LES BOUES DE STEU EN FRANCE

En 2014, 16 méthaniseurs territoriaux sont recensés en France dont 8 valorisent des boues de STEP (urbaines et industrielles) (cf. Annexe 3).

L'utilisation de boues comme intrants dans les unités de méthanisation territoriales permettrait aux STEU produisant des boues en faible quantité de leur trouver une voie de valorisation présentant de nombreux avantages économiques et agronomiques. Néanmoins, le faible retour d'expérience et l'impossibilité réglementaire d'injecter du biométhane issu de boues de stations d'épuration jusqu'à récemment (juin 2014), ont conduit certains exploitants d'unités de méthanisation territoriales à refuser ce type d'intrants. Actuellement, seules 2 unités de méthanisation territoriales intègrent des boues de stations d'épuration urbaines dans leurs intrants (et 6 unités des boues de STEP industrielles).

Le Tableau 2 présente une liste des principaux freins et moteurs à l'utilisation des boues de STEU en co-digestion. Les différents arguments sont détaillés par la suite.

Tableau 2 : Moteurs et freins à l'utilisation des boues de STEU comme intrants dans une unité de méthanisation territoriale

MOTEURS	FREINS
<ul style="list-style-type: none"> • Equilibrer un digesteur (apport de matière humide) • Offrir un débouché pour les boues à un coût acceptable • Offrir un débouché plus « acceptable » (par rapport à l'incinération par exemple) pour les boues de STEU • Diminuer les odeurs à l'épandage • Favoriser l'assimilation lors de l'épandage • Diminuer les Gaz à Effet de Serre par rapport à une gestion classique des boues 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts du transport, notamment pour des boues seulement épaissies (ce qui est souvent le cas pour des petites STEU < 10 000 EH) • Difficultés d'épandage du digestat sur des parcelles pour l'agroalimentaire « labellisé » (exemple agriculture biologique etc.) • Changement de rubrique réglementaire • Restriction épandage

Les moteurs

☺ Equilibre du digesteur

La co-digestion dans une unité de méthanisation implique un équilibre entre les différents substrats afin de maintenir le ratio C/N mais également le pH, les micro et macro nutriments, la siccité du mélange, etc. Il est établi que la co-digestion permet un fonctionnement plus stable du méthaniseur et amène à des performances supérieures en terme de production de biogaz avec des investissements additionnels modérés (La codigestion des déchets industriels dans les STEP, 2011) (POUECH, 2005) (Déchets et substrats organiques pour la méthanisation - Impacts sur le procédé et la valorisation des digestats, 2014).

☺ Offrir un débouché plus acceptable pour les boues de STEU

Les destinations finales des boues sont traditionnellement l'épandage, l'incinération et la mise en décharge. La directive du 26 avril 1999 concernant la mise en décharge des déchets¹² prévoit une réduction progressive de la mise en décharge des déchets. Actuellement, très peu de boues sont encore mises en décharge. L'incinération peut constituer une voie coûteuse si l'installation d'incinération est éloignée de la STEU. Enfin, l'épandage des boues reste la destination finale des boues la plus utilisée mais elle rencontre de plus en plus de problèmes d'acceptabilité chez les agriculteurs et les des surfaces d'épandage s'amenuisant : le recours à l'épandage devrait diminuer. La méthanisation ne permet pas de s'affranchir des problématiques d'élimination finale des boues mais permet de réduire leur volume d'environ 30 % et de produire une énergie verte en contrepartie. Cette réduction du volume peut amener à d'importantes économies sur la destination finale des boues.

☺ Diminuer les odeurs à l'épandage

La digestion anaérobie permet de réduire fortement la teneur en acides gras volatils des intrants, principaux responsables des odeurs désagréables. Ainsi, le digestat épandu a une odeur fortement réduite après digestion anaérobie.

¹² Directive du 26 avril 1999 concernant la mise en décharge des déchets disponible sur http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/1013

- ⊙ Favoriser l'assimilation par les sols lors de l'épandage
La digestion anaérobie permet de convertir l'azote organique des intrants en azote ammoniacal directement assimilable par les cultures. De plus, la faible siccité des boues permet une meilleure assimilation de ce substrat dans les sols lors de l'épandage.
- ⊙ Diminuer les Gaz à Effet de Serre
La méthanisation des boues de STEU permet de réduire leur volume d'environ 30 % tout en produisant une énergie verte : le biogaz pouvant être valorisé par cogénération ou par injection sur le réseau de gaz naturel. La réduction du volume des boues permet de faire des économies sur le transport des boues pour la destination finale de ces boues digérées.

Les freins

- ⊙ Coût du transport
En fonction de la nature des boues, le transport peut amener à des coûts prohibitifs par rapport à une filière traditionnelle de destination finale des boues. L'utilisation des boues de STEU dans un méthaniseur territorial ne pourra être envisagée que si cette unité de méthanisation est située à une distance proche de la STEU.
- ⊙ Difficultés d'épandage du digestat sur des parcelles pour l'agroalimentaire « labellisé »
L'épandage des boues digérées et d'une manière générale des boues de STEU n'est pas autorisé sur certaines parcelles agricoles. Par exemple, l'agriculture biologique n'accepte pas de boues sur ses terres. En effet, elles ne figurent pas dans la liste de l'Annexe II A du règlement n°2092/91 relatif aux engrais et amendements du sol (cahier des charges de l'Agriculture Biologique). De même, la politique de certains industriels (industries agro-alimentaires) les amène à ne pas utiliser de cultures amendées avec des boues de STEU.
- ⊙ Changement de rubrique réglementaire
Dans la rubrique ICPE n°2781 relatif aux installations de méthanisation, les boues de STEU sont classifiées sous le terme « autres déchets non dangereux ». Les installations utilisant ce type d'intrants sont donc obligatoirement soumises à autorisation quel que soit le tonnage entrant. De même, la réglementation applicable à l'épandage d'un digestat issu de boues de STEU est différente de celle d'un digestat uniquement agricole notamment dans le cas d'une procédure de normalisation.
- ⊙ Restriction épandage
Les restrictions sur l'épandage concernant notamment la période d'épandage amènent à des stockages de digestat pouvant être importants.

Aujourd'hui la méthanisation territoriale de boues de STEU connaît un certain nombre de freins, et seuls deux méthaniseurs territoriaux reçoivent des boues urbaines en France en 2014.

Selon les éléments de la littérature, les méthaniseurs territoriaux peuvent être envisagés pour le traitement des boues de STEU provenant de stations d'épuration d'une capacité située entre 5 000 et 30 000 EH (capacité nominale théorique d'après la littérature qui évoluera avec les résultats des phases suivantes). Cette capacité correspond à une production de boues de 21 à 300 t MS/an, soit un débit de biométhane de 0,5 à 17 m³(n)/h. Le potentiel méthanogène maximum théorique correspondant à ce gisement est d'environ 0,4 TWh/an.

5 QUALIFICATION DES STEU SUSCEPTIBLES DE METHANISER LES BOUES

Si le gisement théorique maximal des boues urbaines en France représente 2,13 TWh/an de biométhane en 2014, toutes les stations ne peuvent prétendre à la méthanisation d'un point de vue économique. En effet, la mise en place de la méthanisation implique des investissements importants ainsi que des surcoûts d'exploitation qu'il est nécessaire d'amortir rapidement. Aussi la méthanisation a été appliquée en France, dès son apparition, aux STEU de grandes capacités, principalement en raison des atouts liés à la réduction des volumes de boues, des atouts liés à la réduction des nuisances (odeurs), et à la valorisation énergétique du biogaz qui en résulte.

Pour évaluer le potentiel réel de biométhane valorisable par injection sur le réseau, il convient de définir précisément les seuils de rentabilité des différentes voies de valorisation du biogaz en STEU.

5.1 OBJECTIFS

Les objectifs de cette partie de l'étude consistent à définir les seuils de rentabilité économique à partir desquels la mise en place de solutions de valorisation de biogaz devient économiquement intéressante.

Ces seuils doivent permettre de définir le gisement technico-économique mobilisable sur site ainsi que le gisement potentiellement éligible pour des unités de méthanisation territoriales.

5.2 APPROCHE METHODOLOGIQUE

Pour atteindre les objectifs énoncés, une approche en plusieurs étapes est adoptée :

- Définition de filières-types de stations d'épuration représentatives du parc français à partir des données disponibles intégrant les différentes voies de valorisation du biogaz et du digestat.
- Intégration des références de coûts CAPEX et OPEX relatifs à chacun des postes qui composent les filières étudiées. Un important travail de collecte et de consolidation des données économiques a ainsi été réalisé.

Il est alors considéré qu'une filière est rentable si son taux de rentabilité interne est au minimum de 10 % (par-rapport à une filière-type de référence).

Quant aux boues des STEU dont la capacité nominale est inférieure au seuil ainsi défini, elles restent éligibles à une valorisation en méthanisation territoriale (pour les boues issues de STEU de plus de 5 000 EH – en deçà la récupération et la valorisation des boues en méthanisation n'est pas considérée).

5.2.1 DEFINITION DES FILIERES-TYPES

Les filières-types sont définies afin d'être représentatives des différentes filières de traitement des eaux usées et des boues pouvant être retrouvées en France. Ces filières sont retenues à partir des données relatives aux filières eau et boues existantes en France pour les différentes tranches de capacité (cf. Annexe 4).

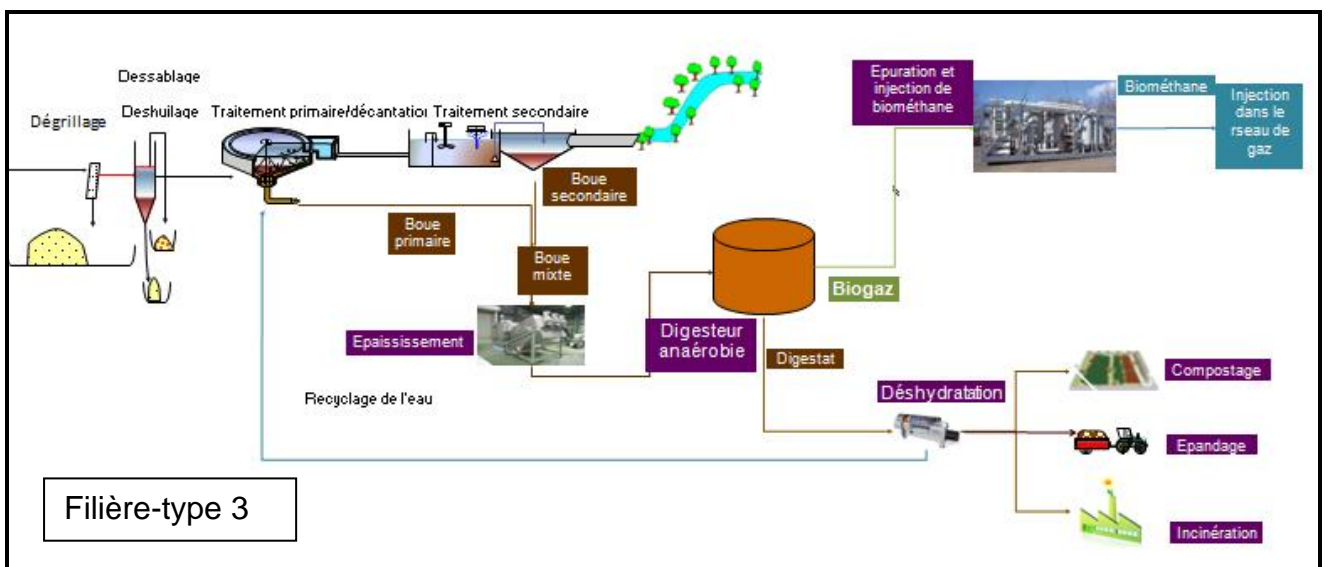
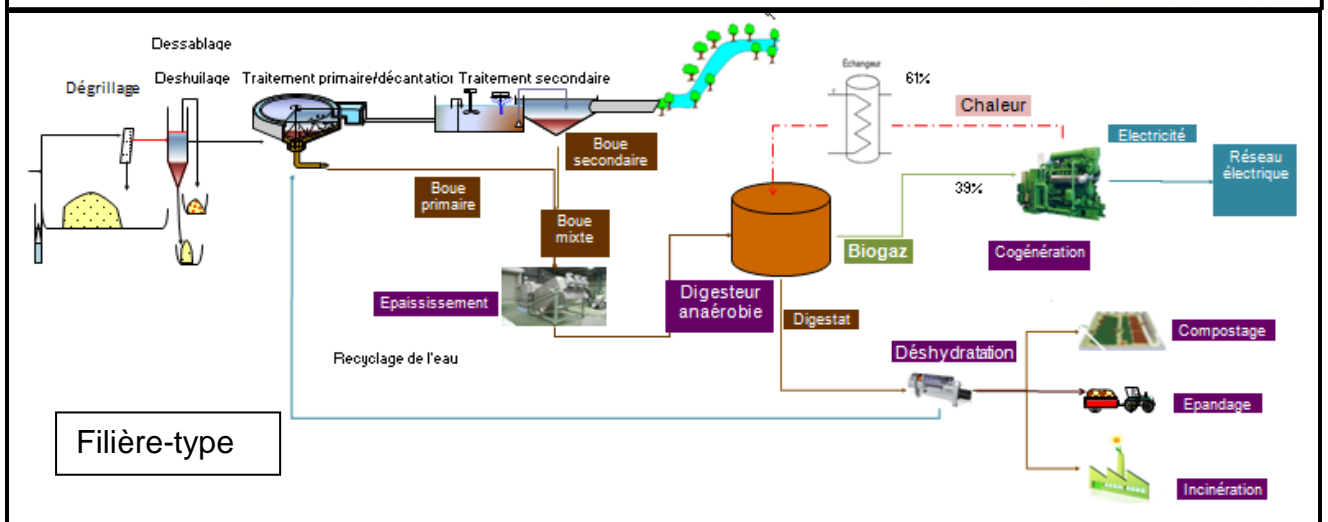
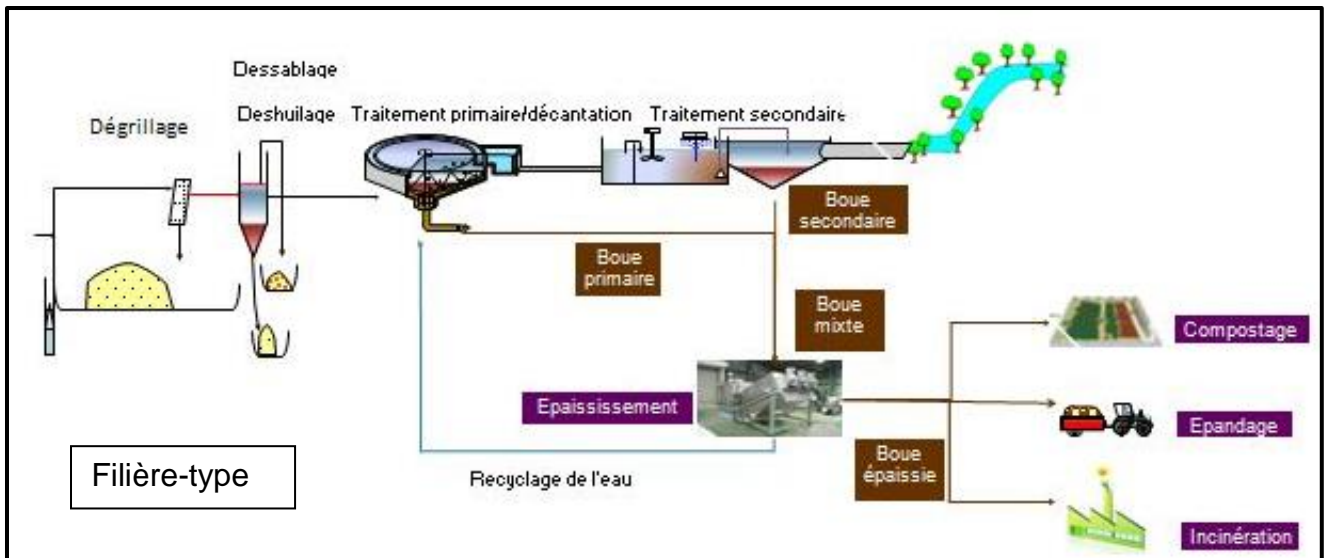
Pour évaluer et comparer les avantages et inconvénients des différentes options de valorisation du biogaz, 5 variantes de filières ont été retenues et sont décrites dans le Tableau 3 :

- La filière de traitement des eaux est identique pour tous les scénarii, elle consiste en un traitement primaire puis traitement secondaire à boues activées.
- Pour la filière boues, la filière 1 consiste à une simple déshydratation des boues par centrifugation puis un compostage, une incinération ou un épandage (pas de digestion anaérobie). Les autres filières prennent en considération en complément la mise en place d'une digestion puis valorisation unique du biogaz en cogénération (filière 2), ou biométhane (filière 3), double valorisation (filière 4) ou encore simple torchage (filière 5).

Tableau 3. Description des différentes filières type étudiées

Filière type 1 = filière de référence :	Traitement primaire et secondaire à boues activées pour la filière eau et traitement des boues par un procédé de déshydratation (centrifugation) puis destination finale : compostage, incinération ou épandage. La digestion anaérobie n'est pas comprise dans cette filière (<u>aucune production de biogaz</u>).
Filière type 2:	Traitement primaire et secondaire à boues activées pour la filière eau, digestion anaérobie et valorisation du biogaz par <u>cogénération</u> puis destination finale des boues : compostage, incinération ou épandage. La chaleur est valorisée sur la STEU.
Filière type 3:	Traitement primaire et secondaire à boues activées pour la filière eau, digestion anaérobie et valorisation du biogaz en <u>injection réseau</u> puis destination finale des boues : compostage, incinération ou épandage.
Filière type 4:	Traitement primaire et secondaire à boues activées pour la filière eau, digestion anaérobie et <u>double valorisation du biogaz (cogénération et injection réseau)</u> puis destination finale des boues : compostage, incinération ou épandage. La fraction de biogaz utilisée pour la cogénération est calculée de façon à satisfaire les besoins en chaleur des digesteurs (environ 40%).
Filière type 5:	Traitement primaire et secondaire à boues activées pour la filière eau, digestion anaérobie et <u>torchage du biogaz</u> puis destination finale des boues : compostage, incinération ou épandage.

Les filières-types sont illustrées sur les schémas de la Figure 22. Les coûts CAPEX et OPEX sont calculés pour chacune des filières et pour des tailles de STEU allant de 5 000 à 2 millions d'équivalents habitants (EH).



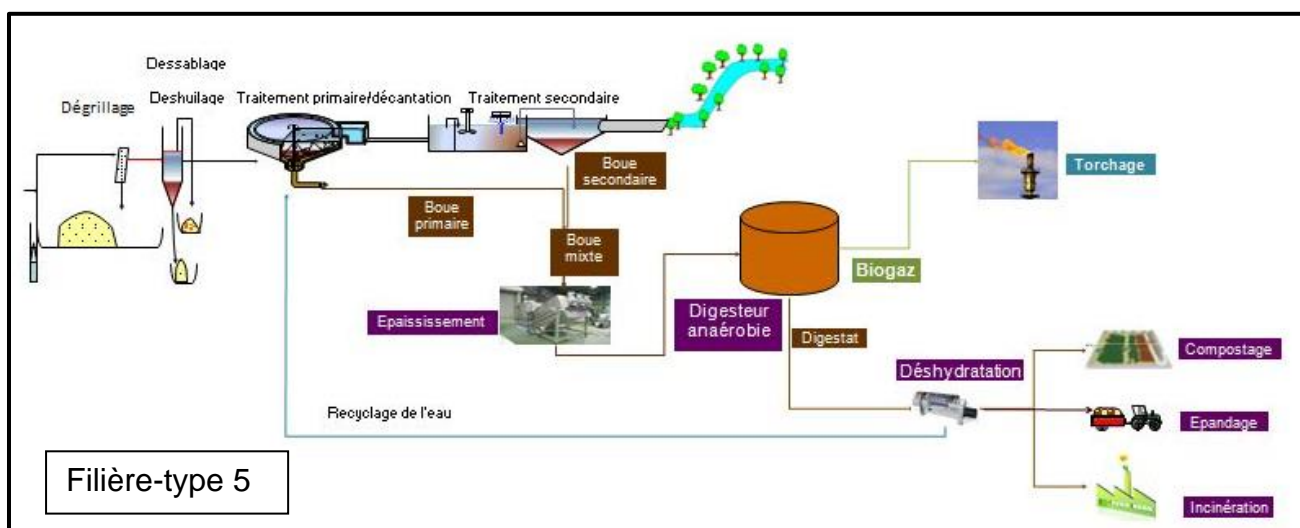
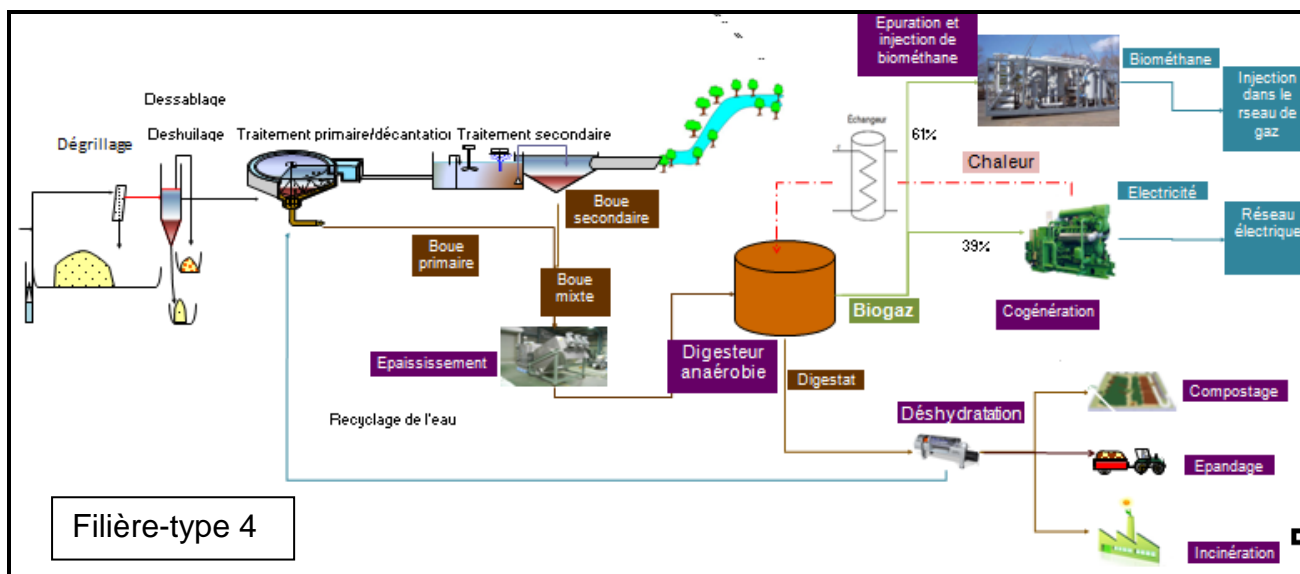


Figure 22. Schéma des filières type: filière-type 1 de référence (pas d'unité de méthanisation sur site) ; filière-type 2 (cogénération); filière-type 3 (injection biométhane dans le réseau); filière-type 4 (double valorisation cogénération et injection biométhane dans le réseau) ; filière-type 5 (unité de méthanisation sans valorisation du biogaz).

5.2.2 HYPOTHESES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES

De nombreuses références concernant les données techniques de la digestion anaérobie ont été relevées et comparées. Parmi les données techniques prises en compte figurent le potentiel de conversion de la matière organique en biogaz, le taux d'abattement de la matière organique et les consommations thermiques et électriques du digesteur en condition mésophile (37°C). L'ensemble des critères techniques retenus est résumé dans le Tableau 4.

Tableau 4. Critères techniques retenus pour l'étude technico-économique

Critères techniques	Valeur	Source
DBO5 par EH ((kgDBO5/j)/EH)	0,060	(ADEME) (ONEMA, 2010)
Matière sèche par EH ((kgMS/j)/EH)	0,051	(ADEME)
Matière volatile sèche MVS (en %MS)	73%	(EREP, 2012)
Charge organique digesteur ((kgMVS/j)/m ³ digesteur)	2	-
Réduction du volume des boues	30%	-
Taux d'abattement MO (%)	55%	(SOLAGRO, 2001)
Potentiel biogaz des boues (Nm ³ /tMV)	504	(SOLAGRO, 2001)
Consommation thermique digesteur (kWh/tMS)	500-642	(SOLAGRO, 2001)
Consommation électrique digesteur (kWh/tMS)	65-75	(SOLAGRO, 2001)
Disponibilité cogénération (h/an ; %)	8000 ; 91,3%	-
Epaississement prédigestion	Epaississement gravitaire	-

Pour chaque filière type étudiée, deux critères supplémentaires sont considérés et font apparaître des sous-scénarii alternatifs :

- Le choix du procédé de déshydratation du digestat après méthanisation: épauississement statique (ou gravitaire), centrifugation ou filtre presse. Les consommations électriques de ces procédés, utilisées pour le calcul des coûts OPEX, sont détaillées dans le Tableau 5 (EREP, 2012),
- Le choix de la destination finale du digestat déshydraté : compostage, incinération ou épandage.

Tableau 5. Consommations électriques des procédés de déshydratation des boues (d'après EREP, 2012).

Procédé	Electricité consommée min (kWh/m ³ boue)	Electricité consommée max (kWh/m ³ boue)
Centrifugation	1,3	1,8
Presse à vis	0,3	0,5
Epaississement gravitaire	0,05	0,3
Filtres à bandes	0,35	0,8
Filtre-presse	1	2,2

Les références pour les coûts d'investissements et d'exploitation proviennent de la littérature scientifique mais aussi de contacts avec les professionnels du secteur. Les valeurs les plus pertinentes sont retenues, en se basant sur la connaissance des experts de l'assainissement ou encore sur les valeurs qui font consensus. Les critères de coûts applicables à une large gamme de tailles de STEU (corrélations, ratios variant avec la taille) ont aussi été retenus en priorité. Les données économiques retenues sont présentées dans le Tableau 6 et l'ensemble des références utilisées est disponible dans la rubrique références de ce rapport.

Les contrats entre la collectivité locale et l'exploitant de la station d'épuration ne sont pas pris en compte dans ces coûts.

Aucun coût d'investissement pour les postes *Epaississement statique* et *Filtre-presse* n'a été trouvé. Il a donc été décidé de n'examiner que la déshydratation par centrifugation pour les filières-types 2 à 5.

Par ailleurs, l'étude réalisée ici cherche à évaluer l'intérêt de mettre en place une filière méthanisation des boues, avec différentes voies de valorisation du biogaz. Les investissements nécessaires au devenir final des boues (compostage ou incinération) sont donc donnés ici à titre indicatif mais ne sont pas pris en compte dans les calculs (puisque'il est supposé que ce poste existe qu'il y ait ou non digestion des boues).

De même, les coûts (investissement et exploitation) liés à l'épaississement gravitaire, poste commun à toutes les filières de traitement des boues, ne sont pas pris en compte dans les calculs.

Enfin, les coûts d'exploitation de la filière-type 1 (déshydratation par centrifugation et débouché des boues sans digestion) sont retranchés des coûts d'exploitation des autres filières avec digestion (déshydratation par centrifugation, débouché final des boues digérées, et coûts liés à la valorisation du biogaz). Ceci permet de tenir compte de la réduction des coûts de traitement et de débouché final des boues liée à la réduction des volumes de boues à traiter.

En résumé, les coûts pris en compte ici sont :

- Coûts d'investissement : digestion anaérobie, valorisation du biogaz (cogénération et/ou épuration/injection), déshydratation par centrifugation ;

- Coûts d'exploitation : digestion anaérobie, valorisation du biogaz (cogénération et/ou épuration/injection), déshydratation par centrifugation, débouché final du digestat ; à ces coûts sont retranchés ceux liés à la déshydratation et au débouché final des boues sans digestion anaérobie (coûts de la filière-type 1).

Tableau 6. Critères économiques retenus pour l'étude

Critères économiques	Valeur	Source
CAPEX digesteur	Dépend de la capacité: e.g. 1 060 (€/tMSi) pour 100 000 EH	(SOLAGRO, 2001)
CAPEX cogénération	2000 €/kWe installé	(Agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse, 2012)
CAPEX épuration (filières 3 à 5)	Corrélation en deux parties fournissant l'investissement en fonction de l'énergie vendue (PCi) <ul style="list-style-type: none"> Pour Energie vendue (PCi)<4000MWh/an Inv=98,75xEnergievendue+25000 (€) Pour Energie vendue (PCi)>4000MWh/an Inv=62,69xEnergievendue +170000 (€) 	(ADEME, SOLAGRO, EREP, 2010)
CAPEX raccordement au réseau gaz et poste d'injection biométhane (filières 3 et 4)	200 000 € en moyenne pour les coûts de raccordement Investissements poste d'injection à la charge du gestionnaire du réseau de gaz Location/entretien des équipements pris en compte dans les OPEX producteur	Moyenne des projets étudiés par GrDF
CAPEX déshydratation	Epaississement gravitaire : <i>non connu</i>	Entretien Suez Environnement
	Filtre-presse : <i>non connu</i>	
	Centrifugation : 50 à 500 k€ (relation linéaire en fonction du tonnage traité)	
CAPEX destination finale digestat	Compostage : 4,5-5 M€/(tMS/h)	(Conseil Général de la Dordogne avec le soutien financier de l'Agence de l'eau Adour Garonne, 2011) (ADEME)
	Epandage : 0€	
	Incinération : 18,8 M€/(tMS/h)	
OPEX épaisseur pré-digestion	Consommation électrique	(EREPA, 2012)
OPEX digesteur	Somme des coûts : Maintenance: 1,3% du CAPEX Assurance : 2 % du CAPEX Frais généraux : 1 % du CAPEX Frais personnel: 14 €/MWh Consommation électrique: 40-57,5 kWh/tMS	(ADEME, SOLAGRO, EREP, 2010) (SOLAGRO, 2001)
OPEX cogénération	1,8 ct€/kWh Assurance et frais généraux : 3 % du CAPEX	(ADEME, SOLAGRO, EREP, 2010)
OPEX épuration/injection	Corrélation Coût = 9,4 x Energie vendue +162000 (€/an) → comprend location poste injection Assurance et frais généraux : 3 % du CAPEX	(ADEME, SOLAGRO, EREP, 2010)

OPEX déshydratation post-digestion	Consommation électrique selon le procédé	(EREP, 2012)
OPEX destination finale digestat	Compostage : 65 €/tMS	(Agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse, 2012)
	Epandage : 33 €/tMS	
	Incinération : 96 €/tMS	
Prime efficacité énergétique	Oui en considérant 70% de la chaleur de cogénération valorisée sur les STEU	-
Prix d'achat électricité	8 ct€/kWhel	-
Tarif vente électricité	Tarif réglementé, dépend de la puissance installée et du type de substrats	(LEGIFRANCE, 2011)
Tarif vente biométhane	Tarif réglementé, dépend de la capacité installée et du type de substrats	(LEGIFRANCE, 2014)

Après obtention des CAPEX et OPEX estimés pour 2014, des business plans sont établis pour chacune des filières et par capacité nominale afin d'estimer la rentabilité économique **sur une période de 20 ans**.

L'étude économique détaillée est réalisée en considérant **un taux d'actualisation de 8%** et **un taux d'inflation de 1,5 %** sur la période afin de définir les critères suivants :

- TRI : taux de rentabilité interne,
- VAN : Valeur actuelle nette,
- Temps de retour sur investissement.

L'hypothèse du taux d'actualisation de 8 % est représentative du coût moyen pondéré du capital de référence que la commission de régulation de l'énergie (CRE) retient pour élaborer ses avis sur les tarifs d'obligation d'achat (Commission de Régulation de l'Energie, 2014).

Les seuils de rentabilité des différentes filières sont définis sur la base des deux critères suivants :

- Capacité nominale de STEU (en équivalent habitants) permettant d'observer un taux de rentabilité interne (TRI) de 10 % minimum,
- Capacité nominale de STEU (en EH) permettant un retour sur investissement sur une période de 15 ans, durée coïncidant avec la période de garantie des tarifs d'achat.

5.3 COMPARATIF ECONOMIQUE DES FILIERES-TYPES

Les résultats des estimations économiques ont été regroupés et exploités afin de :

- définir les temps de retour sur investissement et TRI des différentes filières selon les capacités nominales de STEU,
- comparer l'intérêt économique des filières et leurs seuils de rentabilité exprimés en taille équivalent habitant (EH).

Il est rappelé que ces coûts intègrent aussi pour chaque filière-type étudiée différentes options relatives à la destination finale des digestats.

Les résultats sont présentés et détaillés dans les paragraphes ci-dessous.

5.3.1 FILIERE-TYPE 1 : GESTION DES BOUES SANS METHANISATION (FILIERE DE REFERENCE)

La filière type 1 ne prend pas en compte la méthanisation des boues. Les coûts OPEX de gestion des boues de cette filière sont illustrés sur la Figure 23 ci-dessous en fonction de la capacité nominale de la STEU.

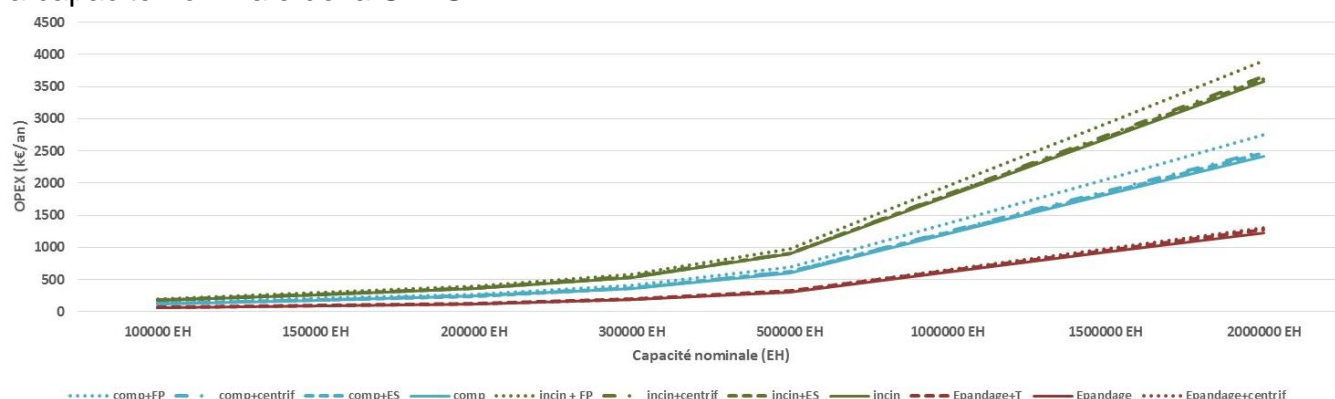


Figure 23. Evolution des coûts OPEX en fonction de la capacité de la STEU pour la filière 1 pour les trois destinations finales du digestat

NB : FP : Filtres-presses / ES : Epaissement gravitaire

Les évolutions de coûts de la Figure 23 indiquent :

- Une évolution linéaire des OPEX qui est proportionnelle à la quantité de boues à valoriser, et donc à la capacité nominale de la STEU.
- Une différence significative des coûts entre les trois destinations finales des boues ; l'incinération étant la plus chère des trois, suivie du compostage. L'épandage, longtemps privilégié en France, est l'option la moins coûteuse. Cette observation est valable quel que soit le procédé de déshydratation des boues utilisé en STEU.
- Concernant les procédés de déshydratation, les coûts OPEX associés aux filtres presses (FP) et à la centrifugation sont quasi similaires. L'épaississement statique (ES) est dans tous les cas le procédé le plus économique, ce qui explique son utilisation privilégiée dans les STEU de petites et moyennes tailles.

Pour la suite de l'étude, la filière-type 1 avec centrifugation des boues est conservée comme filière de référence : les autres filières-types sont donc comparées à cette filière 1 avec centrifugation des boues.

5.3.2 FILIERE-TYPE 2 : METHANISATION ET COGENERATION

Les coûts CAPEX et OPEX liés à la mise en place d'une filière méthanisation et valorisation du biogaz en cogénération sont présentés sur la Figure 24 :

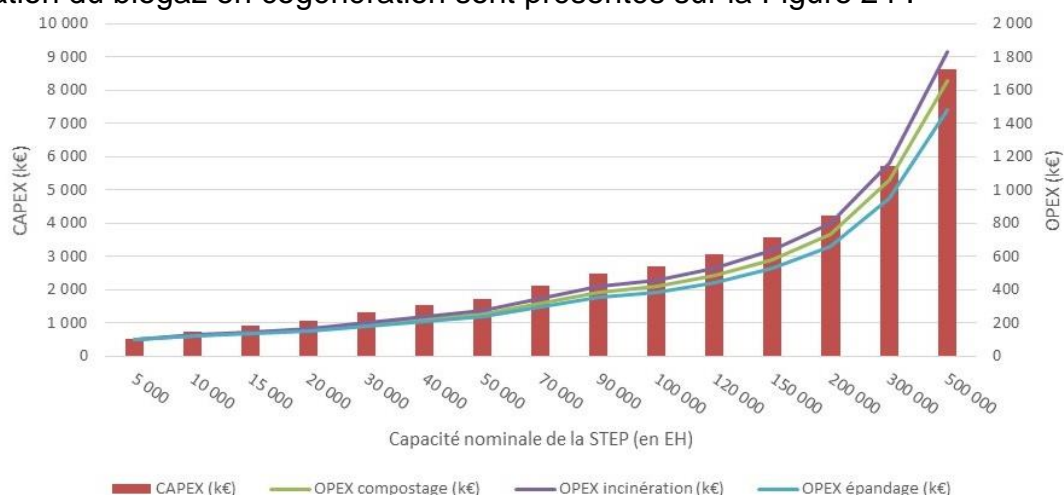


Figure 24. Evolution des coûts OPEX et CAPEX relatifs à la méthanisation de boues en fonction de la capacité des STEU pour la filière-type 2

Les OPEX sont beaucoup plus importants (jusqu'à deux fois plus) pour la filière-type 2 que pour la filière-type 1 sans méthanisation en raison des charges supplémentaires liées à la digestion et la cogénération. L'ordre de classement pour les coûts OPEX reste similaire lorsqu'on compare les trois destinations finales des digestats.

Néanmoins, ces surcoûts sont compensés par des économies liées à la réduction du volume des boues, et par les revenus liés à la vente d'électricité produite à partir du biogaz. Sur la Figure 25 ci-dessous, est représenté le taux de rentabilité interne selon la filière boue considérée. Cette figure compare la filière-type 2 à la filière-type 1 (filière de référence, avec centrifugation des boues) avec une efficacité énergétique maximale (70 %).

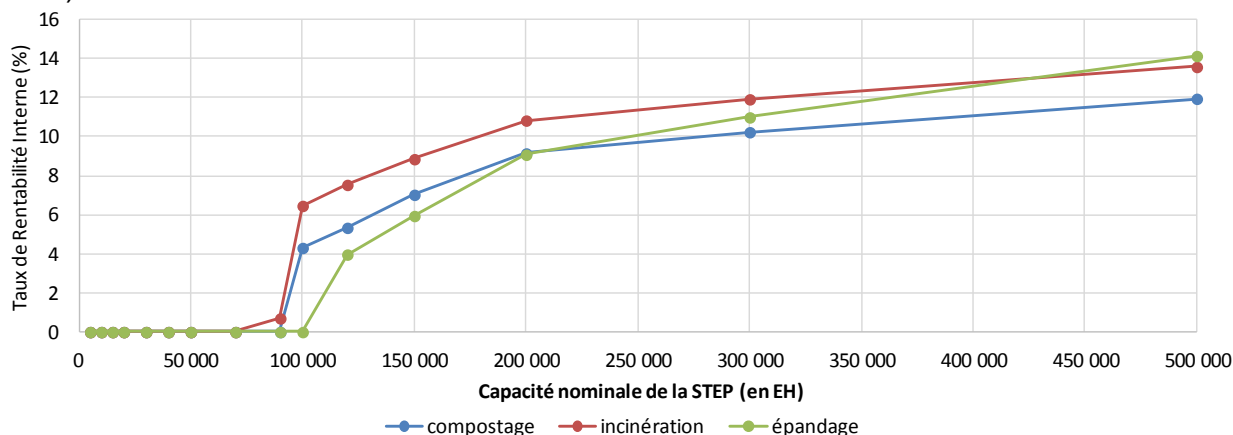


Figure 25. Taux de rentabilité interne (TRI) liés à la mise en place d'une méthanisation et cogénération sur une STEU sans méthanisation avec une efficacité énergétique de 70 %

Seules les STEU de grande taille (de plus de 100 000 EH) permettent d'atteindre des taux de rentabilité positifs.

De plus, l'intérêt de mettre en place une filière de digestion des boues est plus important pour un débouché en incinération que pour un débouché en compostage ou en épandage. En effet, le coût d'exploitation pour un traitement des boues en incinération est important, aussi la réduction des volumes de boues permet de réaliser des économies importantes qui se traduisent par une rentabilité supérieure de la mise en place d'une unité de digestion anaérobie lorsque la destination finale des boues est l'incinération.

Les capacités nominales des STEU permettant d'atteindre un taux de rentabilité interne de 10 % minimum sont :

- 180 000 EH pour un débouché final des boues en incinération ;
- 300 000 EH pour un débouché final des boues en compostage ;
- 250 000 EH pour un débouché final des boues en épandage agricole.

La Figure 26 représente le temps de retour sur investissement selon la capacité nominale des STEU en comparaison à la filière-type 1 de référence et avec une efficacité énergétique maximale de 70 % :

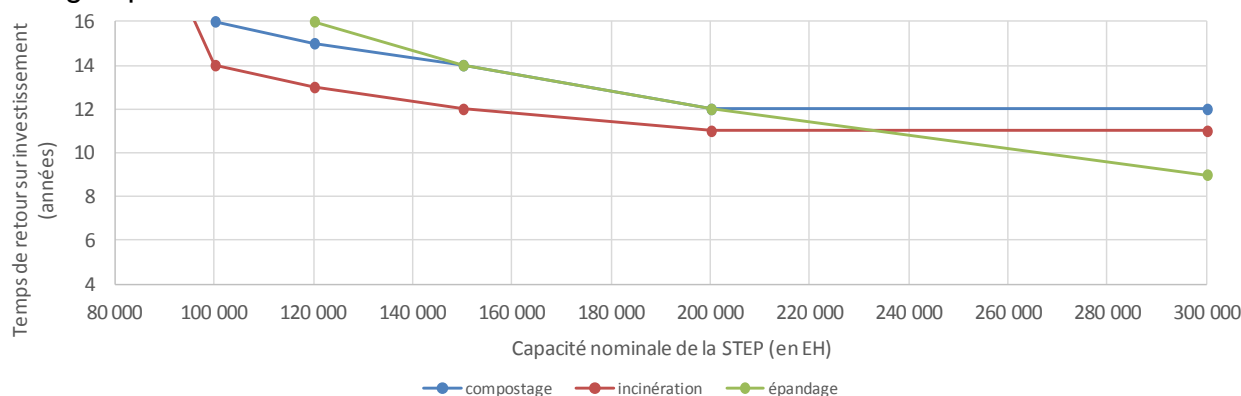


Figure 26. Temps de retour sur investissement liés à la mise en place d' une méthanisation et cogénération sur une STEU sans unité de méthanisation avec une efficacité énergétique de 70 %

Le temps de retour sur investissement diminue avec la taille de la STEU. Un temps de retour sur investissement inférieur à 15 ans est obtenu pour les STEU de plus de 100 000 EH pour un débouché en incinération. Un infléchissement est nettement observé autour de 100 000 EH : il est uniquement dû aux hypothèses considérées pour les coûts de la cogénération (deux corrélations différentes pour les STEU de moins de 100 000 EH et de plus de 100 000 EH).

La majorité (43 sur 85) des STEU réalisant de la méthanisation des boues en France en 2014 a d'ailleurs une capacité de plus de 100 000 EH. De plus, 19 des 29 STEU réalisant aujourd'hui de la méthanisation des boues avec valorisation du biogaz en cogénération ont une taille supérieure à 80 000 EH. L'état de l'art semble donc corroborer le fait que la mise en place d'une méthanisation avec cogénération du biogaz est surtout intéressante pour les installations de grande taille.

La rentabilité de la filière-type 2 a également été calculée avec une efficacité énergétique de 40 % (peu de valorisation de la chaleur produite). Un TRI de 10 % minimum n'est jamais atteint en prenant ces hypothèses.

Par ailleurs, la filière-type 2 a également été comparé à la filière-type 5 (installation d'un moteur de cogénération sur une STEU possédant une unité de méthanisation). Un TRI de 10 % minimum n'est jamais atteint en prenant ces hypothèses.

Il faut néanmoins noter que des procédés de déshydratation moins onéreux que la centrifugation (seul procédé de déshydratation des boues considéré ici) permettent probablement d'atteindre des taux de rentabilité supérieurs pour des STEU de plus petite taille. Ceci explique sans doute pourquoi il existe un nombre important (40) de STEU de moins de 100 000 EH réalisant de la méthanisation (avec dans certains cas valorisation du biogaz en cogénération).

Il est également à noter qu'aucune subvention n'a été prise en compte dans les hypothèses économiques.

5.3.3 FILIERE TYPE 3 : METHANISATION ET INJECTION DE BIOMETHANE DANS LES RESEAUX DE GAZ

La Figure 27 ci-dessous présente les coûts CAPEX et OPEX de la filière-type 3 :

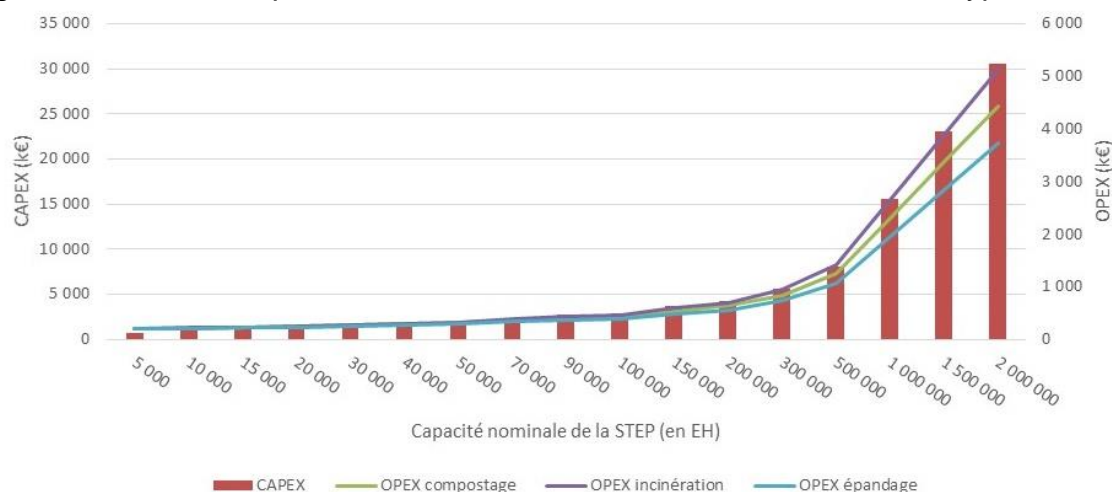


Figure 27. Evolution des coûts OPEX et CAPEX relatifs à la méthanisation de boues en fonction de la capacité des STEU pour la filière-type 3

Les mêmes alternatives de débouché du digestat sont considérées pour étudier cette filière-type.

La comparaison entre les coûts liés à la filière-type 2 (méthanisation et cogénération) et ceux de la filière-type 3 (méthanisation puis épuration pour injection dans le réseau de gaz naturel) révèle que :

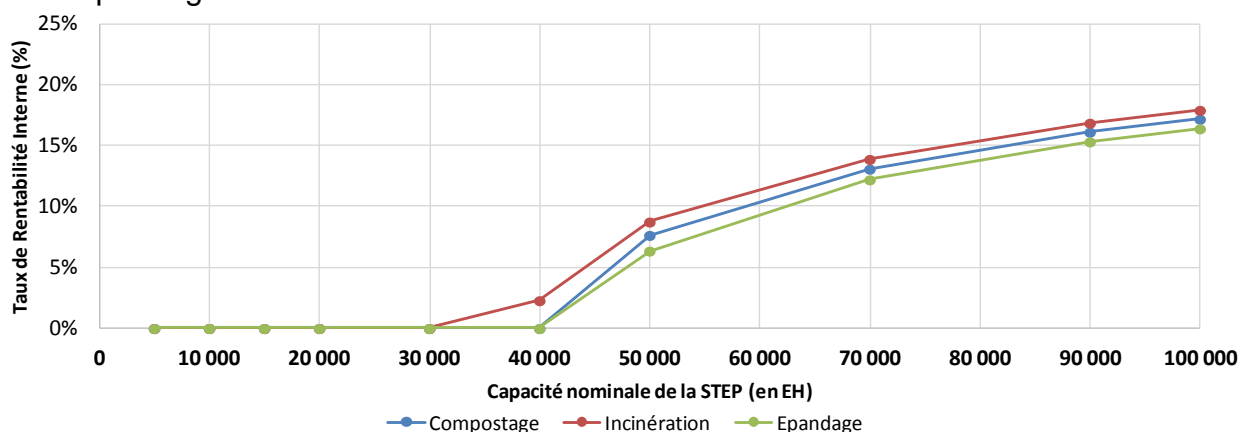
- Il y a une hausse supplémentaire des OPEX dans la filière-type 3 par rapport à la filière-type 2 en raison des coûts de traitement du biogaz pour la production de biométhane. Au-delà du seuil de 300 000 EH, la différence des OPEX des deux filières semble se réduire pour des filières boues équivalentes.

- Les CAPEX des deux filières sont équivalents jusqu'au seuil de 100 000 EH. A partir de ce seuil, le coût d'investissement pour la digestion suivie de la cogénération devient plus important que la filière biométhane. Cet effet de seuil est dû aux hypothèses de coût choisies pour la cogénération.

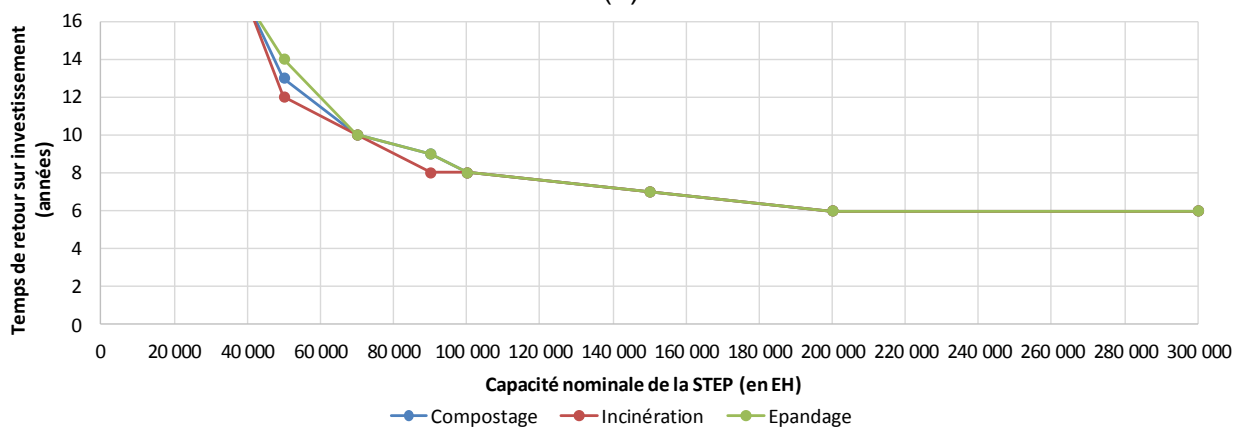
Pour la filière-type 3, les revenus proviennent de la vente au tarif d'achat réglementé du biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel.

Les Figure 28(a) et Figure 28(b) représentent respectivement les TRI et temps de retour sur investissement de la filière-type 3 pour les trois destinations finales des boues :

- Compostage,
- Incinération,
- épandage.



(a)



(b)

Figure 28. Taux de rentabilité interne (a) et temps de retour sur investissement (b) de la filière-type 3

Ainsi, pour la filière-type 3 les STEU de plus de 60 000 EH permettent d'atteindre des taux de rentabilité internes de plus de 10 %, et ce quel que soit le débouché final des boues.

Lorsque la STEU comprend une unité de méthanisation sur site depuis plus de 15 ans (comparaison à la filière-type 5), le TRI est supérieur à 10 % à partir d'un seuil de 45 000 EH.

La capacité nominale des STEU nécessaire pour rentabiliser un projet d'injection biométhane est plus petite que celle pour un projet de cogénération, ce qui rend cette

première alternative économiquement plus intéressante. De plus, à taille de STEU identique, la filière-type 3 permet d'atteindre des taux de rentabilité interne plus élevés.

Le seuil de 60 000 EH pour obtenir un taux de rentabilité interne supérieur à 10 % pour la filière biométhane confirme la première tendance constatée suite aux entretiens avec les différents experts qui avancent un seuil aux alentours de 45 000 EH.

Ainsi, le potentiel méthanogène théorique maximal associé à une digestion sur toutes les STEU françaises de plus de 60 000 EH atteint 1,25 TWh/an. Ce potentiel représente le gisement technico-économique valorisable sur site en 2014.

La tranche de STEU de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH reste éventuellement éligible à une méthanisation territoriale et représenterait un gisement de 0,58 TWh/an (les STEU de capacité inférieure à 5 000 EH sont considérées non-éligibles pour la méthanisation en raison de la faible quantité de boues générées et de la difficulté à les collecter).

5.3.4 FILIERE TYPE 4 : METHANISATION ET DOUBLE VALORISATION DU BIOGAZ (COGENERATION ET INJECTION DE BIOMETHANE DANS LES RESEAUX DE GAZ)

Cette filière-type comporte une valorisation double du biogaz, une partie en cogénération dimensionnée pour couvrir les besoins thermiques du digesteur grâce à la chaleur, le biogaz restant étant épuré en biométhane pour injection dans le réseau de gaz.

La fraction de biogaz utilisée pour couvrir les besoins thermiques des digesteurs atteint environ 40 % de la production totale du biogaz. Il s'agit là d'un ratio moyen, qui varie néanmoins peu en fonction de la capacité nominale de la STEU.

Les coûts CAPEX et OPEX de cette filière-type 4 sont présentés sur la Figure 29 suivante.

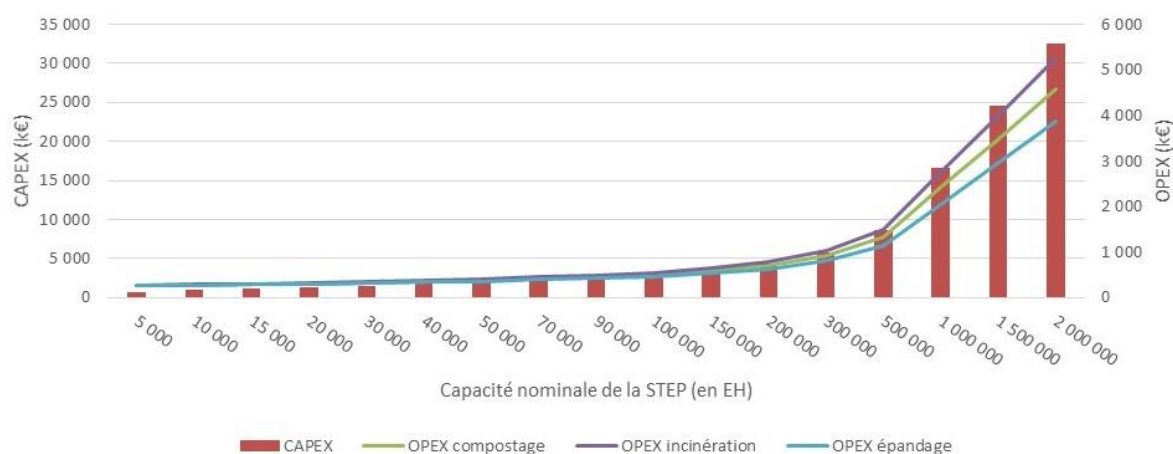


Figure 29. Evolution des coûts OPEX et CAPEX de la filière-type 4 selon la capacité nominale de la STEU

Les données économiques de la Figure 29 révèlent les observations suivantes :

- Hausse importante des OPEX entre la simple cogénération (filière-type 2) et la double valorisation (filière-type 4) de l'ordre de 170 000 €/an quelle que soit la voie de valorisation des boues. Cette différence semble néanmoins s'affaiblir pour les grandes STEU de plus de 300 000 EH.
- Les CAPEX des filières-types 2 (cogénération seule) et 4 (double valorisation) sont globalement équivalents jusqu'au seuil de 300 000 EH à partir duquel l'investissement pour la cogénération seule devient plus important.

Les Figure 30(a) et Figure 30(b) comparent les TRI et temps de retour sur investissement des filières 2 et 4 pour des voies de valorisation des boues similaires en comparaison à la filière-type 1 (filière de référence).

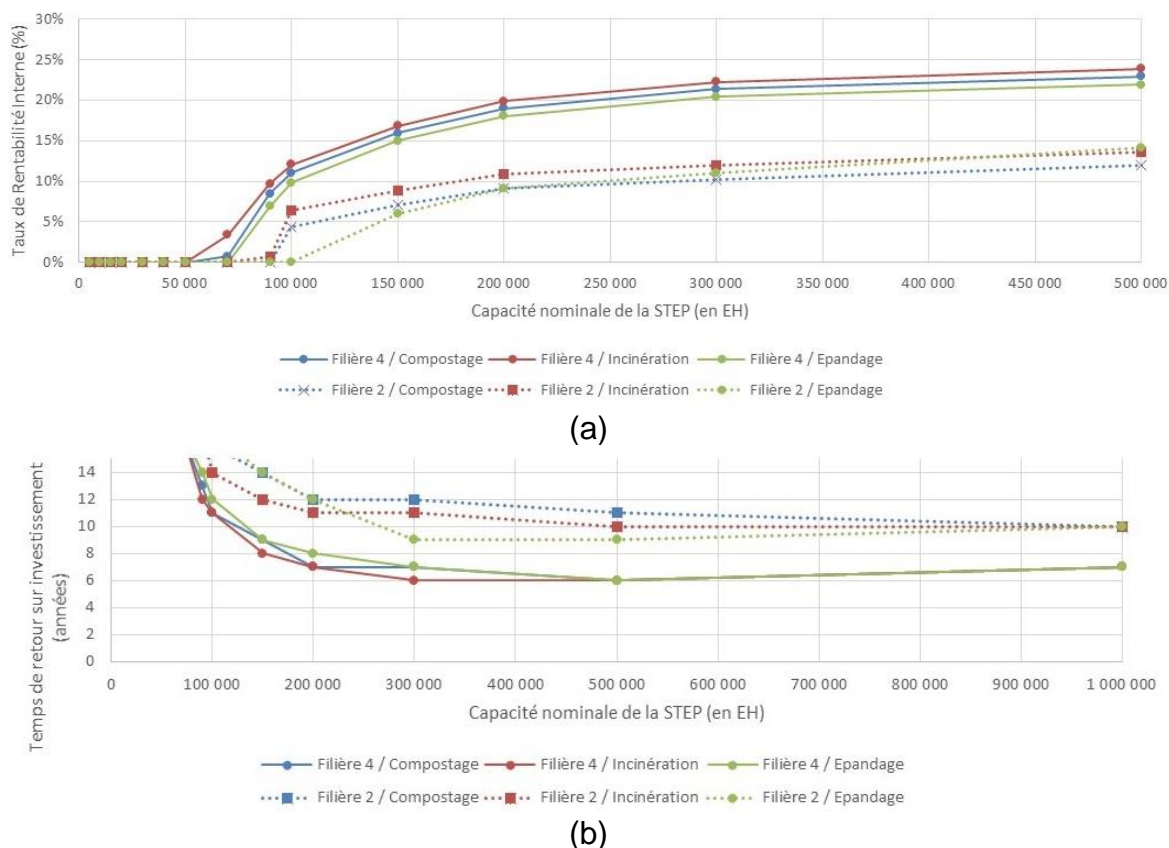


Figure 30. Comparaison des taux de rentabilité interne (a) et temps de retour sur investissement (b) des filières-types 2 et 4

L'analyse des taux de rentabilité et temps de retour sur investissement liés aux différentes filières-types permet les observations suivantes :

- La filière-type 4 peut présenter un taux de rentabilité interne supérieur à 10 % pour une capacité nominale de STEU de 100 000 EH (rentabilité de la filière-type 4 par-rapport à la filière-type 1).
- La filière-type 4 présente un taux de rentabilité interne supérieur à 10 % à partir des capacités nominales de 150 000 EH lorsqu'une unité de méthanisation associée à un moteur de cogénération est déjà installée sur site (âge du méthaniseur supérieur ou égal à 15 ans) (rentabilité de la filière-type 4 par-rapport à la filière-type 2).
- La filière-type 4 présente un taux de rentabilité interne supérieur à 10 % à partir des capacités nominales de 120 000 EH lorsqu'une unité de méthanisation est déjà installée sur site (âge du méthaniseur supérieur ou égal à 15 ans) (rentabilité de la filière-type 4 par-rapport à la filière-type 5).

5.3.5 FILIERE TYPE 5 : METHANISATION SANS VALORISATION DU BIOGAZ

Cette dernière filière est considérée dans cette étude bien qu'elle n'intègre aucune valorisation du biogaz qui, dans ce cas, est intégralement torché. En effet, la méthanisation est depuis longtemps utilisé sur les grandes STEU pour homogénéiser les boues, réduire leurs nuisances (hygiénisation, odeurs) et faciliter ainsi leur épandage en agriculture.

Les seuls intérêts de cette option sont :

- la réduction des coûts liés à la gestion finale des boues grâce à la réduction du volume et de la quantité de matière sèche après méthanisation
- l'absence d'investissement pour valoriser le biogaz.

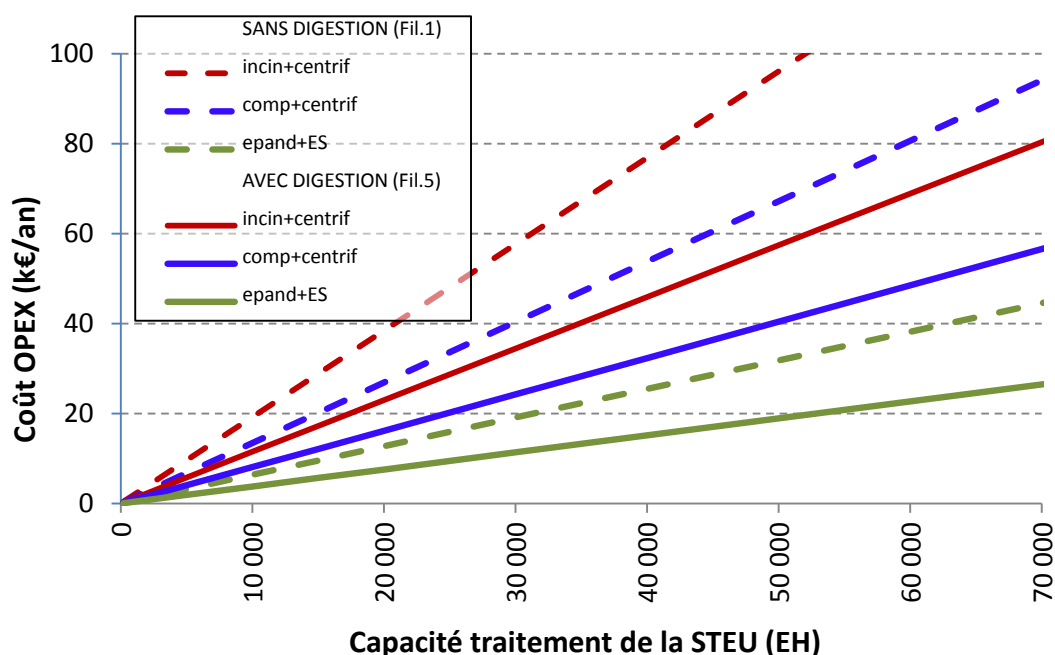


Figure 31. Evolution des coûts OPEX en fonction de la capacité de la STEU pour les filières-types 1 et 5 selon la destination finale du digestat

La Figure 31 met en évidence les économies que la méthanisation permet de réaliser sur le traitement et la valorisation finale des boues par comparaison avec une filière sans digestion. Cette économie est d'autant plus importante que la station d'épuration est de grande taille.

Néanmoins, le calcul du temps de retour sur investissement indique des périodes longues en raison de l'absence de revenus ainsi que des coûts d'investissement associés.

L'investissement dans une unité de méthanisation sans valorisation du biogaz ne saurait donc a priori se justifier sur le plan économique, mais s'explique sans doute par les nombreux autres attraits de cette technologie. En effet, la digestion des boues permet de faciliter leur épandage grâce à l'homogénéisation, l'hygiénisation, la diminution des volumes de boues et la réduction des nuisances (odeurs). L'ensemble de ces facteurs explique pourquoi la méthanisation est depuis longtemps utilisée sur les STEU, et notamment sur les plus grandes.

5.4 BILAN SUR L'ÉVALUATION DU GISEMENT TECHNICO-ECONOMIQUE

Un travail de consolidation des données économiques des filières de traitement des eaux usées et des boues a permis d'établir les seuils de rentabilité des différentes voies de valorisation de biogaz. Les taux de rentabilité interne ainsi que les temps de retour sur investissement ont été établis pour les différentes filières-types en fonction de la capacité nominale des installations.

Les capacités nominales minimales des filières-types étudiées permettant d'atteindre un taux de rentabilité interne supérieur à 10 % sont rappelées dans le Tableau 7 ci-dessous.

Tableau 7. Capacité nominale des STEU (en EH) permettant d'atteindre un taux de rentabilité interne supérieur à 10 % selon la destination finale des digestats et la filière de valorisation du biogaz (comparaison à la filière-type 1 de référence)

	Compostage	Incinération	Epandage
Filière-type 2 100% cogénération TRI 10 %	300 000 EH	180 000 EH	250 000 EH
Filière-type 3 100% injection biométhane sur réseau gaz TRI 10 %	60 000 EH	55 000 EH	60 000 EH
Filière-type 4 Filière double valorisation (40% biogaz pour usage interne/60% pour injection) TRI 10 %	100 000 EH	90 000 EH	100 000 EH

La valorisation des boues d'épuration en biométhane pour injection réseau semble être une option économique et rentable pour les stations d'épuration de moyenne taille. Ces dernières pourront ainsi réduire une partie de leurs coûts et améliorer la rentabilité de leur activité tout en contribuant au développement du mix énergétique.

Les stations présentant une taille supérieure à 60 000 EH permettent d'atteindre un taux de rentabilité interne supérieur à 10 % pour la filière biométhane injecté sur le réseau de gaz naturel.

En comparaison, ce seuil se situe entre 180 000 et 300 000 EH pour la filière valorisant le biogaz en cogénération selon le type de destination finale des digestats.

En 2014, les boues des STEU françaises de plus de 60 000 EH représentent un gisement potentiel de biométhane de 1,25 TWh/an.

Les STEU comprises entre 5 000 et 60 000 EH éligibles pour une digestion des boues en unité territoriale représenteraient un gisement de 0,58 TWh/an.

Le gisement total de boues méthanisables d'un point de vue technique et économique s'élève donc à 1,83 TWh/an.

6 SYNTHÈSE DES DISCUSSIONS AVEC LES EXPERTS

Pour compléter l'analyse économique menée au paragraphe 5, différents experts du secteur de l'assainissement ont été contactés. Les entretiens visaient à obtenir des informations sur :

- Leurs retours d'expérience,
- Leurs avis sur l'intérêt et les contraintes de l'intégration de la méthanisation sur les STEU,
- L'avenir de la méthanisation pour le traitement des boues de STEU,
- Les évolutions envisagées dans le secteur de l'assainissement,
- L'intérêt de la valorisation des boues de STEU dans une unité de méthanisation territoriale.

Les experts contactés dans ce cadre sont :

- Agence de l'Eau Rhône Méditerranée Corse : Fabien ABAD et Céline LAGARRIGUE (entretien mené le 28/03/2014),
- Agence de l'Eau Rhin Meuse : Charly DUPERRIER (entretien mené le 14/04/2014),
- Communauté d'agglomération Grenoble Alpes métropole : Gildas BOUFFAUD (entretien mené le 01/04/2014),
- Syndicat des Eaux et de l'Assainissement Alsace Moselle : Hubert BUTZ (entretien mené le 15/04/2014)
- Agence de l'Eau Artois Picardie : Cécile GALLIAN et Anne-Laure MILL (entretien mené le 21/05/2014),
- STEU de Strasbourg : Frédéric PIERRE et Arnaud EHRENFTEIN (entretien mené le 07/04/2014),
- GEDIA¹³ : Jean-Christophe FAMEL (entretien mené le 20/06/2014).
- ONEMA¹⁴ : Céline LACOUR (entretien mené le 25/06/2014),
- SIAAP¹⁵ : Michel RIOTTE et Pierre COURSAN (entretien mené le 04/07/2014).

Moteurs et freins à la méthanisation sur les STEU :

Tous les experts contactés s'accordent à dire que la méthanisation apporte des services à la STEU quelle que soit sa capacité (réduction des volumes de boues à traiter, réduction des odeurs...).

Les avis des experts se retrouvent également sur la capacité minimale pour l'intégration d'une unité de méthanisation sur une STEU d'un point de vue économique : entre 30 000 EH et 50 000 EH. Cette capacité correspond à une production de boues de 300 à 520 t MS/an soit un équivalent à un débit biométhane de 10 à 30 m³(n) CH₄/h.

Néanmoins, d'après l'Agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse, ce seuil est plutôt dû à une restriction technique qu'économique : la production et la valorisation du biogaz en deçà d'un certain seuil est en effet complexe (pas d'équipement « sur étagère » pour ces petites tailles).

¹³ GEDIA : fournisseur d'énergie

¹⁴ ONEMA : Office National de l'Eau et des Métiers Aquatiques

¹⁵ SIAAP : Syndicat Interdépartemental pour l'Assainissement de l'Agglomération Parisienne

Des entretiens ont par ailleurs été menés avec certaines des agences de l'eau françaises¹⁶ ; ces agences de l'eau ont pour missions de contribuer à réduire les pollutions et à protéger les ressources en eau et les milieux aquatiques, et mettent en œuvre les dispositions des schémas d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE), dans lesquels la méthanisation peut s'inscrire. Les entretiens avec les agences de l'eau mettent en évidence que chaque bassin hydrographique a une politique en faveur de la méthanisation différente en fonction des retours d'expérience. Certains bassins hydrographiques favorisent fortement la méthanisation alors que d'autres ne la considèrent pas forcément par manque de retours d'expérience dans le domaine. Néanmoins, il ressort que la méthanisation sur les STEU n'a aucun a priori négatif parmi les experts consultés. Ceux-ci s'accordent à dire que ce procédé est en pleine expansion et que dans des conditions économiques favorables, son implantation sur les STEU ne fait aucun doute.

Les principaux freins à l'implantation d'une unité de méthanisation sont :

- la sécurité de l'installation ;
- les problématiques de gestion des retours en tête de l'azote et du phosphore (la fraction liquide du digestat est en effet recirculée en entrée de la STEU ce qui peut être difficile à gérer).

Par ailleurs, une meilleure connaissance de la filière de méthanisation par les acteurs intervenant sur l'ensemble de la chaîne permettrait de promouvoir cette filière.

Moteurs et freins à l'injection du biométhane sur les STEU :

D'après les experts contactés, la voie de valorisation du biogaz produit est une question de contexte et d'opportunité sur site ; ce sera du cas par cas. Néanmoins, la production de biogaz sur les STEU n'est pas constante, et peut être très importante, ce qui est problématique pour une valorisation en cogénération (notamment pour les STEU d'une capacité importante telle que la STEU d'Achères ne pouvant pas revendre l'électricité car n'ont pas accès aux tarifs d'achat). Aujourd'hui les STEU sont souvent contraintes de stocker temporairement une partie du biogaz sur site, ce qui impose des contraintes supplémentaires.

L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel pourrait permettre de s'affranchir en partie de cette problématique de stockage du biogaz.

Par ailleurs, il serait intéressant de considérer la méthanisation sur une STEU dans un contexte d'optimisation énergétique globale en intégrant les communes. En effet, en fonction des problématiques, du contexte et des opportunités locales, une voie de valorisation pourra être plus pertinente sur une station d'épuration (ex. : utilisation de biocarburant pour une flotte de bus). Néanmoins, ceci nécessiterait une évolution des tarifs d'achat pour favoriser d'autres voies de valorisation, dont l'utilisation carburant (les contrats d'achat du biométhane au tarif réglementé imposant aujourd'hui l'injection dans le réseau avant utilisation).

La méthanisation territoriale des boues de STEU et la question du devenir du digestat :

D'après les experts contactés, la méthanisation territoriale des boues de STEU peut constituer une piste de traitement des boues intéressante pour les STEU non-équipées de digesteur, à condition que le méthaniseur territorial soit situé à proximité de la STEU (une durée maximale de transport de 1 h a été proposée).

¹⁶ Il existe 6 agences de l'eau en France, correspondant à 6 bassins hydrographiques : Artois-Picardie, Seine-Normandie, Loire-Bretagne, Adour-Garonne, Rhône-Méditerranée-Corse, Rhin-Meuse.

Néanmoins, l'épandage du digestat issu de méthanisation territoriale constitue une problématique importante : si le digestat est non-conforme, il faut pouvoir remonter aux intrants qui sont à l'origine de la non-conformité (problématique de responsabilité juridique). Aussi certains méthaniseurs territoriaux peuvent refuser des boues de stations d'épuration du fait que cela pourrait imposer des contraintes plus importantes sur le devenir du digestat. De plus, le risque possible de concentration des polluants dans le digestat peut amener certains agriculteurs à refuser l'épandage du digestat sur leurs terres.

Evolution réglementaire attendue :

Les entretiens menés montrent qu'aucune évolution réglementaire sur les filières de traitement de l'eau ou la gestion des boues n'est à prévoir dans un futur proche.

7 POTENTIEL DE BIOMETHANE INJECTABLE AUX HORIZONS 2020 ET 2050

7.1 OBJECTIFS

Cette dernière phase de l'étude a pour objectif de proposer une vision prospective du potentiel de biométhane produit à partir des boues de STEU et injectable dans les réseaux de transport et de distribution à deux horizons de temps : 2020 et 2050.

7.2 APPROCHE METHODOLOGIQUE

Cette étude s'appuie sur les hypothèses suivantes :

- **Evolution de la charge organique à traiter** : il est considéré que la charge organique à traiter par les stations d'épuration augmente de 2,74 % en 2020 et de 12,57 % en 2050 (par rapport à 2014) conformément aux statistiques de l'INSEE sur l'évolution de la population française. Comme précédemment, les ratios suivants sont utilisés pour estimer le gisement énergétique total disponible à partir des boues générées :
 - Les quantités de matières sèches générées par les STEU sont issues de la base de données sur les STEU établie au début de cette étude,
 - Le potentiel méthanogène est estimé à $192 \text{ m}^3(\text{n}) \text{ CH}_4$ par tonne de matières sèches de boues (MS),
 - La valeur de $10,7 \text{ kWh/m}^3(\text{n})$ est retenue pour le pouvoir calorifique supérieur du biométhane.
- **Facilité d'accès au réseau de gaz** : Il est considéré en première approche que les STEU de plus de 60 000 EH (sur lesquelles la méthanisation sur site avec injection de biométhane est pertinente d'un point de vue économique) sont pour la plupart en zones desservies en gaz (ZDG), et peuvent de plus se raccorder à des réseaux de gaz où les capacités d'injection de biométhane sont importantes. En effet, ces STEU de taille supérieure à 60 000 EH sont généralement situées à proximité d'agglomérations d'une certaine taille ; aussi il est considéré ici que l'accès au réseau de gaz n'est pas un paramètre limitant pour l'injection de biométhane issu de boues de STEU (pour une méthanisation sur site). Sur les 85 STEU ayant une unité de méthanisation, la plupart est située en ZDG ce qui confirme cette hypothèse.
- **Niveau de pénétration de la valorisation « injection de biométhane »** : pour évaluer le niveau de pénétration de la valorisation « injection de biométhane » par rapport à d'autres valorisations possibles du biogaz, l'étude s'appuie sur la feuille de route ADEME (ADEME, 2012) et sur les scénarios Negawatt (Négawatt, 2014).
- **Politiques incitatives (et notamment tarifs d'achat)** : en première approche, il est supposé ici que les politiques incitatives, et notamment les tarifs d'achat du biométhane, ne sont pas modifiés. Néanmoins, une étude de sensibilité sur ce paramètre est proposée sur à horizon de temps 2050.

Plus précisément, l'approche méthodologique pour évaluer le potentiel de biométhane injectable dans les réseaux de gaz naturel en 2020 et 2050 est basée sur les hypothèses suivantes :

- Horizon 2020 :
 - Méthanisation sur site (sur les STEU)
 - **Scénario max** : Hypothèse de transition complète à horizon 2020 des STEU françaises qui pratiquent la méthanisation en 2014, qui sont de taille supérieure à 60 000 EH et qui sont situées en ZDG. Cette transition vers l'injection de biométhane est facilitée en raison de l'existence de digesteurs et de l'intérêt économique à opter pour la solution d'injection de biométhane. L'hypothèse retenue est que la politique incitative est maintenue (avec en particulier aucune modification des tarifs d'achat réglementés du biométhane). De plus, en raison des délais associés à la construction d'une installation de méthanisation et d'épuration du biogaz en vue d'une injection dans le réseau de gaz naturel, il est supposé que seule une frange très marginale des STEU de plus de 60 000 EH non-équipées à ce jour de digesteur pourra mettre en place cette solution d'ici à 2020. Ainsi, seules les 85 STEU qui pratiquent déjà la méthanisation, qui sont situés en Zone Desservie en Gaz et ayant un seuil supérieur à 60 000 EH sont considérées dans le scénario « biométhane max ».
 - **Scénario moyen** : L'hypothèse retenue dans ce scénario est un niveau de pénétration de 50 % de la solution d'injection de biométhane. Ainsi, il est estimé que 50% de la charge polluante traitée par les 85 STEU serait valorisée en biométhane pour injection dans le réseau de gaz naturel. De la même manière que dans le scénario « biométhane max », il est considéré qu'une très faible partie des autres STEUs non équipées à ce jour de digesteurs franchissent le pas vers la solution d'injection de biométhane.
 - **Scénario minimum** : seuls sont pris en compte les projets en cours concernant les STEUS qui envisagent l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel tels que Strasbourg, Grenoble et Bordeaux.
 - Méthanisation territoriale
 - Les discussions avec les experts laissent apparaître des freins à cette solution d'un point de vue acceptabilité mais aussi d'un point de vue juridique avec des questions sur la responsabilité de la pollution du digestat à partir de plusieurs intrants utilisés en co-digestion. Aussi un ratio de 10 % de la charge organique des STEU de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH pourrait être valorisé en méthanisation territoriale. De plus il est supposé que seuls 50 % des digesteurs territoriaux optent pour la solution d'injection de biométhane d'ici à 2020. Au regard de la faible importance de ce potentiel, un seul scénario est proposé ici, et non pas trois comme pour la méthanisation sur site.

Horizon 2050 :

- Méthanisation sur site (sur les STEU)

- **Scénario max** : Transition complète vers la solution « injection de biométhane » non seulement des 85 STEU françaises équipées de digesteurs en 2014 mais aussi de toutes les STEU de taille supérieure au seuil de 60 000 EH. Ce scénario considère une valorisation à 100% du biogaz vers le biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel.
 - **Scénario moyen** : Ce scénario ne considère que la totalité des 85 STEUS équipées de digesteurs en 2014, ainsi que la moitié de la charge polluante générée par les autres STEUS dont le seuil est supérieur à 60 000 EH optent pour la méthanisation des boues. Conformément aux projections de l'ADEME (ADEME, 2012) et Negawatt (Negawatt, 2014), il est considéré que la valorisation du biogaz correspondant atteint 70% pour l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel, les 30% restant allant vers la cogénération ou une autre voie de valorisation.
 - **Scénario minimum** : Ce scénario conservateur considère un passage vers la filière biométhane des seules STEUS déjà équipées de digesteurs en 2014 qui sont de taille supérieure à 60 000 EH et qui sont situées en ZDG (correspond au scénario max du potentiel à horizon 2020).
- Méthanisation territoriale : A l'horizon 2050, quelques verrous au développement de l'intégration des boues en méthanisation territoriale sont levés permettant à une proportion plus importante de STEU d'accéder aux unités de codigestion. Les scénarii proposés sont donc :
- **Scénario maximum** : la totalité des boues des STEU de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH est valorisée sous forme de biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel.
 - **Scénario moyen** : seule la moitié des boues des STEU de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH est valorisée en méthanisation territoriale. De plus, un niveau de pénétration de 70 % de la solution d'injection de biométhane est considéré, conformément aux projections de l'ADEME (ADEME, 2012) et de Negawatt (Negawatt, 2014). In fine, il est donc considéré que 35 % des boues des STEU de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH sont valorisés sous forme de biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel.
 - **Scénario minimum** : seule une faible partie (10 %) des boues des STEU de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH est valorisée en méthanisation territoriale. De plus, un niveau de pénétration de seulement 50 % de la solution d'injection de biométhane est considéré. In fine, il est donc considéré dans ce scénario que 5 % des boues des STEU de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH sont valorisés sous forme de biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel.

Concernant l'horizon 2050, comme indiqué ci-dessus, une étude de sensibilité sur le niveau des tarifs d'achat est réalisée. Ainsi il est envisagé que les tarifs d'achat soient progressivement réduits jusqu'à ce que le biométhane soit acheté au prix du gaz naturel en 2014. L'étude de sensibilité permet de proposer de nouveaux seuils de rentabilité de la

solution d'injection du biométhane issu des STEU. Pour cela, des diminutions comprises entre -10 et -60 % par rapport au tarif d'achat actuel sont envisagées.

En effet, une baisse de 60 % des tarifs d'achat du biométhane tels que parus en 2014 situent le biométhane à un tarif d'environ 50 €/MWh pour des installations neuves de capacité inférieure à 100 m³(n)/h et d'environ 25 €/MWh pour des installations de capacité supérieure à 350 m³(n)/h, soit des prix proches de ceux du gaz naturel en 2014.

7.3 POTENTIEL DE BIOMETHANE INJECTABLE A PARTIR DES BOUES DE STEU A L'HORIZON 2020

7.3.1 METHANISATION SUR SITE

Dans un premier temps, le gisement total de boues existant sur l'ensemble des STEU françaises est estimé en tenant compte de l'évolution de la charge organique entrante (liée à l'évolution de la population française), comme le montre le Tableau 8 :

Tableau 8. Evaluation du gisement total de biométhane à partir des boues générées par la population française en 2020 selon l'évolution de la population proposée par l' INSEE

	2014	2020 (+2,74 %)
Charge maximale entrante (EH)	76 490 290	78 586 124
Boues générées (TMS/an)	1 036 855	1 065 265
Gisement énergétique (TWh/an)	2,13	2,19

En 2020, le gisement énergétique total des boues produites en France devrait atteindre 2,19 TWh par an avec les hypothèses retenues dans cette étude.

En raison des délais associés à la mise en place d'un projet d'injection de biométhane, il semble réaliste de penser que les premières installations pouvant intégrer plus aisément un tel projet d'injection de biométhane sont celles qui sont déjà équipées de digesteurs.

En 2014, ces dernières sont au nombre de 85 et représentent des installations de grandes tailles (80% étant supérieures au seuil de 40 000 EH). Ces STEU se situent pour une très grande majorité à la périphérie des grandes villes, avec, en général, la proximité géographique des réseaux de gaz naturel (75 STEU en Zone Desservie en Gaz)

En termes de boues produites, ces 85 STEU représentent, en 2014, 0,54 TWh, soit 43 % du gisement technico-économique total de 1,25 TWh/an identifié (cf. paragraphe 5.4). Pour rappel, ce potentiel technico-économique de 1,25 TWh/an correspond à l'ensemble des boues générées en 2014 par les installations de taille supérieure à 60 000 EH. Avec l'hypothèse de croissance de la population retenue, ce potentiel technico-économique s'élèverait en 2020 à 1,28 TWh/an, et les 85 STEU représenteraient un potentiel de 0,55 TWh.

Il est possible que d'autres STEU, en dehors des 85 identifiées, optent pour la filière biométhane d'ici 2020. Néanmoins, il est considéré ici que ces STEU resteront marginales du fait du temps nécessaire à la mise en place d'un projet de digestion anaérobie. Ainsi, le potentiel énergétique supplémentaire apporté resterait relativement faible voire négligeable.

Le potentiel de biométhane injectable dans le réseau de gaz naturel en 2020 dépend étroitement de la proportion des 85 STEU déjà équipées de digesteurs en 2014 qui auront migré vers la filière biométhane.

- Le scénario maximaliste considère que 100% du biogaz correspondant (en zone desservie gaz et avec une capacité nominale supérieure à 60 000 EH) est valorisé sous la forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

- Le scénario moyen considère que 50 % du biogaz des 85 STEU est valorisé sous forme de biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel.
- Enfin, le scénario minimum considère que seuls les projets d'injection de biométhane sur des STEU déjà en cours à ce jour auront abouti.

Les 3 scénarii considérés pour les perspectives en 2020 sont précisés dans le Tableau 9.

Tableau 9. Evaluation du potentiel de biométhane injectable à partir des STEU en 2020 selon 3 scénarii (données issues du portail de l' assainissement)

Scénario biométhane considéré	2020		
	Charge entrante (EH)	Boues générées TMS/an	Gisement biométhane injecté TWh/an
Biométhane max Parmi les 85 STEU, celles situées en ZDG et > à 60 000 EH injectent le biométhane sur réseau	21 602 814	264 696	0,54
Biométhane moyen 50% de la charge polluante des 85 STEU est valorisé en biométhane	10 942 432	132 927	0,26
Biométhane min Grenoble, Strasbourg, Bordeaux	1 386 783	27 158	0,06

Sur la base des hypothèses retenues pour 2020:

- Le potentiel biométhane injecté à partir des boues de STEU pourrait atteindre 0,54 TWh/an si l'ensemble de ces 85 stations d'une capacité nominale supérieure à 60 000 EH situés en ZDG et déjà équipés d'un digesteur en 2014 optent pour la filière biométhane d'ici à 2020.
- Un scénario d'évolution moyen pourrait atteindre 0,26 TWh/an de biométhane à partir de STEU injecté dans le réseau.
- Un scénario minimaliste serait de 0,06 TWh/an sur la base des seuls projets en cours recensés en 2014 (STEU de Strasbourg, Grenoble et Bordeaux)

Le potentiel de production de biométhane sur les STEU en 2020 est donc compris entre 0,06 et 0,54 TWh/an.

7.3.2 METHANISATION TERRITORIALE

Le gisement technico-économique disponible en 2020 pour la méthanisation territoriale atteindrait 0,60 TWh/an en considérant toutes les stations de dimension comprise entre 5 000 et 60 000 EH non-équipées de digesteur à ce jour (Tableau 10).

Tableau 10. Estimation du gisement biométhane en 2020 éligible pour la méthanisation territoriale à partir des boues générées par les STEU de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH

Méthanisation territoriale	2020		
	Charge entrante (EH)	Boues générées (TMS/an)	Gisement biométhane (TWh/an)
Toutes STEU comprises entre 5 000 et 60 000 EH	23 303 231	290 393	0,60

Le développement de la méthanisation territoriale dépend étroitement des contraintes économiques de gestion des boues (prétraitement sur site, transport, stockage) mais aussi des contraintes réglementaires, de l'acceptabilité ou encore des contraintes juridiques (responsabilité en cas de pollution du digestat).

Les entretiens avec les experts indiquent qu'une des solutions possibles vis-à-vis de la contrainte juridique à propos de la responsabilité de la pollution des digestats produits à partir de nombreux substrats en co-digestion consiste à prélever des échantillons de manière régulière. Les échantillons sont conservés et sont caractérisés dès lors qu'une non-conformité du digestat est relevée.

Aujourd'hui, la digestion des boues de STEU en méthanisation territoriale est confrontée à plusieurs freins (acceptabilité, responsabilité de la pollution du digestat...).

Aussi il est considéré que seuls 10 % de la charge organique des STEU de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH pourrait être valorisé en méthanisation territoriale. De plus il est supposé que seuls 50 % des digesteurs territoriaux optent pour la solution d'injection de biométhane d'ici à 2020. Le potentiel de production de biométhane issu de STEU via une méthanisation territoriale représenterait donc 0,03 TWh/an, soit un potentiel négligeable au regard du potentiel de production de biométhane sur les STEU. Au regard de la faible importance de ce potentiel, un seul scénario est proposé ici, et non pas trois comme pour la méthanisation sur site.

Avec les hypothèses de l'étude, les boues de STEU qui pourraient être valorisées en biométhane en 2020 représentent un gisement de seulement 0,03 TWh/an, négligeable au regard du potentiel de production de biométhane sur les STEU.

Néanmoins localement la méthanisation territoriale peut représenter une alternative intéressante pour le traitement des boues.

7.3.3 BILAN SUR LE POTENTIEL DE BIOMETHANE ISSU DE BOUES DE STEU INJECTABLE DANS LES RESEAUX DE GAZ A L'HORIZON 2020

Avec les hypothèses retenues dans cette étude, le potentiel de biométhane issu de boues de STEU injectable à l'horizon 2020 serait compris entre 0,09 et 0,57 TWh/an, réparti comme suit :

- **Entre 0,06 et 0,54 TWh/an pour le biométhane produit sur les STEU elles-mêmes ;**
- **Environ 0,03 TWh/an pour le biométhane produit via une méthanisation territoriale.**

7.4 POTENTIEL DE BIOMETHANE INJECTABLE A PARTIR DES BOUES DE STEU A L'HORIZON 2050

7.4.1 METHANISATION SUR SITE

Dans un premier temps, le gisement total de boues en 2050 sur l'ensemble des STEU françaises est estimé en tenant compte de l'évolution de la charge organique entrante (liée à l'évolution de la population française), comme le montre le Tableau 11 :

Tableau 11. Evaluation du gisement total de biométhane à partir des boues générées par la population française en 2050 selon l' évolution de la population proposée par l' INSEE

	2014	2050 (+12,57 %)
Charge entrante (EH)	76 490 290	86 105 120
Boues générées (TMS/an)	1 036 855	1 167 187
Gisement énergétique (TWh/an)	2,13	2,40

En 2050, le gisement énergétique total des boues produites en France devrait atteindre 2,40 TWh/an par an avec les hypothèses retenues dans cette étude.

En 2050, les perspectives de valorisation du biogaz produit sur les STEU en biométhane injectable sur les réseaux de gaz naturel dépendent de la part des STEU de plus de 60 000 EH qui opteront pour la méthanisation avec valorisation du biométhane via une injection dans le réseau de gaz naturel.

Les potentiels envisagés pour 2050 sont résumés sur le Tableau 12 selon les 3 scénarii définis au paragraphe 6.2.

Tableau 12. Evaluation du potentiel de biométhane injectable à partir des STEU en 2050 selon 3 scénarii

Scénario biométhane considéré	2050		
	Charge entrante (EH)	Boues générées TMS/an	Gisement biométhane injecté TWh/an
Biométhane max Toutes STEU > 60 000 EH	50 799 391	684 934	1,41
Biométhane moyen 85 STEU avec digesteurs en 2014 + 50% des STEU > 60 000 EH valorisé à 70% en biométhane injectable	31 347 877	403 681	0,83
Biométhane min Parmi les 85 STEU, celles situées en ZDG et > à 60 000 EH injectent le biométhane sur réseau	23 669 737	290 022	0,60

Ainsi, l'analyse prospective indique un potentiel moyen valorisable sur site de 0,83 TWh/an pouvant tendre vers un potentiel maximal de 1,41 TWh/an en 2050.

Analyse de sensibilité sur les tarifs d'achat du biométhane :

Comme indiqué au paragraphe 7.2, une analyse de sensibilité est réalisée sur les tarifs d'achat du biométhane. L'effet d'une modification de la politique incitative peut ainsi être observé. Pour cela, les tarifs d'achat sont diminués de 0 à 60% par rapport à leur niveau de 2014. Cette évaluation économique permet de redéfinir les seuils de rentabilité économique de la production de biométhane à partir de boues de STEU comme réalisé précédemment au paragraphe 5.

L'ensemble des résultats issus de cette analyse de sensibilité est reporté dans le Tableau 13 ci-dessous. Le potentiel « biométhane max » correspond à la production de la totalité des STEU dont la taille est supérieure au seuil de rentabilité calculé.

Tableau 13. Analyse de sensibilité du potentiel biométhane injectable maximal sur le réseau en 2050 selon le tarif d'achat biométhane

Tarif rachat biométhane (réduction en %)	Seuil de rentabilité économique des STEU (taille en EH)	Scénario biométhane max (TWh/an)
0% (tarif 2014)	60 000	1,41
-10%	70 000	1,31
-25%	100 000	1,15
-50%	300 000	0,75
-60%	Pas de rentabilité économique	/

La pérennité économique de la filière biométhane à partir des boues de STEU dépend étroitement des tarifs de rachat de biométhane. **L'existence d'un tarif d'achat réglementé du biométhane issue de boues de STEU tel que celui défini en 2014 augmente le potentiel de biométhane injectable en 2050 de 70 %. Avec les tarifs d'achat actuels, le potentiel maximal de biométhane issu de boues de STEU injectable en 2050 s'élève à 1,41 TWh/an, au lieu de 0,75 TWh avec une réduction de 50 % des tarifs d'achat.**

7.4.2 METHANISATION TERRITORIALE

Le gisement technico-économique en 2050 pour la méthanisation territoriale pourrait atteindre 0,65 TWh/an en considérant toutes les stations françaises de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH qui ne sont pas équipées de digesteur à ce jour (Tableau 14).

Tableau 14. Estimation du gisement biométhane en 2050 éligible pour la méthanisation territoriale à partir des boues générées par les STEU de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH.

Méthanisation territoriale	2050		
	Charge entrante (EH)	Boues générées (TMS/an)	Gisement biométhane (TWh/an)
Toutes STEU comprises entre 5 000 et 60 000 EH	25 532 847	318 177	0,65

La proportion de biométhane injecté dans les réseaux dépendra principalement du ratio du gisement de boues valorisées en méthanisation territoriale. La Figure 32 représente le potentiel de biométhane injectable sur le réseau à partir des unités territoriales selon la proportion du gisement boues réellement valorisé.

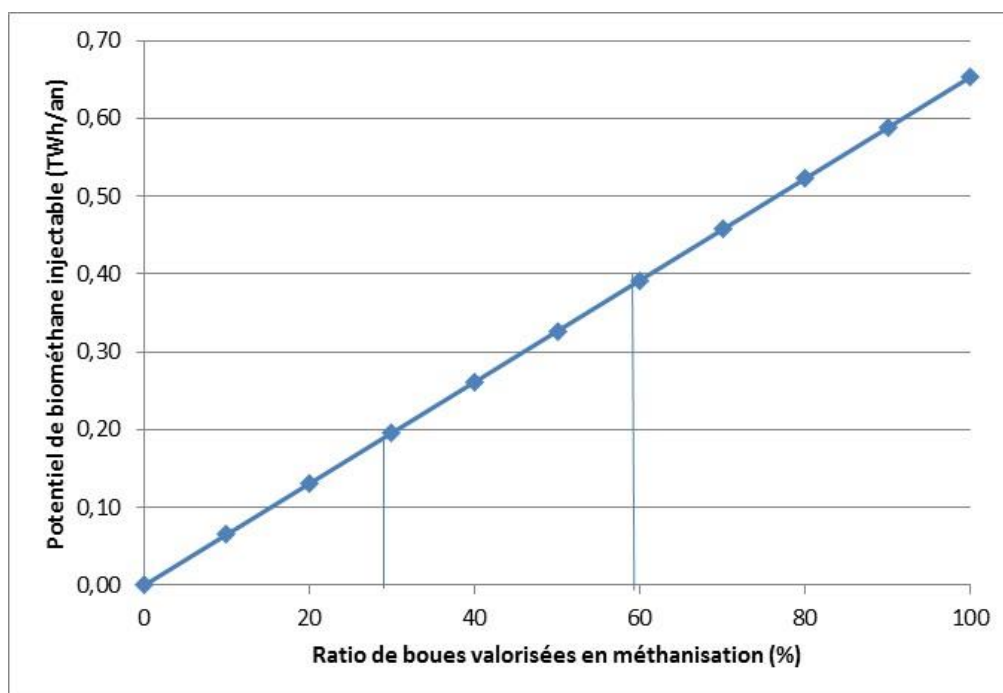


Figure 32. Potentiel de biométhane injectable sur le réseau en 2050 en unité territoriale selon la proportion valorisée du gisement boues provenant des stations de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH

En considérant une proportion valorisée du gisement boue allant de 30 à 60 %, le potentiel respectif de biométhane pourrait se situer **entre 0,2 et 0,4 TWh/an en 2050. Une valeur moyenne de 0,3 TWh/an pourra être retenue.**

7.4.3 BILAN SUR LE POTENTIEL DE BIOMETHANE ISSU DE BOUES DE STEU INJECTABLE DANS LES RESEAUX DE GAZ A L'HORIZON 2050

Avec les hypothèses retenues dans cette étude, le potentiel de biométhane issu de boues de STEU injectable à l'horizon 2050 serait compris entre 0,62 et 1,81 TWh/an, réparti comme suit :

- Entre 0,6 et 1,41 TWh/an pour le biométhane produit sur les STEU elles-mêmes ;
- Entre 0,2 et 0,4 TWh/an pour le biométhane produit via une méthanisation territoriale.

8 CONCLUSIONS

Cette étude a permis de proposer des estimations du potentiel de production de biométhane à partir des boues de stations d'épuration urbaines en prenant en compte les critères techniques et économiques inhérents aux stations d'épuration ainsi que l'évolution réglementaire et démographique pouvant influencer sur ce potentiel.

L'état de l'art réalisé au démarrage de l'étude montre que **la France compte en 2014 19 521 STEU, qui représentent un potentiel méthanogène théorique maximal de 2,13 TWh/an**. Les graisses et matières de vidange ne représentent qu'un faible potentiel méthanogène (7 GWh/an).

En 2014, seules 85 STEU sont équipées d'une unité de méthanisation sur site, et le biogaz y est valorisé en cogénération ou en chaudière. **Ces 85 STEU représentent un potentiel d'environ 0,54 TWh/an**, soit environ 26 % du gisement théorique total de 2,13 TWh/an.

Par ailleurs, en 2014, la France compte 16 méthaniseurs territoriaux, dont 8 valorisent des boues de STEP (industrielles ou urbaines) ; 2 seulement intègrent les boues urbaines.

Une analyse économique détaillée a permis de préciser les seuils de rentabilité économique pour différentes voies de valorisation du biogaz : cogénération, biométhane injecté sur le réseau de gaz naturel ou double valorisation. Le seuil de rentabilité est défini comme le seuil à partir duquel le taux de rentabilité interne est supérieur à 10 %. Avec les incitations tarifaires définies en 2014 pour le biométhane, **ces seuils de rentabilité atteignent :**

- **60 000 EH pour une valorisation du biogaz en biométhane injectable sur le réseau de gaz naturel ;**
- **180 000 EH à 300 000 EH pour une valorisation du biogaz par cogénération** selon la destination finale des digestats (épandage, incinération, compostage).

Dans la suite de l'étude, les STEU de plus de 60 000 EH ont été considérées comme éligible à la méthanisation sur site. Les STEU dont la taille est comprise entre 5 000 et 60 000 EH restent éligibles à la méthanisation territoriale. En dessous du seuil de 5 000 EH, les boues sont difficilement récupérables et valorisables en méthanisation.

L'estimation de la voie de valorisation privilégiée s'est donc inspirée d'études prospectives sur l'énergie et des discussions avec les experts du secteur en complément de la définition des seuils de rentabilité.

En particulier, les **freins à la valorisation des boues de STEU en méthanisation territoriale** (freins d'ordre économique mais aussi contraintes réglementaires, problématique de la responsabilité du digestat, problématiques d'acceptabilité) indiquent que son développement ne devrait pas être important dans les années à venir.

Les hypothèses retenues dans cette étude conduisent à proposer les scénarii suivants :

Tableau 15. Potentiel de biométhane issu de boues de STEU injectable sur le réseau de gaz aux horizons 2020 et 2050

	2020	2050
Méthanisation sur site	0,06 à 0,54 TWh/an Scénario moyen : 0,26 TWh/an	0,6 à 1,41 TWh/an Scénario moyen : 0,83 TWh/an
Méthanisation territoriale	0,03 TWh/an	0,2 à 0,4 TWh/an Scénario moyen : 0,3
TOTAL	0,09 à 0,57 TWh/an Scénario moyen : 0,29 TWh/an	0,62 à 1,81 TWh/an Scénario moyen : 0,83 TWh/an

Les potentiels de biométhane issu de boues de STEU (injectable sur le réseau de gaz en 2020 et 2050) ainsi estimés sont synthétisés dans la Figure 33 ci-dessous :

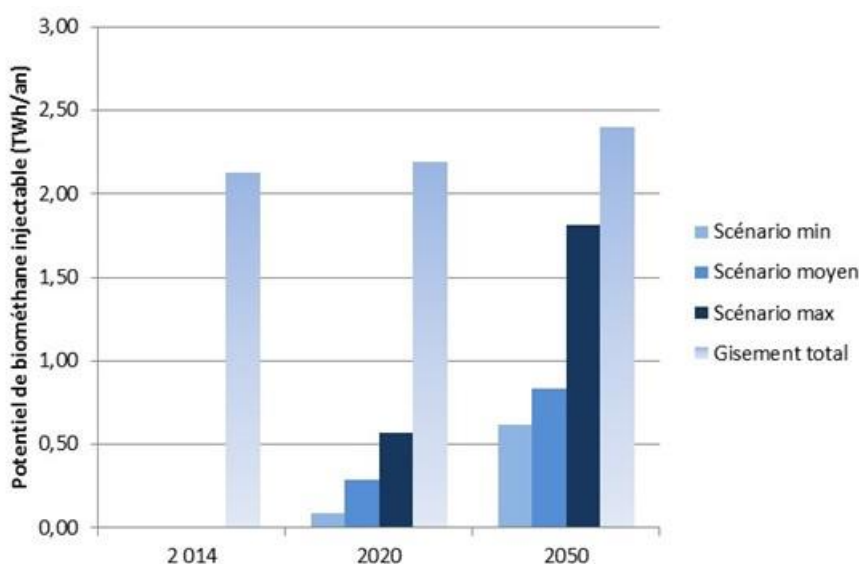


Figure 33. Potentiel de biométhane issu de boues de STEU injectable sur le réseau de gaz naturel en 2020 et 2050.

Les entretiens avec les différents experts ont révélé que la digestion anaérobie dans les stations d'épuration possède encore peu de retours d'expériences dans certains bassins hydrographiques en France. Ainsi, le développement de cette filière, et en conséquence de la filière de production de biométhane à partir de boues de STEU, nécessite encore des éclaircissements au niveau technique et réglementaire pour les entreprises du secteur de l'assainissement. Cela pourra permettre de valoriser pleinement **le potentiel de la filière qui pourrait atteindre 0,57 TWh/an en 2020 et 1,81 TWh/an en 2050.**

Les principaux résultats de cette étude sont présentés sur la Figure 34.

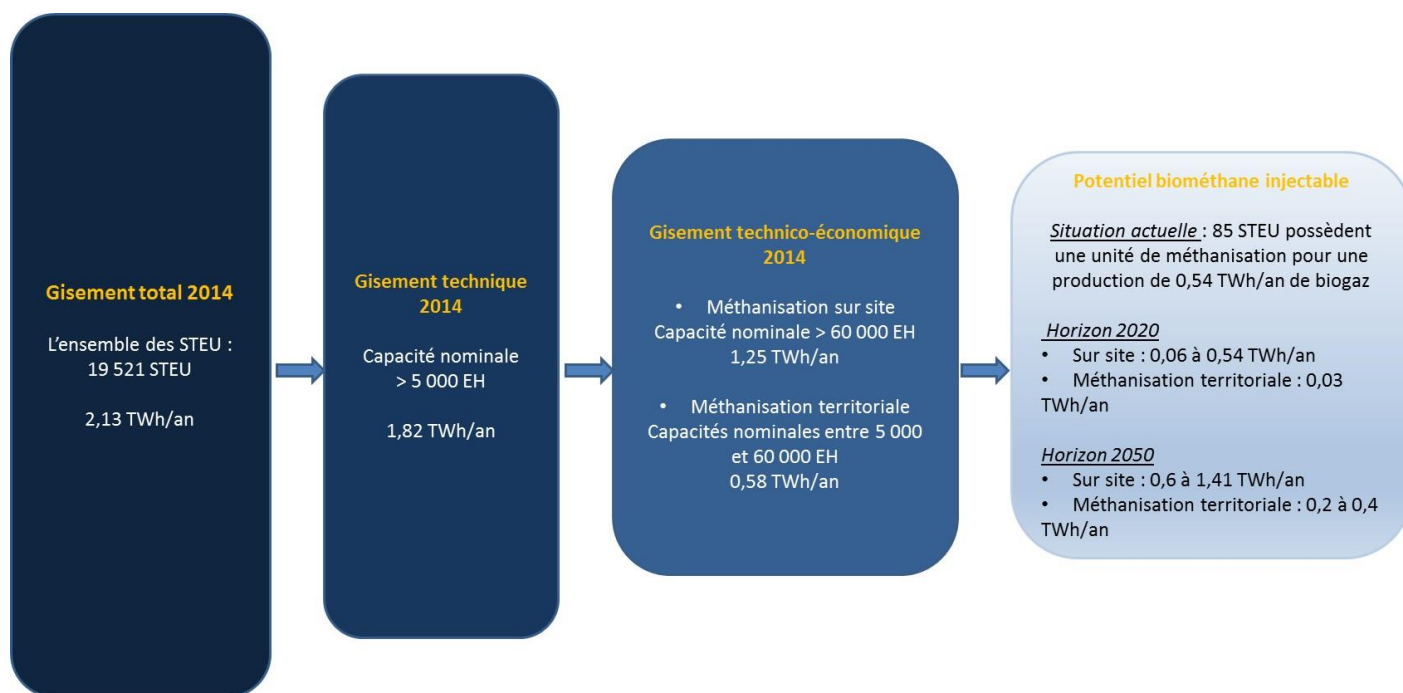


Figure 34 : Synthèse des principaux résultats de l'étude

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Voies de valorisation du biogaz produit par unité de méthanisation (source : GrDF) ...	14
Figure 2 : Démarche pour l'évaluation du potentiel de production de biométhane à partir de boues de STEU.....	17
Figure 3 : Démarche générale afin de qualifier les STEU susceptibles de méthaniser les boues	19
Figure 4 : Critères pour la définition des scénarii pour l'évaluation de potentiel de biométhane injectable à partir de boues de STEU aux horizons 2020 et 2050.....	20
Figure 5 : Répartition des STEU en fonction de leurs capacités nominales et pourcentage cumulé	22
Figure 6 : Répartition de la charge de pollution entrante (en EH) dans les STEU en fonction de la capacité nominale	22
Figure 7 : Représentation schématique d'une station d'épuration avec prétraitement, traitement primaire et traitement secondaire (Observatoire National des services d'eau et d'assainissement)	24
Figure 8 : Nombre de STEU et filières de traitement eau associées en fonction de la capacité nominale.....	25
Figure 9 : Nombre de STEU et filière de traitement eau en fonction de la capacité nominale : zoom sur les tranches supérieures à 10 000 EH.....	26
Figure 10 : Répartition des STEU par filière de traitement de l'eau indépendamment de la capacité nominale.....	27
Figure 11 : Somme totale et quantité moyenne de boues produites en fonction de la capacité nominale des stations d'épurations.....	29
Figure 12 : Quantité de boues générées selon la charge maximale entrante des stations.....	29
Figure 13 : Destinations finales des boues en fonction de la capacité nominale	31
Figure 14 : Destinations finales des boues en fonction de la capacité nominale : zoom sur les capacités nominales supérieures à 10 000 EH.....	31
Figure 15 : Répartition du nombre de STEU ayant une unité de méthanisation sur site.....	33
Figure 16 : Nombre de STEU avec méthanisation selon la filière de traitement et la capacité nominale.....	34
Figure 17 : Répartition du nombre de STEU avec méthanisation selon la filière de traitement	34
Figure 18 : Voies de valorisation du biogaz sur les STEU ayant une unité de méthanisation.....	35
Figure 19 : Date de mise en service de la digestion anaérobie sur les STEU et voie de valorisation associée	36
Figure 20. Charge de pollution entrante des STEU en Europe pratiquant la méthanisation avec injection de biométhane sur le réseau de gaz naturel.....	38
Figure 21. Répartition des STEU pratiquant la méthanisation en France et en Suisse	39
Figure 22. Schéma des filières type: filière-type 1 de référence (pas d'unité de méthanisation sur site) ; filière-type 2 (cogénération); filière-type 3 (injection biométhane dans le réseau); filière-type 4 (double valorisation cogénération et injection biométhane dans le réseau) ; filière-type 5 (unité de méthanisation sans valorisation du biogaz).	47
Figure 23. Evolution des coûts OPEX en fonction de la capacité de la STEU pour la filière 1 pour les trois destinations finales du digestat	53
Figure 24. Evolution des coûts OPEX et CAPEX relatifs à la méthanisation de boues en fonction de la capacité des STEU pour la filière-type 2	54
Figure 25. Taux de rentabilité interne (TRI) liés à la mise en place d'une méthanisation et cogénération sur une STEU sans méthanisation avec une efficacité énergétique de 70 %	54

Figure 26. Temps de retour sur investissement liés à la mise en place d'une méthanisation et cogénération sur une STEU sans unité de méthanisation avec une efficacité énergétique de 70 %	55
Figure 27. Evolution des coûts OPEX et CAPEX relatifs à la méthanisation de boues en fonction de la capacité des STEU pour la filière-type 3	56
Figure 28. Taux de rentabilité interne (a) et temps de retour sur investissement (b) de la filière-type 3	57
Figure 29. Evolution des coûts OPEX et CAPEX de la filière-type 4 selon la capacité nominale de la STEU.....	59
Figure 30. Comparaison des taux de rentabilité interne (a) et temps de retour sur investissement (b) des filières-types 2 et 4	60
Figure 31. Evolution des coûts OPEX en fonction de la capacité de la STEU pour les filières-types 1 et 5 selon la destination finale du digestat	61
Figure 32. Potentiel de biométhane injectable sur le réseau en 2050 en unité territoriale selon la proportion valorisée du gisement boues provenant des stations de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH	75
Figure 33. Potentiel de biométhane issu de boues de STEU injectable sur le réseau de gaz naturel en 2020 et 2050.....	78
Figure 34 : Synthèse des principaux résultats de l'étude	79

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Principaux facteurs ayant influencé les schémas de développement de la méthanisation en France et en Suisse.....	40
Tableau 2 : Moteurs et freins à l'utilisation des boues de STEU comme intrants dans une unité de méthanisation territoriale	42
Tableau 3. Description des différentes filières type étudiées	45
Tableau 4. Critères techniques retenus pour l'étude technico-économique	48
Tableau 5. Consommations électriques des procédés de déshydratation des boues (d'après EREP, 2012).	49
Tableau 6. Critères économiques retenus pour l'étude.....	51
Tableau 7. Capacité nominale des STEU (en EH) permettant d'atteindre un taux de rentabilité interne supérieur à 10 % selon la destination finale des digestats et la filière de valorisation du biogaz (comparaison à la filière-type 1 de référence)	62
Tableau 8. Evaluation du gisement total de biométhane à partir des boues générées par la population française en 2020 selon l'évolution de la population proposée par l'INSEE.....	70
Tableau 9. Evaluation du potentiel de biométhane injectable à partir des STEU en 2020 selon 3 scenarii (données issues du portail de l'assainissement).....	71
Tableau 10. Estimation du gisement biomethane en 2020 éligible pour la méthanisation territoriale à partir des boues générées par les STEU de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH	72
Tableau 11. Evaluation du gisement total de biométhane à partir des boues générées par la population française en 2050 selon l'évolution de la population proposée par l'INSEE.....	73
Tableau 12. Evaluation du potentiel de biométhane injectable à partir des STEU en 2050 selon 3 scenarii.....	73
Tableau 13. Analyse de sensibilité du potentiel biométhane injectable maximal sur le réseau en 2050 selon le tarif d'achat biométhane	74
Tableau 14. Estimation du gisement biomethane en 2050 éligible pour la méthanisation territoriale à partir des boues générées par les STEU de taille comprise entre 5 000 et 60 000 EH.	75
Tableau 15. Potentiel de biométhane issu de boues de STEU injectable sur le réseau de gaz aux horizons 2020 et 2050	78
Tableau 17 : Démarches réglementaires pour l'épandage des boues de STEU en fonction de la quantité et de la qualité des boues produites (ORDIF).....	87

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

ADEME. 2013. *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation.* 2013.

—. **2012.** *L'exercice de prospective de l'ADEME "Vision 2030 - 2050".* 2012.

—. Organisation et fonctionnement d'une station d'épuration. *ADEME.* [En ligne] [Citation :] <http://www.ademe.fr/partenaires/boues/pages/f14.htm>.

ADEME, SOLAGRO, EREP. 2010. *Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale.* 2010.

Agence de l'eau Rhône Méditerranée Corse. 2012. *Méthanisation des boues de stations : règle de l'art et état des lieux sur les bassins Rhône-Méditerranée Corse.* 2012.

AMORCE. 2012. *Gestion des boues de stations d'épuration - co traitement avec les déchets ménagers.* 2012.

BLASZKOWF, F. & al. 2009. *Valorisation énergétique des boues de station d'épuration.* 2009.

CANLER, J-P. 2001. *Performances des systèmes de traitement biologique aérobie des graisses.* 2001.

Commission de Régulation de l'Energie. 2014. *Analyse coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine - éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque.* 2014.

Conseil Général de la Dordogne avec le soutien financier de l'Agence de l'eau Adour Garonne. 2011. *Etude de faisabilité pour la valorisation des boues liquides de stations d'épuration.* 2011.

Déchets et substrats organiques pour la méthanisation - Impacts sur le procédé et la valorisation des digestats. **IRSTEA. 2014.** 2014.

Département de l'Eure. 2007. *Schéma Départemental d'élimination des matières de vidange et des sous produits de l'assainissement.* 2007.

EREP. 2012. *La digestion des boues d'épuration : situation et potentiel d'optimisation.* 2012.

Eurostaf. 2012. *Les perspectives du marché français du biogaz.* 2012.

La codigestion des déchets industriels dans les STEP. **MATA, J. 2011.** s.l. : Université de Barcelone, 2011.

LEGIFRANCE. 2011. Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz. [En ligne] 21 mai 2011. <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024042984&dateTexte=&categorieLien=id>.

—. **2014.** Arrêté du 24 juin 2014 modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant la nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel. [En ligne] 26 Juin 2014.

<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000029135364&categorieLien=id>.

Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. 2014. Portail d'information sur l'assainissement communal. [En ligne] Février 2014. <http://assainissement.developpement-durable.gouv.fr/>.

Négawatt. 2014. *Scénario négawatt 2011 - 2050 - hypothèses et méthode.* 2014.

Observatoire National des services d'eau et d'assainissement. A propos de l'assainissement collectif. *Observatoire National des services d'eau et d'assainissement.* [En ligne] <http://www.services.eaufrance.fr/services/l-assainissement-collectif>.

Office Fédéral de l'Energie OFEN. 2012. *La digestion des boues d'épuration : situation et potentiel d'optimisation.* 2012.

ONEMA. 2010. *Panorama des filières de traitement existantes pour les petites et moyennes collectivités.* 2010.

ORDIF. Boues de station d'épuration. *Observatoire Régional des Déchets d'Ile-de-France.* [En ligne] <http://www.ordif.com/public/fiche/boues-de-station-d-epuration.html?rub=14350&id=9315> .

POUECH, P. & al. 2005. *Intérêt de la co-digestion pour la valorisation des lisiers et le traitement de déchets fermentescibles à l'échelle du territoire.* 2005.

SOLAGRO. 2001. *La digestion anaérobie des boues urbaines - état des lieux, état de l'art.* 2001.

ANNEXES

Annexe 1. Contexte législatif et réglementaire.....	86
Annexe 2. Liste des 85 STEU ayant une unité de méthanisation sur site	89
Annexe 3. Méthaniseurs territoriaux intégrant des boues de STEU.....	92
Annexe 4. Filière principale de traitement des STEU en fonction de la capacité nominale.	93

Annexe 1. Contexte législatif et réglementaire

Statut des boues de STEU

En tant que sous-produits du traitement des eaux usées, les boues de STEU dépendent de la réglementation sur l'épuration des eaux usées. En effet, elles sont définies comme « les sédiments résiduels des installations de traitement ou de prétraitement biologique, physique ou physico-chimique des eaux usées » (articles R211-25 à R211-47 du Code de l'Environnement).

Ainsi, la directive européenne n°91/271/CEE du 21 mai 1991 relative au traitement des eaux urbaines résiduaires impose la gestion des boues d'épuration¹⁷.

Les boues de STEU ont le statut de « déchet » d'après la loi du 15 juillet 1975 relative à l'élimination des déchets et à la récupération de matériaux modifiée par la loi du 13 juillet 1992 et par la loi du 2 février 1995.

Les boues de STEU peuvent acquérir le statut de « produit » tel que défini par les articles L 255-1 à L 255-11 du code rural si elles remplissent l'une des conditions suivantes (AMORCE, 2012) :

- Les boues de STEU sont homologuées selon l'arrêté du 21 décembre 1998 relatif à l'homologation des matières fertilisantes et des supports de culture et selon l'article L 1323-1 du code de la santé publique,
- Les boues de STEU bénéficient d'une autorisation provisoire de vente ou d'importation,
- Les boues de STEU sont conformes à une norme rendue d'application obligatoire telle que la norme NF U44-095 : Amendements organiques – composts contenant des matières d'intérêt agronomique, issues du traitement des eaux.

Filière de valorisation finale des boues de STEU

Les trois filières traditionnelles d'élimination/valorisation finale des boues de STEU sont l'épandage, l'incinération et le stockage en ISDND. Chacune de ces filières possède une réglementation spécifique.

EPANDAGE DES BOUES DE STEU

L'épandage des boues est actuellement la principale voie de valorisation des boues de STEU. Plusieurs textes réglementaires régissent l'épandage des boues de STEU (AMORCE, 2012):

- Articles R211-25 à R211-47 du Code de l'environnement : ces articles précisent que les boues de STEU ne peuvent être épandues sur les terres agricoles que si elles présentent un intérêt pour l'alimentation des cultures,
- Arrêté du 8 janvier 1998 fixant les prescriptions techniques applicables aux émondages de boues sur les sols agricoles pris en application du décret n°97-1133 du 8 décembre 1997 relatif à l'épandage des boues issues du traitement des eaux usées. Ces textes indiquent notamment les conditions d'épandage et apportent les garanties nécessaires de leur innocuité,

¹⁷ Directive disponible sur : http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/1059

- Articles L214-1 à L214-3 du Code de l'Environnement (Nomenclature eau) fixant les régimes en fonction des paramètres des boues de STEU (cf. Tableau 16).

Tableau 16 : Démarches réglementaires pour l'épandage des boues de STEU en fonction de la quantité et de la qualité des boues produites (ORDIF)

DEMARCHES REGLEMENTAIRES				
Quantité de boues produites	Q/<3 t MS/an ou Q<0.015 t Azote/an	3 t MS/an<Q<800t MS/an ou 0.15 t azote/an<Q<40 t azote/an		Q>800 t MS/an ou Q>40 t azote/an
Taille de la station d'épuration (EH)	0-200	200-2 000	2 000 - 50 000	>50 000
Dossier à constituer avant épandage	Etude préalable Mise en place d'un dispositif de surveillance	Dossier de déclaration Mise en place d'un dispositif de surveillance		dossier d'autorisation Mise en place d'un dispositif de surveillance
Document à adresser à l'utilisateur des boues	Synthèse du dispositif de surveillance			
Documents à adresser annuellement au Préfet	Synthèse du dispositif de surveillance		Synthèse du dispositif de surveillance Programme prévisionnel d'épandage Bilan agronomique	

Les boues de STEU ayant le statut « produit » (cf. paragraphe précédent) ne nécessitent pas d'autorisation ou de déclaration préfectorale pour une utilisation agricole. Elles suivent des contraintes concernant leur innocuité et leur valeur agronomique notamment d'après la norme NFU 44095.

INCINERATION DES BOUES DE STEU

La directive 2000/76/EC du 4 décembre 2000 sur l'incinération des déchets limite les effets négatifs de l'incinération et de la co-incinération sur l'environnement et la santé.

Il n'existe pas de réglementation spécifique à l'incinération des boues de STEU. L'arrêté applicable est l'arrêté du 20 septembre 2002 modifié par l'arrêté du 3 août 2010 relatif aux installations d'incinération et de co-incinération de déchets non dangereux qui transpose la Directive incinération de 2000.

D'après la circulaire du 28 avril 1998 relative aux plans départementaux d'élimination des déchets ménagers et assimilés, les boues de STEU peuvent être assimilées à des déchets ménagers. Elles suivent ainsi les mêmes dispositions que les résidus urbains pour l'incinération.

STOCKAGE DES BOUES DE STEU

La loi du 15 juillet 1975 et la directive européenne 1999/31/CE du 26 avril 1999 modifiée le 10 décembre 2011 sur le stockage des déchets interdit la mise en décharge des déchets « non ultimes ». Les boues de STEU étant valorisables, elles ne sont pas considérées comme des déchets ultimes ne peuvent être stockés dans les ISDND. Cependant, l'échéance d'application de cette loi n'est planifiée qu'en 2015 (réduction progressive de l'enfouissement des déchets municipaux biodégradables).

L'arrêté du 9 septembre 1999 modifié le 19 janvier 2006 relatif aux installations de stockage de déchets non dangereux autorise le stockage des déchets de catégorie D (déchets assimilables aux déchets ménagers). Les boues de STEU peuvent donc être autorisées dans les ISDND si elles contiennent au moins 30 % de matière sèche (AMORCE, 2012).

Ainsi le stockage des boues de STEU reste une solution de valorisation finale non valable dans le temps de par la réglementation contraignante sur ces intrants.

Méthanisation des boues de STEU

En ce qui concerne la méthanisation des boues de STEU sur la station d'épuration, des réglementations différentes peuvent s'appliquer en fonction de :

- La méthanisation fait partie intégrante de la station d'épuration,
- La méthanisation est portée par une entité distincte de la station d'épuration.

Si la méthanisation fait partie intégrante de la station d'épuration, la réglementation à appliquer est la réglementation IOTA (Installations, Ouvrages, Travaux et Aménagements soumis à la loi sur l'eau). Les digestats font l'objet d'un contrôle en fonction de la voie de valorisation finale mais aucun contrôle n'est effectué sur les boues entrantes. La valorisation agricole est dépendante de l'arrêté du 8 janvier 1998 (cf. paragraphe précédent).

Si l'unité de méthanisation est indépendante de la station d'épuration, la réglementation à appliquer est l'ICPE n°2781 relatif aux installations de méthanisation et éventuellement ICPE n°2910 relatif aux installations de combustion en fonction de la voie de valorisation du biogaz. Les contrôles se font sur les intrants et sur le digestat et sont dépendants du régime ICPE.

Une unité de méthanisation impliquant un mélange de boues pose de nombreuses questions réglementaires. En effet, la réglementation ne plaide pas pour le mélange des boues. La méthanisation sur mélange de boues n'est autorisée que par autorisation préfectorale. De plus, les points de vue divergent entre la Direction de l'Eau et de la Biodiversité (DEB) et la Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR). La DEB plaide contre le mélange des boues tandis que la DGPR n'identifie aucune contrainte particulière.

Ainsi, une attention particulière doit être portée à la réglementation en cas de mélange de boues de STEU.

Annexe 2. Liste des 85 STEU ayant une unité de méthanisation sur site

N-département	Nom commune-principale	Nom du STEU	Capacité nominale en EH	Prod boues sans réactif (tMS/an)
74	ABONDANCE	ABONDANCE	26000	262
40	AIRE-SUR-L'ADOUR	AIRE SUR L' ADOUR	12000	87
13	AIX-EN-PROVENCE	AIX EN PROVENCE La Pioline	164167	2022
2A	AJACCIO	Campo dell'Oro	40000	626
81	ALBI	ALBI	91000	1149
49	ANGERS	Angers la Baumette	285000	3334
74	ANNECY	CRAN-GEVRIER - SILOE	230000	3923
74	ANNEMASSE	GAILLARD-ANNEMASSE	86000	1819
74	ARACHES	ARACHES	15000	34
95	ASNIERES-SUR-OISE	ASNIERES-SUR-OISE	63000	859
25	AUDINCOURT	AUDINCOURT - ARBOUANS	71667	782
25	BESANCON	BESANCON - PORT-DOUVOT	188333	2617
33	BORDEAUX	BORDEAUX CLOS DE HILDE	408333	2026
33	BORDEAUX	BORDEAUX LOUIS FARGUE	300000	3888
01	BOURG-EN-BRESSE	BOURG-EN-BRESSE - Viriat	148333	1293
73	BOZEL	Saint Bon Tarentaise Vanoise	65000	162
62	BULLY-LES-MINES	BULLY-LES-MINES Mazingarbe	42050	800
84	CARPENTRAS	CARPENTRAS Marignane	74417	528
81	CASTRES	Castres	95000	728
95	CERGY	CERGY-PONTOISE-Neuville sur Oise.	400000	2465
73	CHAMBERY	Chambéry	258750	3252
28	CHARTRES	CHARTRES	128600	1688
53	CHATEAU-GONTIER	CHATEAU-GONTIER	37500	283
50	CHERBOURG	TOURLAVILLE	150000	654
50	CHERBOURG	EQUEURDREVILLE	27800	233
49	CHOLET	CHOLET-Les Cinq Ponts	149000	1789
74	CLUSAZ	ST JEAN de SIXT- La CLUSAZ	29000	158
91	CORBEIL-ESSONNES	Corbeil-Essonnes	67500	1628
83	CRAU	LA CRAU VALLEE DU GAPEAU	80600	584
60	CREIL	MONTATAIRE	128333	1053
74	DOUVAINE	DOUVAINE	35000	426
76	ELBEUF SUR SEINE	SAINT-AUBIN-LES-ELBEUF	118000	1414
27	EVREUX	GRAVIGNY-CTEU	166750	2488
91	EVRY	Evry Centre-CAECE	220000	3195
42	FIRMINY	FIRMINY Unieux - La Noirie	80000	644
77	FONTAINEBLEAU	FONTAINEBLEAU-AVON	35000	352
35	FOUGERES	FOUGERES	65000	433
83	FREJUS	Reyran	346600	2647
38	GRENOBLE	GRENOBLE / AQUAPOLE	598333	7846

68	GUEBWILLER	ISSENHEIM	75000	531
67	HAGUENAU	HAGUENAU	60000	742
62	HENIN-BEAUMONT	Henin Beaumont	78667	720
53	LAVAL	LAVAL-	190333	1931
59	LILLE	Lille C. U. Marquette	625000	4709
87	LIMOGES	LIMOGES	285000	4713
54	LUNEVILLE	LUNEVILLE	34000	400
69	LYON	VILLEURBANNE (Feysine)	300000	1706
13	MARSEILLE	Marseille	1865000	22918
25	MONTBELIARD	MONTBELIARD SAINTE SUZANNE	58350	982
40	MONT-DE-MARSAN	Mont de Marsan - Jouanas	43600	178
34	MONTPELLIER	MAERA (Ex CEREIREDE)	466667	4107
74	MORZINE	ESSERT-ROMAND - MORZINE	56300	248
31	MURET	MURET (Grand Joffrey)	33333	329
54	NANCY	MAXEVILLE	500000	4758
06	NICE	NICE-HALIOTIS	623333	11453
30	NIMES	NIMES	220000	2145
45	ORLEANS	ORLEANS LA SOURCE	93933	732
45	ORLEANS	ORLEANS ILE ARRAULT	95000	732
45	ORLEANS	ORLEANS LA CHAPELLE-SAINTE- MESMIN	350000	3188
75	PARIS	PARIS Seine-amont	3600000	28694
75	PARIS	PARIS Seine Aval	7500000	58054
75	PARIS	PARIS Seine Grésillons	371666	7522
74	PASSY	PASSY	37000	329
66	PERPIGNAN	PERPIGNAN	299100	1813
29	QUIMPER	QUIMPER Corniguel	267000	2122
17	ROCHEFORT	ROCHEFORT 1	35000	72
74	ROCHE-SUR-FORON	ARENTHON	90000	709
22	SAINT-BRIEUC	SAINT-BRIEUC Le Légué	140000	1392
68	SAINT-LOUIS	SE VILLAGE NEUF	82000	1106
38	SAINT-MARCELLIN	ST-SAUVEUR AQUALLINE	35000	72
44	SAINT-NAZAIRE	SAINT-NAZAIRE	102000	0
83	SAINT-TROPEZ	SAINT-TROPEZ La Citadelle	40000	258
74	SALLANCHES	SALLANCHES	53000	572
74	SAMOENS	MORILLON - SAMOENS	50000	148
95	SARCELLES	BONNEUIL en F.	273000	2927
57	SARREGUEMINES	SARREGUEMINES	68300	560
49	SAUMUR	SAUMUR Bellevue	62000	333
67	STRASBOURG	STRASBOURG	1000000	17286
74	THONES	THONES-VERNAIES	19500	237
37	TOURS	Tours, LA RICHE La Grange David	393330	6272
10	TROYES	TROYES	260000	1902
27	VERNON	Vernon	54000	243

78	VERSAILLES	CARRE DE REUNION	130000	2539
03	VICHY	VICHY RHUE	107000	2573
38	VILLARD-DE-LANS	VILLARD-DE-LANS / FENAT	44500	0

Annexe 3. Méthaniseurs territoriaux intégrant des boues de STEU

Unité	Localisation	Date de mise en service	Substrats	Valorisation du biogaz
<i>Ferti-NRJ</i>	Noyon-Passel (60)	Mai 2009	38 240 t/an de déchets d'IAA (grande distribution, restauration, industrie), déchets verts, boues de STEU industrielles (20%), matières de vidange	Cogénération 1,4 MW
<i>Biogasy!</i>	Les Herbiers (85)	Mai 2008	20 000 à 25 000 t/an de boues de STEU industrielles (30%), lisiers de canard (30%), déchets d'IAA, déchets de cantine et de restauration, invendus de supermarchés	Cogénération 250 + 366 kW
<i>Actibio</i>	La Chapelle (16)	Novembre 2013	35 000 t/an de pailles, intercultures, résidus agricoles, huiles, boues de STEU (30 %), restes de repas	Cogénération 1,3 MW
<i>EURL Bergeracoise de Services</i>	Saint-Pierre d'Eyraud (24)	Juillet 2012	11 600 t/an de fumier bovins, résidus de fruits, de légumes et de céréales, graisses de flottation et boues de STEU industrielles	Cogénération 350 kW
<i>Poirier Vert</i>	Noyers-Auzécourt (55)	Août 2012	8 500 t/an de fumiers, boues de STEU industrielles (35 %), déchets verts et déchets de cantines	Cogénération 190 kW
<i>EARL Les Fermes</i>	Sainte-Vertu (89)	Novembre 2012	Boues de STEU urbaines (24%), fumier de bovin, paille de céréales, graisses alimentaires et matières de vidanges de fosses septiques	Cogénération 250 kW
<i>Gâtinais Biogaz</i>	Château-Renard (45)	Fin 2012	25 000 t/an de déchets agricoles (55%), de déchets industriels (21%), de boues de STEU urbaines liquides (12%) et pâteuses (10%) et de graisses (2%)	Cogénération 600 kW
<i>Agrimethapons</i>	Murat-sur-Verbe (81)	Fin 2012?	7 000 t/an de fumiers et lisiers, déchets IAA et boues de STEU industrielles	Cogénération 250 kW

Annexe 4. Filière principale de traitement des STEU en fonction de la capacité nominale.

CAPACITE NOMINALE STEU EN EH	NOMBRE DE STEU AU TOTAL	NOMBRE DE STEU – SCHEMA PRINCIPAL	FILIERE TRAITEMENT EAU	FILIERE TRAITEMENT BOUES	VALORISATION PRINCIPALE DES BOUES
< 200 EH	8 367	2 112 soit 25 % des STEU < 200 EH	Lagunage naturel	/	Destination inconnue ¹⁸
200 – 2 000 EH	8 020	3 062 soit 38 % des STEU 200 – 2 000 EH	Boue activée aération prolongée	Stockage boues liquides, épaissement statique gravitaire, lits de séchage	Epandage agricole
2 000 – 10 000 EH	2 144	1 572 soit 73 % des STEU 2 000 – 10 000 EH	Boue activée aération prolongée	Epaississement statique gravitaire, centrifugation, table d'égouttage	Epandage agricole, compostage
10 000 – 30 000 EH	548	377 soit 69 % des STEU 10 000 – 30 000 EH	Boue activée aération prolongée	Centrifugation, filtration à bande, épaissement statique gravitaire	Compostage, épandage agricole
30 000 – 50 000 EH	159	92 soit 58 % des STEU 30 000 – 50 000 EH	Boue activée aération prolongée	Centrifugation	Compostage, épandage agricole
50 000 – 80 000 EH	100	62 soit 62 % des STEU 50 000 – 80 000 EH	Boue activée aération prolongée	Centrifugation	Compostage, épandage agricole
80 000 – 100 000 EH	40	18 soit 45 % des STEU 80 000 – 100 000 EH	Boue activée aération prolongée	Centrifugation	Epandage agricole, compostage
> 100 000 EH	143	79 soit 55 % des STEU > 100 000 EH	Boue activée aération prolongée	Centrifugation, épaissement statique gravitaire	Compostage, épandage agricole

¹⁸ Les STEU de capacité inférieure à 200 EH ont des obligations réglementaires réduites et ne renseignent pas automatiquement la voie de valorisation finale des boues. Néanmoins, la majorité de ces boues partent en épandage. Evaluation du potentiel de production de biométhane à partir des boues issues des stations d'épuration des eaux usées urbaines

L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie et du ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.



ADEME
20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

www.ademe.fr