

# OBSERVATOIRE RÉGIONAL DE L'ÉNERGIE DE LA BIOMASSE ET DES GAZ À EFFET DE SERRE

## ÉDITION AVRIL 2020

### ENQUÊTE ANNÉE DE PRODUCTION 2018

# ÉTAT DU DÉVELOPPEMENT DE LA MÉTHANISATION EN NOUVELLE-AQUITAINE



## L'ESSENTIEL

- La Nouvelle-Aquitaine compte **77 méthaniseurs** en fonctionnement au 1<sup>er</sup> janvier 2020 (hors ISDND\*), dont 81 % sont des unités **agricoles** et **industrielles** qui valorisent le biogaz par **cogénération**, **injection** ou en **chaudière**.
- **8** de ces installations **injectent le biométhane produit** dans le réseau de gaz naturel ; **3 d'entre elles ont été** mises en service en 2019, et 4 en 2018.
- Près de **690 000 tonnes** de substrats ont été méthanisés en 2018 (effluents agricoles, matières végétales, déchets d'industries agro-alimentaires, biodéchets, déchets d'assainissement...), soit une production d'énergie primaire de **465 GWh**.
- Les **ressources agricoles** (effluents d'élevage, matières végétales) sont encore **peu mobilisées** au regard du gisement potentiel qu'elles représentent.
- Au 1<sup>er</sup> janvier 2020, environ **35 projets** sont à un stade avancé (investissement, construction), soit un potentiel de **360 GWh** d'énergie primaire produite, dont **307 GWh** valorisés (272 GWh en injection).
- **65 % des projets avancés privilégient l'injection** à la cogénération et 82 % des projets avancés sont de typologie agricole.
- En 2020, la production de biométhane est estimée à 226 GWh PCS, **soit 94 %** de l'objectif fixé dans le SRADDET\* à cet horizon. Concernant la filière de la cogénération/chaaleur (méthanisation et ISDND\*), la production d'électricité injectée et de chaleur valorisée est estimée à 401 GWh en 2020. Elle dépasserait l'objectif fixé par le SRADDET\* à cet horizon.

\* Les termes avec astérisque renvoient vers le lexique en p.23.

## SOMMAIRE

PARC DES METHANISEURS EN RÉGION AU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2020

ENQUÊTE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION EN FONCTIONNEMENT EN NOUVELLE-AQUITAINE - 2018

UNITÉS DE MÉTHANISATION EN PROJET

ANNEXES

LEXIQUE

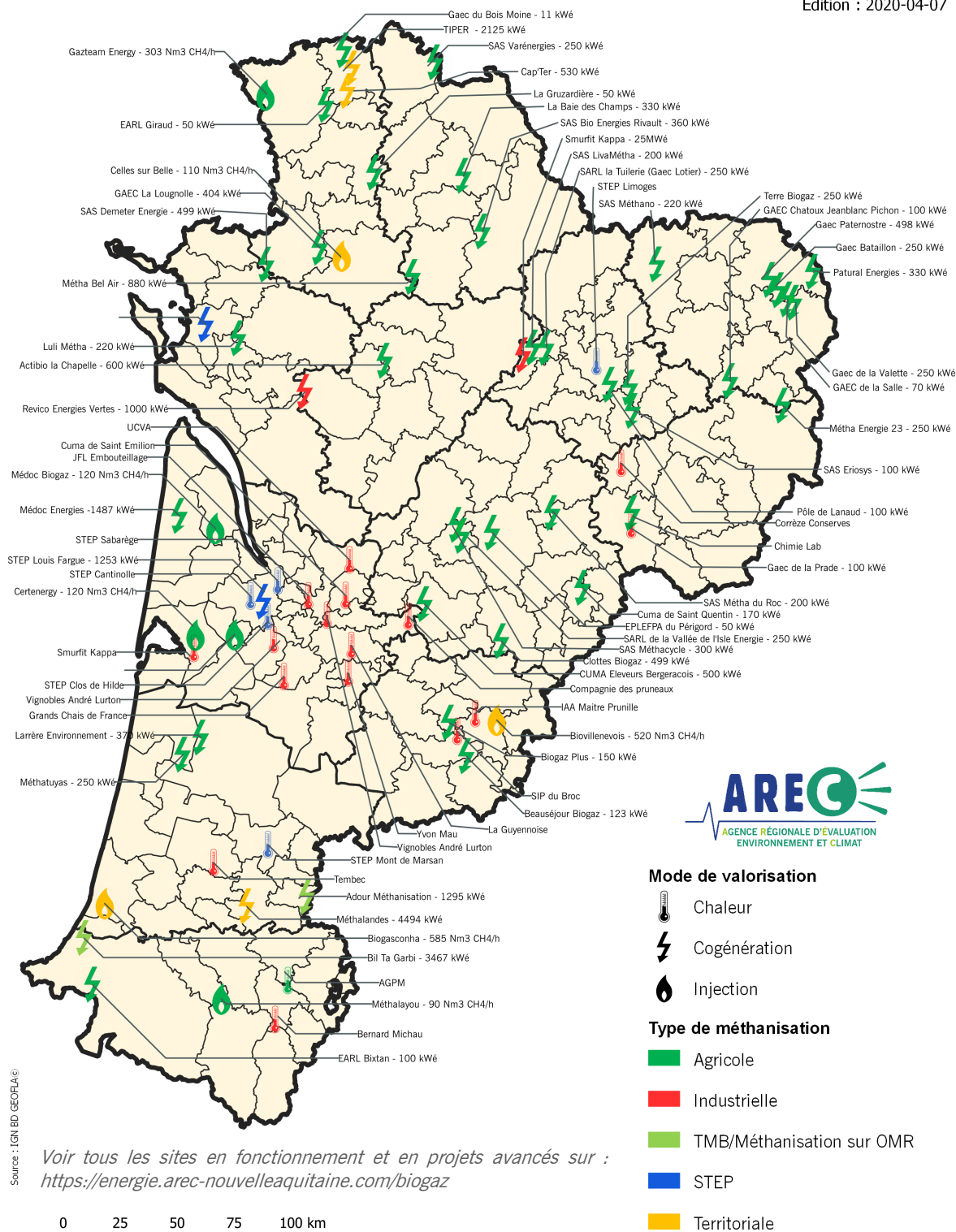
*Ce document est élaboré par l'AREC dans le cadre des travaux de l'Observatoire Régional de l'Energie, de la biomasse et des Gaz à Effet de Serre de Nouvelle-Aquitaine (OREGES), et du dispositif régional MéthaN-Action qui accompagne la filière méthanisation en Nouvelle-Aquitaine. Il est le résultat d'une enquête réalisée en 2019 sur les installations de méthanisation hors ISDND\* en Nouvelle-Aquitaine (année de production 2018).*



# PARC DE MÉTHANISEURS EN FONCTIONNEMENT AU 1<sup>er</sup> JANVIER 2020

CARTE N°1 - INSTALLATIONS DE MÉTHANISATION HORS ISDND\* EN NOUVELLE-AQUITAINE (AU 1<sup>er</sup> JANVIER 2020)

Edition : 2020-04-07



Douze nouvelles installations ont été mises en service en 2019 dont 3 en injection (Celles sur Belles 79, Médoc Biogaz 33, Biogascogna 40) et 9 en cogénération (SAS Eriosys 87, SAS Liva Métha 87, Gaëc Lotier la Tuilerie 87, Gaëc du Bois Moine 79, SAS Méthano 23, Gaëc de la Valette 23, Patural Energies 23, Beauséjour Biogaz 47, SAS Métha du Roc 24). Ces unités ne figurent pas dans l'échantillon analysé (le champ de l'enquête ciblant les indicateurs de production de l'année 2018).



## PARC DE MÉTHANISEURS EN FONCTIONNEMENT AU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2020

Les unités de typologie<sup>(1)</sup> agricole et celles valorisant le biogaz par cogénération sont les plus représentées en Nouvelle-Aquitaine, malgré l'existence d'un certain nombre d'unités historiques (agro)industrielles et STEP\* valorisant le biogaz en chaudière (voir chiffres clés au 1<sup>er</sup> Janvier 2020 ci-dessous).

La valorisation énergétique par injection est en pleine progression avec 4 et 3 nouvelles unités respectivement mises en service en 2018 et 2019, soit un total de 8 unités en injection au 1<sup>er</sup> Janvier 2020 (carte n°1).

### CHIFFRES CLÉS AU 1<sup>ER</sup> JANVIER 2020

→ **77** unités en fonctionnement hors ISDND\* au 1<sup>er</sup> Janvier 2020 dont :

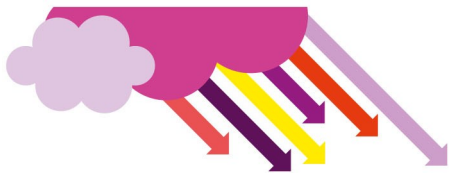
- **44** unités de méthanisation agricole
- **18** unités de méthanisation industrielle
- **7** stations d'épuration des eaux usées (STEP\*)
- **7** unités de méthanisation territoriale
- **1** unité de traitement des Ordures Ménagères Résiduelles après Traitement Mécano-Biologique

Nombre d'unités	Cogénération	Chaleur	Injection	
Agricole	38	1	5	44
Industrielle	2	16	0	18
Territoriale	4	0	3	7
STEP	2	5	0	7
Déchets	1	0	0	1
	<b>47</b>	<b>22</b>	<b>8</b>	<b>77</b>

Dimensionnement	Cogénération (Pél MWél – Pth MWth)	Chaleur (Pth MWth)	Injection (Capacité en Nm³ CH₄/h)
Agricole	11,1 - 12,0	0,1	757 (équivalent à 71 GWh PCS)
Industrielle	2,3 - 2,7	5,3	0
Territoriale	7,1 - 8,3	0	1160 (équivalent à 108 GWh PCS)
STEP	1,3 - 2,4	3,7	0
Déchets	3,5 - 3,6	0	0
<i>Hors 9 données manquantes</i>	<b>25,3 - 29,0</b>	<b>9,1</b>	<b>1917</b> (équivalent à 180 GWh PCS)

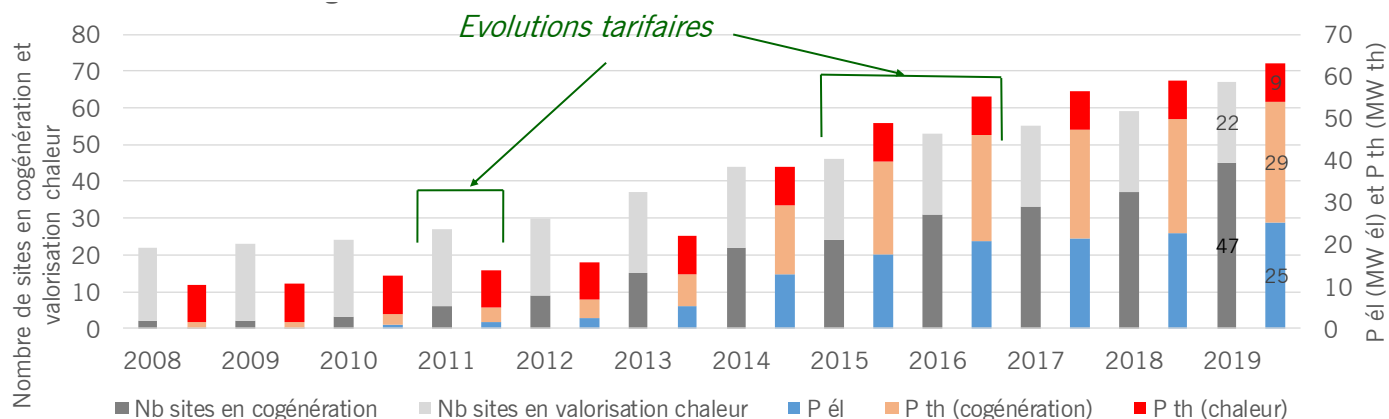
<sup>(1)</sup>Typologies des unités :

- un projet agricole traite une majorité de substrats produits par les exploitations agricoles, et est naturellement porté par des agriculteurs en individuel ou collectif,
- un projet industriel traite une majorité d'effluents issus d'(agro)industries,
- un projet STEP\* traite des boues/grasses de stations d'épurations,
- un projet territorial traite un mix diversifié de substrats issus du territoire (biodéchets de collectivités, substrats agricoles ou substrats industriels), et est porté par un ensemble de partenaires : la collectivité et/ou le monde agricole et/ou des acteurs privés.



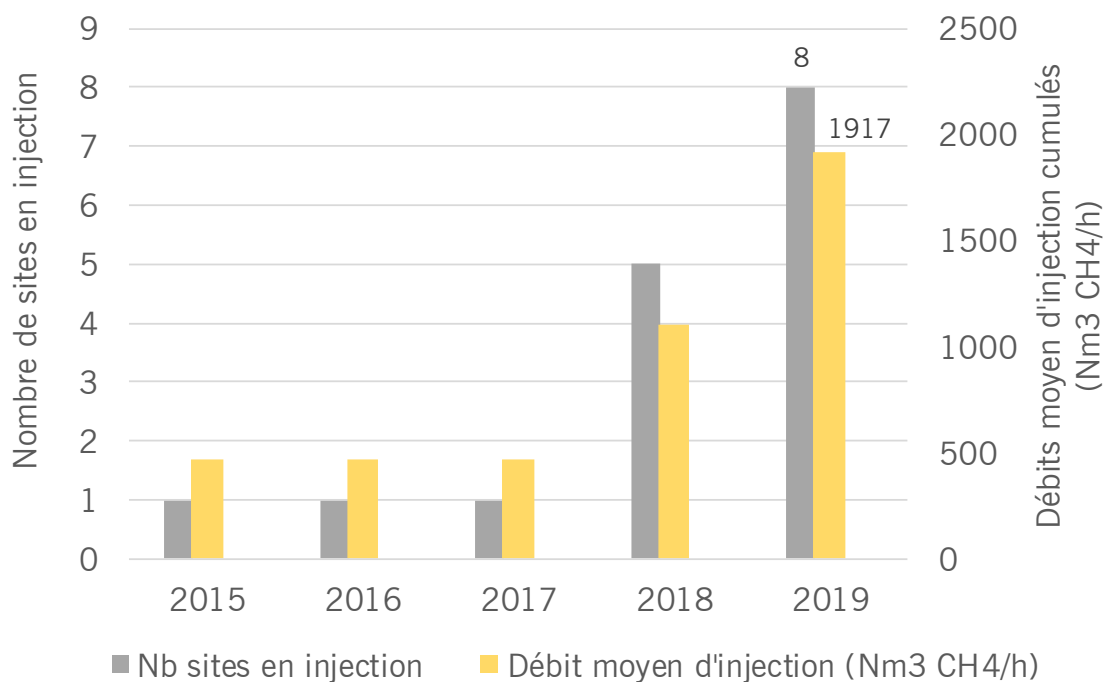
## PARC DE MÉTHANISEURS EN FONCTIONNEMENT AU 1<sup>er</sup> JANVIER 2020

FIGURE N°1 - ÉVOLUTION DES SITES EN COGÉNÉRATION / VALORISATION CHALEUR (HORS ISDND\*)

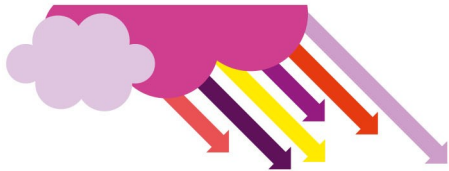


Depuis 2008, le nombre de site en usage direct du biogaz (valorisation chaleur) n'a que très peu augmenté, tout comme la puissance thermique associée. Les sites en usage direct ont été mis en service avant 2008. Les sites en cogénération ont subi une hausse régulière depuis 2011, notamment entre 2011 et 2014, mais aussi entre 2015 et 2019, périodes postérieures à des évolutions du tarif d'achat d'électricité (figure n°1).

FIGURE N°2 - ÉVOLUTION DES SITES EN INJECTION (HORS ISDND\*)



Concernant la filière de l'injection, le nombre d'installations a été multiplié par 8 entre 2017 et 2019, tandis que le débit d'injection moyen cumulé a été multiplié par 4 (figure n°2). Le cumul des débits moyen d'injection observés en 2019 est de 1 917 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h, soit l'équivalent de 180 GWh PCS injectés par 8 sites.



## ENQUÊTE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION EN FONCTIONNEMENT EN NOUVELLE-AQUITAINE ANNÉE DE PRODUCTION 2018

### Éléments de contexte et de méthode :

Dans le cadre des travaux de l'Observatoire Régional de l'Energie, de la biomasse et des Gaz à Effet de Serre de Nouvelle-Aquitaine (OREGES), et du dispositif régional MéthaN-Action, l'AREC a enquêté en 2019 les installations de méthanisation hors ISDND\* en Nouvelle-Aquitaine (résultats réels de production de l'année 2018).

65 unités de méthanisation en fonctionnement sont recensées à fin 2018 (hors ISDND\*), à savoir 34 unités agricoles, 18 unités industrielles, 7 stations d'épuration des eaux usées, 5 unités territoriales et une unité de traitement des ordures ménagères après traitement mécano-biologique.

38 unités valorisent le biogaz par cogénération, 22 en chaudière et 5 en injection.

Les données de l'enquête sont composées :

- de données réelles pour 65 % des unités via des retours de questionnaires et des rapports de suivi annuel de fonctionnement (source bureau d'étude ou MéthaN-Action),
- de données estimées pour 21 % des unités mais validées sur la partie énergétique par les données réelles de production des gestionnaires de réseaux gaz/électricité,
- de données manquantes pour 14 % des unités (non communiquées et pas d'estimations réalisables car en autoconsommation chaleur pour l'essentiel), soit 9 installations historiques industrielles dont 6 industries agro-alimentaires (dont 5 vitivinicoles), 2 papeteries et une autre industrie, dont l'objectif initial était le traitement d'effluents plutôt que la valorisation énergétique du biogaz.

## PRINCIPAUX RÉSULTATS DE L'ENQUÊTE 2018

En Nouvelle-Aquitaine, la méthanisation représente :

Près de **690 000 tonnes<sup>(1)</sup>** de substrats méthanisés<sup>(2)</sup>  
(effluents agricoles, matières végétales, déchets d'industries agro-alimentaires, biodéchets, déchets d'assainissement...)

**465 GWh** primaires produits<sup>(2)</sup> dont :

**131 GWh** électriques vendus  
**70 GWh** thermiques valorisés (cogénération, chaudière)  
**57 GWh PCI (64 GWh PCS)** injectés

<sup>(1)</sup> En tonnes de matières brutes sauf boues de STEP\* / effluents d'industries agro-alimentaires en tonnes de matières sèches

<sup>(2)</sup> Hors 9 données manquantes

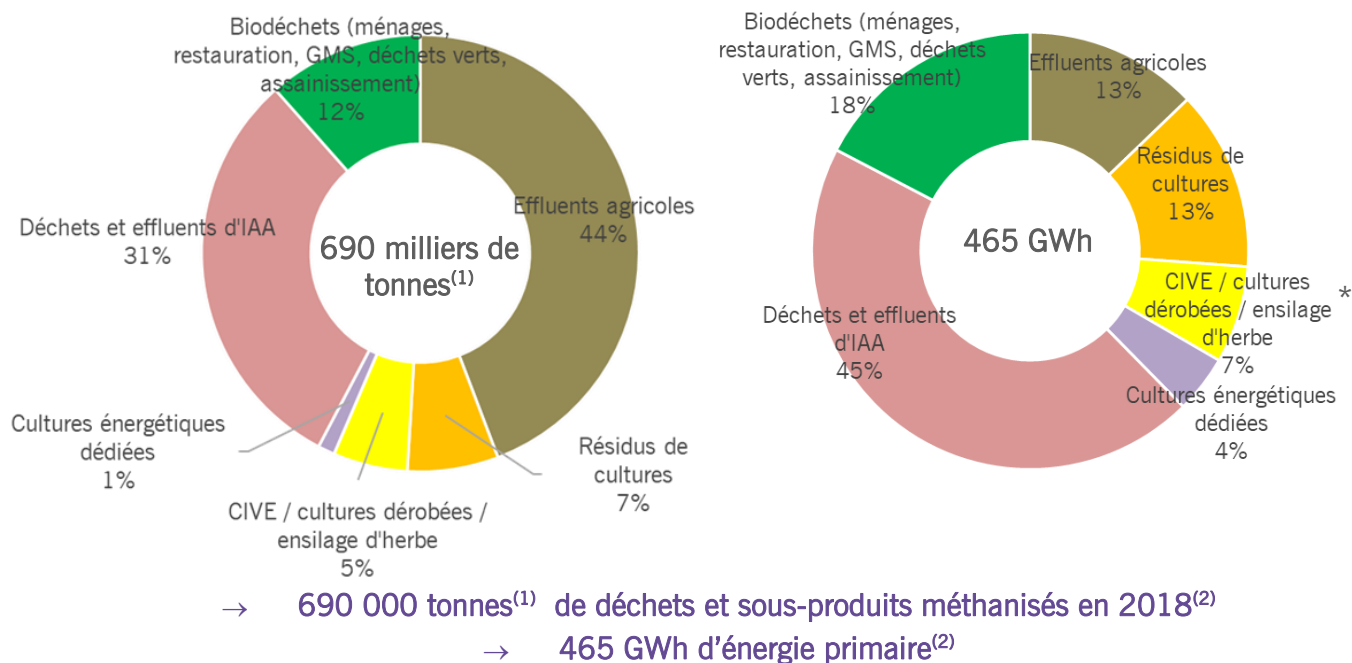




# ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2018)

## RESSOURCES ORGANIQUES MÉTHANISÉES EN NOUVELLE-AQUITAINE

FIGURE N°3 - MIX TONNAGE / ÉNERGIE PRIMAIRE DES SUBSTRATS MÉTHANISÉS EN 2018



Le potentiel méthanogène correspond à la quantité de méthane produit par un substrat organique lors de sa biodégradation en condition anaérobie durant le processus de méthanisation. Un lisier de porc aura un potentiel méthanogène autour de 12 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/tMB tandis que celui de l'ensilage de maïs sera autour de 100 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/tMB. Il y a de la variabilité pour un même substrat (selon la siccité, le stade de récolte pour les matières végétales, le système de gestion des effluents pour le fumier/lisier etc.).

En Nouvelle-Aquitaine, les effluents agricoles représentent 44 % des tonnages mobilisés pour 13 % de l'énergie primaire produite (figure n°3).

Les matières végétales agricoles représentent 13 % des tonnages pour 24 % de l'énergie, dont 13 % provient uniquement des résidus de cultures (pailles, menue pailles, déchets de maïs, issues de silos), 7 % des Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE\*) et 4 % des cultures énergétiques.

Les déchets et effluents d'IAA\* représentent respectivement 31 % du tonnage, et 45 % de l'énergie primaire produite.

Les déchets d'IAA\* sont pour partie des produits riches en sucres solubles (jus de fruits, confiseries...) au potentiel méthanogène intéressant, des produits végétaux frais et de conserveries, des déchets d'industries de fabrication d'huiles et de

graisses brutes/raffinées (résidus de filtration, résidus de triage de grains), des déchets de l'industrie de transformation du grain (déchets/broyats de maïs) et des déchets provenant des productions animales : déchets carnés, graisses de flottation, sang, matières stercoraires, lactosérum etc.

75 % des effluents d'IAA\* sont issus d'industries vitivinicoles (lies et vinasses).

Les biodéchets représentent 12 % du tonnage et 18 % de l'énergie primaire (5 % du tonnage et 14 % de l'énergie proviennent des déchets d'assainissement).

Plusieurs STEP\* méthanisent aujourd'hui des boues urbaines après traitement primaire et/ou secondaire puis épaissement : 4 sur la métropole bordelaise, 1 sur Rochefort, 1 sur Limoges et 1 sur Mont de Marsan.

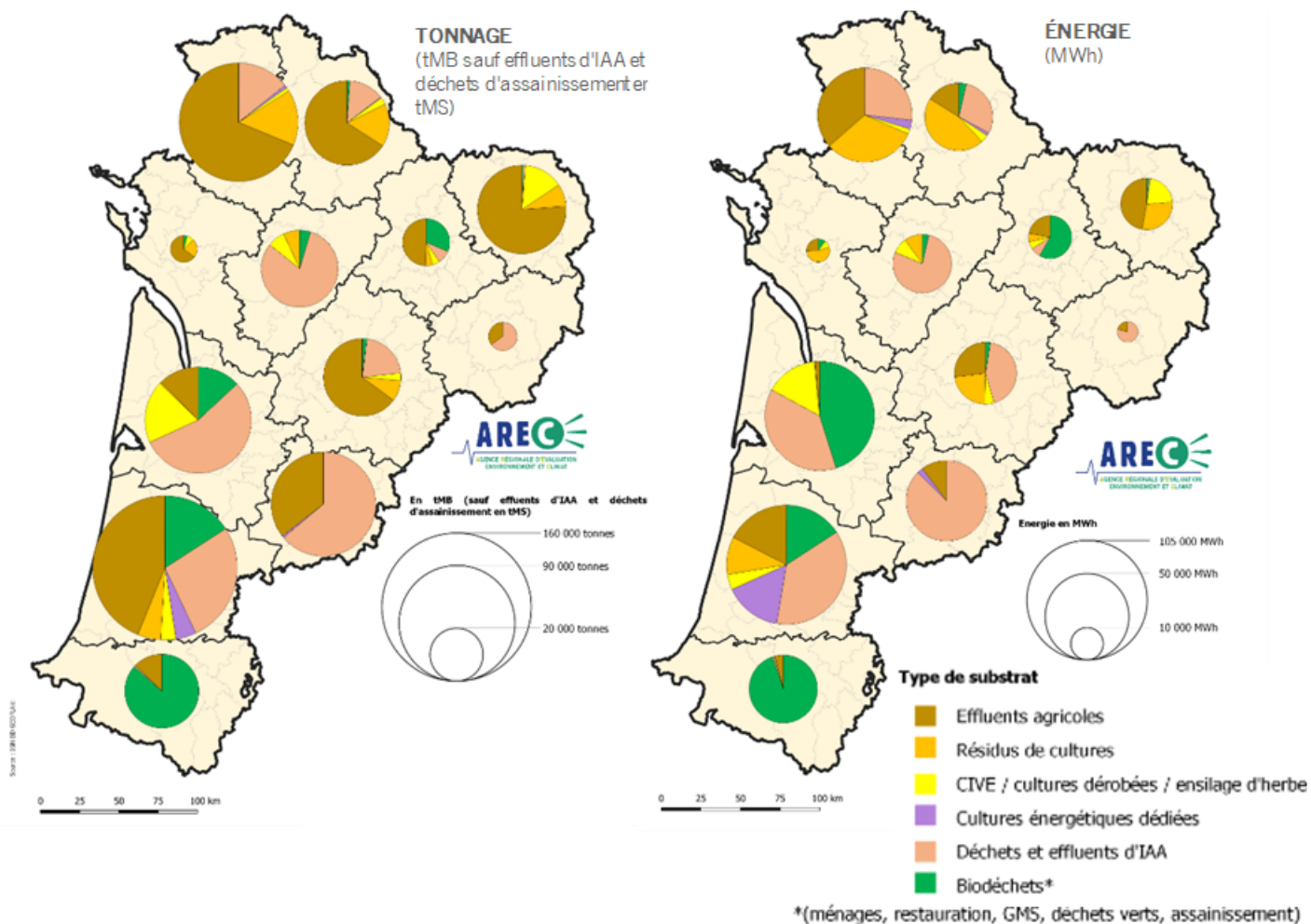
<sup>(1)</sup> En tonnes de matières brutes sauf boues de STEP\* / effluents d'industries agro-alimentaires en tonnes de matières sèches

<sup>(2)</sup> Hors 9 données manquantes



# ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2018)

CARTE N°2 - MIX TONNAGE / ÉNERGIE PRIMAIRE DES SUBSTRATS MÉTHANISÉS PAR DÉPARTEMENT EN 2018



Les mix énergétiques sont très variés selon les départements (carte n°2). Les Deux-Sèvres, la Vienne, la Charente-Maritime et la Creuse ont mobilisé en majorité de la ressource agricole (effluents et/ou matières végétales).

La Corrèze, la Dordogne et le Lot-et-Garonne ont des mix énergétiques à la fois marqués par les déchets d'IAA\* et les matières agricoles. Concernant le Lot-et-Garonne, les déchets d'IAA\* sont issus de l'industrie de transformation du grain et l'industrie des fruits et légumes.

Le mix énergétique de la Charente est caractérisé par les effluents d'IAA\* vitivinicoles avec la présence d'une installation de traitement par méthanisation des lies et vinasses.

Le mix énergétique de la Gironde et de la Haute-Vienne est marqué par les déchets d'assainissement, tandis que celui des Pyrénées Atlantiques par les biodéchets des ménages. Sur ce département, 40 milliers de tonnes de substrats sont traités dont 86 % d'ordures ménagères résiduelles. Cela s'explique par la présence du pôle Canopia à Bayonne qui méthanise, après traitement mécano-biologique les déchets ménagers et assimilés d'une partie du territoire d'intervention du Syndicat de gestion et traitement des déchets Bil Ta Garbi (tableau n°1).

Le département des Landes présente un mix énergétique varié, dominé par les déchets d'IAA\*, les effluents agricoles, les cultures énergétiques et les déchets d'assainissement.



# ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2018)

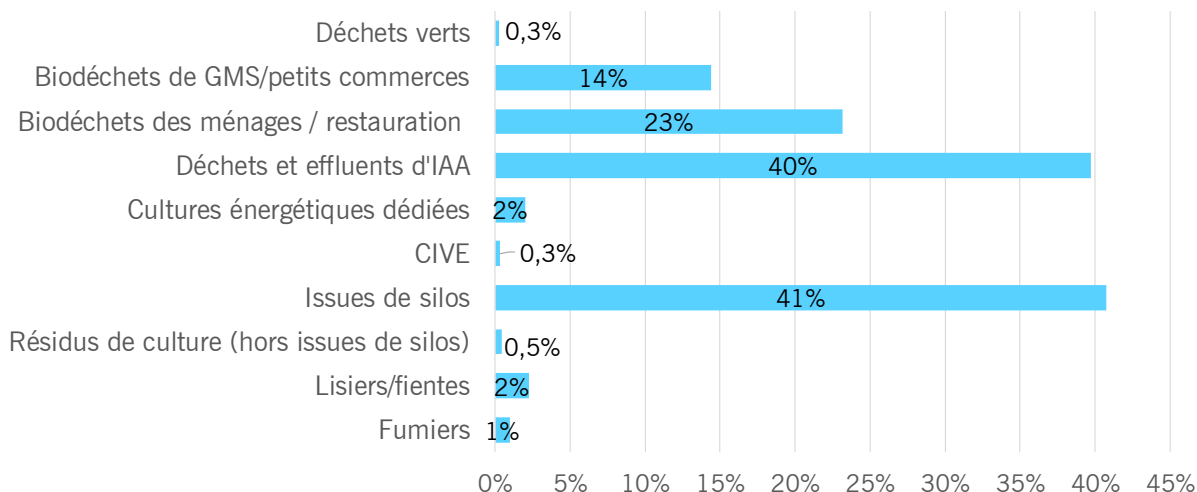
TABLEAU N°1 - TONNAGE MÉTHANISÉ ET ÉNERGIE PRIMAIRE PAR DÉPARTEMENT

65 % de l'énergie primaire régionale est produite sur 4 départements : Landes, Gironde, Deux-Sèvres et Lot-et-Garonne

Le département des Landes est le premier département en ce qui concerne la production d'énergie primaire avec 104 GWh produits (tableau n°1).

Départements	Tonnage en milliers de tonnes (kt)	% du tonnage régional	Energie primaire (GWh)	% de l'énergie primaire régionale produite
16	43,6	6,3%	25,3	5,4%
17	5,3	0,8%	4,0	0,9%
19	6,0	0,9%	3,2	0,7%
23	57,9	8,4%	19,5	4,2%
24	44,4	6,5%	28,2	6,1%
33	83,1	12,1%	87,2	18,7%
40	153,5	22,3%	104,1	22,4%
47	80,2	11,7%	47,5	10,2%
64	40,5	5,9%	33,8	7,3%
79	103,8	15,1%	65,1	14,0%
86	52,9	7,7%	33,7	7,2%
87	16,3	2,4%	13,5	2,9%
<b>Nouvelle-Aquitaine</b>	<b>687,6 <sup>(2)</sup></b>	<b>100 %</b>	<b>465,0</b>	<b>100 %</b>

FIGURE N°4 - TAUX DE MOBILISATION DE QUELQUES SUBSTRATS (EN 2018)  
PAR RAPPORT À LEUR GISEMENT NET DISPONIBLE<sup>(2)</sup> EN NOUVELLE-AQUITAINE



→ Les matières agricoles sont peu mobilisées en méthanisation au regard de leur gisement net disponible.

Les effluents agricoles sont épandus, et les résidus de culture en majorité utilisés en litière ou laissés au champ. Cependant, 14 % des gisements nets disponibles de biodéchets de GMS\* et petits commerces sont orientés en méthanisation, contre 41 % des issues de silos et 40 % des déchets d'IAA (figure n°4).

<sup>(1)</sup> En tonnes de matières brutes sauf boues de STEP\* / effluents d'industries agro-alimentaires en tonnes de matières sèches

<sup>(2)</sup> Gisement Net Disponible : gisement disponible pour toutes filières d'utilisation du gisement organique, après déduction des filières de valorisations actuelles et prise en compte de critères d'accessibilité technique / économique / sociale (voir note « Estimation des Ressources méthanisables en Nouvelle-Aquitaine à l'horizon 2030 »).



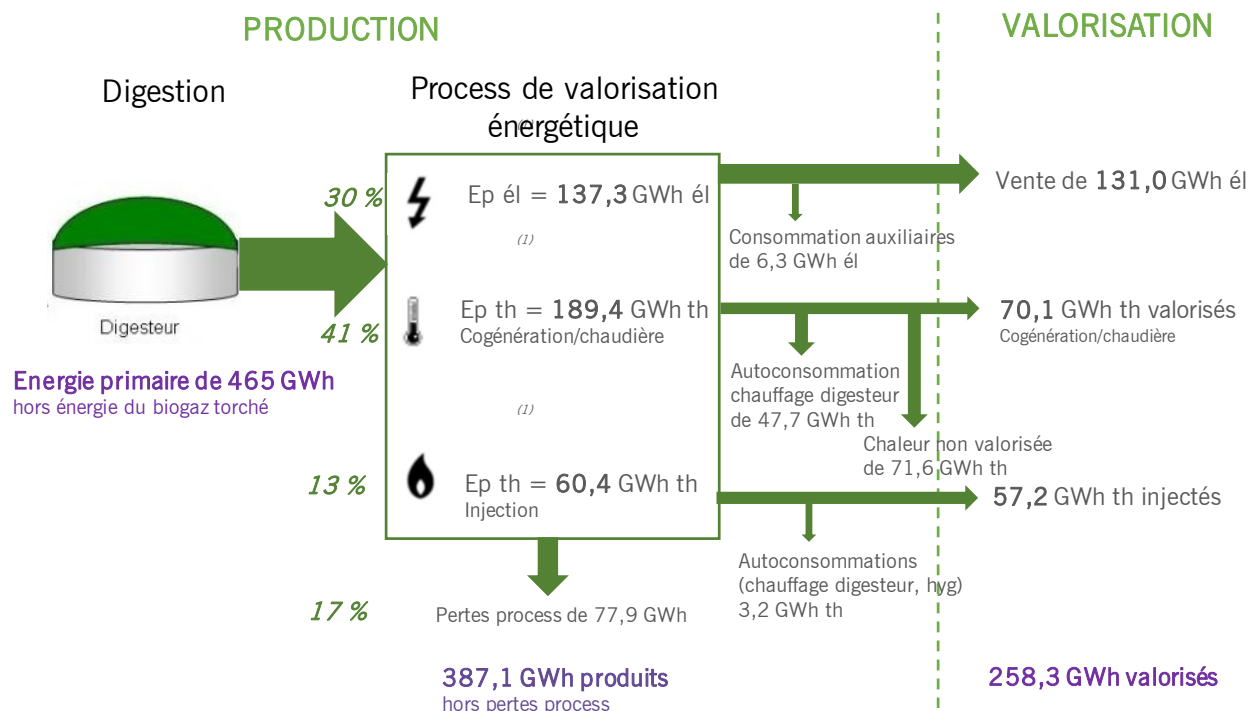


# ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2018)

## PRODUCTION ET VALORISATION ÉNERGÉTIQUE

### BILAN DES FLUX ÉNERGÉTIQUES DES UNITÉS DE MÉTHANISATION EN NOUVELLE-AQUITAINE

FIGURE N°5 - PRODUCTION ET VALORISATION ÉNERGÉTIQUE EN 2018



→ 67 % d'énergie valorisée par rapport à l'énergie produite

## ÉNERGIE THERMIQUE

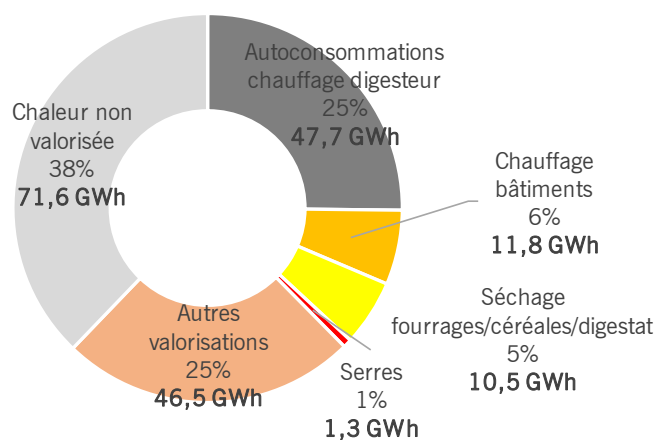
L'autoconsommation pour le chauffage des digesteurs représente 25 % de l'énergie thermique produite (figure n°6).

Le poste « autres valorisations » représente 47 GWh th, et concerne les usages liés au process de méthanisation/évacuation des digestats (hygiénisation, post-traitement du digestat par évapoconcentration, stripping) ou des usages process spécifiques hors méthanisation (déshydratation des boues de STEP\*, process industriels, séchage des refus de tri).

Les autres postes concernent le chauffage de bâtiments (12 GWh) et le séchage de fourrages, céréales et digestats (11 GWh).

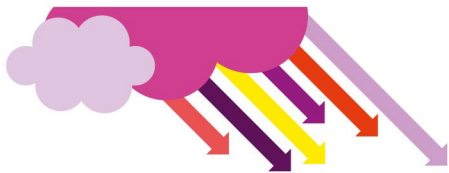
38 % de la chaleur produite en 2018 n'a pas été valorisée.

FIGURE N°6 - RÉPARTITION DE L'ÉNERGIE THERMIQUE PRODUITE (COGÉNÉRATION/CHALEUR) EN 2018



→ 37 % de l'énergie thermique totale produite par cogénération/chaudière est valorisée, soit 68 GWh th (hors chauffage des digesteurs)

(1) Ep : énergie primaire



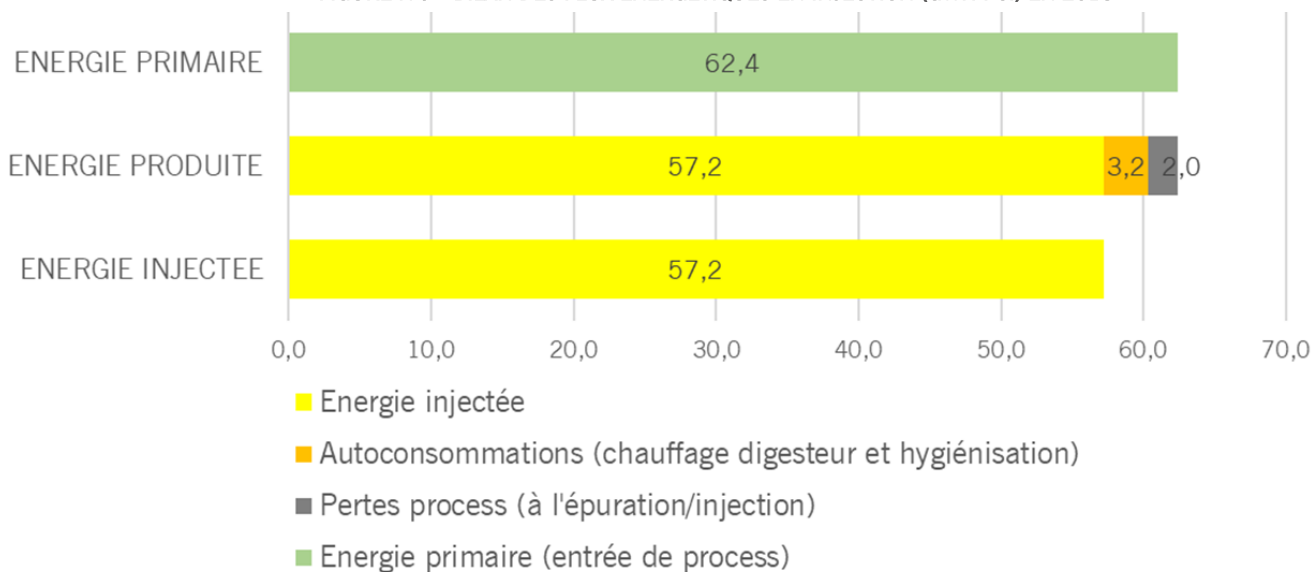
## ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2018)

Plusieurs éléments d'analyse entrent en jeu pour expliquer la part importante de chaleur non valorisée :

- Au regard des tarifs de rachat de l'électricité, il n'y a plus d'obligation à valoriser la chaleur issue de cogénération depuis que ce paramètre a été exclu en 2016. Cependant, la valorisation thermique est un critère d'éligibilité déterminant, conservé par les financeurs publics dans le cadre des demandes d'aide aux investissements ;
- L'échantillon d'analyse ne comprend pas les 9 données manquantes qui sont 6 industries agro-alimentaires dont 5 IAA\* vitivinicoles, mais aussi 2 papeteries et 1 industrie autre. La prise en compte de ces sites augmenterait certainement la part d'autoconsommations pour le chauffage du digesteur et celle du poste « autres valorisations », et réduirait celle de la chaleur non valorisée ;
- 6 sites sur les 38 en cogénération ont réalisé des montées en puissance (électrique et thermique) en 2017 et 2018, à besoin de chaleur constant.

### BIOMÉTHANE INJECTÉ

FIGURE N°7 - BILAN DES FLUX ÉNERGÉTIQUES EN INJECTION (GWH PCI) EN 2018



L'autoconsommation représente ici 5 % de l'énergie produite. Cependant, certains sites de l'échantillon ont eu recours à du combustible fossile (plutôt que du biogaz) pour leurs besoins d'hygiénisation, ce qui tend à baisser la part de biogaz autoconsommée pour les besoins d'hygiénisation et de chauffage du digesteur (habituellement entre 8 et 10 % de l'énergie produite).

L'énergie injectée représente 57,2 GWh PCI (figure n°7), soit un total de 5 installations à fin 2018 dont une installation injectant sur une année complète à régime nominal (Biovilleneuve, 470 Nm<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/h) et 4 installations mises en service au cours de l'année 2018 : Pot au Pin, Certénergies, Gazteam et Méthelayou.

→ **95 % de l'énergie totale produite est injectée, soit 57,2 GWh PCI (63,8 GWh PCS)**



## ANALYSE DE FONCTIONNEMENT <sup>(1)</sup> EN 2018

L'échantillon d'analyse regroupe 29 sites, fonctionnant sur l'année civile 2018 complète à régime nominal.

L'échantillon ne comprend pas :

- les 9 sites sans données,
- 16 sites industriels historiques surdimensionnés ou avec des périodes creuses de production (STEP\*, IAA\*),
- 8 sites mis en service en cours d'année 2018, 1 site en montée en puissance en 2018 (année de fonctionnement partielle à régime nominal),
- 2 sites à visée expérimentale.

Un dysfonctionnement est considéré comme une problématique technique/organisationnelle/humaine à l'origine d'un écart entre le prévisionnel et le réalisé.

Le nombre d'unités à dysfonctionnements n'est pas exhaustif et repose sur les données que l'AREC récupère auprès des exploitants (retours d'enquête, documents divers) et des rapports annuels de fonctionnement.

Nombre d'heures de fonctionnement	29 sites
< 5 200 h	4 sites ayant rencontré des dysfonctionnements
5 201 - 7 000 h	4 sites ayant rencontré des dysfonctionnements
7 001 - 7 500 h	1 site ayant rencontré des dysfonctionnements
> 7 500 h	20 sites en fonctionnement nominal

→ 72 % de l'échantillon analysé a fonctionné plus de 7 000 h par an et 69 % plus de 7 500 h

→ 28 % de l'échantillon a fonctionné moins de 7 000 h, lié à des dysfonctionnements

Les retours faits par les exploitants concernant les dysfonctionnements et pistes d'actions sont recensés en *annexe « Dysfonctionnements et bonnes pratiques recensés par les exploitants »* selon qu'ils concernent :

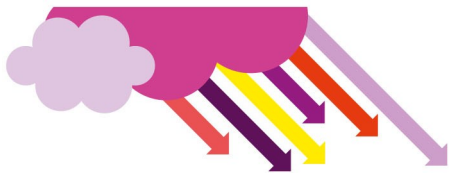
- l'incorporation / préparation des substrats
- la digestion
- la cogénération
- le post traitement.

Un ensemble de préconisations générales émises par les exploitants figurent également en annexe.

Concernant le ratio Equivalent Temps Plein, il ressort 0,30 ETP\* / 100 kW él (en 2018 mais aussi en 2017). Ce ratio est retrouvé dans plusieurs études nationales, notamment dans le programme PRODIGES (2019) mené par l'APCA et 6 Chambres Régionales d'Agriculture, ou encore dans le guide « Réaliser une unité de méthanisation à la ferme » (2019) édité par l'ADEME.

Cependant il est délicat de déterminer un ratio par tranche de puissance, notamment dans le cas où l'activité de méthanisation permettrait de pérenniser un ou plusieurs emplois (et non d'en créer des nouveaux). Dans ce cas, il n'y a pas nécessairement une distinction stricte entre le temps passé sur l'activité agricole, et celui passé sur l'activité méthanisation (épandage, maintenance etc.). Dès lors qu'un ETP\* est dédié à l'activité de méthanisation, la quantification du temps de travail est plus aisée.

<sup>(1)</sup> Voir en annexes « Dysfonctionnements et bonnes pratiques recensés par les exploitants » et « Préconisations générales émises par les exploitants ».



## ANALYSE ÉCONOMIQUE

L'enquête a permis de recueillir des informations sur un ensemble de données économiques (investissement, produits, charges). Ces éléments sont analysés dans le paragraphe suivant.

### RATIOS D'INVESTISSEMENT EN 2018

Les investissements pris en compte concernent le pré/post traitement, la digestion, la valorisation énergétique, le stockage mais aussi les équipements de valorisation de la chaleur. 33 sites sur 38 ont communiqué leur donnée d'investissement en 2018, contre 5 sites sur 5 en injection.



### COGÉNÉRATION

La petite méthanisation (<100 kW él) présente des postes d'investissement incompressibles (béton du digesteur, moteur de cogénération etc.) qui ont pour effet d'augmenter le coût global du kW él produit.

Le ratio en €/kW él diminue avec la puissance qui augmente.

2 sites en cogénération ont réalisé une montée en puissance en 2018 (entre 105 % et 108 % d'augmentation de la puissance initiale).

Gamme de puissance (kW él)	Investissement (€/kW él)
= < 100 kW él	13 026 €/kW él
101-250 kW él	8 602 €/kW él
251-500 kW él	7 958 €/kW él
501-1 000 kW él	6 901 €/kW él
>1 000 kW él	6 097 €/kW él

→ 7 056 €/kW él

→ Puissance moyenne de 638 kW él



### ANALYSE DU RATIO INVESTISSEMENT / PUISSANCE

L'échantillon de sites de 2018 comprend plusieurs sites historiques et des sites de puissance supérieure à 500 kW él. Ces sites ne sont pas représentatifs (en terme d'investissements) des projets en instruction aujourd'hui, et ont tendance à faire baisser le ratio investissement/puissance. Les sites instruits à ce jour en cogénération sont de puissance inférieure à 500 kW él (logique d'Appel d'Offre au dessus), voire inférieure à 300 kW él (priorité à l'injection au dessus) et présentent un ratio investissement/puissance supérieur à 9 000 €/kW él.

Globalement, le ratio investissement/puissance a augmenté entre 2016, 2017 et 2018, passant successivement de 7 500 €/kW él à 9 900 €/kW él, puis à 10 200 €/kW él. Ceci est d'autant plus vrai sur la catégorie 250-500 kW él.

Concernant les sites à gamme de puissance intermédiaire (100-250 kW él et 250-500 kW él), on remarque que :

- la moitié d'entre eux présente un ratio investissement/puissance supérieur à 9 000 €/kW él (et la majorité a été mise en service après 2015)
- L'autre moitié présente un ratio investissement/puissance inférieur à 9 000 €/kW él, et plus précisément :
  - ceux mis en service avant 2015 ont un ratio de 5 760 €/kW él (et les 3/4 ont réalisé des montées en puissance à nouveaux coûts d'investissement réduits)
  - ceux mis en service après 2015 ont un ratio de 7 100 €/kW él (et 20 % ont effectué une montée en puissance).



# ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2018)



## INJECTION

3 sites en injection au débit compris entre 90 et 124 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h présentent un investissement moyen de 46 957 €/Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h, tandis que les 2 autres sites au débit moyen de 387 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h présentent un investissement moyen 30 % inférieur soit 32 969 €/Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h.

Gamme de débit (Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h)	Investissement (€/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h)
= < 150 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h (3 sites)	46 957 €/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h
> 300 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h (2 sites)	32 969 €/Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h

→ 37 190 €/Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h  
→ Débit moyen de 221 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h

## ANALYSE ÉCONOMIQUE 2017-2018

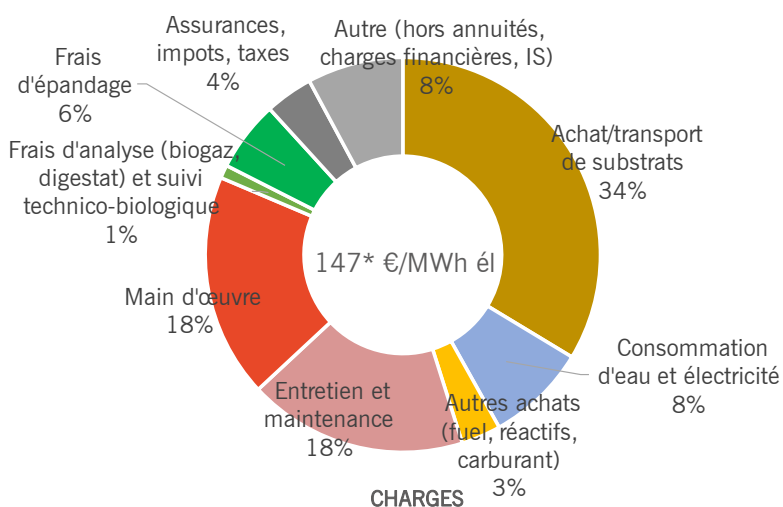
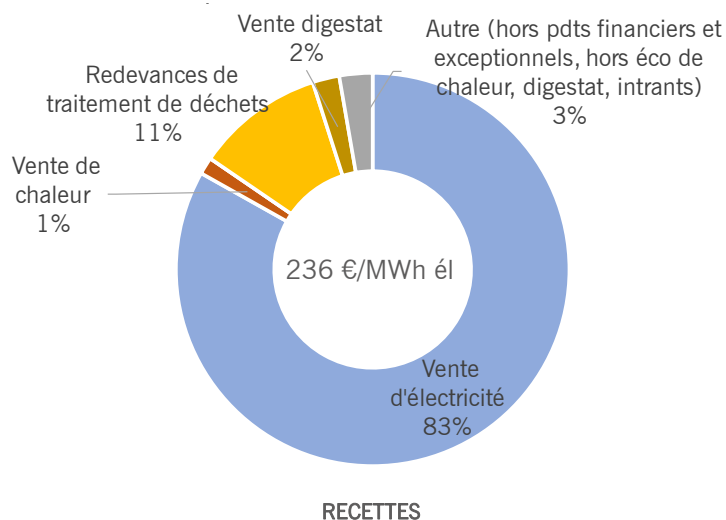
L'AREC a collecté 18 retours économiques exploitables (recettes et charges) pour l'année de production 2017 et 14 pour l'année de production 2018, soit un échantillon de 32 sites (à puissance moyenne de 495 kWél) dont 28 sites agricoles et 4 sites industriels / territoriaux.

Les recettes sont à 83 % la vente d'électricité, et à 11 % les redevances de traitement des déchets exogènes.

Les principaux postes de charges sont l'achat et le transport de substrats (34 %), la main d'œuvre (18 %), la maintenance (18 %), les consommables et autres achats (11 %) et le poste « autres » (8 %, charges locatives, frais de gestion ...) (figure n°8).

Les recettes s'élèvent en moyenne à 236 €/MWh él sur l'échantillon, et à 147 €/MWh él pour les charges (hors charges financières, hors amortissements, avant impôt sur les sociétés), soit un EBE\* moyen de 89 €/MWh él, et un temps de retour brut moyen de 9 ans (subventions comprises).

FIGURE N°8 - RÉPARTITION DES RECETTES ET CHARGES



\* hors charges financières, hors amortissements, avant impôt sur les sociétés

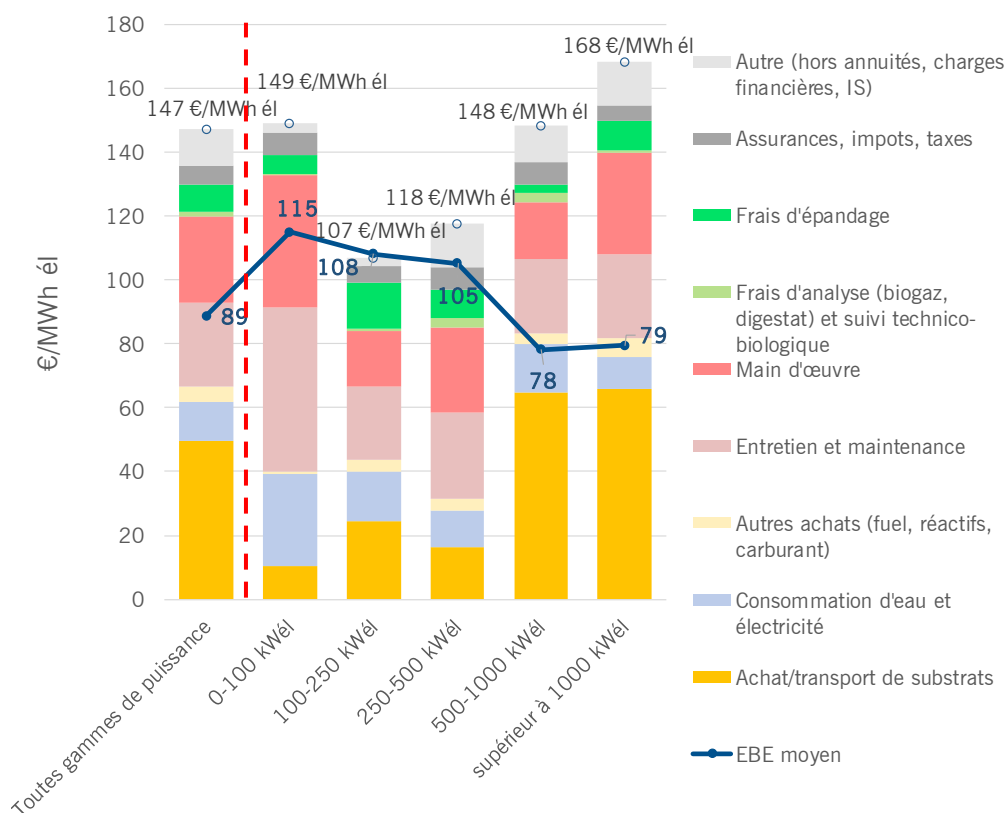
→ EBE\* moyen de 89 €/MWh él sur l'échantillon d'analyse





# ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2018)

FIGURE N°9 - DÉTAIL DE LA RÉPARTITION DES CHARGES PAR GAMME DE PUISSANCE



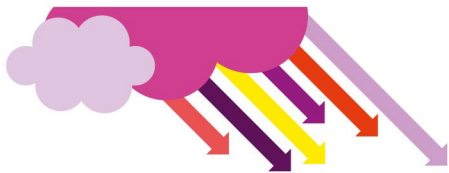
Gammes de puissance	Nombre de sites
0-100 kW él	7 sites (Pmoy de 61 kW él)
100-250 kW él	8 sites (Pmoy de 205 kW él)
250-500 kW él	8 sites (Pmoy de 401 kW él)
500-1000 kW él	4 sites (Pmoy de 723 kW él)
>1000 kW él	5 sites (Pmoy de 1 538 kW él)

Les charges (hors charges d'investissement) varient entre 107 €/MWh él et 168 €/MWh él, et l'EBE\* entre 78 €/MWh él et 115 €/MWh él (attention l'EBE\* n'est pas directement corrélé à la rentabilité car les charges d'investissement ne sont pas prises en compte) (figure n°9).

Pour les sites dont la puissance est inférieure à 100 kWél : les charges de maintenance/main d'œuvre représentent les 2/3 des charges totales (en €/MWh él). Également, le poste « Consommations d'eau/d'électricité » des sites de moins de 100 kWél est de 2 à 3 fois supérieur (en €/MWh él) au poste équivalent des sites des autres

gammes de puissance. Il semble exister des postes de charges incompressibles (au même titre que les investissements incompressibles), notamment maintenance et entretien, ETP\* dédiés à l'activité de méthanisation et consommations d'électricité/eau.

Pour les sites dont la puissance est supérieure à 500 kWél, le poste « achat/transport de substrats » représente 40 % des charges, ce qui démontre le choix des exploitants de s'approvisionner en substrats exogènes à fort intérêt économique (redevances de traitement) ou méthanogène.



## ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2018)

Chaque méthaniseur possède ses propres critères de rentabilité : taux de rémunération des actionnaires, pérennisation d'un ou plusieurs emplois agricoles, économies sur les intrants, le digestat ou la chaleur etc.

2 indicateurs ont été pris en compte pour évaluer la rentabilité de l'échantillon : la Valeur Actuelle Nette VAN\* (somme des flux financiers actualisés, c'est-à-dire en prenant en compte la valeur temporelle de l'argent via un taux d'actualisation d'environ 3,8 %)

et le Taux de Rentabilité Interne TRI\* (valeur du taux d'actualisation qui annule la VAN\*).

Si le TRI\* est supérieur au taux d'actualisation du capital, et si la VAN\* est positive, alors le projet est de nature à générer de la valeur pour l'entreprise.

Sur cette base, 2/3 des sites de l'échantillon sont « rentables » selon le détail ci-dessous par gamme de puissance :

Gammes de puissance	% de sites « rentables » par gamme de puissance
0-100 kW él	43 %
100-250 kW él	100 %
250-500 kW él	63 %
500-1000 kW él	75 %
>1000 kWél	40 %

Cependant, aucun lien statistique n'existe entre rentabilité et puissance, dû à de fortes disparités par gamme de puissance.

La limite de cet exercice est d'utiliser l'indicateur EBE\* de 2017 ou 2018 pour le calcul de la VAN\* et du TRI\*, et de le lisser sur 15 ans. Or, l'EBE\* peut varier d'une année à l'autre. La notion de rentabilité n'est pas figée dans le temps.

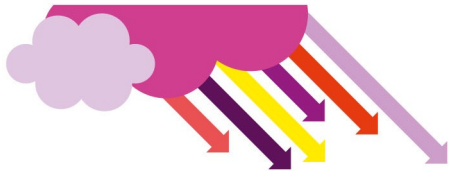
L'exercice a le mérite de comparer la rentabilité des sites entre eux à un instant t sur la base d'une même méthode.

→ **2/3 de sites « rentables » sur l'échantillon d'analyse**  
(sur la base des critères VAN et TRI)

La rentabilité des sites de petite puissance (< 100 kW él) reste difficile à atteindre, au vu des investissements déployés. Ces sites sont globalement plus sensibles à des variations de recettes et charges. La perception de redevances de traitement peut permettre d'assurer un bon équilibre économique.

Ces conclusions corroborent avec celles mises en avant par les résultats des audits technico-économiques menés par l'ADEME Nouvelle-Aquitaine en 2017-2018 et 2019-2020. Des unités de puissance inférieure à 100 kW él ont effet souhaité augmenter leur puissance, ou compléter leurs recettes prévisionnelles par des redevances de traitement de déchets.

Il y beaucoup de disparités pour les autres gammes de puissance, sauf pour la gamme 100—250 kW él qui est rentable à 100 % dans l'échantillon d'analyse.



## LIEN ENTRE RENTABILITÉ ET ANNÉE DE MISE EN SERVICE ?

On remarque que 100 % des sites de l'échantillon mis en service entre 2010 et 2012 sont rentables, et 63 % d'entre eux ont réalisé une montée en puissance (à surcote de réinvestissement limité).

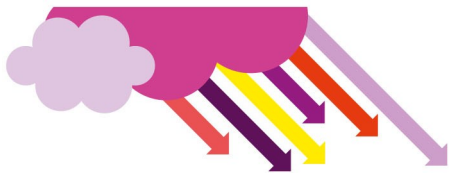
Cependant, seul 31 % des sites mis en service en 2013 et 2014 sont rentables (dont les 3/4 ont aussi réalisé une montée en puissance). Les 69 % de sites non rentables sont à 44 % des sites de petite méthanisation (< 100 kW él), à 33 % des sites dont la technologie est innovante, et à 22 % des sites territoriaux multi-substrats.

Enfin, les sites mis en service depuis 2015 sont rentables à 81 %. Les 18 % de sites non rentables concernent des sites agricoles de taille industrielle lors de leurs 2 premières années de mise en service.

Les sites mis en service après 2015 possèdent dans l'ensemble des bons indicateurs de rentabilité. Ils ont pu bénéficier de la professionnalisation des acteurs de la filière (choix technologiques adéquats, retours d'expérience) mais aussi d'un accompagnement adapté de la part des financeurs publics et autres relais du terrain (animation, formations, journées techniques etc.).

A contrario, les sites mis en service avant 2015 ont certainement pâti du manque de recul technologique et d'un encadrement moins structuré. Certains sites antérieurs à 2015 ont cependant d'excellents indicateurs de rentabilité car maîtrisent parfaitement leur outil, et ont pu monter en puissance en multipliant par 1,5 à 2,5 leur capacité de production.

Concernant la filière de l'injection, l'AREC dispose de trop peu de retours économiques exploitables pour présenter une analyse économique équivalente (charges, recettes, rentabilité). Les résultats de la prochaine enquête (année de production 2019) devraient permettre d'approfondir le sujet.



## UNITÉS DE MÉTHANISATION EN PROJET EN NOUVELLE-AQUITAINE

### ÉTAT DES LIEUX DES PROJETS AVANCÉS RECENSÉS AU 31 DÉCEMBRE 2019

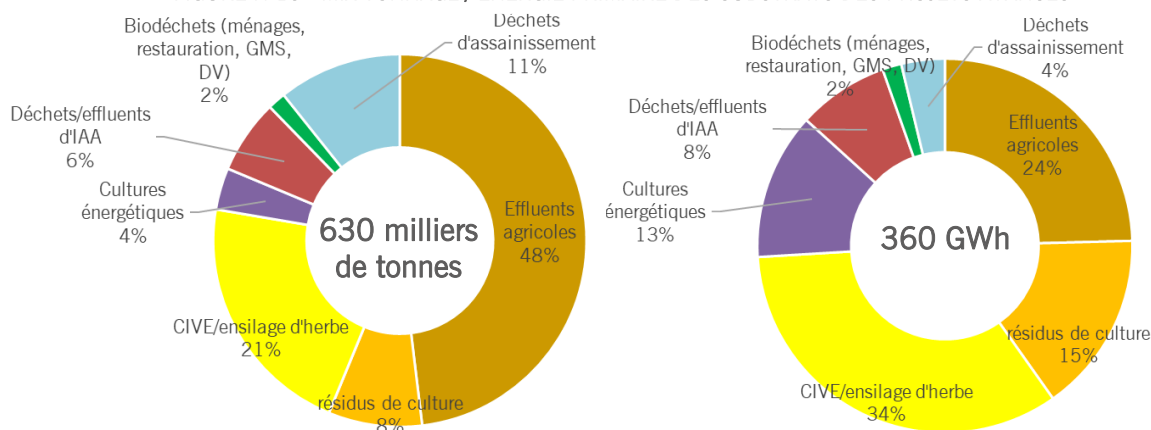
Afin d'avoir une vision court terme du développement de la filière, l'AREC a mené une analyse sur les projets avancés (stades investissement et construction).

Au 31 décembre 2019, environ 35 projets avancés sont recensés, dont 46 % en construction, et une

soixantaine de projets sont en phase de développement ou d'étude de faisabilité<sup>(1)</sup>.

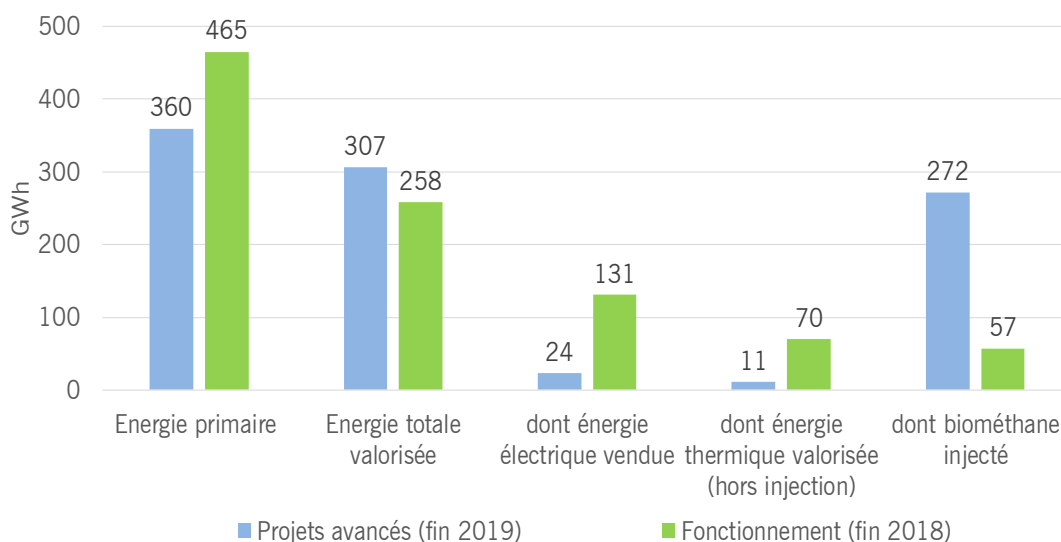
Les projets avancés seraient à 82 % des projets agricoles, même s'il existe une implication grandissante des collectivités, syndicats d'énergie et de déchets dans les projets agricoles collectifs et territoriaux.

FIGURE N°10 - MIX TONNAGE / ÉNERGIE PRIMAIRE DES SUBSTRATS DES PROJETS AVANCÉS



Les effluents d'élevage représenteraient 48 % des tonnages mobilisés pour 24 % de l'énergie, et les matières végétales (issues de silos, résidus de culture, CIVE\*, ensilage d'herbe et cultures énergétiques) 33 % des tonnages pour 62 % de l'énergie (figure n°10).

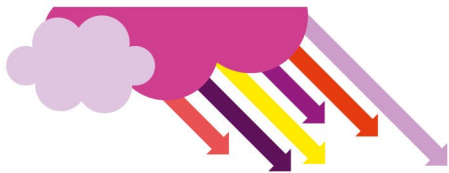
FIGURE N°11 - FLUX ÉNERGÉTIQUES DES PROJETS AVANCÉS (FIN 2019) ET DES SITES EN FONCTIONNEMENT



Pour 65 % des projets avancés, le biogaz serait valorisé par cogénération ; pour tous les autres (35 %), le biométhane produit serait injecté dans le réseau de gaz naturel.

La quantité d'énergie équivalente au biométhane injecté dans le réseau représenterait 89 % de l'énergie totale des projets avancés à fin 2019 (83 % à fin 2018, 74 % à fin 2017) (figure n°11).

<sup>(1)</sup> Eléments d'instruction des financeurs publics et base de données MéthaN-Action



## POSITIONNEMENT PAR RAPPORT AUX OBJECTIFS RÉGIONAUX DU SRADDET\*

Concernant la filière du gaz renouvelable hors injection (cogénération et usage direct pour la méthanisation et le captage de biogaz en ISDND\*), le SRADDET\* a fixé des objectifs de production d'électricité injectée et de chaleur valorisée à 375 GWh en 2020 et 1 000 GWh en 2030.

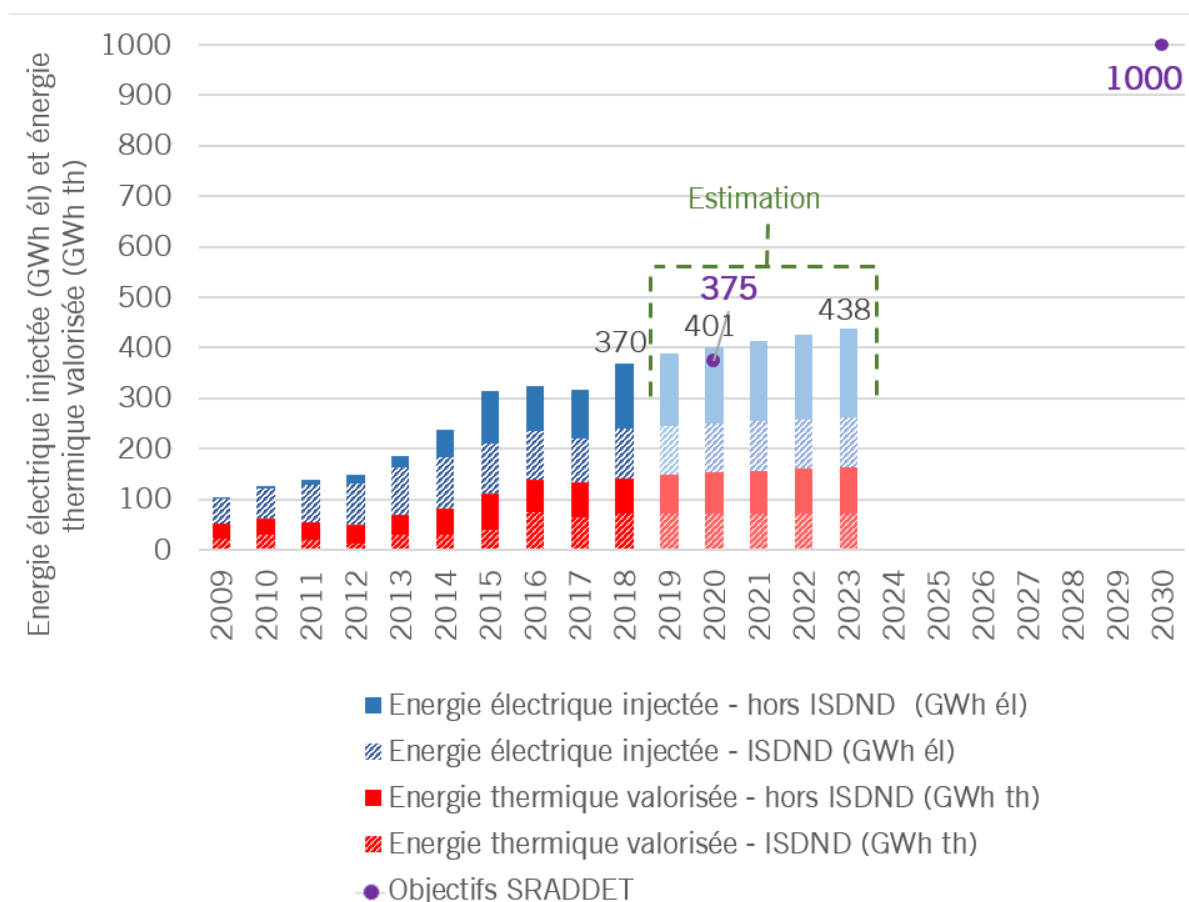
Des estimations ont été réalisées entre 2019 et 2023 sur la base des productions énergétiques de 2018, des sites mis en fonctionnement en 2018 et

2019 (selon leur mois et date de mise en service) et des sites en projets avancés<sup>(1)</sup>.

La production des ISDND\* a été considérée comme constante même si certaines pourraient être amenées à fermer ou à passer en injection.

Dans ce scénario simplifié, l'objectif de 2020 serait dépassé, tandis qu'un effort resterait à fournir pour 2030 (figure n°12).

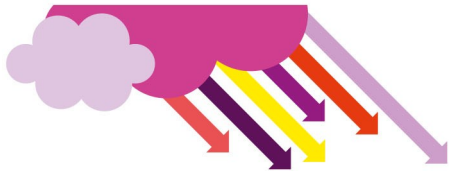
FIGURE N°12 - SCÉNARIOS PROSPECTIFS POUR LA COGÉNÉRATION ET LA VALORISATION CHALEUR



→ Concernant la cogénération et l'usage direct du biogaz, la production d'électricité injectée et de chaleur valorisée dépasserait en 2020 l'objectif fixé par le SRADDET\* à cet horizon

<sup>(1)</sup> Eléments d'instruction des financeurs publics et base de données Méthana-N-Action





## UNITÉS DE MÉTHANISATION EN PROJET

Concernant filière de l'injection, le SRADDET\* a fixé des objectifs de production de biométhane injecté à 240 GWh PCS en 2020 et 6 000 GWh PCS en 2030.

Des estimations ont été réalisées entre 2019 et 2025 sur la base des productions énergétiques de 2018, des sites mis en fonctionnement en 2018 et 2019 (selon leur mois et date de mise en service), des sites en projets avancés<sup>(1)</sup> et des projets en file d'attente.

Dans ce scénario simplifié, l'objectif de 2020 serait atteint à 94 % en 2020, et l'objectif de 2030 serait atteint à 40 % en 2025 (figure n°13).

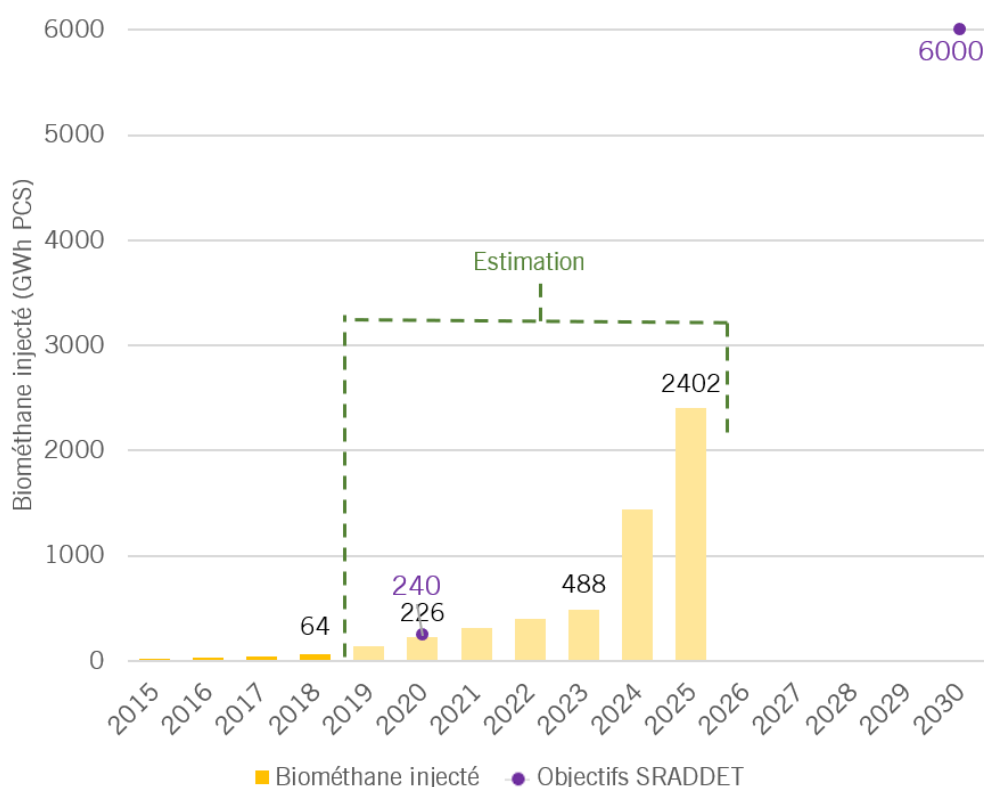
Les projets en file d'attente qui seront inscrits dans le registre des capacités à fin 2025 donneront un

aperçu de la possibilité d'atteindre l'objectif de 2030. Il faudrait qu'ils atteignent une production de biométhane d'environ 3 600 GWh PCS. Ceci est probable dans la mesure où la capacité totale réservée en Région a été multiplié par 1,5 entre 2017 et 2018 (en passant de 0,9 TWh à 1,4 TWh), mais aussi par 1,5 entre 2018 et 2019 (en passant de 1,4 TWh à 2,2 TWh).

Cet objectif 2030 peut inclure le développement de filières comme la pyrogazéification et le power-to-gaz, même s'il est probable que ces filières n'atteignent leur maturité qu'après 2030.

Ces scénarios prospectifs ne prennent pas en compte les évolutions tarifaires à venir qui pourraient perturber l'augmentation prévue des quantités de biométhane injecté.

FIGURE N°13 - SCÉNARIOS PROSPECTIFS POUR L'INJECTION



→ Concernant la filière du biométhane, la production injectée en 2020 permettrait d'atteindre 94 % de l'objectif fixé par le SRADDET\* à cet horizon

<sup>(1)</sup> Eléments d'instruction des financeurs publics et base de données MéthaN-Action



## ANNEXE - DYSFONCTIONNEMENTS ET BONNES PRATIQUES RECENSÉS PAR LES EXPLOITANTS (1/2)

Les pistes d'actions évoquées ne sont pas des solutions techniques systématiques. Il s'agit des retours faits par les exploitants sur tout ou partie d'une solution mise en œuvre face à un certain type de dysfonctionnement identifié.

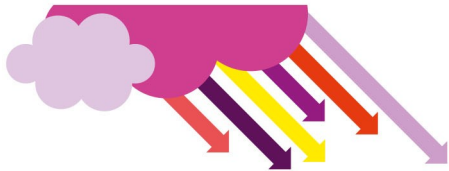
Type	Description du dysfonctionnement	Pistes d'actions mises en œuvre par les exploitants
Préparation / incorporation des substrats	- <b>Pré-hachage partiel des matières solides</b> (vis et convoyeurs usés)	- En préventif : <b>adaptation</b> de la ration pour limiter l'apport d'inertes et de fibres non préoccupées - <b>Rampes d'aspersion</b> sur ligne d'incorporation des fumiers pailleux - <b>Ajustement de préfosse</b> avec pompes dilacératrices/agitateurs
	-Phénomènes de <b>sédimentation/bourrage</b> dans préfosses/pompes d'incorporation/canalisation/broyeur  - <b>Croutage</b> en pré fosse - Erreur de conception des <b>vannes</b>  - Présence de <b>surnageant</b> pailleux en pré fosse	- <b>Débouillage ou remplacement</b> de pompes/broyeur (notamment couteaux), <b>curage pré fosses/canalisation</b> - <b>Accélérateur de cinétique</b> - Renforcement agitation dans pré fosse - <b>Vannes doublées</b> pour permettre la maintenance sans arrêt d'introduction - <b>Dissocier les lignes solides</b> « fibreux » et « pâteux »
	<b>Trémie non adaptée</b> (fuites/bourrages)	<b>Stratégie d'incorporation</b> (par exemple introduire les fumiers par couche) / <b>Remplacement</b> par trémie adaptée (par exemple à bol avec vis de dosage et couteaux)
Digestion	<b>Sédimentation</b> dans digesteur avec problème de lecture des niveaux, de gestion des flux et de hausse des consommations électriques	- <b>Curage</b> nécessaire tous les 5-7 ans - Amélioration du <b>pilotage</b> de la digestion grâce à des logiciels d'exploitation des unités - Utilisation d'un produit <b>accélérateur de cinétiques</b> en digestion : diminution des consommations électriques et obtention d'un digestat sans résidu solide en sortie
	Phénomène de <b>moussage</b> (trop-plein dans le digesteur) à l'origine de blocages d'alimentation et problèmes de lecture des niveaux des sondes	Ajustement d'huiles végétales et <b>ration moins riche</b> (et baisse du niveau général du digesteur)
	<b>Casse</b> de brasseurs	<b>Dimensionnement des agitateurs</b> (en nombre et en puissance) au volume brassé (viscosité etc.) et au type d'intrants (% MS, fibres longues ou courtes, matières pâteuses etc.), <b>réglage</b> des agitateurs en hauteur
	<b>Croutage</b> intérieur	
	Mauvaise <b>montée en température</b> du digesteur (accumulation de matières fibreuses autour des mélangeurs et du réseau chaleur, ou mauvais brassage dû à problème de l'automate de régulation de la température)	
	Problèmes d' <b>étalonnage des sondes de niveaux</b> du digesteur/de la cuve d'hydrolyse/des cuves à boues (notamment en cas de trop plein)	Reconfiguration des paramètres de l' <b>automate</b> , nettoyage de la sonde
	Injection d' <b>air</b> en milieu anaérobie via paille	<b>Désulfuration</b> biologique
	Revêtement abîmé, canalisations bouchées, membrane perforée	Adaptation de la ration au process de digestion



## ANNEXE - DYSFONCTIONNEMENTS ET BONNES PRATIQUES RECENSÉS PAR LES EXPLOITANTS (2/2)

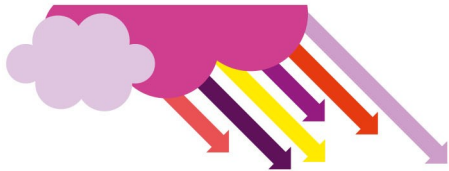
Les pistes d'actions évoquées ne sont pas des solutions techniques systématiques. Il s'agit des retours faits par les exploitants sur tout ou partie d'une solution mise en œuvre face à un certain type de dysfonctionnement identifié.

Type	Description du dysfonctionnement	Pistes d'actions mises en œuvre par les exploitants
Cogénération	<b>Surtension</b> sur réseau Enedis / coupures réseaux	<b>Paramétrages</b> de l'automate et <b>analyseur biogaz</b>
	<b>Faux contacts sur génératrice</b> et aérotherme, changement de <b>qualité du biogaz</b> à l'origine de pannes moteurs	
	Air pollué en gaz/poussières de céréales, à l'origine d' <b>endommagements des connexions de puissances moteur et armoires électriques</b> , notamment les écrans tactiles	S'entourer d'un <b>bon prestataire</b> pour la maintenance moteur
	<b>Biogaz insuffisamment déshumidifié</b> en entrée de cogénération	Ajout d'un <b>groupe froid</b>
	Problèmes de <b>régulation</b> de la tension du cogénérateur à l'origine de démarrages/arrêts moteur et de baisse du rendement électrique moteur	- Remplacement de la <b>carte de régulation</b> , coupe circuit batterie, paramétrages de l' <b>automate</b> de la génératrice - S'entourer d'un <b>bon prestataire</b> pour la maintenance moteur
Post digestion	- <b>Hausse de pression</b> en amont du séparateur de phase (arrêts de fonctionnement et donc arrêt d'alimentation en substrats) - <b>Bourrage</b> de la presse à vis à cause d'inertes et ligneux type ficelle/bois/fil de fer - Présence de <b>liquide en sortie</b> de séparateur de phases - Problèmes d' <b>écoulement du digestat solide</b> (gel des canalisations)	- <b>Nettoyage</b> des grilles du séparateur - <b>Remplacement</b> de la presse à vis  - <b>Calorifugeage</b> des canalisations d'écoulement du digestat
	<b>Fissure béton</b> de la cuve de stockage de digestat	Faire appel à son contrat d'assurance / ses <b>garanties</b> fournisseurs
	<b>Surverse</b> entre digesteur et post-digesteur non fonctionnelle	Paramétrages de l' <b>automate</b> de gestion des flux de digestat / intrants



### ANNEXE - PRÉCONISATIONS GÉNÉRALES ÉMISES PAR LES EXPLOITANTS

- vérifier la qualité/conformité des intrants, s'assurer de la propreté du site, **ne pas sous-estimer le temps à faire de la maintenance préventive sur les lignes d'incorporation** ;
- **anticiper** l'incorporation de nouveaux substrats et prévoir des lignes de prétraitement adaptées (déchets d'IAA\*, CIVE\* etc.) ;
- avoir des **capacités de stockage** pour 1 an de gisement (travailler en flux tendu est trop risqué) ;
- **automatiser les flux** d'intrants et digestats (incorporation, recirculation), piloter /instrumenter en cas de ration hétérogène ;
- effectuer des **tournées de contrôle préventives** : incorporation, digestion, cogénération (par exemple contrôle de la température des cylindres, repérage des fuites, observation des alarmes) ;
- **tenir un carnet de bord des "petites" problématiques quotidiennes** (incorporation, cogénération, chauffage digesteur, presse à vis) et reporter les solutions mises en place, surtout lors de la 1ère année de mise en service durant laquelle un certain nombre de paramètres des automates sont à ajuster ;
- **bien négocier son contrat d'assurance** notamment "bris de machines" ce qui permet d'assurer les pertes d'exploitation en cas de problèmes ;
- permettre un **accès aisé à certaines pompes et tuyauteries** pour faciliter les opérations de maintenance (ajouter des brides, piquages et by-pass) ;
- disposer d'**équipements de secours** si possible (agitateur du digesteur, pompe de transfert des matières entrantes etc.).



## LEXIQUE

**ISDND** : Installation de Stockage des Déchets Non Dangereux (*pages 1, 2, 3, 4, 5, 18*)

**STEP** : STation d'Épuration des eaux usées (*pages 3, 5, 6, 8, 9, 11*)

**GMS** : Grandes et Moyennes Surfaces (*page 8*)

**IAA** : Industrie Agro-Alimentaire (*pages 6, 7, 8, 10, 11, 22*)

**CIVE** : Culture Intermédiaire à Vocation Énergétique

Interculture s'insérant entre 2 cultures principales dans une rotation culturale.

La CIVE présente un certain nombre d'avantages agronomiques (couverture des sols, limitation de l'érosion, piège à nitrates etc.), et sa vocation est de faire de l'énergie. La CIVE diffère de la culture énergétique (ou dédiée) qui est une culture principale dont l'usage alimentaire est détourné pour produire de l'énergie (*pages 6, 17, 22*)

**EBE** : Excédent Brut d'Exploitation.

Solde intermédiaire de gestion résultant de la différence entre le chiffre d'affaire (hors produits exceptionnels) et les charges (hors charges exceptionnelles, amortissements et charges financières, impôts sur les sociétés) (*pages 13, 14, 15*)

**VAN** : Valeur Actuelle Nette.

Somme des cashflows actualisés en prenant en compte la valeur temporelle de l'argent via un taux d'actualisation (*page 15*)

**TRI** : Taux de Rentabilité Interne.

Valeur du taux d'actualisation annulant la VAN (*page 15*)

**ETP** : Equivalent Temps Plein.

Unité de mesure d'une charge ou capacité de travail affectée à temps plein (*pages 11, 23*)

**SRADDET** : Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (*pages 1, 18, 19*)





L'AREC, Agence Régionale d'Évaluation environnement et Climat, accompagne la mise en place des politiques de transition énergétique et économie circulaire en Nouvelle-Aquitaine, par l'observation et le suivi dans les domaines suivants :

- la production et la consommation énergétique (dont les énergies renouvelables) et les émissions de gaz à effet de serre (énergétiques et non énergétiques),
- Les ressources de biomasse disponibles, mobilisables et mobilisées à des fins énergétiques en région,
- Les déchets et l'économie circulaire (prévention, production, tri, recyclage, valorisation et élimination des déchets de la région).

Ces missions sont mises en œuvre auprès des porteurs de politiques publiques, des collectivités locales et territoriales, des acteurs socio-économiques et professionnels et des associations de la Nouvelle-Aquitaine. En particulier, l'agence assure l'animation et la réalisation des travaux des dispositifs régionaux d'observation en matière d'énergie, de gaz à effet de serre, de biomasse et de déchets. De statut associatif, l'AREC est financée majoritairement par l'ADEME et le Conseil Régional Nouvelle-Aquitaine.

**Pour contacter l'AREC Nouvelle-Aquitaine :**

60 rue Jean-Jaurès - CS 90452  
86011 Poitiers Cedex  
05 49 30 31 57

[info@arec-na.com](mailto:info@arec-na.com) - [www.arec-nouvelleaquitaine.com](http://www.arec-nouvelleaquitaine.com) - [@AREC\\_NA](https://twitter.com/AREC_NA)



Pour toute question relative  
à l'énergie, à la biomasse et aux émissions de gaz à effet de serre :  
[oreges@arec-na.com](mailto:oreges@arec-na.com)

Toutes les publications de l'AREC sont disponibles en ligne  
sur [www.arec-nouvelleaquitaine.com](http://www.arec-nouvelleaquitaine.com)  
ou sur demande à [info@arec-na.com](mailto:info@arec-na.com)

