

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

ÉDITION MAI 2021

ENQUÊTE ANNÉE DE PRODUCTION 2019

ÉTAT DU DÉVELOPPEMENT DE LA MÉTHANISATION EN NOUVELLE-AQUITAINE



L'ESSENTIEL

- La Nouvelle-Aquitaine compte **90 méthaniseurs** en fonctionnement au 1^{er} janvier 2021 (hors ISDND*) dont **73 unités agricoles** et **industrielles**. Ces méthaniseurs valorisent le biogaz par **cogénération, injection** ou en **chaudière**.
- **15** de ces installations **injectent le biométhane produit** dans le réseau de gaz naturel ; **7 d'entre elles ont été** mises en service en 2020, et 3 en 2019.
- En 2019, près de **856 000 tonnes** de substrats ont été méthanisées (effluents agricoles, matières végétales, déchets d'industries agro-alimentaires, biodéchets, déchets d'assainissement...), soit une production d'énergie primaire de **544 GWh**.
- Les **ressources agricoles** (effluents d'élevage, matières végétales) sont encore **peu mobilisées** au regard du gisement potentiel qu'elles représentent.
- Au 1^{er} janvier 2021, environ **30 projets** sont à un stade avancé (investissement, construction) dont les 2/3 en construction, soit un potentiel de **270 GWh** d'énergie primaire produite, dont **80 %** serait injecté dans les réseaux gaziers sous forme de biométhane.
- **80 % des projets avancés privilégient l'injection** à la cogénération et 83 % des projets avancés sont de typologie agricole.
- En 2020, la production de biométhane est estimée à 237 GWh PCS, ce qui est proche de l'objectif fixé dans le SRADDET* à cet horizon (240 GWh PCS). La production cumulée d'électricité et de chaleur valorisées est estimée à 392 GWh PCI en 2020. Elle dépasserait l'objectif fixé par le SRADDET* à cet horizon (375 GWh PCI).

* Les termes avec astérisque renvoient vers le lexique en p.25.

SOMMAIRE

PARC DES METHANISEURS EN RÉGION AU 1^{ER} JANVIER 2021

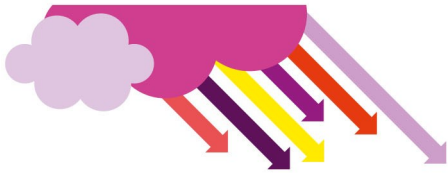
ENQUÊTE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION EN FONCTIONNEMENT EN NOUVELLE-AQUITAINE - 2019

UNITÉS DE MÉTHANISATION EN PROJET

ANNEXES

LEXIQUE

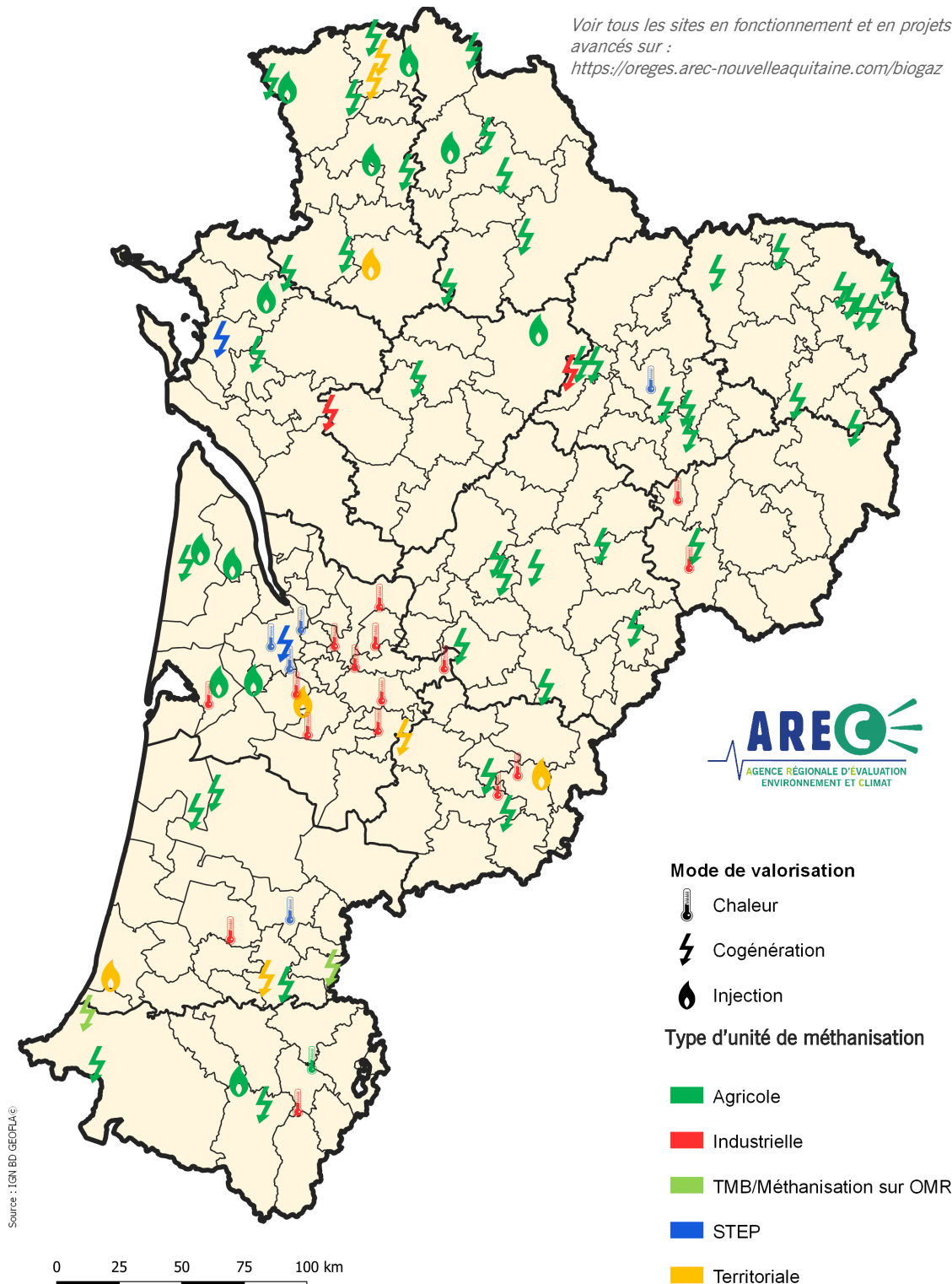
Ce document est élaboré par l'AREC dans le cadre des travaux de l'Observatoire Régional de l'Energie, de la biomasse et des Gaz à Effet de Serre de Nouvelle-Aquitaine (OREGES), et du dispositif régional MéthaN-Action qui accompagne la filière méthanisation en Nouvelle-Aquitaine. Il est le résultat d'une enquête réalisée en 2020 sur les installations de méthanisation hors ISDND en Nouvelle-Aquitaine (année de production 2019).*



PARC DE MÉTHANISEURS EN FONCTIONNEMENT AU 1^{er} JANVIER 2021

CARTE N°1 - INSTALLATIONS DE MÉTHANISATION HORS ISDND* EN NOUVELLE-AQUITAINE (AU 1^{er} JANVIER 2021)

Voir tous les sites en fonctionnement et en projets avancés sur :
<https://oreges.arec-nouvelleaquitaine.com/biogaz>



Treize nouvelles installations ont été mises en service en 2020 dont 7 en injection (Aunis Biogaz 17, Suez Organique 33, Médoc Energies 33, SAS Métha Bréssandière 79, PJF Bioénergie 86, Méth'Innov 79, Méthaconfolentais 16) et 6 en cogénération (Caillaud métha 23, Metha-Peyroulet 40, SAS LMB Méthalioux 86, SAS Lévignergies 47, Méthachartez 64, SPBS 79). Ces unités ne figurent pas dans l'échantillon analysé (le champ de l'enquête ciblant les indicateurs de production de l'année 2019).



Les unités de typologie⁽¹⁾ 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^{er} Janvier 2021 ci-dessous).

La valorisation énergétique par injection est en pleine progression avec 7 nouvelles installations mises en service en 2020 (4 en 2018, 3 en 2019), soit un total de 15 unités en injection au 1^{er} Janvier 2021 (carte n° 1).

CHIFFRES CLÉS AU 1^{ER} JANVIER 2021

→ 90 unités en fonctionnement hors ISDND* au 1^{er} Janvier 2021 dont :

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

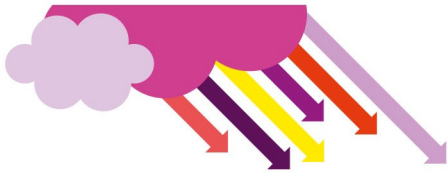
Nombre d'unités	Cogénération	Chaleur	Injection	
Agricole	43	1	11	55
Industrielle	2	16	0	18
Territoriale	5	0	4	9
STEP	2	5	0	7
Déchets	1	0	0	1
	53	22	15	90

Dimensionnement	Cogénération (Pél MWél – Pth MWth)	Chaleur (Pth MWth)	Injection (Débit en Nm ³ CH ₄ /h)
Agricole	12,2 - 13,2	0,1	1 946 (équivalent à 173 GWh PCS)
Industrielle	1,0 - 1,5	5,3	0
Territoriale	8,8 - 9,9	0	1 648 (équivalent à 146 GWh PCS)
STEP	1,3 - 2,4	8,9	0
Déchets	3,5 - 3,6	0	0
	26,7 - 30,6	14,3	3 594 (équivalent à 319 GWh PCS)

Hors 10 données manquantes

⁽¹⁾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^{er} JANVIER 2021

FIGURE N°1 - ÉVOLUTION DU NOMBRE DE SITES EN COGÉNÉRATION / VALORISATION CHALEUR / INJECTION (HORS ISDND*)

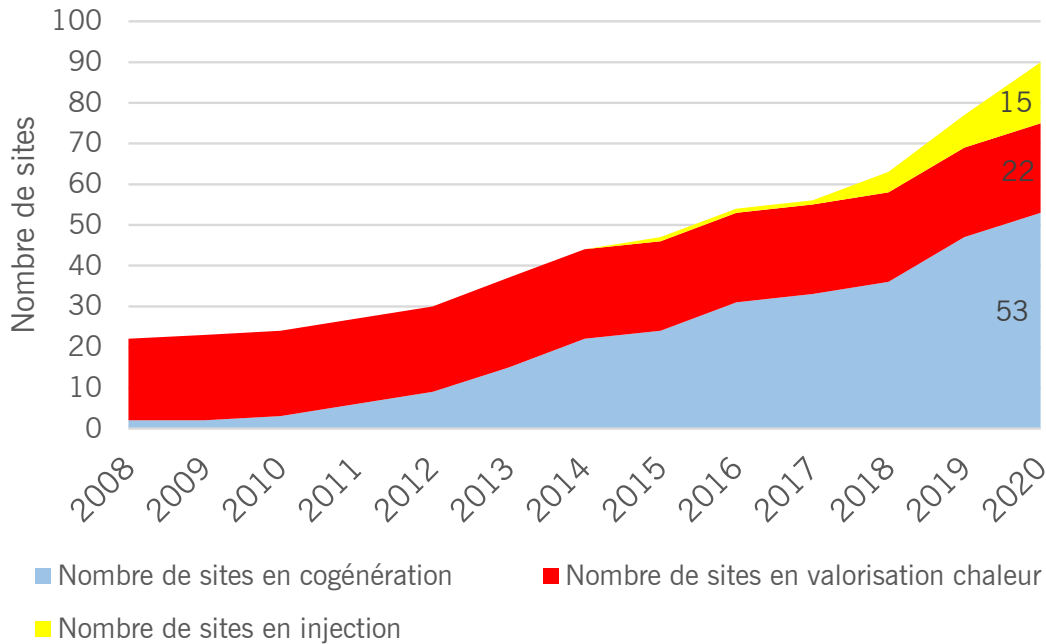
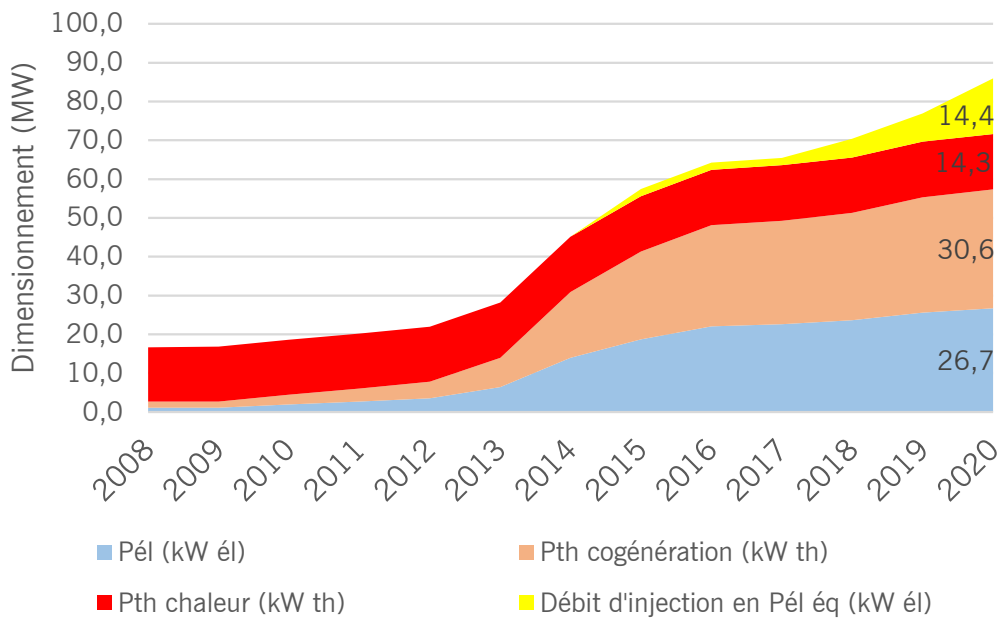


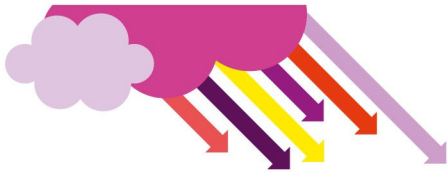
FIGURE N°2 - ÉVOLUTION DU DIMENSIONNEMENT DES SITES EN COGÉNÉRATION / VALORISATION CHALEUR / INJECTION (HORS ISDND*)



Depuis 2008, le nombre de sites en usage direct du biogaz (valorisation chaleur) n'a que très peu augmenté, tout comme la puissance thermique associée (14 MW th en 2020). Les sites en usage direct ont été mis en service avant 2008 (figures n°1 et 2).

Les sites en cogénération ont subi une hausse régulière depuis 2011, notamment entre 2011 et 2016 mais aussi à partir de 2017, périodes consécutives à des évolutions du tarif d'achat d'électricité (figure n°1). La puissance électrique du parc en cogénération est de 27 MW électriques et 31 MW thermiques en 2020 (figure n°2).

Concernant la filière de l'injection, le dimensionnement a été multiplié par 8 entre 2015 et 2020 pour atteindre un cumul de débits d'injection de 3 594 Nm³ CH₄/h soit une production estimée à 319 GWh PCS injectés par 15 sites (en régime nominal), ou l'équivalent de 14,4 MW électriques (figure n°2).



ENQUÊTE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION EN FONCTIONNEMENT EN NOUVELLE-AQUITAINE ANNÉE DE PRODUCTION 2019

Éléments de contexte et de méthode :

Dans le cadre des travaux de l'Observatoire Régional de l'Énergie, 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 2020 les installations de méthanisation hors ISDND* en Nouvelle-Aquitaine (résultats réels de production de l'année 2019).

77 unités de méthanisation en fonctionnement sont recensées à fin 2019 (hors ISDND*), à savoir 44 unités agricoles, 18 unités industrielles, 7 stations d'épuration des eaux usées, 7 unités territoriales et une unité de traitement des ordures ménagères après traitement mécano-biologique.

47 unités valorisent le biogaz par cogénération, 22 en chaudière et 8 en injection.

Les données de l'enquête sont composées :

- de données réelles pour 68 % 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 19 % des unités mais validées sur la partie énergétique par les données réelles de production des gestionnaires de réseaux gaz/électricité,
- de données manquantes pour 13 % des unités (non communiquées et pas d'estimations réalisables car en autoconsommation chaleur pour l'essentiel), soit une unité agricole en micro-méthanisation et 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 2019

En Nouvelle-Aquitaine, la méthanisation représente :

Près de **856 000 tonnes⁽¹⁾** de substrats méthanisés⁽²⁾
(effluents agricoles, matières végétales, déchets d'industries agro-alimentaires, biodéchets, déchets d'assainissement...)

544 GWh primaires produits⁽²⁾ dont :

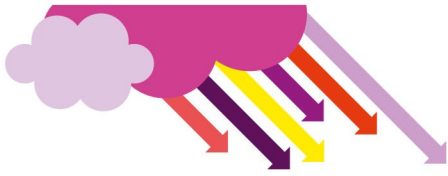
136 GWh électriques vendus

74 GWh thermiques valorisés (cogénération, chaudière)

102 GWh PCI (113 GWh PCS) injectés

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

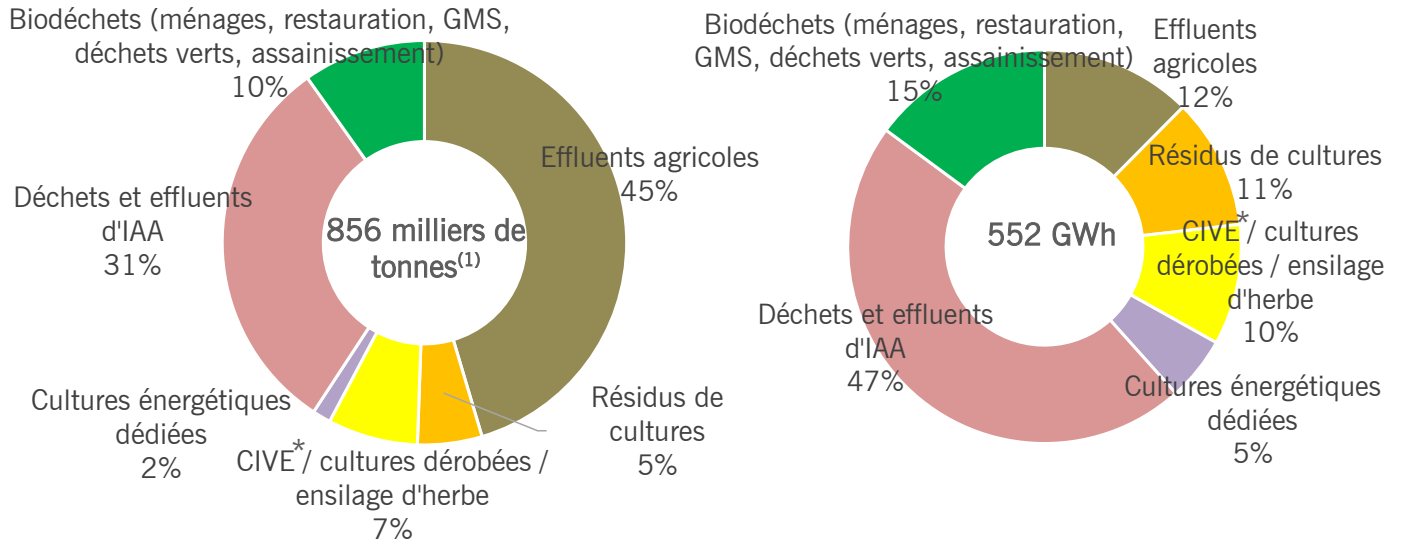
⁽²⁾ Hors 10 données manquantes



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2019)

RESSOURCES ORGANIQUES MÉTHANISÉES EN NOUVELLE-AQUITAINE

FIGURE N°3 - MIX TONNAGE / ÉNERGIE PRIMAIRE DES SUBSTRATS MÉTHANISÉS EN 2019



→ **856 000 tonnes⁽¹⁾ de déchets et sous-produits méthanisés en 2019⁽²⁾**
 → **544 GWh d'énergie primaire⁽²⁾**

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 Nm³ CH₄/tMB tandis que celui de l'ensilage de maïs sera autour de 100 Nm³ CH₄/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 45 % des tonnages mobilisés pour 12 % de l'énergie primaire produite (figure n°3).

Les matières végétales agricoles représentent 14 % des tonnages pour 26 % de l'énergie, dont 11 % provient uniquement des résidus de cultures (pailles, menue pailles, déchets de maïs, issues de silos), 10 % des Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE*) et 5 % des cultures énergétiques.

Les déchets et effluents d'IAA* représentent respectivement 31 % du tonnage, et 47 % 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

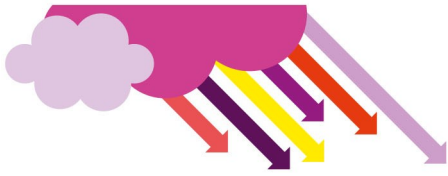
graisses brutes/raffinées (résidus de filtration, résidus de triage de grains), des déchets de l'industrie de transformation du grain (déchets/broyats de maïs) et des déchets provenant des productions animales : déchets carnés, graisses de flottation, sang, matières stercoraires, lactosérum etc. 67 % des effluents d'IAA* sont issus d'industries vitivinicoles (lies et vinasses).

Les biodéchets représentent 10 % du tonnage et 15 % de l'énergie primaire (4 % du tonnage et 11 % 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.

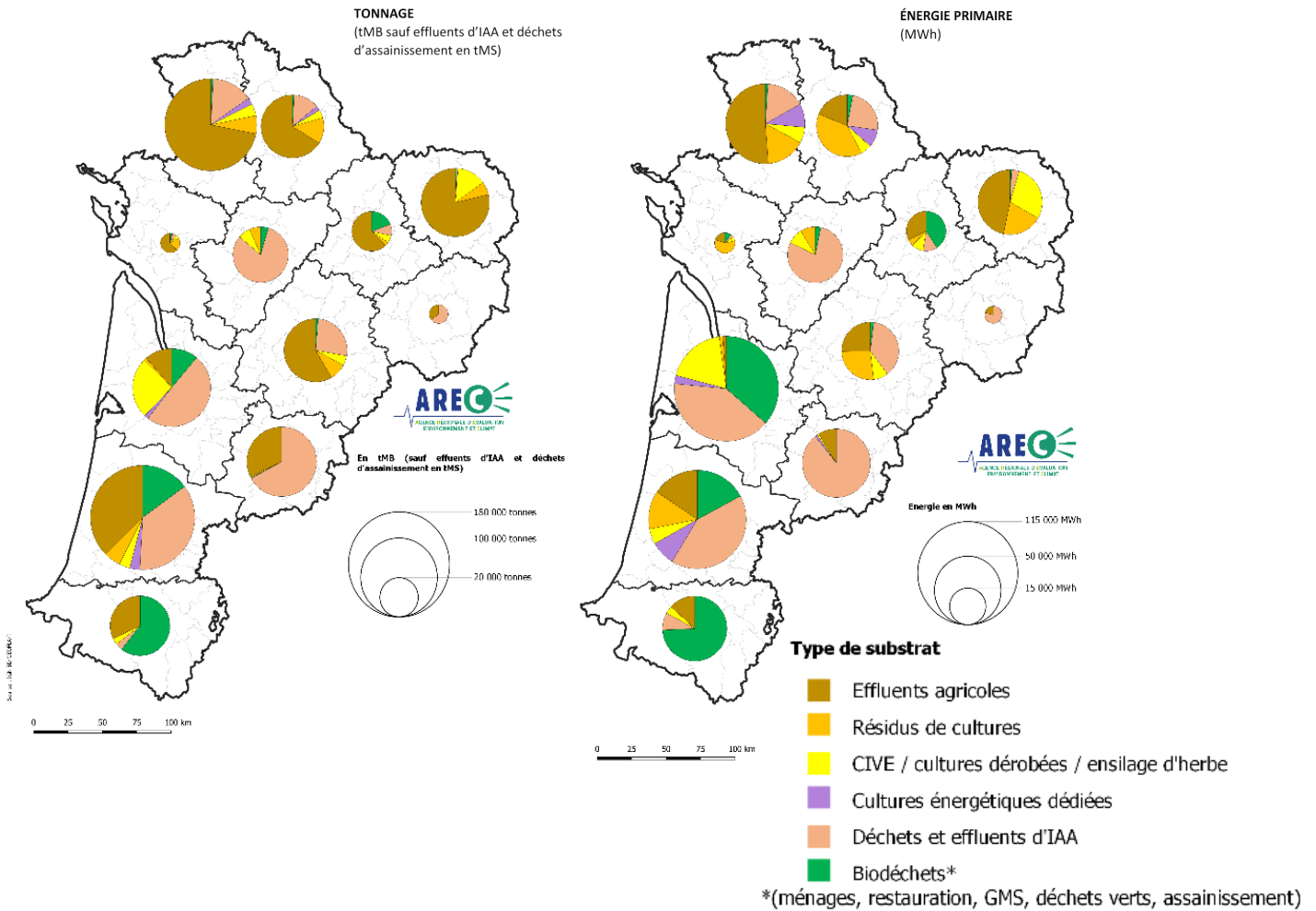
⁽¹⁾ En tonnes de matières brutes sauf boues de STEP* / effluents d'industries agro-alimentaires en tonnes de matières sèches

⁽²⁾ Hors 10 données manquantes



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2019)

CARTE N°2 - MIX TONNAGE / ÉNERGIE PRIMAIRE DES SUBSTRATS MÉTHANISÉS PAR DÉPARTEMENT EN 2019



Les mix énergétiques sont très variés selon les départements (carte n°2).

Les mix énergétiques de l'ensemble des unités implantées en Gironde et dans les Landes se distinguent par une part importante de déchets/effluents d'IAA* et de déchets d'assainissement. 19 % de l'énergie primaire de La Gironde provient également des CIVE* ; 42 % de celle des Landes provient par ailleurs des effluents agricoles et des matières végétales.

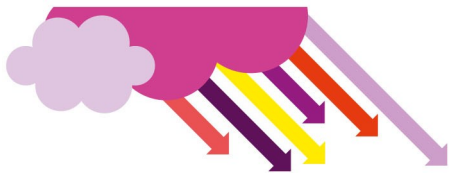
Les unités de méthanisation situées en Deux-Sèvres, Vienne, Charente-Maritime et Creuse ont mobilisé en majorité de la ressource agricole (effluents et/ou matières végétales).

Les unités de méthanisation localisées en Corrèze, Dordogne et Lot-et-Garonne ont des mix énergétiques à la fois marqués par les déchets d'IAA* et par 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.

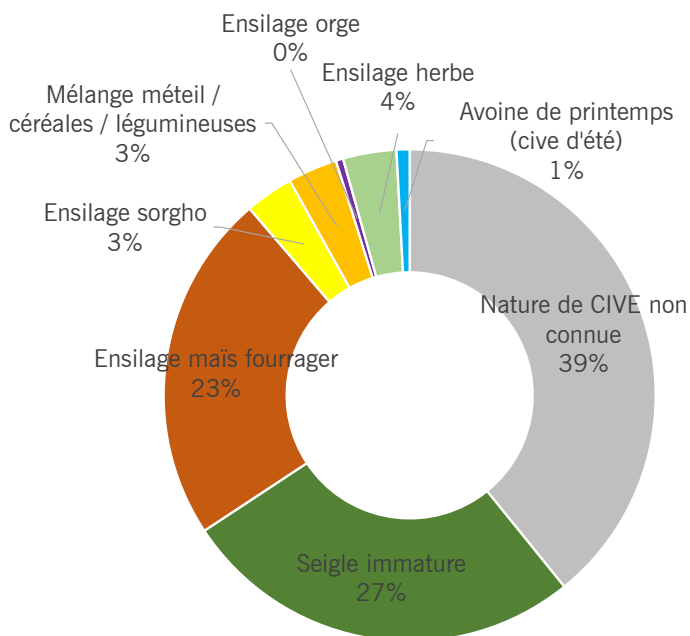
Le mix énergétique des unités situées en Charente est caractérisé par les effluents d'IAA* vitivinicoles avec la présence d'une installation de traitement par méthanisation des lies et vinasses.

Sur le département des Pyrénées-Atlantiques, 60 milliers de tonnes de substrats sont méthanisées dont 61 % d'ordures ménagères résiduelles, soit 74 % du mix énergétique primaire du département. 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, traitement des déchets Bil Ta Garbi (tableau n°1).



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2019)

FIGURE N°4 - RÉPARTITION DU TONNAGE DE CIVE* MÉTHANISÉES EN NOUVELLE-AQUITAINE EN 2019 PAR NATURE



60,4 milliers de tonnes brutes de CIVE* ont été méthanisées en 2019 (contre 12,1 milliers de tonnes en 2016), ce qui représente entre 2 000 et 3 000 hectares soit 0,14 % de la surface régionale en grandes cultures ou 0,03 % de la Surface Agricole Utile de Nouvelle-Aquitaine. À titre comparatif, 3 installations produisent du biocarburant (biodiésel et bioéthanol) à partir de matières végétales en Nouvelle-Aquitaine, production nécessitant une surface d'environ 118 500 ha de colza, tournesol et maïs.

Les espèces majoritaires sont le seigle immature à hauteur de 27 % et l'ensilage de maïs fourrager à hauteur de 23 %. Les CIVE* sont également constituées de manière plus marginale de mélanges de méteil et/ou de céréales et/ou de légumineuses, d'ensilage de herbe et d'avoine de printemps.

À noter que pour 39 % du tonnage total de CIVE* méthanisées en 2019, leur nature n'est pas connue.

Les exploitants précisent qu'il est nécessaire de trouver un juste milieu entre un rendement permettant de produire suffisamment de biomasse (minimum 4 à 5 tMS/ha), et un taux de matière sèche permettant d'optimiser le potentiel méthanogène et de favoriser des bonnes conditions de conservation des ensilages.

On observe cependant une variabilité de rendements parmi les différentes espèces de CIVE* (selon leur nature et la place de la CIVE* dans la succession culturale), et aussi au sein d'une même espèce (en particulier pour le sorgho) en fonction des conditions pédoclimatiques. Ils oscillent entre 20 et 35 tMB/ha pour le seigle et le maïs ensilage, et entre 15 et 20 tMB/ha pour l'ensilage d'herbe et les mélanges de méteil et/ou céréales et/ou légumineuse. Les coûts de production s'élèvent environ à 30 €/tMB, avec une forte variabilité pour le sorgho et les mélanges de méteil et/ou céréales et/ou légumineuses.

	Seigle immature	Ensilage maïs	Ensilage sorgho	Mélange méteil / céréales / légumineuses	Ensilage herbe
Source AREC 2019	20-34 tMB/ha 28-31€/tMB	20-34 tMB/ha 28€/tMB	18-45 tMB/ha 9-30€/tMB	15-20 tMB/ha 23-50 €/tMB	15-17 tMB/ha 25 €/tMB
Source Expertise ADEME N-A 2021 ⁽¹⁾	25 tMB/ha 530-560 €/ha	/	25-50 tMB/ha 400-450 €/ha	/	15-20 tMB/ha 417 €/ha

L'équivalent énergétique des CIVE* méthanisées correspond à 54 GWh PCI d'énergie primaire, dont 21 GWh PCI de biométhane injecté, 12 GWh PCI d'électricité vendue et 7 GWh PCI de chaleur valorisée et autoconsommée.

⁽¹⁾ ADEME, « Expertise technico-économique d'unités de méthanisation en Nouvelle-Aquitaine », 2021.



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2019)

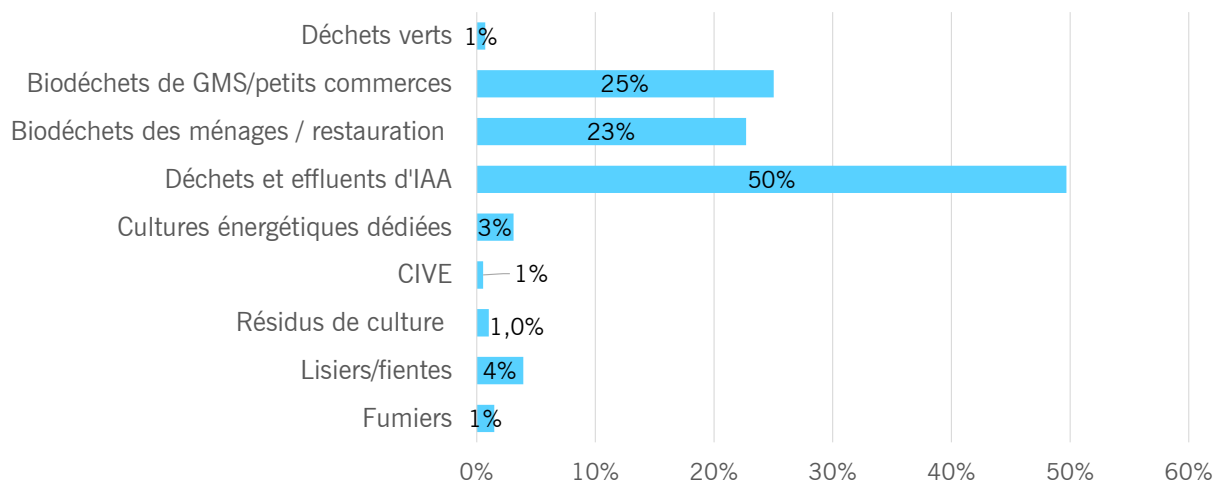
TABLEAU N°1 - TONNAGE MÉTHANISÉ ET ÉNERGIE PRIMAIRE PAR DÉPARTEMENT EN 2019

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

Le département de la Gironde est le premier département en ce qui concerne la production d'énergie primaire avec 118 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	50,7	5,9%	32,7	6,0%
17	6,2	0,7%	4,5	0,8%
19	5,9	0,7%	3,2	0,6%
23	77,1	9,0%	26,7	4,9%
24	65,7	7,7%	34,7	6,4%
33	100,6	11,8%	117,8	21,7%
40	179,1	20,9%	100,9	18,6%
47	79,8	9,3%	49,2	9,0%
64	59,4	6,9%	43,0	7,9%
79	139,8	16,3%	76,1	14,0%
86	65,4	7,6%	38,2	7,0%
87	26,1	3,1%	16,7	3,1%
Nouvelle-Aquitaine	855,8 ⁽¹⁾	100 %	543,7	100 %

FIGURE N°5 - TAUX DE MOBILISATION DE QUELQUES SUBSTRATS (EN 2019) PAR RAPPORT À LEUR GISEMENT NET DISPONIBLE⁽²⁾ EN NOUVELLE-AQUITAINE



Les substrats méthanisés en 2019 représentent 2,5 % du gisement organique net disponible (et une fois tous les usages prioritaires pris en compte à savoir retour au sol, litières etc.).

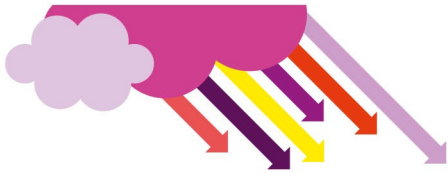
Les matières agricoles sont peu mobilisées au regard de leur gisement net disponible. On observe une variabilité d'une année à un autre pour les matières végétales. De moins en moins de résidus de culture sont méthanisés au profit des CIVE* et des cultures énergétiques.

25 % du gisement net disponible de biodéchets de GMS* et petits commerces sont orientés en méthanisation (27 % en 2017 et 14 % en 2018), contre 50 % des déchets d'IAA* (34 % en 2017 et 40 % en 2018) (figure n°5).

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

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

⁽²⁾ 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 »).

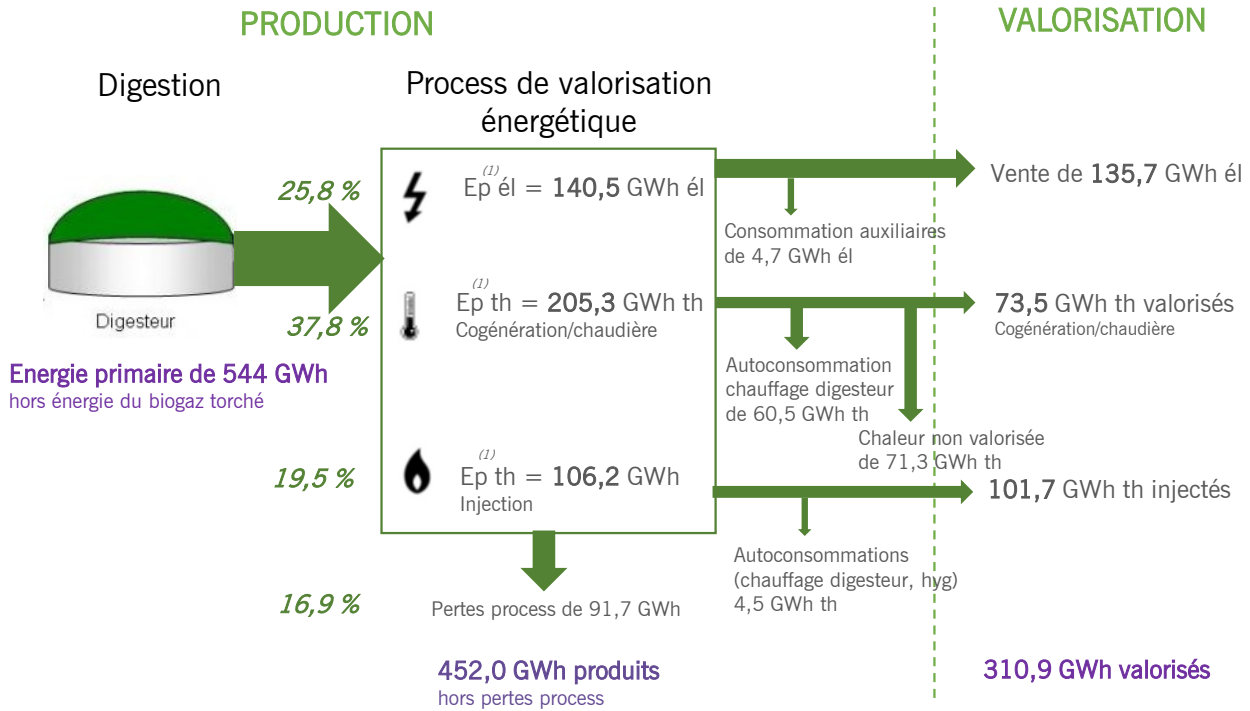


ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2019)

PRODUCTION ET VALORISATION ÉNERGÉTIQUE

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

FIGURE N°6 - PRODUCTION ET VALORISATION ÉNERGÉTIQUE EN 2019



→ 69 % d'énergie valorisée par rapport à l'énergie produite

ÉNERGIE THERMIQUE

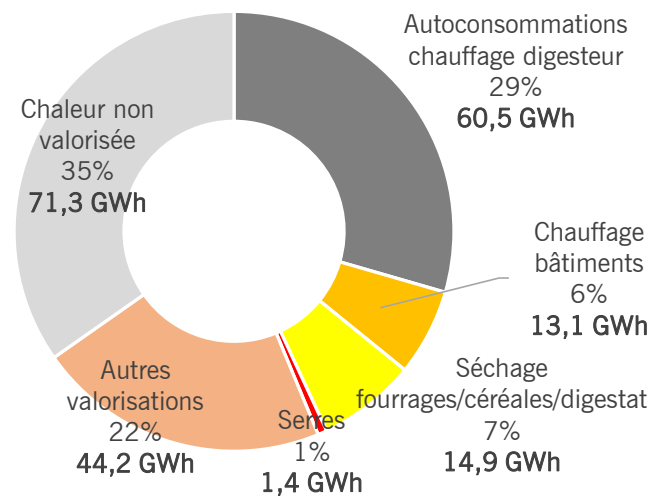
L'autoconsommation pour le chauffage des digesteurs représente 29 % de l'énergie thermique produite (figure n°7).

Le poste « autres valorisations » représente 44 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 séchage de fourrages, céréales et digestats (15 GWh) et le chauffage de bâtiments (13 GWh).

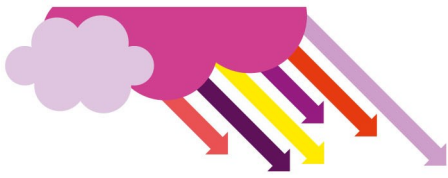
35 % de la chaleur produite en 2019 n'a pas été valorisée.

FIGURE N°7 - RÉPARTITION DE L'ÉNERGIE THERMIQUE PRODUITE (COGÉNÉRATION/CHALEUR) EN 2019



→ 65 % de l'énergie thermique totale produite par cogénération/chaudière est valorisée et autoconsommée

⁽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 :

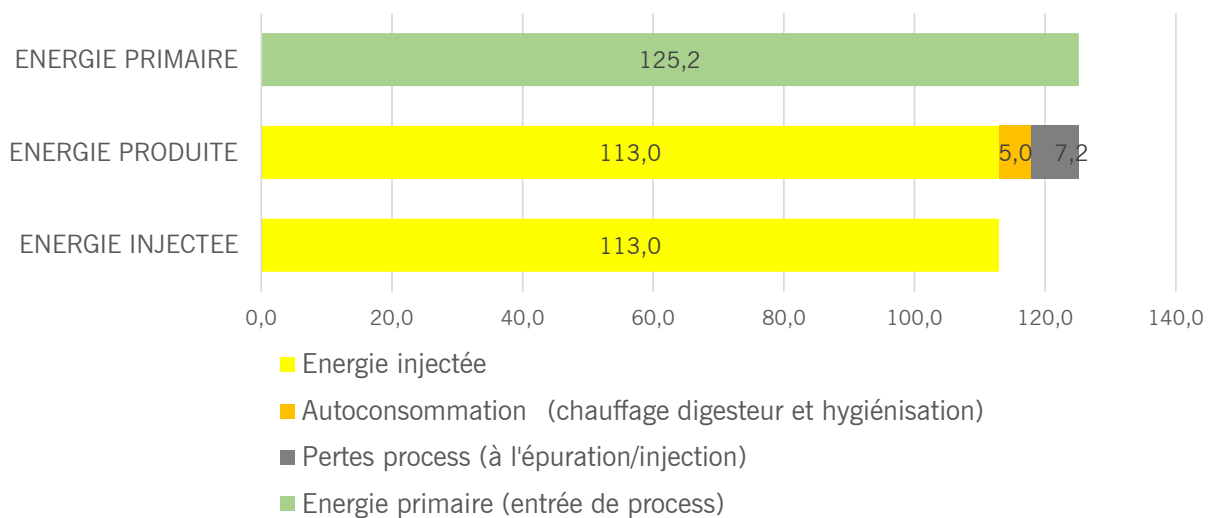
- Au regard des tarifs de rachat de l'électricité, il n'y a plus d'obligation à valoriser la chaleur issue de cogénération depuis que ce paramètre a été exclu en 2016. Cependant, la valorisation thermique est un critère d'éligibilité déterminant, conservé par les financeurs publics dans le cadre des demandes d'aide aux investissements ;
- L'échantillon d'analyse ne comprend pas les 10 données manquantes qui comprennent notamment 6 industries agro-alimentaires

dont 5 IAA* vitivinicoles, mais aussi 2 papeteries, 1 site expérimental et 1 industrie autre. La prise en compte de ces sites augmenterait certainement la part d'autoconsommation pour le chauffage du digesteur et celle du poste « autres valorisations », et réduirait celle de la chaleur non valorisée ;

- 7 sites sur les 53 en cogénération ont réalisé des montées en puissances (électrique et thermique) entre 2017 et 2019, à besoin de chaleur constant.

BIOMÉTHANE INJECTÉ

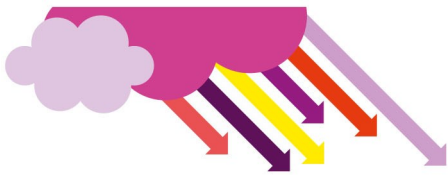
FIGURE N°8 - BILAN DES FLUX ÉNERGÉTIQUES EN INJECTION (GWH PCSI) EN 2019



L'autoconsommation représente ici 4 % 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 (ou de chauffage de digesteurs de manière marginale en phase de montée en charge), ce qui tend à baisser la part de biogaz autoconsommée (habituellement entre 8 et 10 % de l'énergie produite).

L'énergie injectée représente 113,0 GWh PCS (figure n°8), soit un total de 8 installations à fin 2019 dont 5 installations injectant sur une année complète à régime nominal (Biovilleneuveois, Pot au Pin, Certénergies, Gazteam et Méthalayou) et 3 installations mises en service au cours de l'année 2019 (Médoc Biogaz, Biogazconha et Celles sur Belle).

→ **96 % de l'énergie totale produite est injectée, soit 113,0 GWh PCS**



ANALYSE DE FONCTIONNEMENT⁽¹⁾ EN 2019

L'échantillon d'analyse regroupe 36 sites, fonctionnant sur l'année civile 2019 complète à régime nominal.

L'échantillon ne comprend pas :

- les 10 sites sans données,
- 16 sites industriels historiques surdimensionnés ou avec des périodes creuses de production (STEP*, IAA*),
- 12 sites mis en service en cours d'année 2019, 1 site en montée en puissance en 2019 (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	36 sites
< 5 200 h	9 sites ayant rencontré des dysfonctionnements (dont 2 en voie sèche, dont un en première année complète de mise en service)
5 201 - 7 000 h	5 sites ayant rencontré des dysfonctionnements
7 001 - 7 500 h	3 sites
> 7 500 h	19 sites en fonctionnement nominal

→ **61 % de l'échantillon analysé a fonctionné plus de 7 000 h**

→ **39 % 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 :

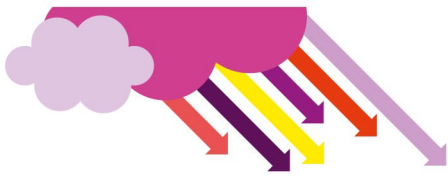
- l'incorporation / préparation des substrats
- la digestion
- la cogénération
- le post traitement.

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

Concernant le ratio Equivalent Temps Plein, il ressort une moyenne de 0,34 ETP* / 100 kW él en cogénération (sur 2017, 2018, 2019). 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 permettait 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.

⁽¹⁾ 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 2019

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. 41 sites sur 47 en cogénération ont communiqué leur donnée d'investissement en 2019, et 8 sites sur 8 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.

Gamme de puissance (kW él)	Investissement (€/kW él)
= < 100 kW él	12 853 €/kW él
101-250 kW él	9 111 €/kW él
251-500 kW él	8 116 €/kW él
501-1 000 kW él	6 311 €/kW él
>1 000 kW él	6 150 €/kW él

→ 7 245 €/kW él

→ Puissance moyenne de 483 kW él



ANALYSE DU RATIO INVESTISSEMENT / PUISSANCE

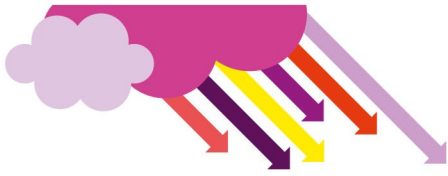
L'échantillon de sites de 2019 comprend plusieurs sites historiques et des sites de puissance supérieure à 500 kW él. Ces sites ne sont pas représentatifs (en terme d'investissements) des projets en instruction aujourd'hui, et ont tendance à faire baisser le ratio investissement/puissance. Les sites 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.

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 mis 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 6 469 €/kW él (et 60 % ont réalisé des montées en puissance à nouveaux coûts d'investissement réduits)
- ceux mis en service après 2015 ont un ratio de 7 460 €/kW él.



ENQUÊTE RÉGIONALE SUR LES UNITÉS DE MÉTHANISATION (DONNÉES 2019)



INJECTION

4 sites en injection au débit compris entre 90 et 136 Nm³ CH₄/h présentent un investissement moyen de 50 519 €/Nm³ CH₄/h, tandis que les 4 autres sites au débit moyen de 340 Nm³ CH₄/h présentent un investissement moyen inférieur de 19 % soit 41 057 €/Nm³ CH₄/h.

Gamme de débit (Nm ³ CH ₄ /h)	Investissement (€/Nm ³ CH ₄ /h)
= < 150 Nm ³ CH ₄ /h (4 sites)	50 519 €/Nm ³ CH ₄ /h
> 150 Nm ³ CH ₄ /h (4 sites)	41 057 €/Nm ³ CH ₄ /h

→ 43 447 €/Nm³ CH₄/h
→ Débit moyen de 227 Nm³ CH₄/h

ANALYSE ÉCONOMIQUE 2017-2018-2019

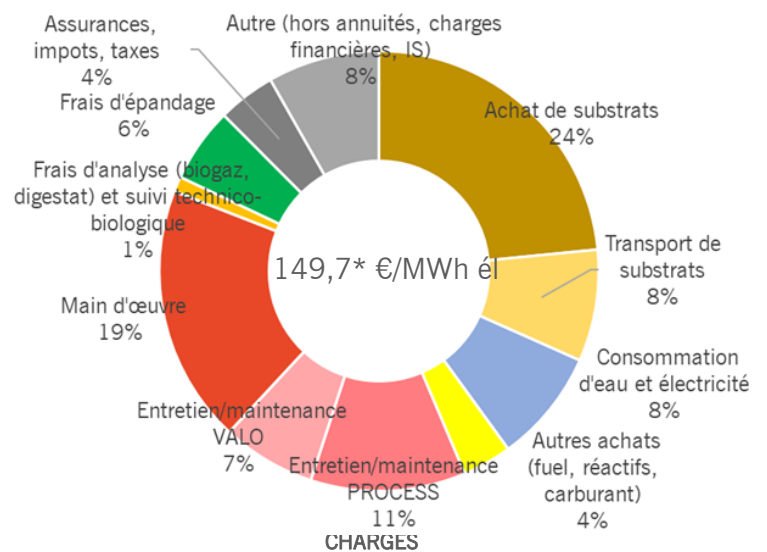
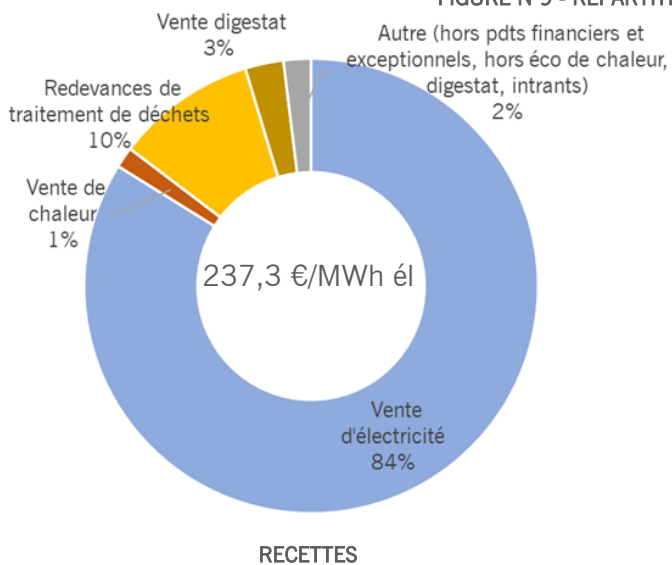
L'AREC a collecté 51 retours économiques exploitables (recettes et charges) pour les années de production 2017 (18 retours), 2018 (15) et 2019 (18), correspondant à un échantillon de 26 installations différentes (23 installations agricoles, 3 installations territoriales). Une même installation peut donc figurer plusieurs fois dans l'échantillon selon l'année de production.

Les recettes sont à 84 % la vente d'électricité, et à 10 % les redevances de traitement des déchets exogènes.

Les principaux postes de charges sont l'achat et le transport de substrats (32 %), la main d'œuvre (19 %), la maintenance (18 %), les consommables et autres achats (12 %) et le poste « autres » (8 %, charges locatives, frais de gestion etc.) (figure n°9).

Les recettes s'élèvent en moyenne à 237 €/MWh él sur l'échantillon, et à 150 €/MWh él pour les charges (hors charges financières, hors amortissements, avant impôt sur les sociétés), soit un EBE* moyen de 88 €/MWh él, et un temps de retour brut moyen de 9 ans (subventions comprises).

FIGURE N°9 - RÉPARTITION DES RECETTES ET CHARGES



* hors charges financières, hors amortissement, avant impôt sur les sociétés

→ EBE* moyen de 87,6 €/MWh él sur l'échantillon d'analyse

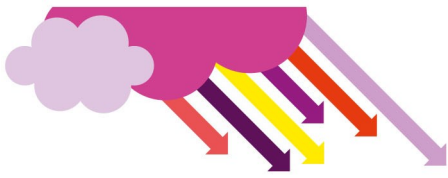
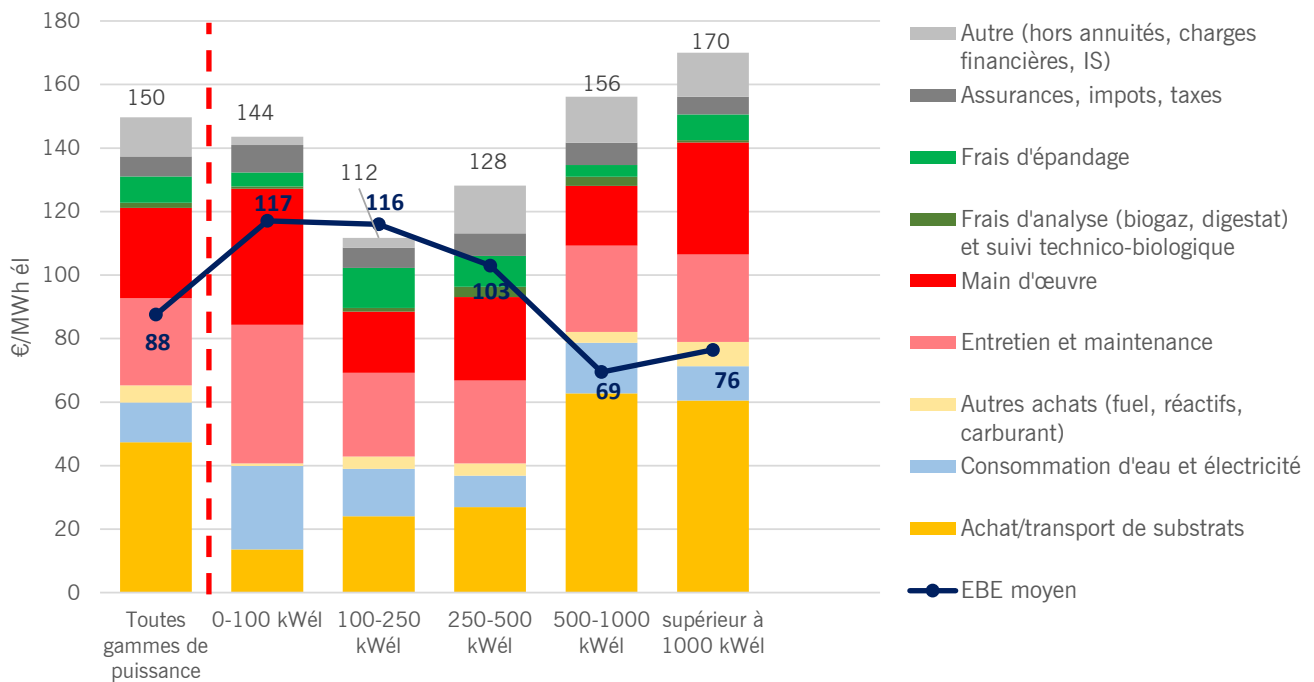


FIGURE N°10 - DÉTAIL DE LA RÉPARTITION DES CHARGES PAR GAMME DE PUISSANCE



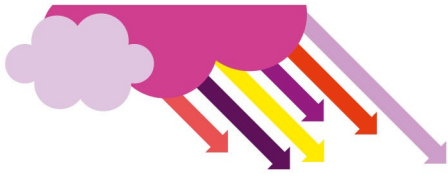
Gammes de puissance	Nombres de sites (échantillon global)
0-100 kW él	10 sites (Pmoy de 62 kW él)
100-250 kW él	15 sites (Pmoy de 208 kW él)
250-500 kW él	12 sites (Pmoy de 422 kW él)
500-1000 kW él	7 sites (Pmoy de 703 kW él)
>1000 kW él	7 sites (Pmoy de 1 587 kW él)

Les charges (hors charges d'investissement) varient entre 112 €/MWh él et 170 €/MWh él, et l'EBE* entre 69 €/MWh él et 117 €/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°10).

Pour les sites dont la puissance est inférieure à 100 kWél : les charges de maintenance/main d'œuvre représentent 60 % des charges totales (en €/MWh él). Également, le poste « Consommations d'eau/d'électricité » des sites de moins de 100 kWél est environ 2 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 entre 36 % et 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 2019)

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, 69 % des sites de l'échantillon sont « rentables » selon le détail ci-dessous par gamme de puissance :

Gammes de puissance (nombre de sites - P moy)	% de sites « rentables » par gamme de puissance (échantillon global)
0-100 kW él 9 sites (64 kWél)	44 %
100-250 kW él 16 sites (199 kWél)	94 %
250-500 kW él 12 sites (422 kWél)	67 %
500-1000 kW él 7 sites (703 kWél)	71 %
>1000 kWél 7 sites (1587 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, 2018 ou 2019 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.

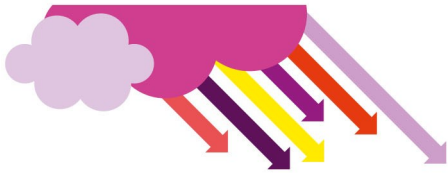
L'exercice a le mérite de comparer la rentabilité des sites entre eux à un instant t sur la base d'une même méthode.

→ **69 % 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 a beaucoup de disparités pour les autres gammes de puissance, sauf pour la gamme 100 - 250 kW él qui est rentable à 94 % 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 60 % d'entre eux ont réalisé une montée en puissance (à surcôt de réinvestissement limité).

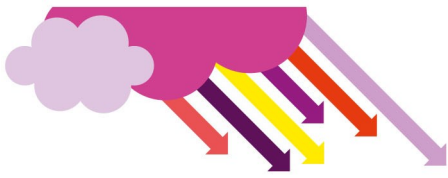
Cependant, seul 37 % des sites mis en service en 2013 et 2014 sont rentables (dont 60 % ont aussi réalisé une montée en puissance). Les 63 % de sites non rentables sont à 42 % des petites unités de méthanisation (< 100 kW él), à 25 % des sites dont la technologie est innovante, et à 33 % des sites territoriaux multi-substrats.

Enfin, les installations mises en service depuis 2015 sont rentables à 71 %. Les 29 % de sites non rentables concernent des unités agricoles de puissance supérieure à 1 000 kW él, ou dont la technologie est innovante, ou dans leur 1^{ère} année de production « complète ».

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 2020) devraient permettre d'approfondir le sujet.



UNITÉS DE MÉTHANISATION EN PROJET EN NOUVELLE-AQUITAINE

ÉTAT DES LIEUX DES PROJETS AVANCÉS RECENSÉS AU 1^{ER} JANVIER 2021

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

Au 1^{er} Janvier 2021, environ 30 projets avancés sont recensés, dont les 2/3 en construction, et une cinquantaine de projets sont en phase de développement ou d'étude de faisabilité⁽¹⁾.

Les projets avancés seraient à 83 % 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. 80 % des projets avancés valorisent le biogaz en injection, tandis que 20 % le valorisent en cogénération (figure n°11).

FIGURE N°11 - MIX TONNAGE / ÉNERGIE PRIMAIRE DES SUBSTRATS DES PROJETS AVANCÉS

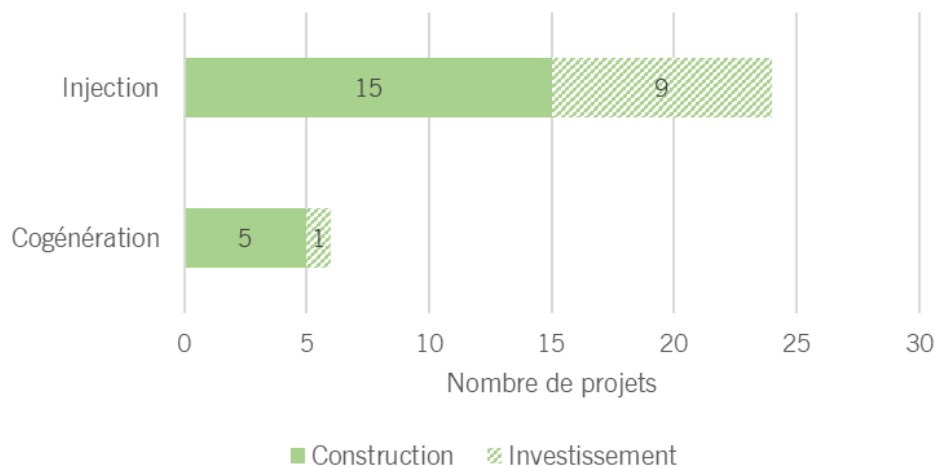
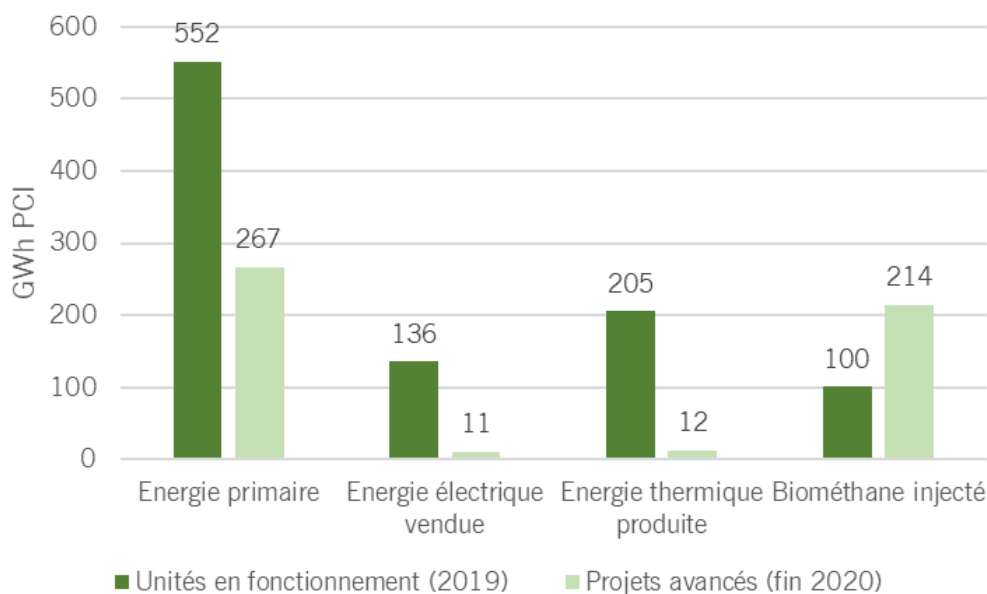


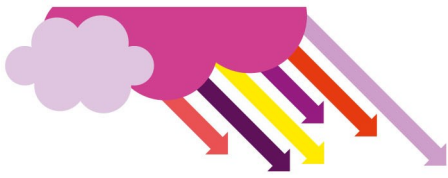
FIGURE N°12 - FLUX ÉNERGÉTIQUES DES PROJETS AVANCÉS (FIN 2020) ET DES SITES EN FONCTIONNEMENT (2019)



La quantité d'énergie équivalente au biométhane injecté dans le réseau représenterait 80 % de l'énergie primaire des projets avancés à fin 2020.

Depuis 4 ans, la part de biométhane injecté des projets par rapport à l'énergie primaire totale de l'ensemble des projets reste stable (89 % à fin 2019, 83 % à fin 2018, 74 % à fin 2017) (figure n°12).

⁽¹⁾ *Éléments d'instruction des financeurs publics et bases 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*, adopté depuis le 27 Mars 2020, a fixé des objectifs de production d'électricité injectée et de chaleur valorisée à 375 GWh en 2020 et 1 000 GWh en 2030.

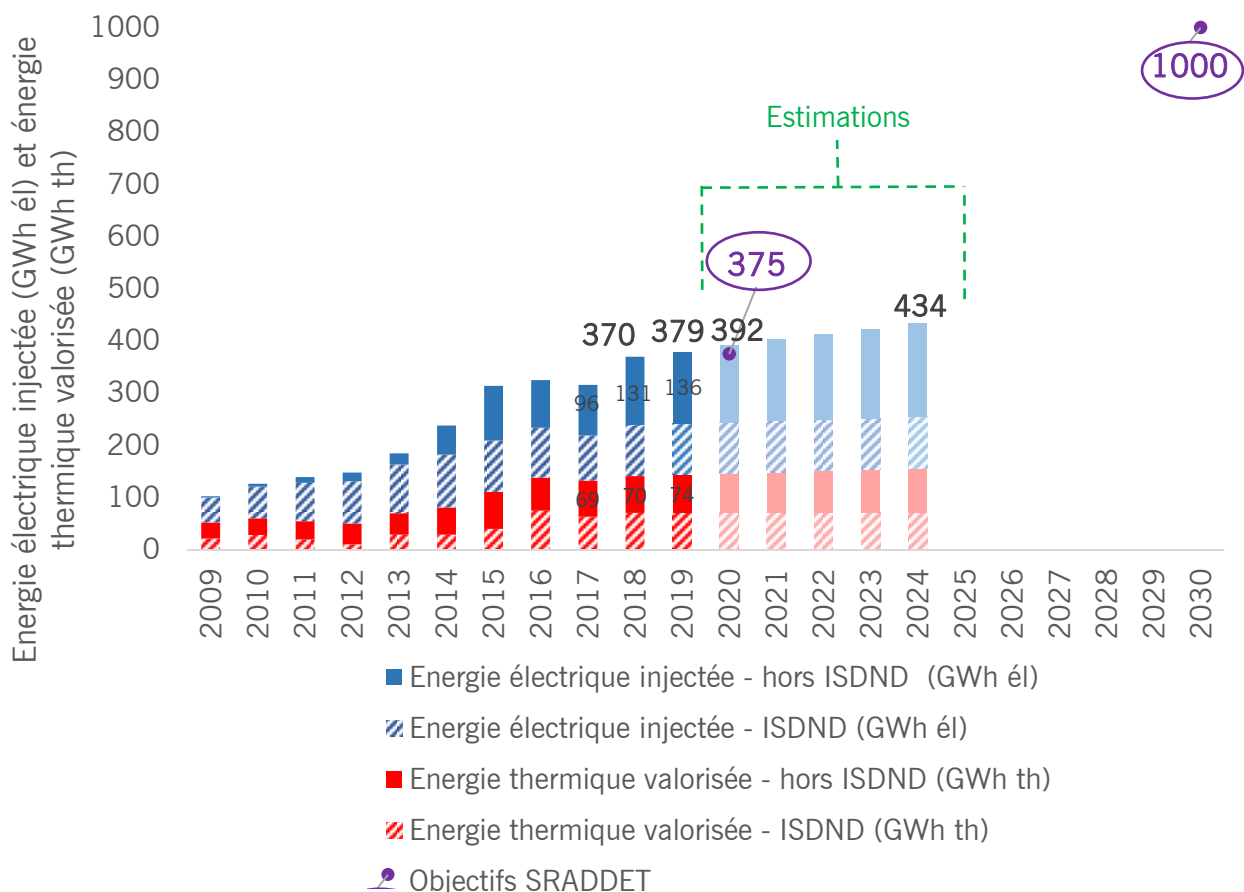
Des estimations ont été réalisées entre 2020 et 2023 sur la base des productions énergétiques de 2019, des sites mis en fonctionnement en 2019 et

2020 (selon leur mois et date de mise en service) et des sites en projets avancés⁽¹⁾.

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

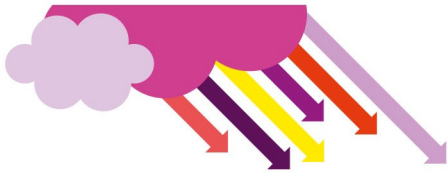
Dans ce scénario simplifié, l'objectif de 2020 serait dépassé, tandis qu'un effort resterait à fournir pour 2030 (figure n°13).

FIGURE N°13 - 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 à 375 GWh PCI, et atteindrait en 2024 43 % de l'objectif de 2030.

⁽¹⁾ Eléments d'instruction des financeurs publics et bases de données MéthaN-Action



Concernant la 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 2020 et 2025 sur la base des productions énergétiques de 2019, des sites mis en fonctionnement en 2019 et 2020 (selon leur mois et date de mise en service), des sites en projets avancés⁽¹⁾ et des projets en file d'attente.

Dans ce scénario simplifié, l'objectif de 2020 serait quasiment égalé en 2020, et l'objectif de 2030 serait atteint à 43 % en 2025 (figure n°14).

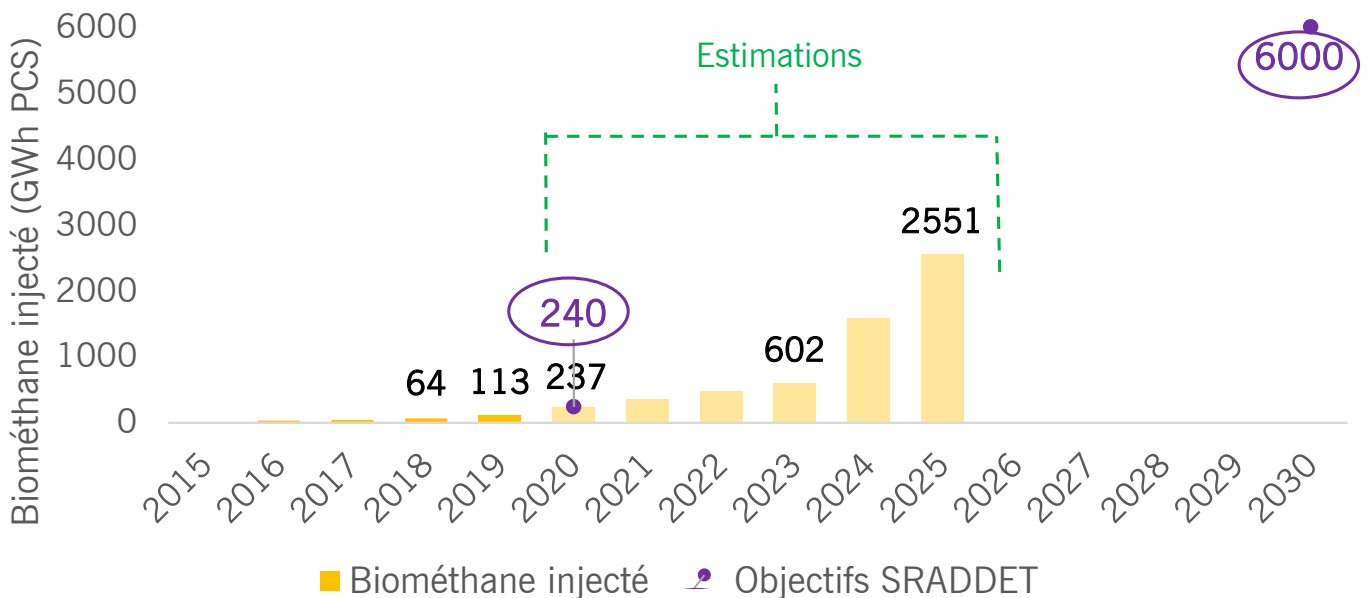
Les projets en file d'attente qui seront inscrits dans le registre des capacités à fin 2025 donneront un aperçu de la possibilité d'atteindre l'objectif de

2030. Il faudrait qu'ils atteignent en 2025 une production de biométhane d'environ 3,5 TWh PCS. Or la capacité maximale des projets en file d'attente était respectivement de 0,9 TWh, 1,4 TWh, 2,2 TWh et 2,2 TWh en 2017, 2018, 2019 et 2020.

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.

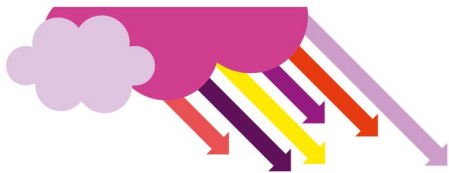
Ces scénarios prospectifs ne prennent cependant pas en compte les évolutions tarifaires sur le biométhane injecté (arrêté du 25/11/20) qui pourraient avoir un impact sur la concrétisation des projets en file d'attente (notamment ceux n'ayant pas encore signé leur contrat d'achat au 24/11/20).

FIGURE N°14 - SCÉNARIOS PROSPECTIFS POUR L'INJECTION



→ Concernant la filière du biométhane, la production injectée en 2020 permettrait d'atteindre l'objectif fixé par le SRADDET* à cet horizon à 240 GWh PCS, et atteindrait en 2025 43 % de l'objectif de 2030.

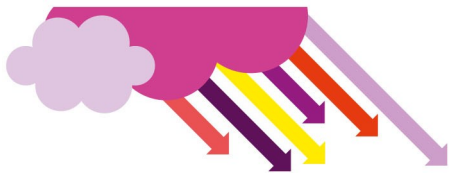
⁽¹⁾ *Eléments d'instruction des financeurs publics et bases de données MéthaN-Action*



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.

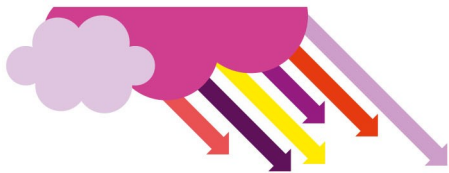
Type	Description du dysfonctionnement	Pistes d'actions mises en œuvre par les exploitants
Préparation / incorporation des substrats	Pré-hachage partiel des matières solides et trémie non adaptée (fuites, casse vis sans fin, usure convoyeurs)	<ul style="list-style-type: none"> - En préventif : adaptation de la ration pour limiter l'apport d'inertes et de fibres non pré-coupées - Stratégie d'incorporation (par exemple introduire les fumiers par couche) - Rampes d'aspersion sur ligne d'incorporation des fumiers pailleux - Ajout de préfosse avec pompes dilacératrices/agitateurs quand inexistantes - Remplacement de trémie quand nécessaire (par exemple choix de trémie à bol avec vis de dosage et couteaux)
	Problème de maîtrise des techniques d'ensilage/bâchage des matières végétales	Goulottes de récupération pour jus d'ensilage / plateforme couverte pour déchets de céréales
	<ul style="list-style-type: none"> - Phénomènes de sédimentation et bourrage dans les préfosse, les pompes d'incorporation, les broyeurs ou les canalisations (inertes, corps étrangers) - Casse de matériels induite (couteaux des broyeurs, lobbes des pompes, démarreur des agitateurs, tuyaux et équipements d'incorporation divers) - Croutage et présence de surageant (paille, pépins de marc, feuilles sèches) en préfosse - Erreur de conception des vannes 	<ul style="list-style-type: none"> - En préventif : limitation du volume de remplissage en pré-fosse, dissocier les lignes solides « fibreux » et « pâteux » - Curage des préfosse/canalisations, débouillage voire remplacement des pompes/broyeurs (notamment couteaux), utilisation d'accélérateur de cinétique - Renforcement agitation dans pré fosse - Vannes doublées pour permettre la maintenance sans arrêt d'introduction - Automate d'alimentation (type logiciel Méthapro)



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.

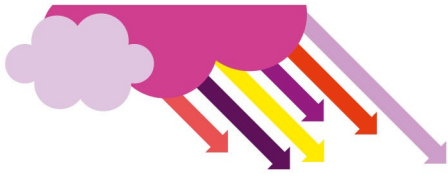
Type	Description du dysfonctionnement	Pistes d'actions mises en œuvre par les exploitants
Digestion	Sédimentation dans digesteur avec problème de lecture des niveaux, de gestion des flux, et de hausse des consommations électriques	<ul style="list-style-type: none"> - Curage nécessaire tous les 5-7 ans - Amélioration du pilotage de la digestion/agitation grâce à des logiciels d'exploitation des unités - Utilisation d'un accélérateur de cinétique en digestion : diminution des consommations électriques et obtention d'un digestat sans résidu solide en sortie
	Phénomène de moussage (trop-plein dans le digesteur, notamment avec graisses de flottation) à l'origine de blocages d'alimentation et problèmes de lecture des niveaux des sondes	Ajout d'huiles végétales et ration moins riche (et baisse du niveau général du digesteur)
	Casse de brasseurs et croutage intérieur	Dimensionnement des agitateurs (en nombre et en puissance) au volume brassé (viscosité etc.) et au type d'intrants (% MS, fibres longues ou courtes, matières pâteuses etc.), réglage des agitateurs en hauteur
	Mauvaise montée en température 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' étalonnage des sondes de niveaux du digesteur/de la cuve d'hydrolyse/des cuves à boues (notamment en cas de trop plein)	Reconfiguration des paramètres de l' automate , nettoyage de la sonde
	Injection d' air en milieu anaérobie via paille et injection de soufre via incorporation de graisses de restauration et d'issues de colza/tournesol	Désulfuration biologique (injection d'O ₂ , charbon actif, boues ferriques)
	Revêtement abîmé (dégradation des fosses béton suite à acidité des biodéchets), membrane perforée, canalisations bouchées	Adaptation de la ration au process de digestion, changement de membrane des digesteurs



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

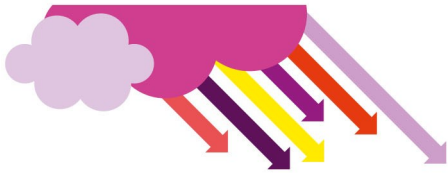
Les pistes d’actions évoquées ne sont pas des solutions techniques systématiques. Il s’agit des retours faits par les exploitants sur tout ou partie d’une solution mise en œuvre face à un certain type de dysfonctionnement identifié.

Type	Description du dysfonctionnement	Pistes d’actions mises en œuvre par les exploitants
Valorisation énergétique	Surtension sur réseau Enedis / coupures réseaux	Paramétrages de l’automate et analyseur biogaz
	Faux contacts sur génératrice et aérotherme, changement de qualité du biogaz à l’origine de pannes moteurs	
	Air pollué en gaz/poussières de céréales, à l’origine d’endommagements des connexions de puissances moteur et armoires électriques, notamment les écrans tactiles	S’entourer d’un bon prestataire pour la maintenance moteur (contrats avec des garanties concernant les durées de fonctionnement annuelles)
	Biogaz insuffisamment déshumidifié en entrée de cogénération	Ajout d’un groupe froid
	Problèmes de régulation de la tension du cogénérateur (à l’origine de démarrages/arrêts moteur et de baisse du rendement électrique moteur), de disjoncteur d’injection, de durites mécaniques, fuite de glycol	- Remplacement de la carte de régulation/disjoncteur/durite, coupe circuit batterie, paramétrages de l’automate de la génératrice - S’entourer d’un bon prestataire pour la maintenance moteur, rondes journalière/télésurveillance
Injection - Problème d’odorisation du poste d’injection - Métrologie et traitement des données défaillants sur la partie épuration - Problème de conception du poste d’injection à l’origine de coupures intempestives	- Travaux préventifs sur le poste d’injection - Faire appel à son gestionnaire de réseau gaz	
Post-digestion	- Manque de flexibilité au niveau des volumes de stockages de digestat, perte de potentiel méthanogène des intrants en stockage - Hausse de pression en amont du séparateur de phase (arrêts de fonctionnement et donc arrêt d’alimentation en substrats) - Bourrage de la presse à vis à cause d’inertes et ligneux type ficelle/bois/fil de fer - Présence de liquide en sortie de séparateur de phases - Problèmes d’écoulement du digestat solide (gel des canalisations)	- Augmentation du dimensionnement des stockages, ajout double membrane - Nettoyage des grilles du séparateur - Ajustement/remplacement de la presse à vis - Calorifugeage des canalisations d’écoulement du digestat
	Fissure béton de la cuve de stockage de digestat	Faire appel à son contrat d’assurance / ses garanties fournisseurs
	Surverse entre digesteur et post-digesteur non fonctionnelle	Paramétrages de l’automate 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 la digestion / l'agitation**, 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 1^{ère} 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, 19*)

STEP : STation d'Épuration des eaux usées (*pages 3, 5, 6, 9, 10, 12*)

GMS : Grandes et Moyennes Surfaces (*page 9*)

IAA : Industrie Agro-Alimentaire (*pages 6, 7, 9, 11, 12, 24*)

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, 7, 8, 9, 24*)

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 14, 15, 16*)

VAN : Valeur Actuelle Nette.

Somme des cashflows actualisés en prenant en compte la valeur temporelle de l'argent via un taux d'actualisation (*page 16*)

TRI : Taux de Rentabilité Interne.

Valeur du taux d'actualisation annulant la VAN (*page 16*)

ETP : Equivalent Temps Plein.

Unité de mesure d'une charge ou capacité de travail affectée à temps plein (*pages 12, 15*)

SRADDET : Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (*pages 1, 19, 20*)



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 - 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

Toutes les publications de l'AREC sont disponibles en ligne
sur www.arec-nouvelleaquitaine.com
ou sur demande à info@arec-na.com

