

04/07/2023

ÉTAT DU DÉVELOPPEMENT DE LA MÉTHANISATION EN NOUVELLE-AQUITAINE

Année de production 2021





SOMMAIRE

DONNÉES PARC EN JANVIER 2023 – PROJECTIONS DONNÉES DE PRODUCTION 2021 - ENQUÊTE RÉGIONALE

METHODOLOGIE

PRINCIPAUX RESULTATS

RESSOURCES ORGANIQUES

FLUX ENERGETIQUES

ANALYSE DE FONCTIONNEMENT

DONNEES D'INVESTISSEMENT

ANALYSE ECONOMIQUE COGENERATION (2017-2018-2019-2020-2021)

ANALYSE ECONOMIQUE INJECTION (2017-2018-2019-2020-2021)

EMPLOI (2017-2018-2019-2020-2021)



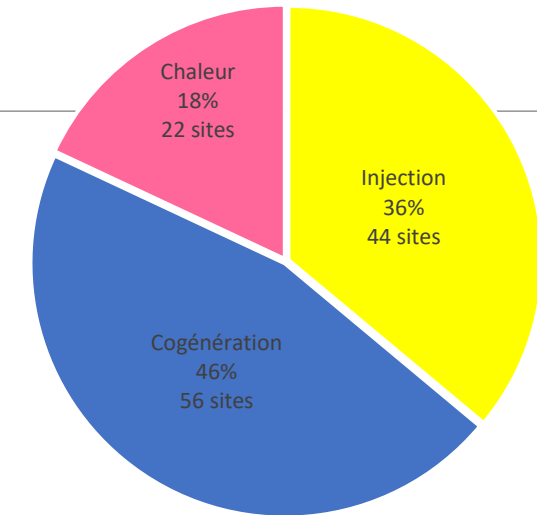
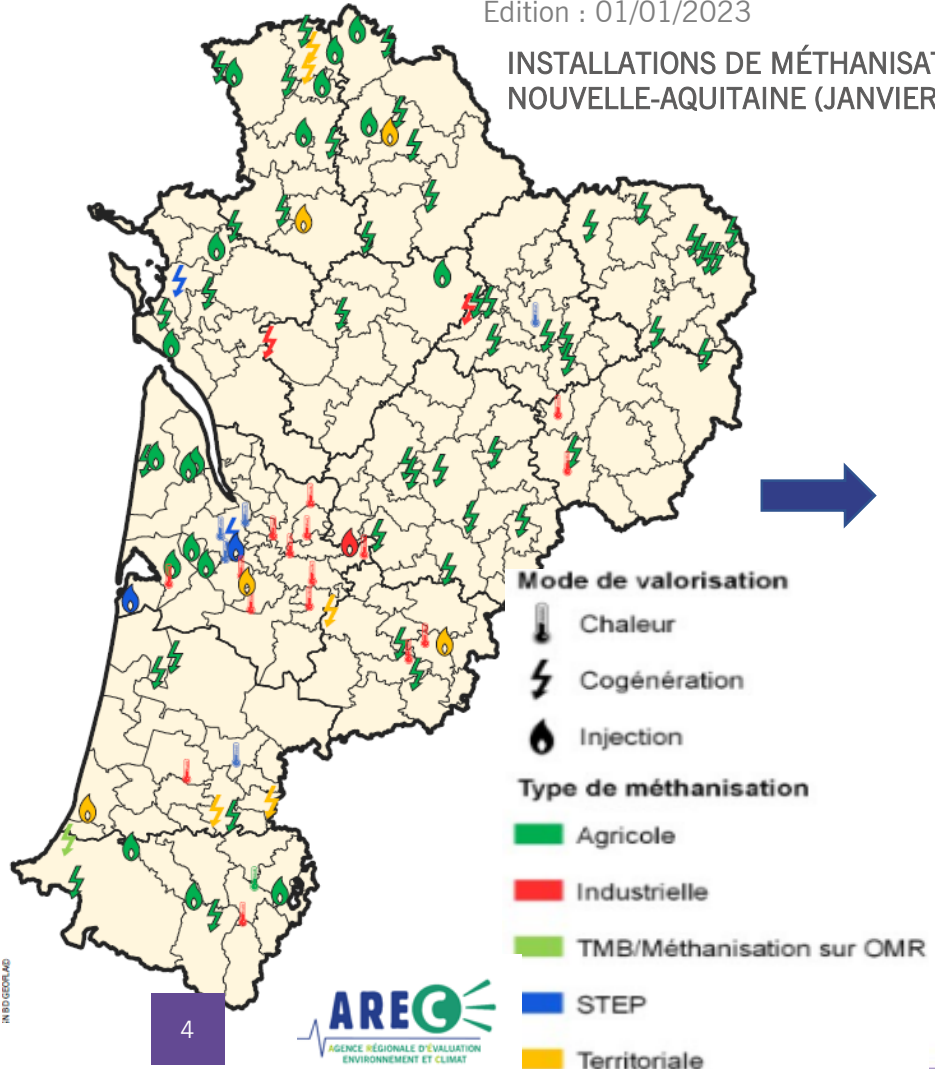
PARC DE MÉTHANISEURS EN FONCTIONNEMENT

Région Nouvelle-Aquitaine – Janvier 2023

CHIFFRES CLÉS AU 1^{er} JANVIER 2023

Edition : 01/01/2023

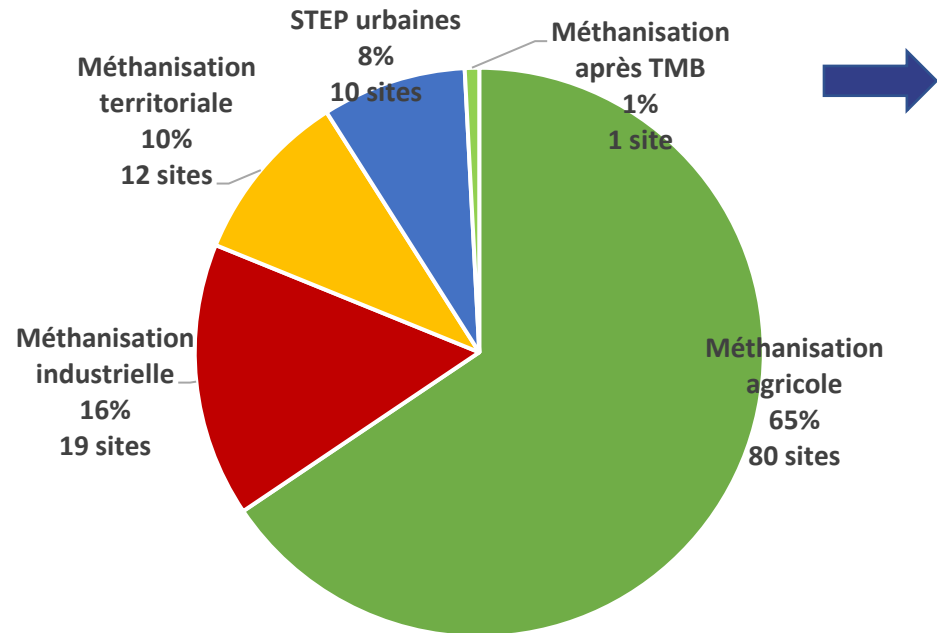
INSTALLATIONS DE MÉTHANISATION HORS ISDND EN
NOUVELLE-AQUITAINE (JANVIER 2023)



122 sites en fonctionnement (hors ISDND) au 1^{er} janvier 2023

- 13 sites mis en service en 2022 (entre 7 et 19 nouveaux sites mis en service par an depuis 5 ans, dont 19 sites en 2021) : tous en injection
- Valorisation énergétique par injection en pleine progression: 44 en fonctionnement au 1^{er} janvier 2023, dont 13 mis en services en 2022, 16 en 2021, 7 en 2020, 3 en 2019 et 4 en 2018.
- 56 unités cogénération (électricité + chaleur)
- 22 unités chaleur

Typologie des unités



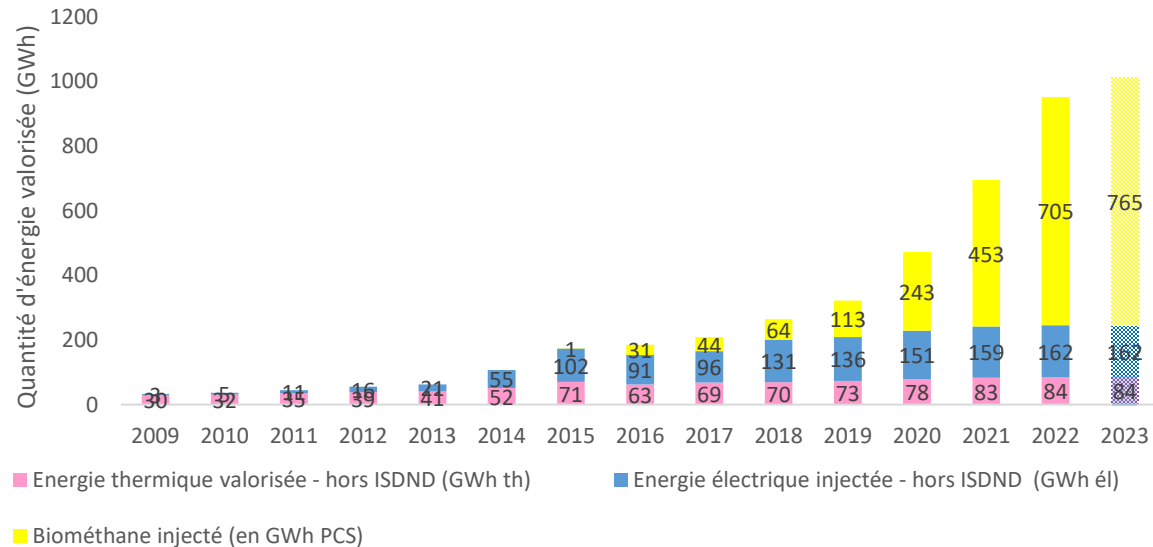
122 sites en fonctionnement (hors ISDND) au 1^{er} janvier 2023

- Triplement du nombre de sites agricoles en 6 ans
- 80 unités de méthanisation agricole
- 19 unités de méthanisation industrielle
- 12 unités de méthanisation territoriale
- 10 stations d'épuration des eaux usées (STEP)
- 1 unité de traitement des Ordures Ménagères Résiduelles après Traitement Mécano-biologique



VALORISATIONS ÉNERGÉTIQUES

Valorisation énergétique du biogaz (GWh)



Chiffres clés (Janvier 2023)

cogénération
⚡

26 MW
él

56% d'origine agricole
24% d'origine territoriale

chaleur
🌡️

36,12
MW th

dont 27,7 MW th issus
d'une **cogénération**
(dont 56% d'origine
agricole et 23% d'origine
territoriale)

injection
💧

9 750
Nm³
CH₄/h

68% d'origine agricole
28% d'origine territoriale

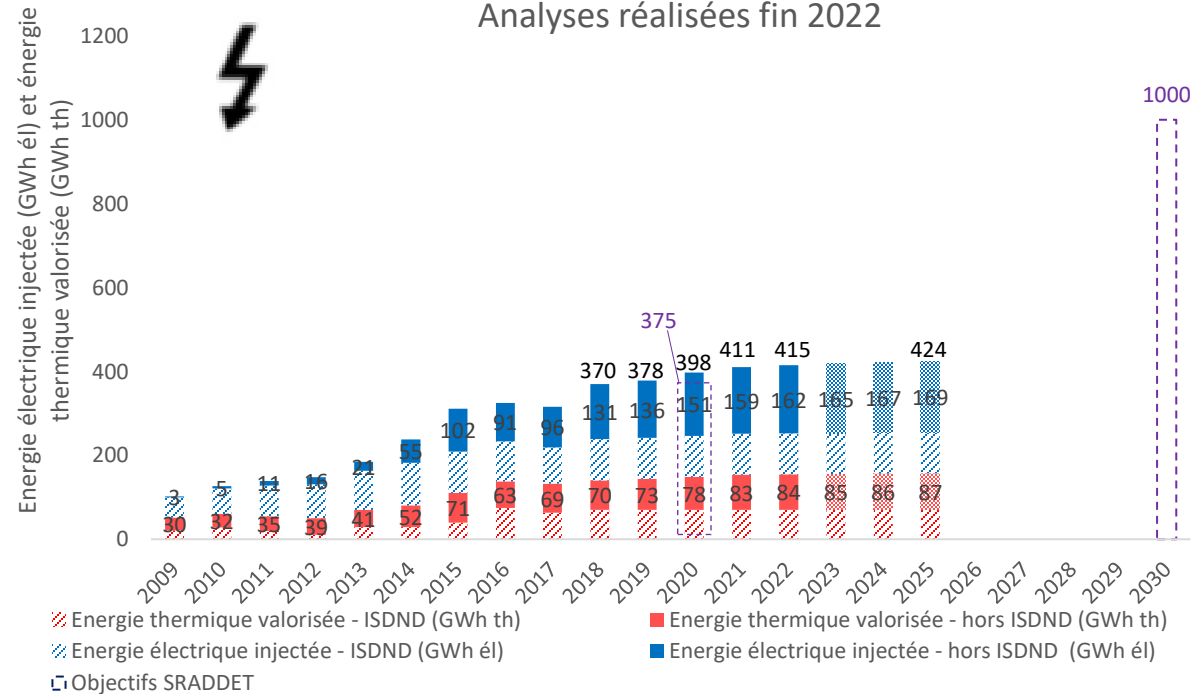
Soit un équivalent de
705 GWh PCS injectés
(x 1,6 en 1 an)

Capacité de production
maximum de 1075 GWh
PCS (x 1,6 en 1 an)

POSITIONNEMENT PAR RAPPORT AUX OBJECTIFS 2030 DU SRADDET (Fin 2022 et projections à partir des projets)

Energies électriques et thermiques valorisées (GWh)

Analyses réalisées fin 2022



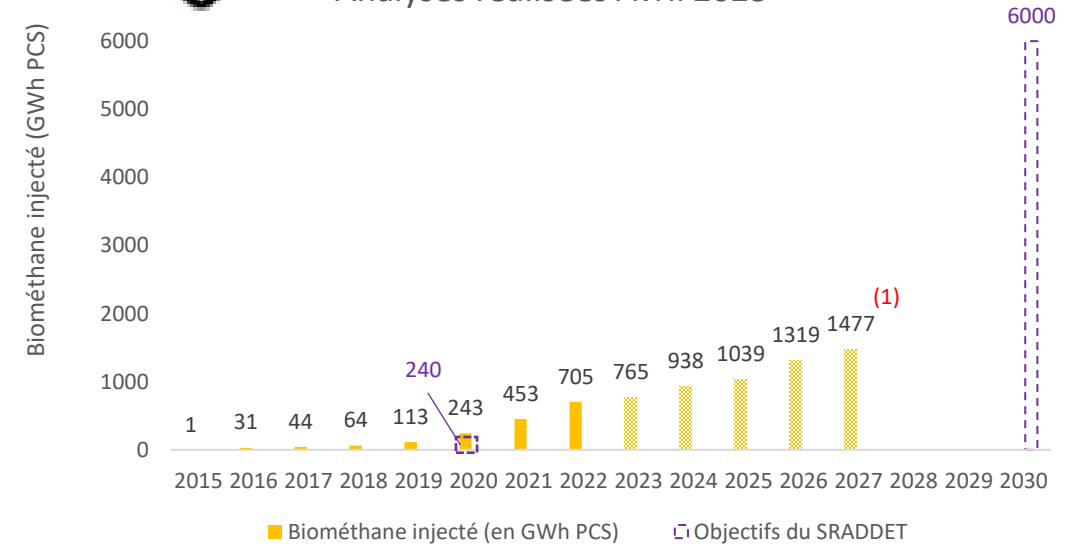
En 2022 : 41 % de l'objectif 2030 était atteint

Quasi-stagnation du nombre de projets cogénération:
0 en construction, 1 en investissement, 2 en développement et 1 en étude de faisabilité



Biométhane injectés (en GWh PCS)

Analyses réalisées Avril 2023



(1) Sur la base des projets en file d'attente en injection recensés fin 2022, dont 8 % (en énergie injectée) sont à un « stade avancé » (construction, investissement). Les évolutions tarifaires sur le biométhane (Nov 2020) pourraient avoir un impact non négligeable sur la concrétisation des projets en file d'attente.

En 2022 : 11,7 % de l'objectif 2030 était atteint

Janv 2023 : 2,14 TWh de projets en injection en file d'attente en Nouvelle-Aquitaine

PROJETS AVANCÉS EN NOUVELLE-AQUITAINE (investissement, construction)

- Une vision du développement futur de la filière, à court et moyen terme :
 - En avril 2023,
 - 24 projets avancés sont recensés, dont 14 sont en construction⁽¹⁾ et le reste en investissement :
 - 250 GWh PCI d'énergie primaire
 - Une majorité de projets agricoles (79 %), avec une implication grandissante des collectivités, syndicat d'énergie et de déchets dans des projets agricoles collectifs et territoriaux
 - 1 projet seulement valorise le gaz par cogénération
- De plus, une quarantaine de projets sont en développement ou en étude de faisabilité (seulement 3 en cogénération)

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

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

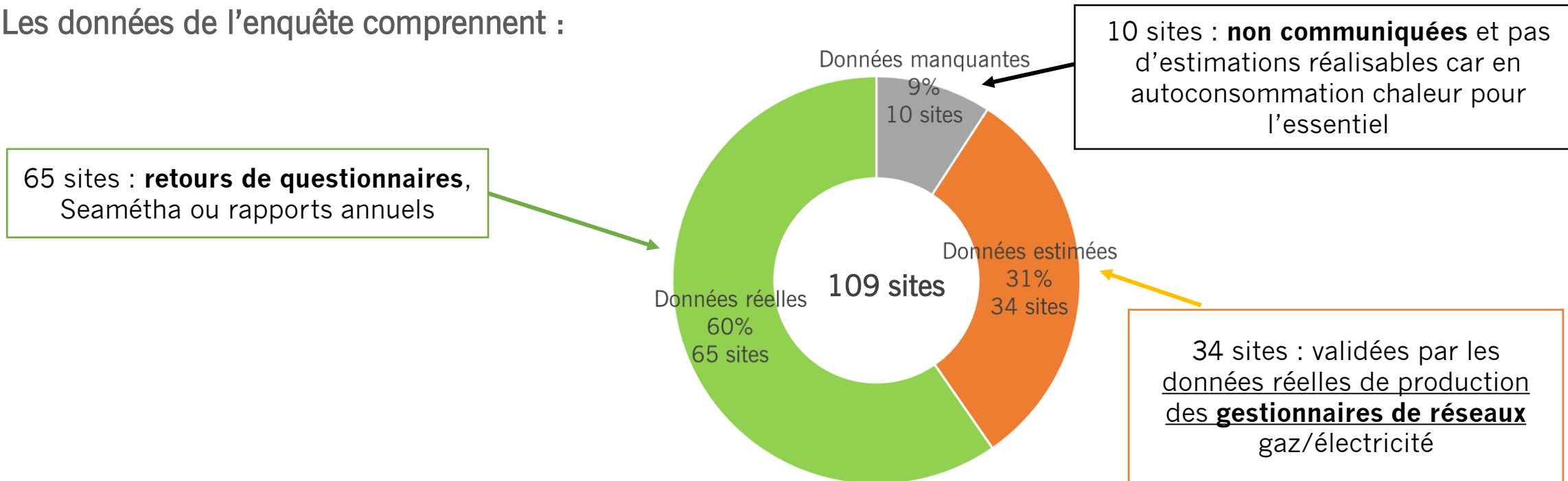
UNITÉS DE MÉTHANISATION EN FONCTIONNEMENT

Région Nouvelle-Aquitaine – Données 2021



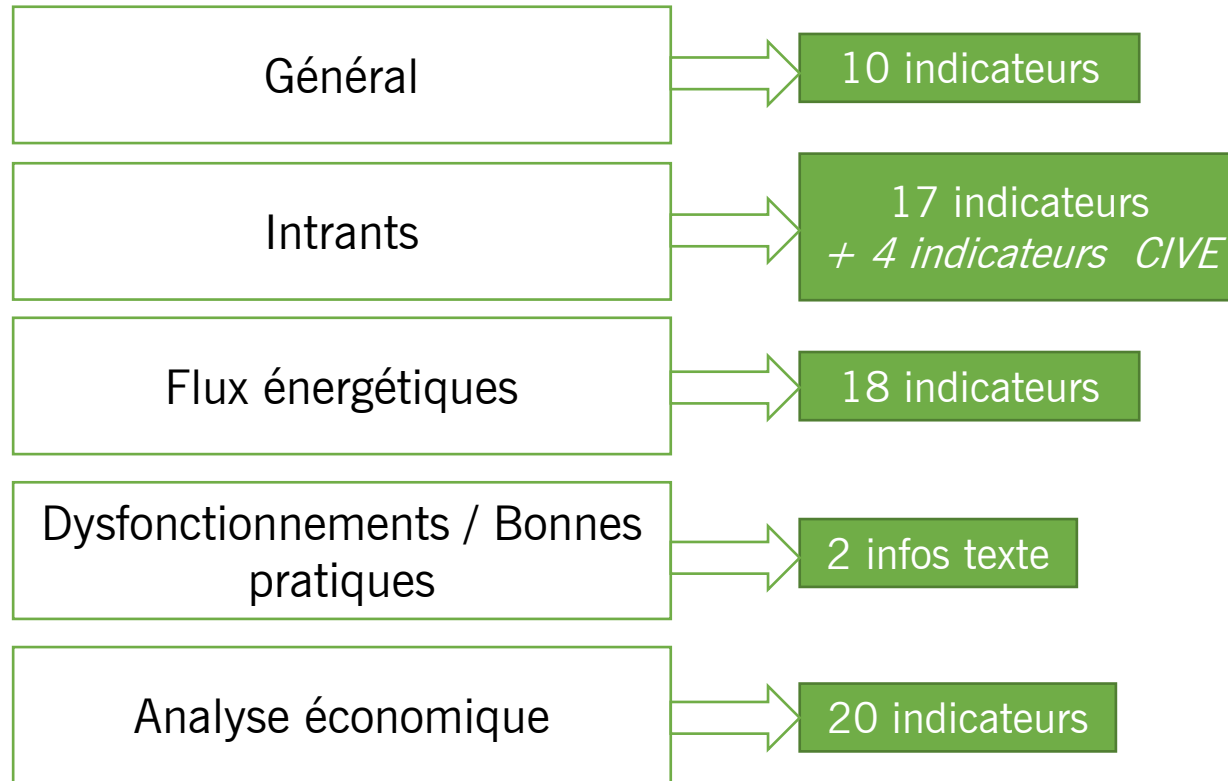
Éléments de contexte

- 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 2022 les installations de méthanisation hors ISDND en Nouvelle Aquitaine, sur leurs **résultats réels de production de l'année 2021**.
- Fin 2021, sont recensées 109 unités de méthanisation en fonctionnement (hors ISDND)
- Les données de l'enquête comprennent :



Méthodologie

Questionnaire en 5 rubriques :



Une quarantaine de questions
(dont 60 % pré-remplies)

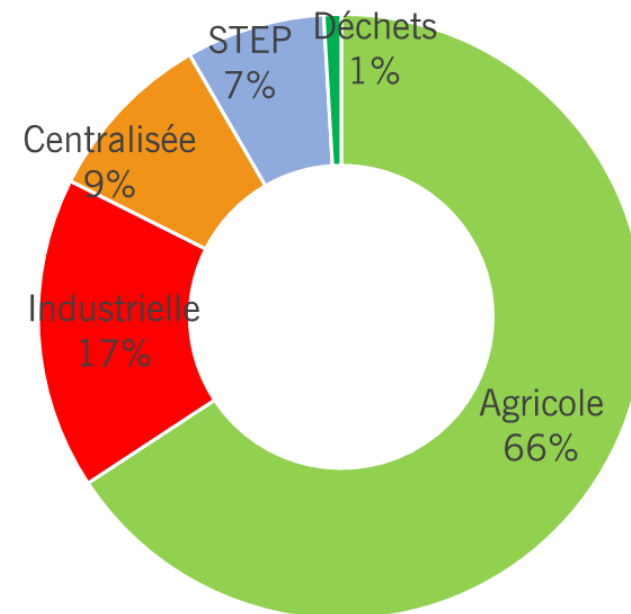
70 Indicateurs en sortie
(après traitement des données)

- Contenu du questionnaire (voir questionnaire type)
- Nouveautés :
 - Année 2019 : ajout d'indicateurs sur les CIVE
 - Année 2018 : ajout d'indicateurs sur l'injection (en suppléments des précédents)
- Principe de collecte efficiente/mutualisée des données
- Rappel des délais de mise à disposition des données Parc et des données réelles de Production (= enquêtes)

Principaux résultats de l'enquête (année de production 2021)

- Fin 2021 : 109 unités de méthanisation en fonctionnement sont recensées (hors ISDND) :
 - 56 unités en cogénération
 - 31 unités en injection
 - 22 unités en chaleur
- Près de 1 445 627⁽¹⁾ tonnes⁽²⁾ de substrats méthanisés (+36 % par rapport à 2020)
- 1 160 705 t de digestat produit soit épandus sur environ 30 000 ha

TYPOLOGIE DES UNITÉS DE MÉTHANISATION (EN NOMBRE, %)

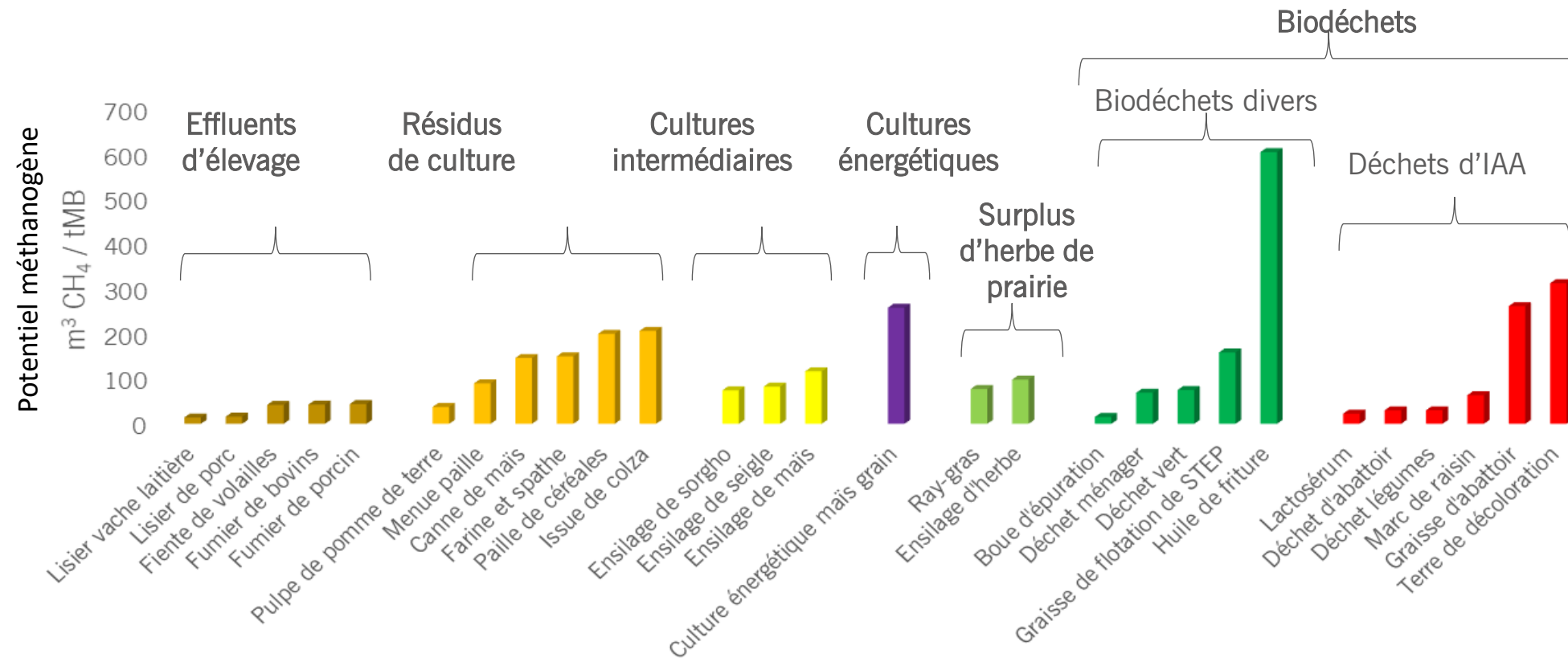


- 938 GWh⁽¹⁾ primaires produits (+34 % par rapport à 2020)
 - ⚡ dont 158,8 GWh électriques vendus
 - 🔥 dont 83,3 GWh thermiques valorisés (cogénération, chaleur)
 - dont 452,8 GWh PCS injectés (+ 86 % par rapport à 2020)

⁽¹⁾ Hors 10 données manquantes et hors Smurfit Kappa à Saillat-sur-Vienne

⁽²⁾ En tonnes de matières brutes sauf boues de STEP / effluents d'industries agro-alimentaires en tonnes de matières sèches

Ressources organiques méthanisées et potentiels méthanogènes associés

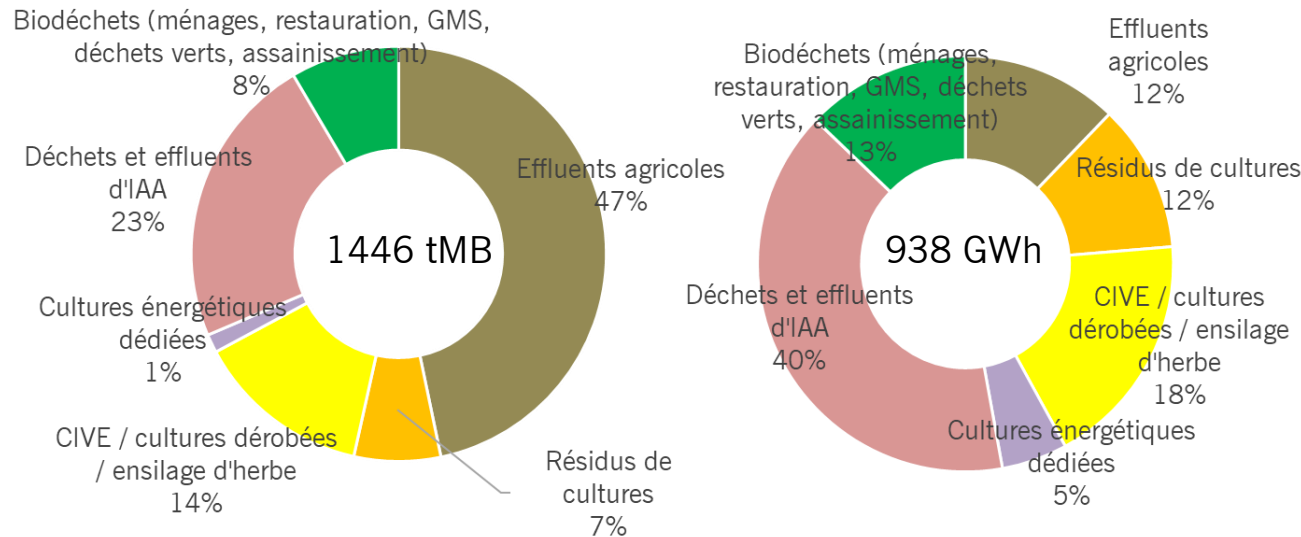


Potentiel méthanogène de différents substrats (AILE, ADEME, TRAME, Solagro)

Le **pouvoir méthanogène** correspond à la quantité de méthane produit par un substrat organique lors de sa biodégradation en condition anaérobie durant le processus de méthanisation

Ressources organiques méthanisées en Nouvelle-Aquitaine

MIX TONNAGE / ÉNERGIE PRIMAIRE DES SUBSTRATS MÉTHANISÉS
ANNÉE DE PRODUCTION 2021



■ Près de 1 445 627⁽¹⁾ tonnes⁽²⁾ de substrats méthanisés en 2021

■ 938 GWh⁽¹⁾ primaires produits⁽³⁾

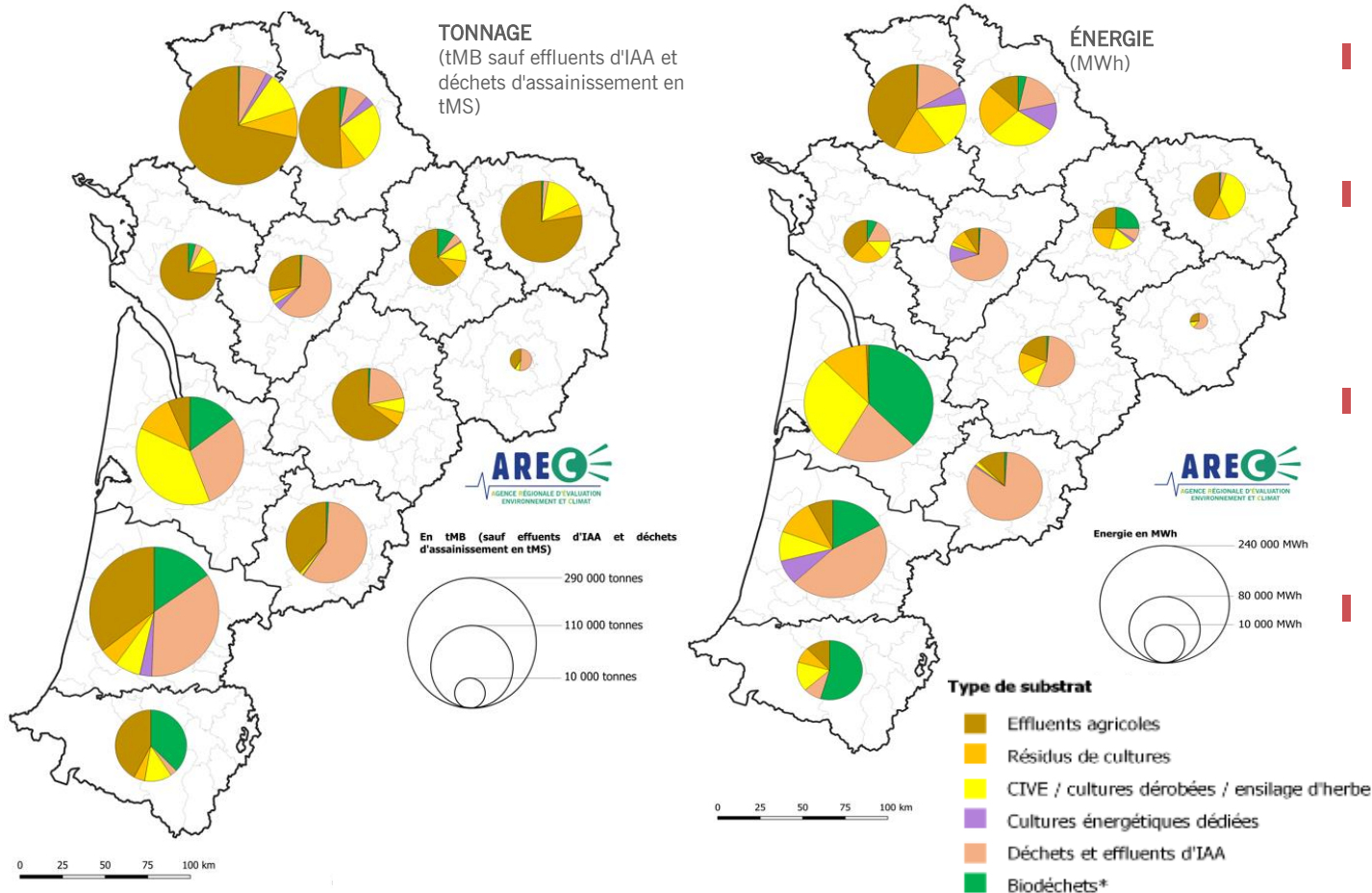
■ Les **effluents agricoles** représentent **47%** des tonnages mobilisés pour **12 %** de l'énergie primaire produite.

■ Les **matières végétales agricoles** représentent **22 %** des tonnages pour **35 %** de l'énergie.
 -12% **résidus de cultures** (paille, menue pailles, déchets de maïs, issues de silos)
 -18% **CIVE** (Culture Intermédiaire à Valorisation Énergétique)
 -5% **cultures énergétiques dédiées**

■ Les **déchets et effluents d'IAA** représentent **23 %** des tonnages pour **40 %** de l'énergie.
 - produits riches en sucres solubles (jus de fruits, confiseries,...);
 - produits végétaux frais et de conserveries;
 - déchets de fabrication d'huiles et de graisses brutes/raffinées (résidus de filtration, résidus de triage de grains);
 - déchet de l'industrie de transformation du grain (déchets/broyats de maïs);
 - déchets des productions animales (déchets carnés, graisse de flottation, sang, matière stercoraire, lactosérum...)

Des mix énergétiques très variés selon les départements 1/2

MIX TONNAGE / ÉNERGIE PRIMAIRE DES SUBSTRATS MÉTHANISÉS PAR DÉPARTEMENT⁽¹⁾
ANNÉE DE PRODUCTION 2021



- Le mix énergétique de la **Gironde** est marqué par les déchets d'assainissement, les déchets d'IAA et les CIVE.
- Le département des **Landes** a un mix énergétique **varié**, dominé par les **déchets d'IAA**, les matières végétales, les déchets d'assainissement et les effluents agricoles.
- Les **Deux-Sèvres**, la **Charente-Maritime** et la **Creuse** ont en majorité mobilisé de la **ressource agricole** (effluents et/ou matières végétales). Avec, en Charente, une installation de traitement par méthanisation des effluents d'IAA viticoles (lies et vinasses)
- La **Corrèze**, la **Dordogne**, la **Vienne** et le **Lot-et-Garonne** ont des mix énergétiques à la fois marqués par les **déchets d'IAA** et les **matières agricoles**. Avec une provenance en Lot-et-Garonne de l'industrie de transformation du grain et de l'industrie de fruits et légumes.
- Dans les **Pyrénées-Atlantiques**, près de la moitié du tonnage de substrat provient d'**ordures ménagères résiduelles**, soit 70% du mix énergétique primaire du département. Cela s'explique par la présence du pôle Canopia à Bayonne qui néthanise par traitement mécano-biologique, les déchets ménagers et assimilés d'une partie du territoire d'intervention du Syndicat mixte de gestion et de traitement des déchets 3il Ta Garbi.

Des mix énergétiques très variés selon les départements 2/2

TONNAGE MÉTHANISÉ ET ÉNERGIE PRIMAIRE PAR DÉPARTEMENT
ANNÉE DE PRODUCTION 2021

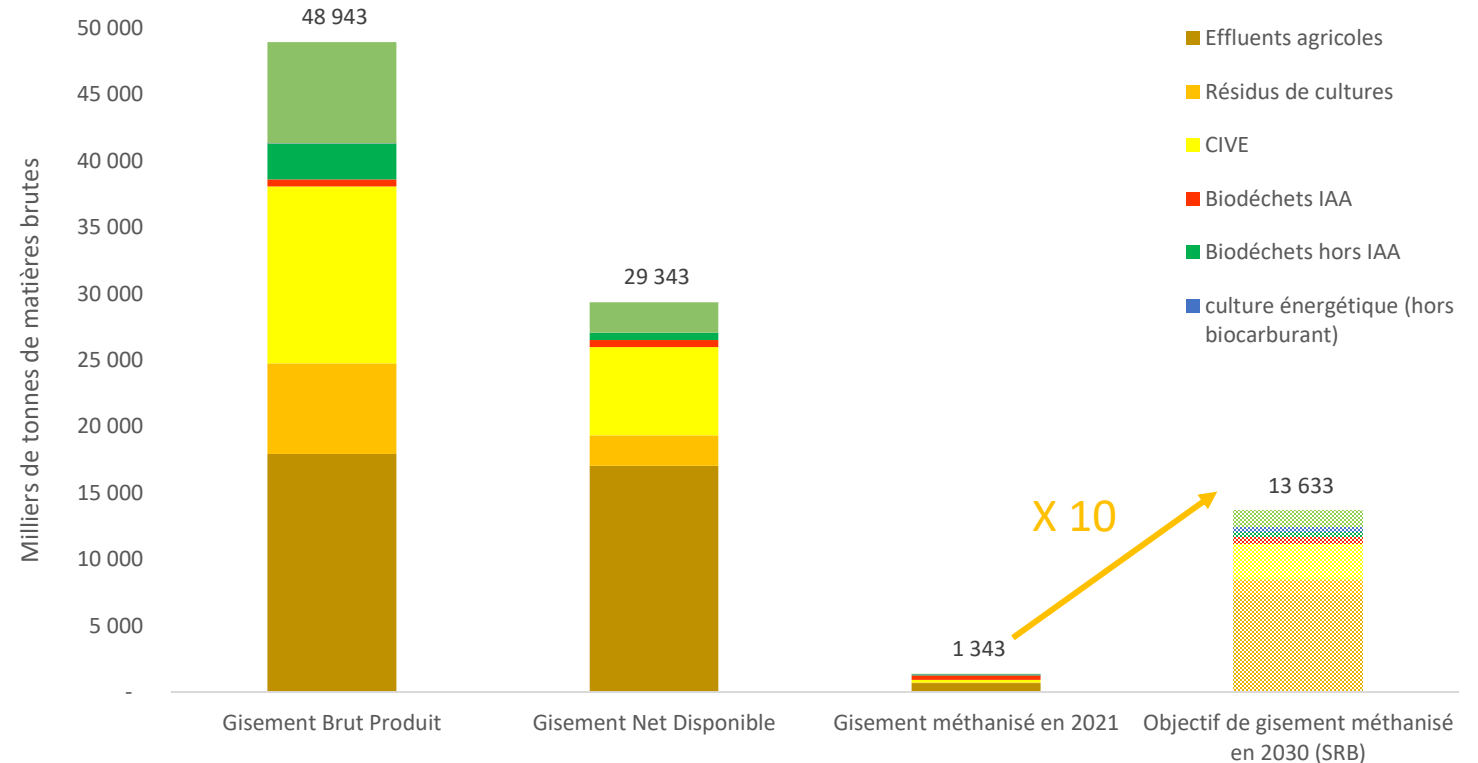
Départements	Tonnage en milliers de tonnes kt ⁽¹⁾	% du tonnage régional	Energie primaire (GWh)	% de l'énergie primaire régionale produite
16	67,1	5%	47,2	5%
17	55,5	4%	30,2	3%
19	8,1	1%	4,3	0%
23	114,8	8%	37,3	4%
24	90,8	6%	43,5	5%
33	202,1	14%	231,1	25%
40	290,3	20%	160,3	17%
47	113,5	8%	78,6	8%
64	88,4	6%	59,6	6%
79	244,0	17%	133,6	14%
86	115,2	8%	82,5	9%
87	55,7	4%	29,9	3%
Nouvelle-Aquitaine	1444,6	100 %	938,0	100%

- 65 % de l'énergie primaire régionale est produite sur 4 départements : Gironde, Landes, Deux-Sèvres et la Vienne.
- Le département de la Gironde est le premier département en ce qui concerne la production d'énergie primaire avec 231 GWh produits.



Taux de mobilisation des substrats par rapport aux gisements disponibles

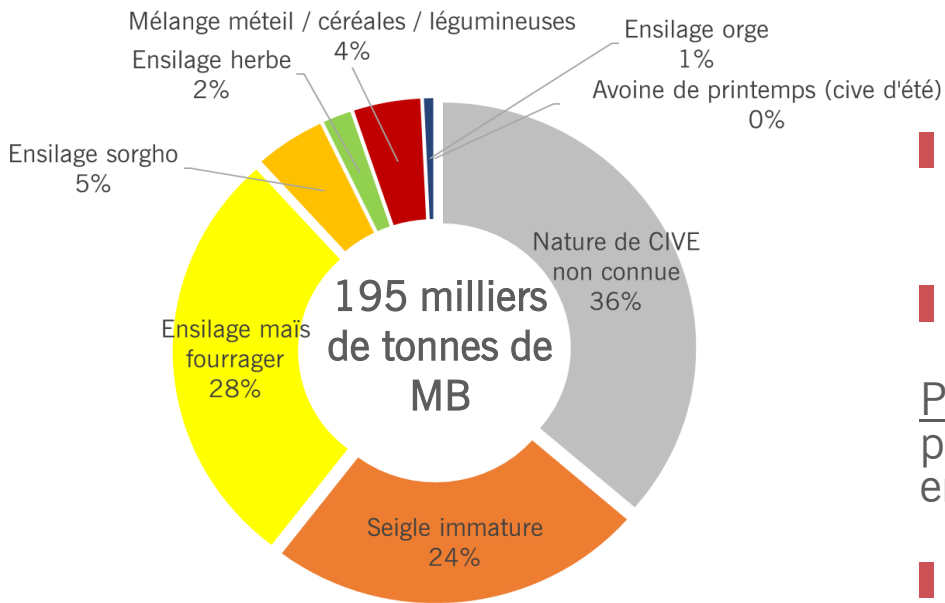
- Les matières agricoles sont peu mobilisées en méthanisation au regard de leur gisement net disponible
- Les substrats méthanisés en 2021 représentent au total **10%** de l'objectif de gisement méthanisé à l'horizon 2030, prévu par le Schéma Régional Biomasse
- Cet objectif est calculé en respectant les voies de valorisation prioritaires pour chacune des ressources organiques, et l'évolution de ces gisements d'ici à 2030.



Un **gisement « méthanisable »** est un gisement organique disponible pour une valorisation par méthanisation

Cultures IntermédiaIRES à Vocation Energétique 1/2

TONNAGE DE CIVE MÉTHANISÉES EN 2021



Equivalait à environ **171 GWh PCI** d'énergie primaire dont :

- 116 GWh PCI de biométhane injecté
- 13 GWh PCI d'électricité vendue
- 13 GWh PCI de chaleur valorisée/autoconsommée

■ Ce sont près de 195 milliers de tonnes brutes de CIVE méthanisées en 2021, dont 36 % dont on ignore la nature

■ Environ 7 500 hectares de CIVE, soit 0,18% de la Surface Agricole Utile de Nouvelle-Aquitaine

Pour comparaison: 3 sites produisent du biocarburant (biodiésel et bioéthanol) à partir de matières végétales en Nouvelle Aquitaine, pour lesquels sont nécessaires environ 118 500 ha de cultures énergétique de colza, tournesol et maïs

■ Les espèces majoritaires sont le **seigle immature** et l'**ensilage de maïs fourrager**. Il peut également s'agir de sorgho, d'ensilage d'herbe, de mélange de méteil et/ou céréales et/ou légumineuses, et de manière plus marginale, d'ensilage d'orge ou d'avoine de printemps



Cultures Intermédiaires à Vocation Energétique 2/2

Les **CIVE** (Cultures Intermédiaires à Vocation Energétique) remplissent de nombreuses fonctions agronomiques et environnementales : apport de matière organique, fourniture d'azote, lutte contre le lessivage et l'érosion. Elle concurrence l'usage des sols par les cultures énergétiques, et permet la production de 3 cultures en 2 ans (2 alimentaires et 1 non alimentaire).

	Seigle immature	Ensilage maïs	Ensilage sorgho	Mélange méteil / céréales / légumineuses	Ensilage herbe
Source AREC 2019-2021	18-43 tMB/ha 25-40 €/tMB	20-34 tMB/ha 28-35 €/tMB	18-39 tMB/ha 15-30€/tMB	15-28 tMB/ha 23-50 €/tMB	15-17 tMB/ha 25 €/tMB
Source Expertise ADEME N-A 2021	25 tMB/ha 530-560 €/ha		25-50 tMB/ha 400-450 €/ha		15-20 tMB/ha 417 €/ha

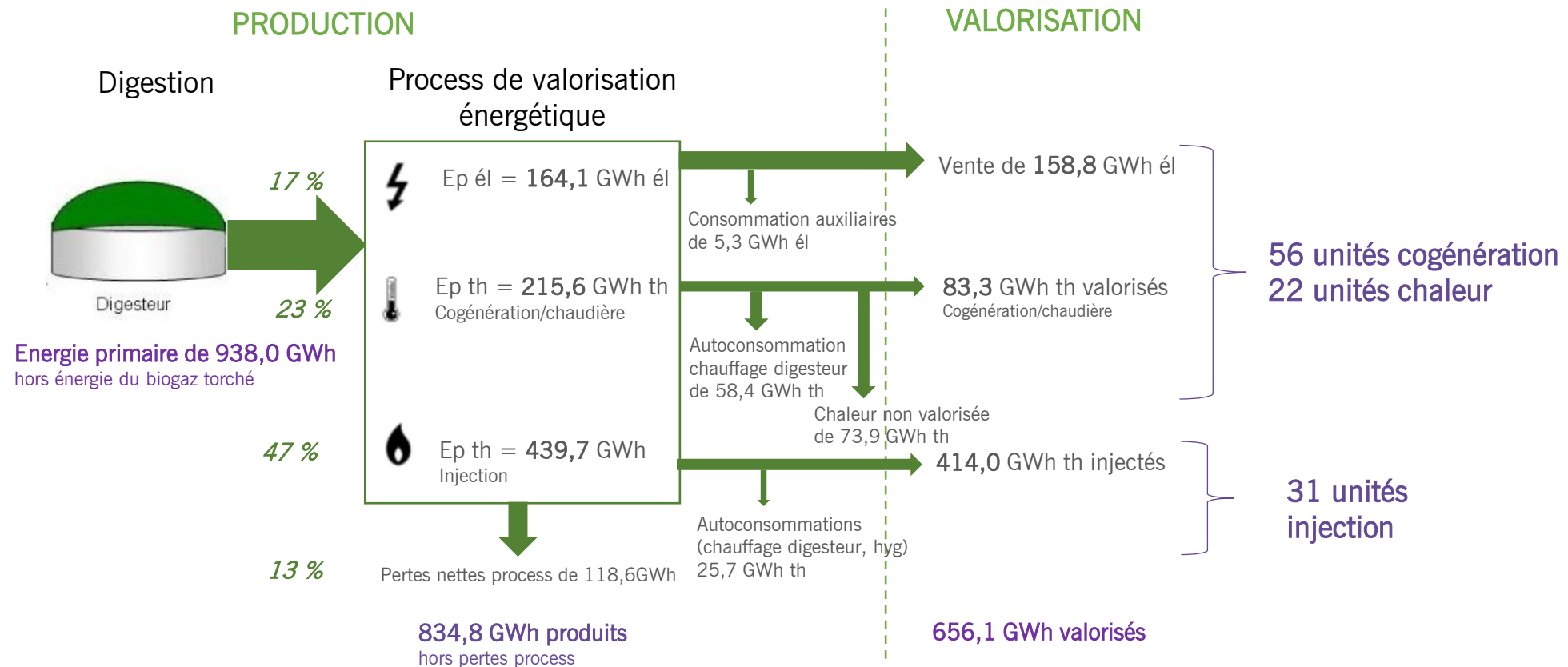
Exemples de coûts et de rendements moyens pour différentes CIVE

Il y a besoin de trouver un équilibre entre un **rendement minimum**, permettant la rentabilité de la récolte (4-5 tMS/ha), et un **taux de matière sèche** permettant d'optimiser le potentiel méthanogène et de favoriser des bonnes conditions de conservation des ensilages.

Variabilité du rendement selon : l'espèce, sa place dans la succession culturale, les **conditions pédoclimatiques**

Productions et valorisations énergétiques

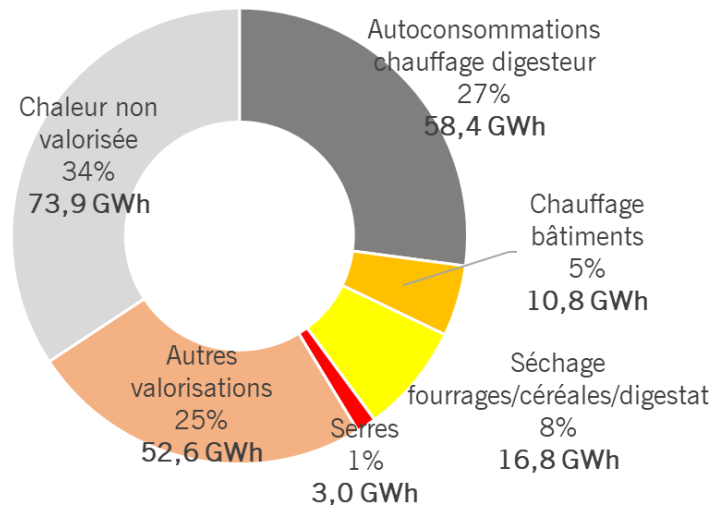
BILAN DES FLUX ÉNERGÉTIQUES DES UNITÉS DE MÉTHANISATION EN NOUVELLE-AQUITAINE (GWh PCI)
ANNÉE DE PRODUCTION 2021



79 % d'énergie valorisée (toutes voies de valorisation énergétique confondues) par rapport à l'énergie produite

Productions et valorisations énergétiques : Thermique

ÉNERGIE THERMIQUE (GWh PCI)



- 66 % de l'énergie thermique totale produite (cogénération, chaleur) est valorisée et autoconsommée
- 34% de la chaleur produite en 2021 n'a pas été valorisée

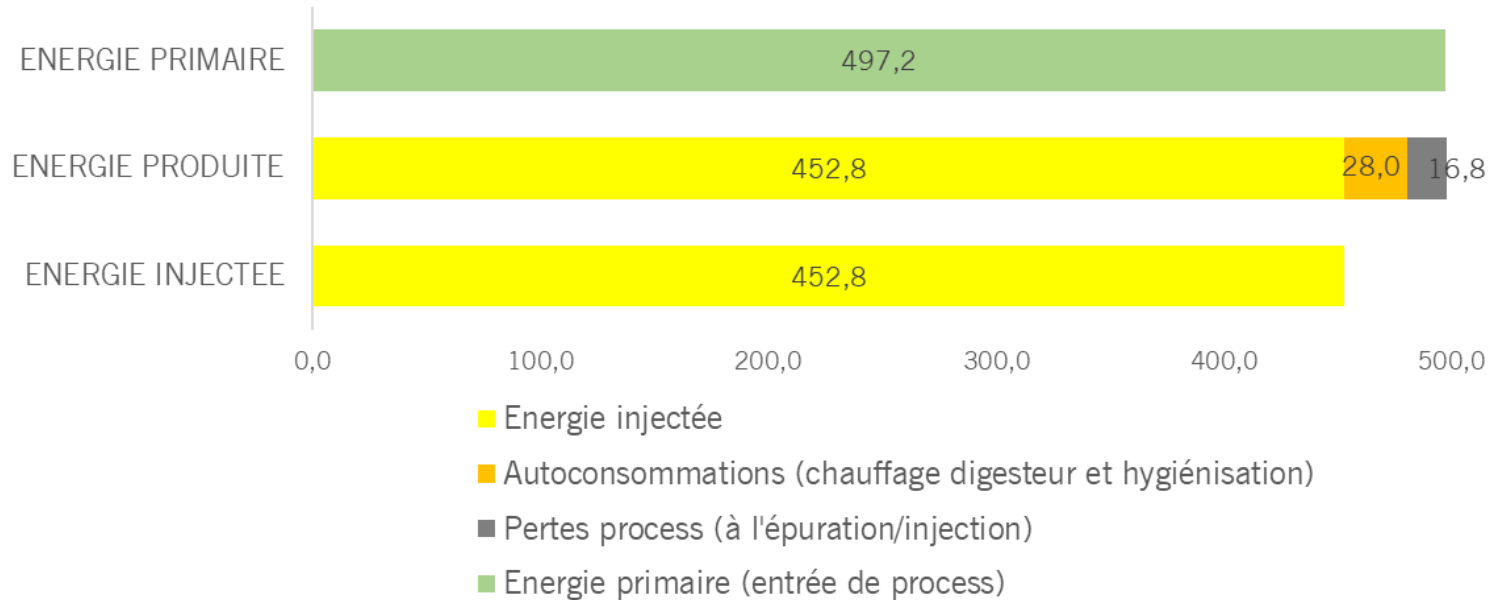
Plusieurs éléments peuvent expliquer la part importante de chaleur non valorisée:

- Il n'y a plus d'obligation de valoriser la chaleur issue de cogénération pour bénéficier des tarifs de rachat de l'électricité (paramètre exclu en 2016). Toutefois, dans les demandes d'aide aux financements, la valorisation thermique reste un **critère d'éligibilité déterminant** pour les financeurs publics.
- L'échantillon d'analyse ne comprend pas les **10 données manquantes** qui comprennent notamment des **industries agro-alimentaires et des papeteries**. 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;
- Certains sites ont fait depuis 2017 des montées en puissance (thermique, électrique), avec un **besoin en chaleur (valorisation par autoconsommation) toujours constant**.

Le poste « autres valorisations » 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) ou des usages process spécifiques hors méthanisation (déshydratation des boues de STEP, process industriels, séchage des refus de tri).

Productions et valorisations énergétiques : Injection

BIOMETHANE INJECTE (GWh PCS)



L'autoconsommation représente 6,2% de l'énergie produite (hors pertes de process). En effet, 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 pour la montée en charge), ce qui tend à faire baisser la part de biogaz autoconsommée.

- 91 % de l'énergie totale produite est injectée, soit 453 GWh PCS (+86 % par rapport à 2020)
- En 2021, la consommation de gaz naturel en Nouvelle Aquitaine était de 26 433 GWh. Le biométhane injecté correspond donc à 1,7% de la consommation de gaz régionale.

Analyse de fonctionnement 1/3

I Heures de fonctionnement :

■ L'échantillon d'analyse regroupe 62 sites, fonctionnant sur l'année civile 2021 complète à régime nominal*.

- 68 % de l'échantillon analysé a fonctionné plus de 7 000 h par an
- 32 % du fait de dysfonctionnements de l'échantillon a fonctionné moins de 7 000 h

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

Nombre d'heures de fonctionnement	Echantillon de 40 sites
< 5 200 h	10 sites ayant rencontré des dysfonctionnements
5 201-7 000 h	10 sites ayant rencontré des dysfonctionnements (dont un en première année complète de mise en service)
7000-7 500 h	8 sites
> 7 500 h	34 sites en fonctionnement nominal

* Hors sites sans donnée, hors sites industriels historiques surdimensionnés ou avec des périodes creuses de production, hors sites mis en service en cours d'année 2021 ou en montée en puissance en 2021, hors sites à visée expérimentale.



Analyse de fonctionnement 2/3

I Dysfonctionnements et pistes d'actions :

- Les retours d'expérience recensés ci-après sont issus des résultats d'enquête de l'année de production 2017, 2018, 2019, 2020 et 2021
- Les dysfonctionnements recensés **ne sont pas exhaustifs**

	Dysfonctionnements	Pistes d'actions
INCORPORATION / PREPARATION	pré-hachage partiel matières solides, sédimentation/bourrage, croutage/surnageant, casse équipements d'incorporation, techniques ensilage/bachage des matières végétales	adaptation ration/stratégies d'incorporation, ajout de préfosse, débouillage/curage, agitation, remplacement équipements d'incorporation, automate d'alimentation
DIGESTION	sédimentation, moussage, croutage, casse brasseurs, gestion température, étalonnage sondes de niveaux	curage, huiles végétales+ration moins riche+niveau digesteur, dimensionnement/réglages des agitateurs, automate
VALORISATION ENERGETIQUE	surtension, problèmes de faux contacts sur génératrice /endommagements connexions armoire électrique, qualité bz, régulation tension cogénérateur+disjoncteur, poste d'injection	paramétrages automate, analyseur bz, groupe froid, remplacement de matériels, prestataire
POST TRAITEMENT	hausse pression en amont, bourrage presse à vis, liquide/écoulement, volumes/gestion des stockage de digestat	nettoyage grilles, remplacement presse à vis, automate gestion des flux, augmentation stockages



Analyse de fonctionnement 3/3

I Bonnes pratiques :

■ 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.)
- **automatiser les flux** d'intrants et digestats (incorporation, recirculation), piloter /instrumenter en cas de ration hétérogène ;
- Avoir des **capacités de stockage** pour 1 an de gisement (travailler en flux tendu est trop risqué)
- 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 ;
- **bien négocier son contrat d'assurance** notamment "bris de machines » ;
- permettre un **accès aisé à certaines pompes et tuyauteries** pour faciliter les opérations de maintenance ;
- disposer d'**équipements de secours** si possible

Données d'investissement 2021 1/2

I Ratios d'investissement en 2021 :

■ L'enquête a permis de recueillir un ensemble de données économiques : investissement⁽¹⁾, produits, charges.



Cogénération :

- 7 363 €/kW él ⁽²⁾
- Puissance moyenne de 446 kW él

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

Gamme de puissance	Investissement moyen : [$\sum_{i=1}^n Invest\ i$] / [$\sum_{i=1}^n Puissance\ i$]
<= 100 kW él	12 565 €/kW él
101-250 kW él	8 812 €/kW él
251-500 kW él	8 018 €/kW él
501-1000 kW él	6 685 €/kW él
> 1000 kW él	6 107 €/kW él

457 kW él

7 363 €/kW él

⁽¹⁾ Investissements pris en compte : pré/post traitement, digestion, valorisation énergétique, stockage, équipements de valorisation de la chaleur etc. Matériel d'épandage non pris en compte.

⁽²⁾ Sur la base de 50 données d'Investissements pour la cogénération, et de 31 données d'Investissements pour l'injection



Injection :

- 37 338 € / Nm³ CH₄ ⁽²⁾
- Débit moyen 204 Nm³ CH₄/h

Le ratio en €/Nm³ CH₄ diminue avec le débit qui augmente

Gamme de débit	Investissement moyen : [$\sum_{i=1}^n Invest\ i$] / [$\sum_{i=1}^n Débit\ i$]
<= 150 Nm ³ CH ₄ /h	54 515 €/Nm ³ CH ₄ /h
151-300 Nm ³ CH ₄ /h	33 699 €/Nm ³ CH ₄ /h
> 300 Nm ³ CH ₄ /h	30 416 €/Nm ³ CH ₄ /h

204 Nm³ CH₄/h

37 338 €/Nm³ CH₄/h



Données d'investissement 2021 2/2

Point d'alerte

- Pour la cogénération : on observe une différence entre le coût d'investissement moyen de 7 363 €/kW_{él} (selon les données AREC 2021) et le coût d'investissement >9 000 €/kW_{él} pour les sites en instruction ces dernières années (selon la base de données MéthaN-Action). Cette différence s'explique car :
 - L'échantillon 2021 comprend plusieurs sites historiques et des sites >500 kW_{él}, qui ont tendance à faire baisser les ratios Invest/Puissance
 - Les sites instruits à ce jour en cogénération présentent un I/P > 9 000 kW_{él}
- Le ratio I/P > 9 000 kW_{él} est confirmé par les données AREC pour les sites en cogénération mis en service entre 2015 et 2021 (et dont la puissance est < 500 kW_{él})



Analyse économique 2017-2018-2019-2020-2021 : cogénération 1/4

L'AREC a collecté 73 retours économiques exploitables en cogénération (recettes et charges) : 2017 (18 retours), 2018 (15), 2019 (18), 2020 (14), 2021(8).

Au total, 62 retours de sites agricoles et 11 retours de sites territoriaux.

Une même installation peut donc figurer plusieurs fois dans l'échantillon selon l'année de production.

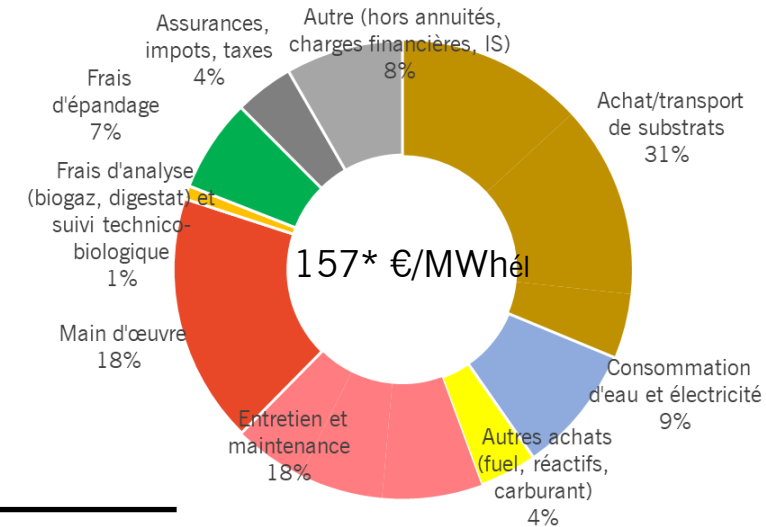
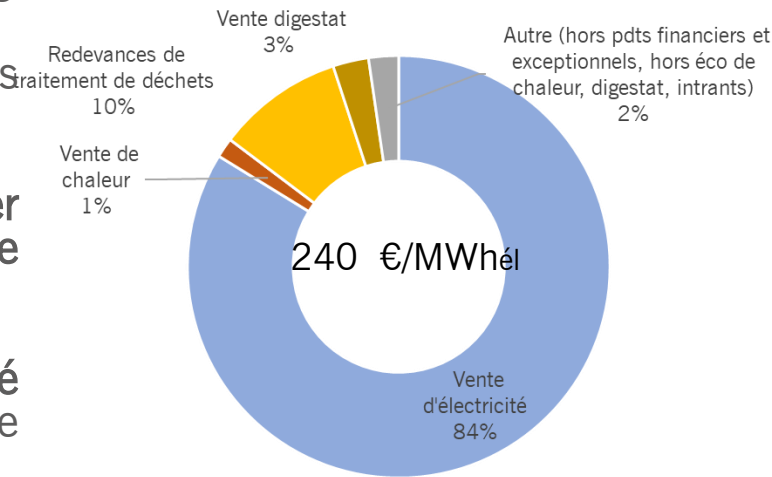
Les recettes sont à 84% de la vente d'électricité et à 10% des redevances de traitement de déchets.

Les charges sont à 31% l'achat et le transport de substrats, 18% la main d'œuvre et 18% l'entretien et la maintenance

EBE moyen : 83 €/MWh él

Temps de retour brut moyen de 9 ans (subventions comprises)

RÉPARTITION DES RECETTES / CHARGES



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

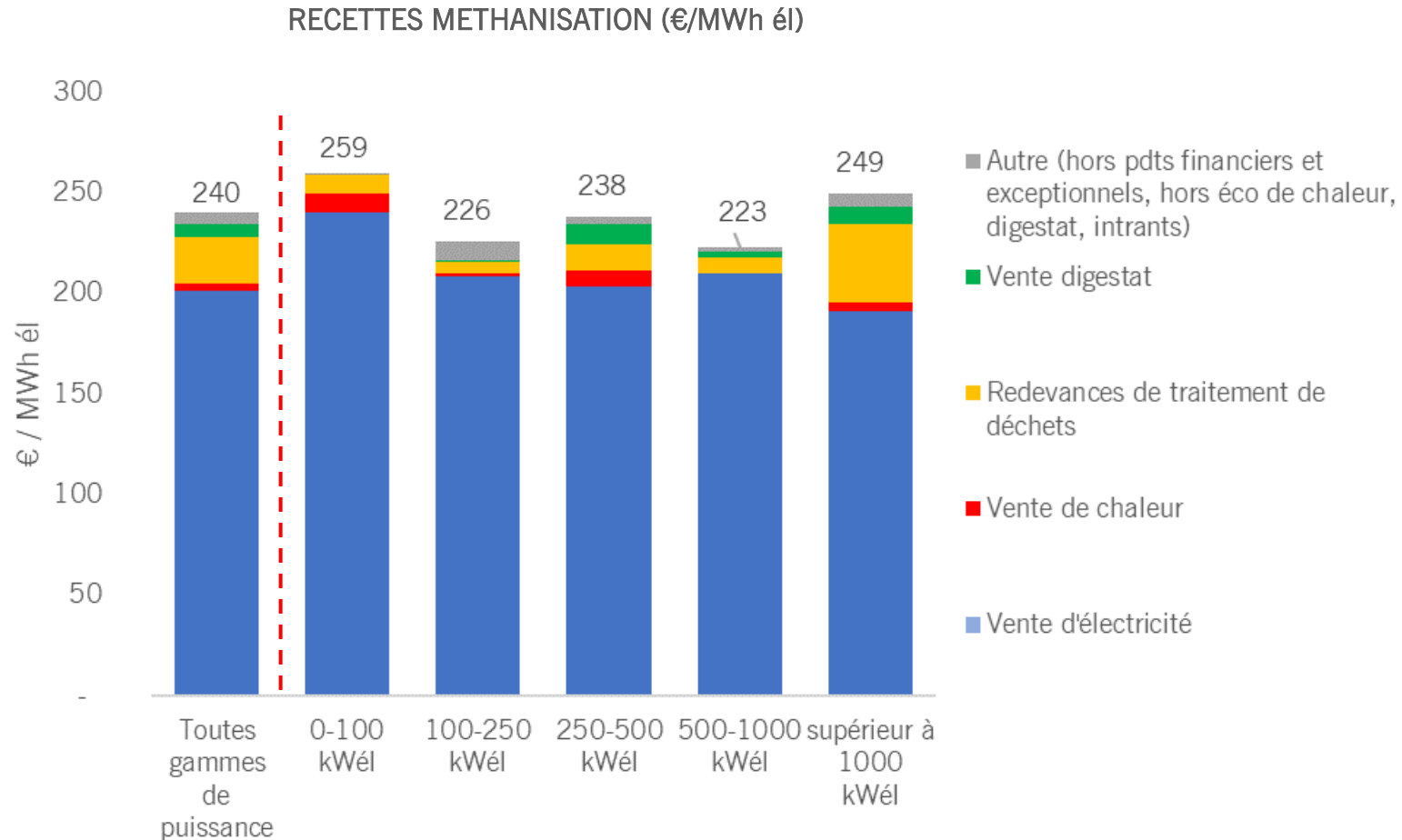
Sites	73 sites dont 62 Agricoles et 11 Territoriaux
Puissance moyenne	535 kW él
Investissement moyen	3 648 197 €
Subvention moyenne	1 064 798 € (29%)
Energie injectée moyenne	3 493 MWh PCI
EBE moyen	83 €/MWh él
TRI moyen sur 15 ans :	7 %
Valeur Actuelle Nette moyenne :	641 995 €
TRB moyen :	9 ans



Analyse économique 2017-2018-2019-2020-2021 : cogénération 2/4

■ Détail de la répartition des recettes par gamme de puissance:

- Recettes hors économies de chaleur/intrants/digestats
- Recettes entre 223 et 259 €/MWh él



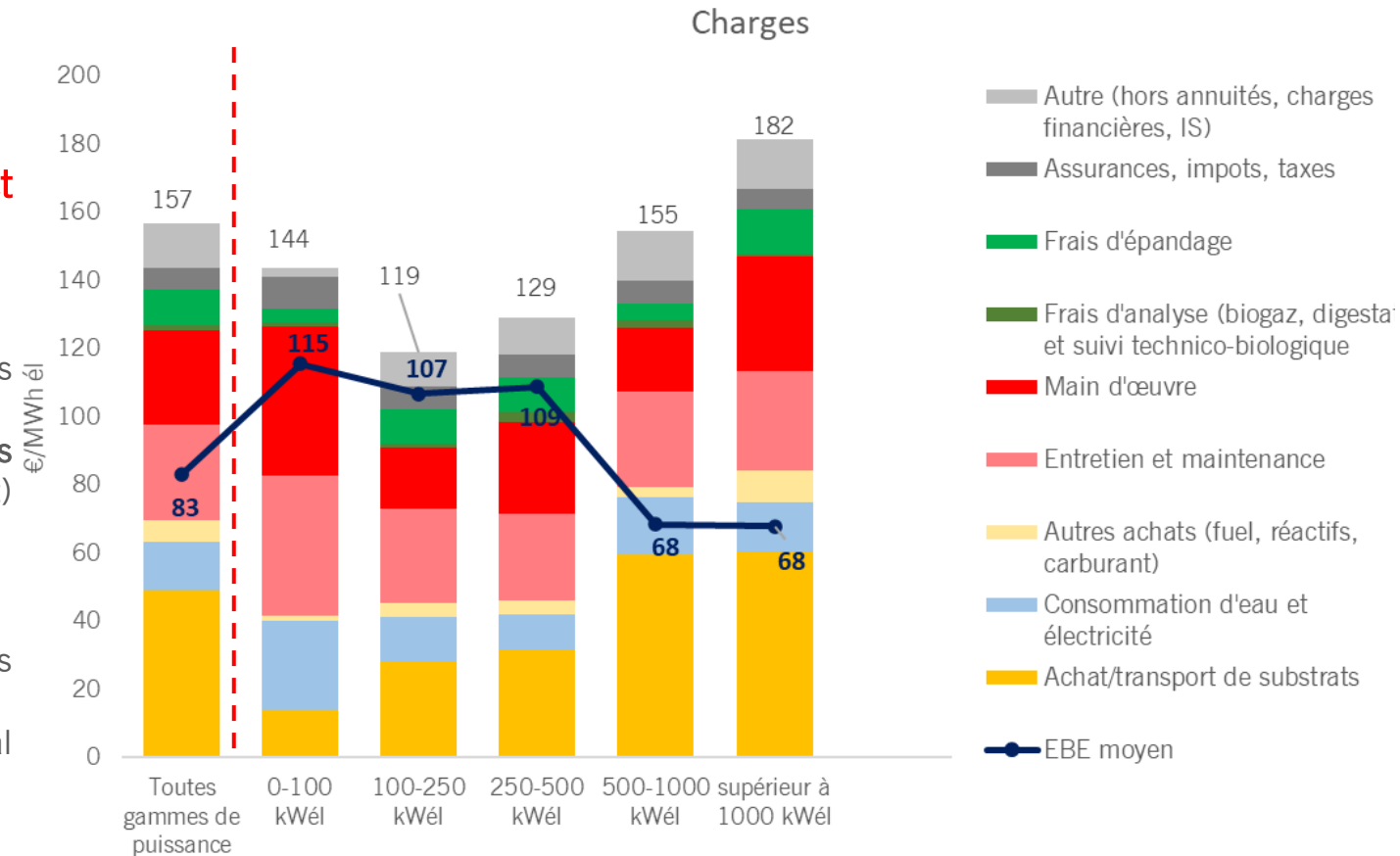


Analyse économique 2017-2018-2019-2020-2021 : cogénération 3/4

Détail de la répartition des charges par gamme de puissance:

- Coût de production entre 119 et 182 €/MWh él
- EBE entre 68 et 115 €/MWh él (**attention : cet indicateur n'est pas directement corrélé à la rentabilité**)
- Puissance > 500 kWél
 - Achat transport de substrats : entre 33 et 39 % des charges totales
 - Choix des exploitants de s'approvisionner en **substrats exogènes** à fort intérêt économique (redevances de traitement) ou méthanogène
- Puissance < 100 kWél
 - Maintenance / main d'œuvre : 59 % des charges totales
 - Consommation d'eau/électricité proportionnellement plus importante pour les petites gammes de puissance
 - Existence de **charges incompressibles** pouvant mettre à mal la rentabilité des petites exploitations

COUT DE PRODUCTION METHANISATION * (€/MWh él)
* Hors charges d'investissement





Analyse économique 2017-2018-2019-2020-2021 : cogénération 4/4

Détail rentabilité des exploitations par gamme de puissance :.

- Si le VAN > 0 et le TRI > taux d'actualisation, alors le projet est qualifié de « rentable »
- 71 % des sites sont rentables sur cette base
 - Limite de l'exercice : utiliser l'indicateur EBE de 2017, 2018, 2019 ou 2020 pour le calcul de la VAN et du TRI, et de lisser sur 15 ans. En effet, l'EBE peut varier d'une année à l'autre, il ne sert normalement qu'à comparer différentes unités à un instant t. La notion de rentabilité n'est pas figée dans le temps.
- Pas de corrélation forte entre rentabilité et puissance (fortes disparités par gamme de puissance).
 - Bonne rentabilité sur les gammes de puissances intermédiaires (100-250, 250-500, 500-1000 kW él). Fortes disparités statistiques sur les gammes « extrêmes » (0-100 et >1000 kW él)
- Pas d'évolution notable des coûts d'investissement et de production selon le caractère récent de la mise en service.
 - Les sites mis en service depuis 2015 ont pu bénéficier de la **professionnalisation des acteurs de la filière** (choix technologique adéquats, retours d'expériences) et d'un **accompagnement adapté** de la part des financeurs publics et autres relais du terrain (animation, formation, journées techniques...).
 - Les sites antérieurs à 2015 ont pu augmenter leur capacité de production et ont de bons indicateurs de rentabilité grâce à une **maîtrise parfaite de leurs outils**.
Pour aller plus loin → analyses individualisées

2 indicateurs pour évaluer la rentabilité de l'échantillon:
VAN (Valeur Actuelle Nette) : somme des flux financiers actualisés, prenant en compte la valeur temporelle de l'argent via un taux d'actualisation d'environ 3,8%
TRI (Taux de Rentabilité Interne) : valeur du taux d'actualisation qui annule la VAN

Gammes de puissance	Nbre de sites (<i>P moyenne</i>)	% de sites « rentables » par gamme
0-100 kW él	11 sites (<i>63 kW él</i>)	45 %
100-250 kW él	26 sites (<i>199 kW él</i>)	88 %
250-500 kW él	15 sites (<i>438 kW él</i>)	73 %
500-1000 kW él	11 sites (<i>683 kW él</i>)	73 %
>1000 kWél	10 sites (<i>1 909 kW él</i>)	50 %



Analyse économique 2017-2018-2019-2020-2021 : injection 1/4

■ L'AREC a collecté 18 retours économiques exploitables en injection (recettes et charges) : 2017 (1 retour), 2018 (1), 2019 (3), 2020 (7), 2021(6).
Au total, 12 retours de sites agricoles et 6 retours de sites territoriaux

■ Une même installation peut donc figurer plusieurs fois dans l'échantillon selon l'année de production.

■ Les recettes sont à 89% de la vente de biométhane et à 7% des redevances de traitement de déchets.

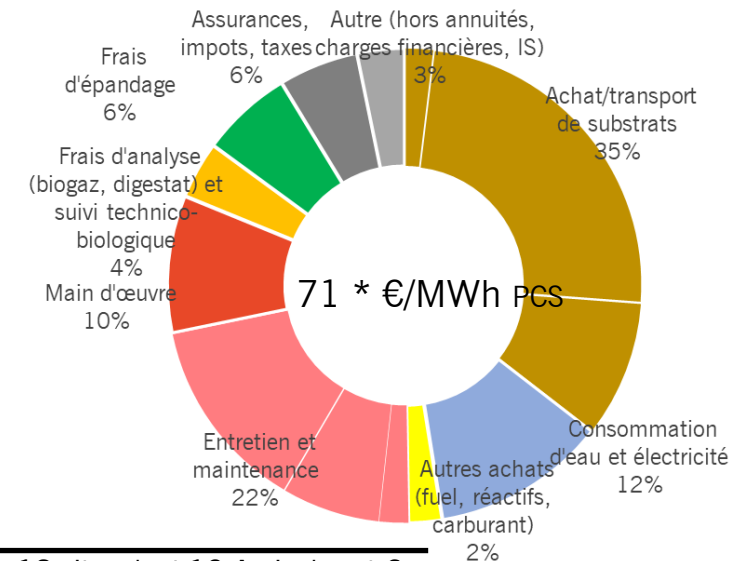
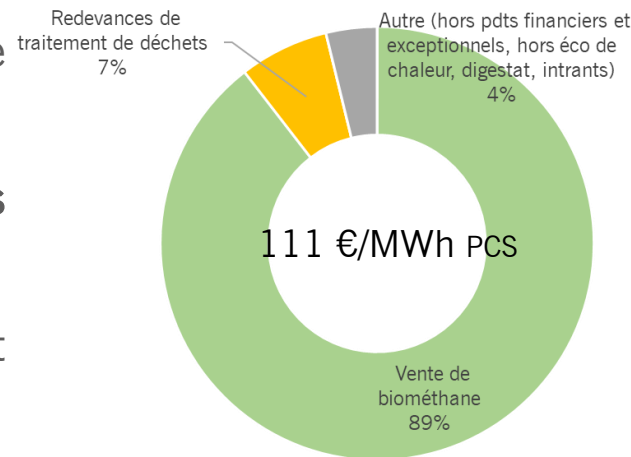
■ Les charges sont à 35% l'achat et le transport de substrats, 22% l'entretien et la maintenance, 12% la consommation d'eau et d'électricité et 10% la main d'œuvre

■ EBE moyen : 40 €/MWh PCS injecté

■ Temps de retour brut moyen de 9 ans (subventions comprises)

RÉPARTITION DES RECETTES / CHARGES

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



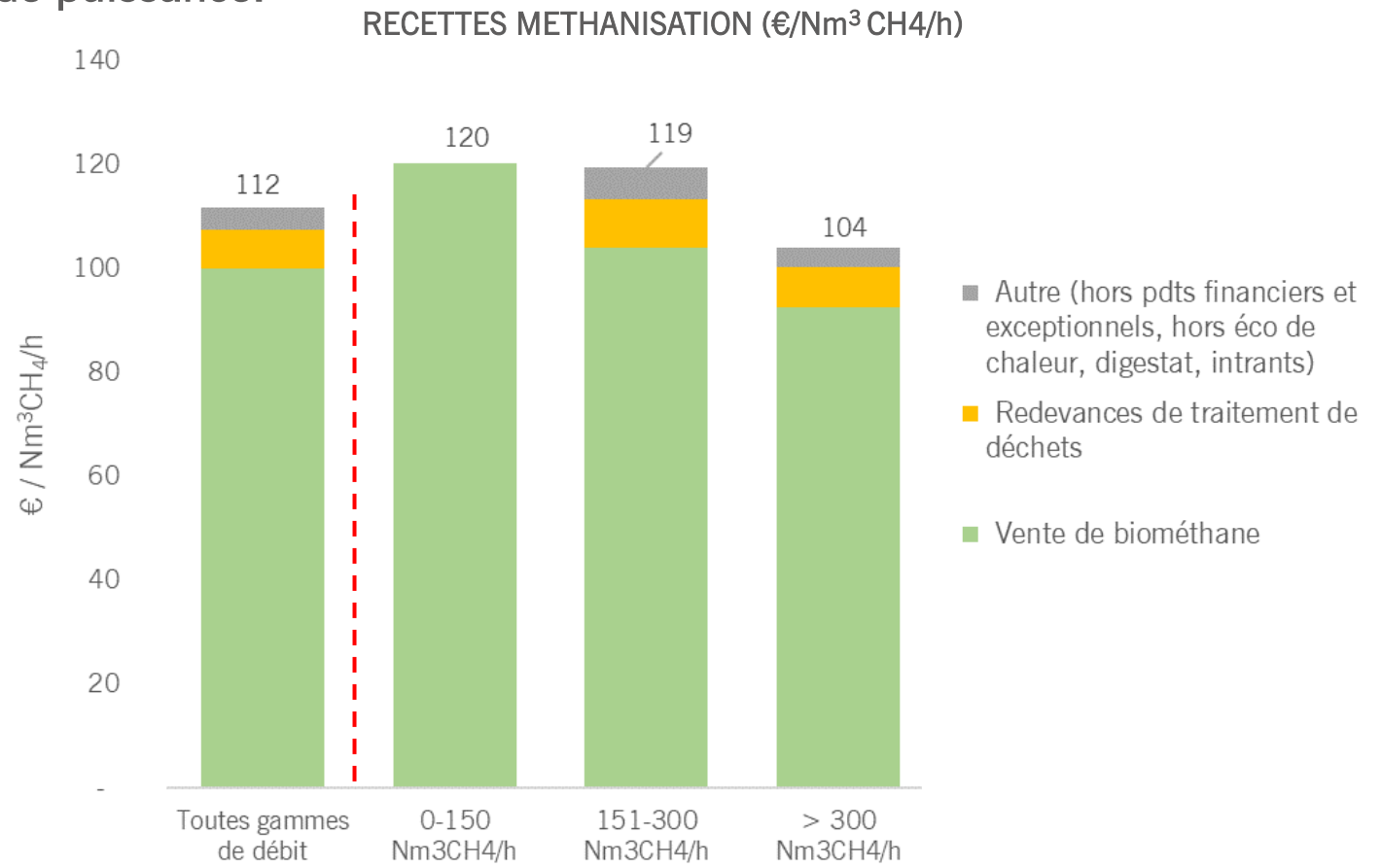
Sites	18 sites dont 12 Agricoles et 6 Territoriaux
Débit moyen	258 Nm3 CH4/h
Investissement moyen	9 323 893 €
Subvention moyenne	1 488 005 € (16 %)
Energie injectée moyenne	22 348 MWh PCS
EBE moyen	40 €/MWh PCS injecté
TRI moyen sur 15 ans :	8 %
Valeur Actuelle Nette moyenne :	2 211 941 €
TRB moyen :	9 ans



Analyse économique 2017-2018-2019-2020-2021 : injection 2/4

■ Détail de la répartition des recettes par gamme de puissance:

- Recettes hors économies de chaleur/intrants/digestats
- Recettes entre 104 et 120 €/Nm³ CH₄/h





Analyse économique 2017-2018-2019-2020-2021 : injection 3/4

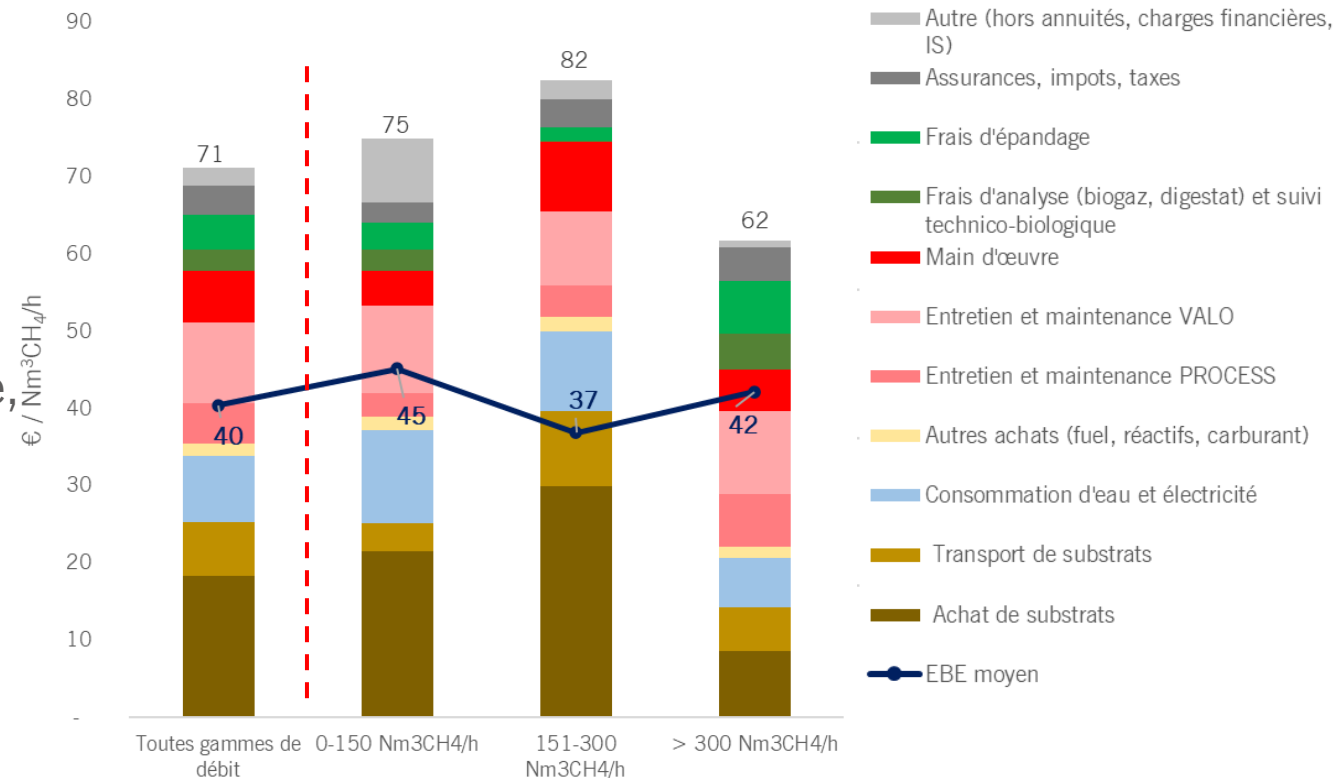
■ Détail de la répartition des charges par gamme de puissance:

■ Coût de production entre 62 et 82 €/Nm³ CH₄/h

■ Filière d'injection par rapport à la cogénération :

- Davantage de charges de maintenance, de frais d'analyse (biogaz, digestat) de suivi technico-biologique, et moins de charges de main d'œuvre.
- A puissance électrique équivalente, elles ont un dimensionnement plus important, demandent plus d'entretien (poste d'épuration, injection etc...) et sont davantage automatisées.

CHARGES METHANISATION (€/Nm³ CH₄/h)





Analyse économique 2017-2018-2019-2020-2021 : injection 4/4

I Détail rentabilité des exploitations par gamme de débit :

- Si le $VAN > 0$ et le $TRI >$ taux d'actualisation, alors le projet est qualifié de « rentable »

72 % des sites sont rentables sur cette base

- Limite de l'exercice : utiliser l'indicateur EBE de 2017, 2018, 2019 ou 2020 pour le calcul de la VAN et du TRI, et de lisser sur 15. En effet, l'EBE peut varier d'une année à l'autre, il ne sert normalement qu'à comparer différentes unités à un instant t. La notion de rentabilité n'est pas figée dans le temps.

- Pas de corrélation forte entre rentabilité et débit (fortes disparités par gamme de débit).

Pour aller plus loin → analyses individualisées

2 indicateurs pour évaluer la rentabilité de l'échantillon:

VAN (Valeur Actuelle Nette) : somme des flux financiers actualisés, prenant en compte la valeur temporelle de l'argent via un taux d'actualisation d'environ 3,8%

TRI (Taux de Rentabilité Interne) : valeur du taux d'actualisation qui annule la VAN

Gammes de débit	Nbre de sites (<i>D moyen</i>)	% de sites « rentables » par gamme
0-150 Nm ₃ CH ₄ /h	5 sites (116 Nm ₃ CH ₄ /h)	60 %
151-300 Nm ₃ CH ₄ /h	8 sites (218 Nm ₃ CH ₄ /h)	75 %
> 300 Nm ₃ CH ₄ /h	5 sites (464 Nm ₃ CH ₄ /h)	80 %



Depuis 2021, une augmentation du prix de l'énergie menace la filière

- L'analyse des données économiques présentée dans cette enquête illustre **les résultats économiques de l'année 2021** des exploitations : les chiffres ne sont pas représentatifs de la situation actuelle
 - La reprise économique suite à la pandémie Covid-19, l'arrêt de d'une partie des réacteurs nucléaires et le début de la guerre en Ukraine en février 2022, ont eu pour conséquence une **forte augmentation du coût de l'énergie à partir de fin 2021**.
 - Tarif énergie électrique pour les professionnels du secteur agricole en 2021 : 138,15 euros/MWh (*source: SDES, conjoncture mensuelle de l'énergie*)
 - Taux d'augmentation moyen du prix de l'électricité pour les secteurs marchands de l'agriculture et de l'industrie :
30% entre 2021 et 2022 (donnée provisoire)
92% entre 2022 et 2023 (donnée prévisionnelles)
Soit 149,6% d'augmentation prévu entre 2021 et 2023 (*source : Insee, enquête sur l'impact prévisionnel des hausses de prix de l'électricité sur les dépenses en 2023*)
- ➡ 344,82 euros/MWh électrique prévu en 2023
- Cette augmentation du coût de l'électricité impacte principalement les nouvelles unités de méthanisation et les exploitations en cours de renouvellement de contrat.



Estimation des emplois

- Concernant le **ratio Equivalent Temps Plein**, en moyenne il ressort des enquêtes les estimations suivantes :

COGÉNÉRATION
Ratio 2017-2018-2019-2020-2021 : 0,34 ETP/100 kW él

INJECTION
Ratio 2018-2019-2020-2021 : 0,25 ETP/100 kW él éq

- Ces ratios sont similaires à ceux de plusieurs **études nationales** (PRODIGES, ADEME etc.). Ils doivent cependant être pris avec prudence car sujets à de fortes variations suivant les estimations des exploitants et la fluctuation des charges de travail.
- Il a été 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). De plus, il n'y a souvent pas de distinction nette entre le temps passé sur l'activité agricole, et celui passé sur l'activité de méthanisation.
- Dans les contrats des unités en injection, **une partie du temps de maintenance est externalisé sous forme de charge**, ce qui tend à diminuer le ratio Equivalent Temps Plein. Aussi, par rapport à la cogénération, ce sont des unités généralement plus automatisées et avec une puissance de production plus élevée.
- Estimation des **ETP sur sites** dédiés à l'activité méthanisation au 1^{er} janvier 2023 :
 - 95 ETP (pour 58 sites en cogénération)
 - 66 ETP (pour 41 sites en injection)

MERCI DE VOTRE ATTENTION

Pour plus d'informations :

Lina ALAARABIOU – stagiaire à l'AREC Nouvelle-Aquitaine – [alaarabiou.l\[@\]arec-na.com](mailto:alaarabiou.l[@]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



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)

Annexes



Analyse de fonctionnement

I Analyse de fonctionnement :

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 / plate-forme couverte pour déchets de céréales
	<ul style="list-style-type: none">- Phénomènes de sédimentation et bourrage dans les préfosses, 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 surnageant (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 préfosses/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)



Analyse de fonctionnement

I Analyse de fonctionnement :

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 croulage 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



Type	Description du dysfonctionnement	Pistes d'actions mises en œuvre par les exploitants
Valorisation énergétique	Sur tension 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	
	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
	<i>Injection</i> - 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