

Etude sur l'opportunité d'injection en fin de contrat de cogénération

Rapport final

Simon METIVIER, Stéphanie GANDET, Marine CORDELIER

25/03/2022



TEREGA
LE GAZ, ACCÉLÉRATEUR D'AVENIR



Contexte et objectif de l'étude

Les premières installations de méthanisation construites en France, valorisant leur biogaz par cogénération, bénéficient de tarifs d'achat de l'électricité datant de 2002. Initialement prévu pour une durée de 15 ans, le contrat d'achat est valable depuis 2017 pour 140 000 h (BG11 et BG16). Les premières unités vont donc rapidement arriver au bout de leur contrat d'achat.

Par ailleurs, un objectif de 40 TWh de capacité installée en biométhane injecté est prévu à fin 2030 par les opérateurs de réseaux, soit l'équivalent de 10% de la consommation française. Pour atteindre ces objectifs, une partie des installations arrivant en fin de contrat d'achat cogénération pourrait basculer en injection. Au-delà d'éventuelles conversions d'unités en cogénération vers le biométhane injecté, il existe plusieurs possibilités de valorisation pour le producteur de pérenniser son installation et ainsi participer à la décarbonation de l'énergie en France.

L'objet de cette étude est de proposer des solutions, techniques, économiques et réglementaires pour pérenniser ces installations et de calculer le coût de vente de l'énergie pour pérenniser les installations.



Sommaire

Etat des lieux

L'analyse juridique

Situation en Allemagne, Autriche et Italie

Les scénarios

Impact GES



 **Solagro**

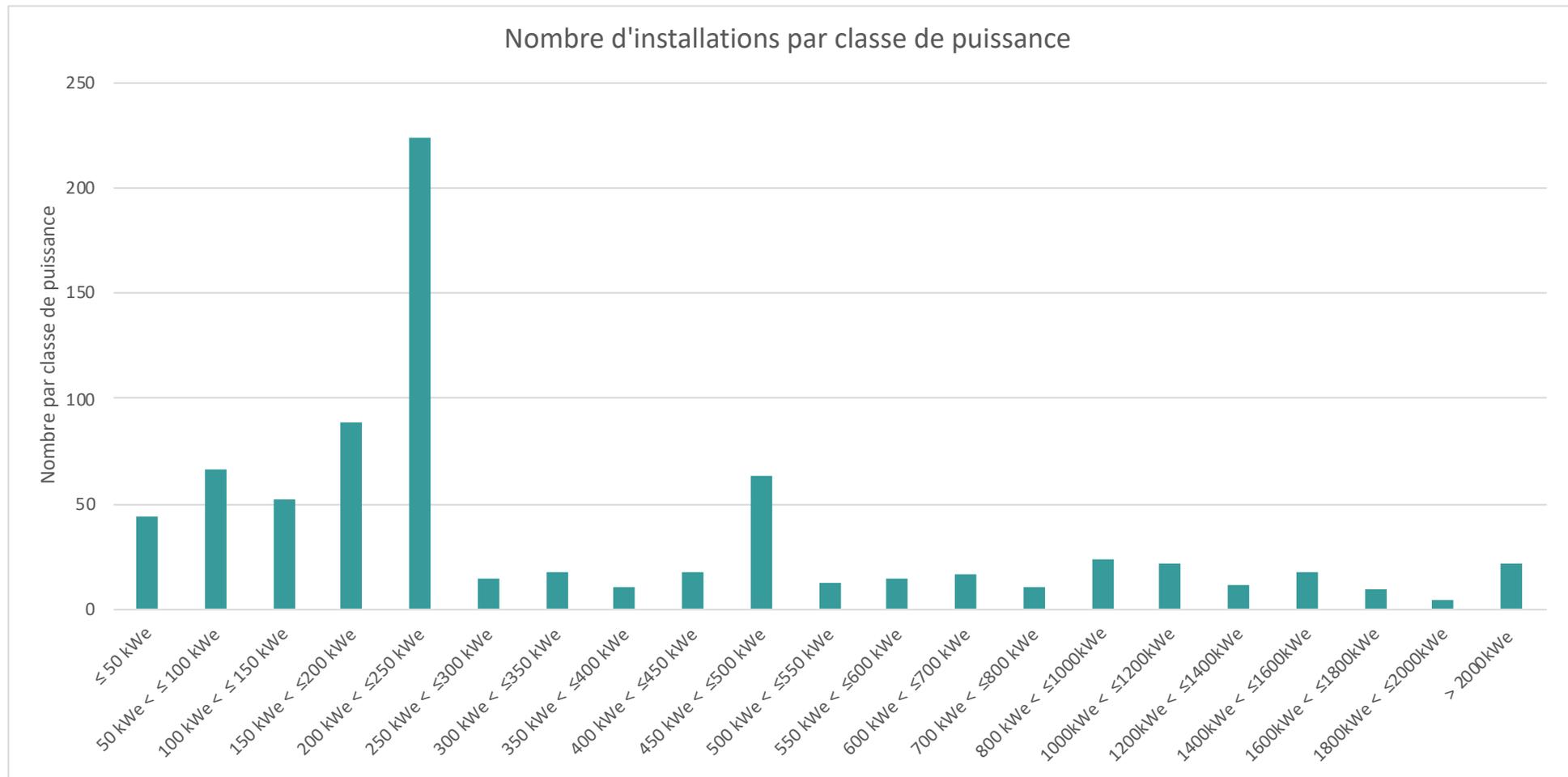
GREENLAW
AVOCATS

Etat des lieux

1. Taille
2. Intrants
3. Distance au réseau de gaz

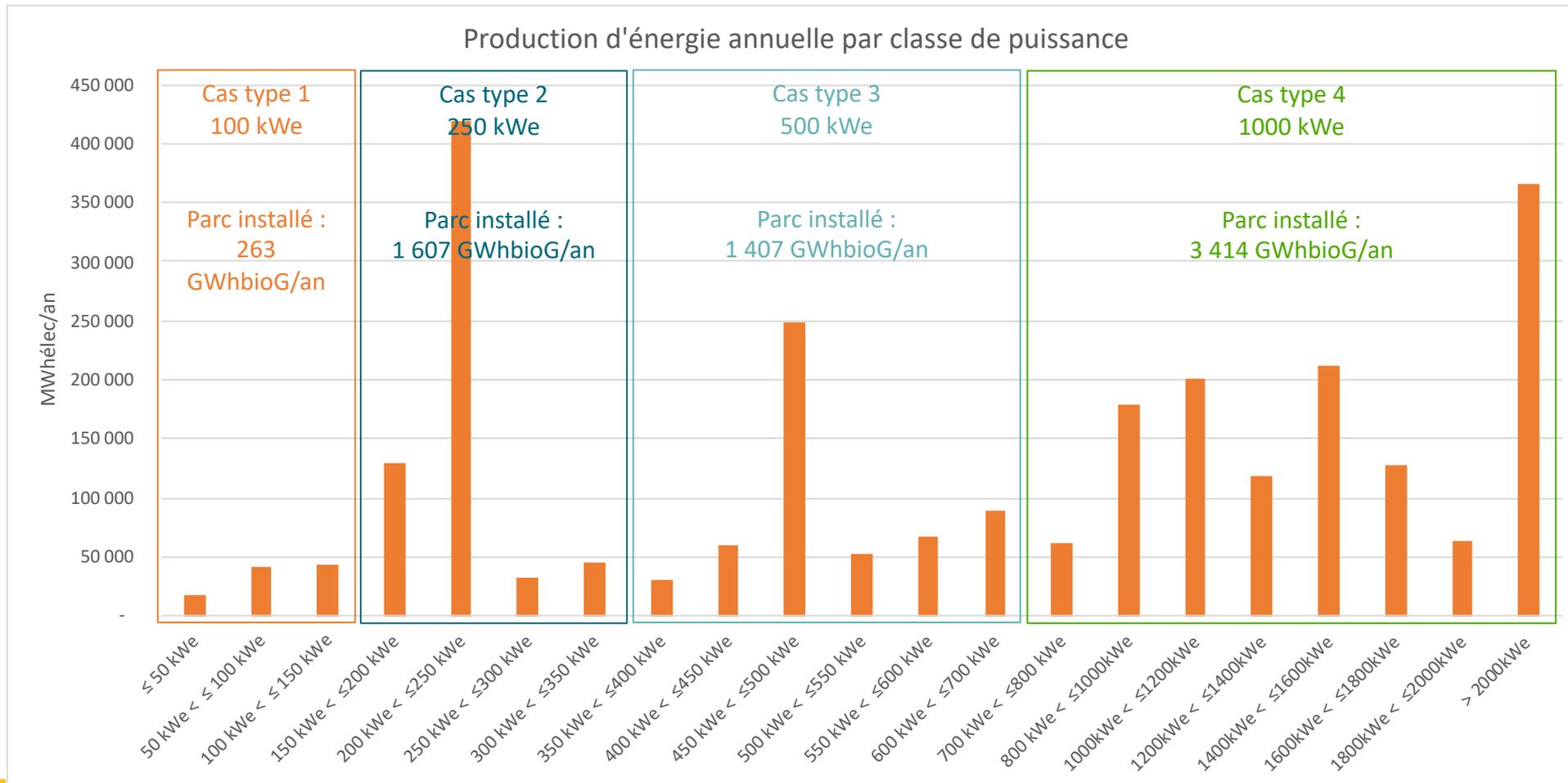
Etat des lieux - puissance installée du parc existant

Les données présentées sont issues de ODRE (open data réseaux énergies). Un traitement a été réalisé pour supprimer les installations de type STEP et ISDND.

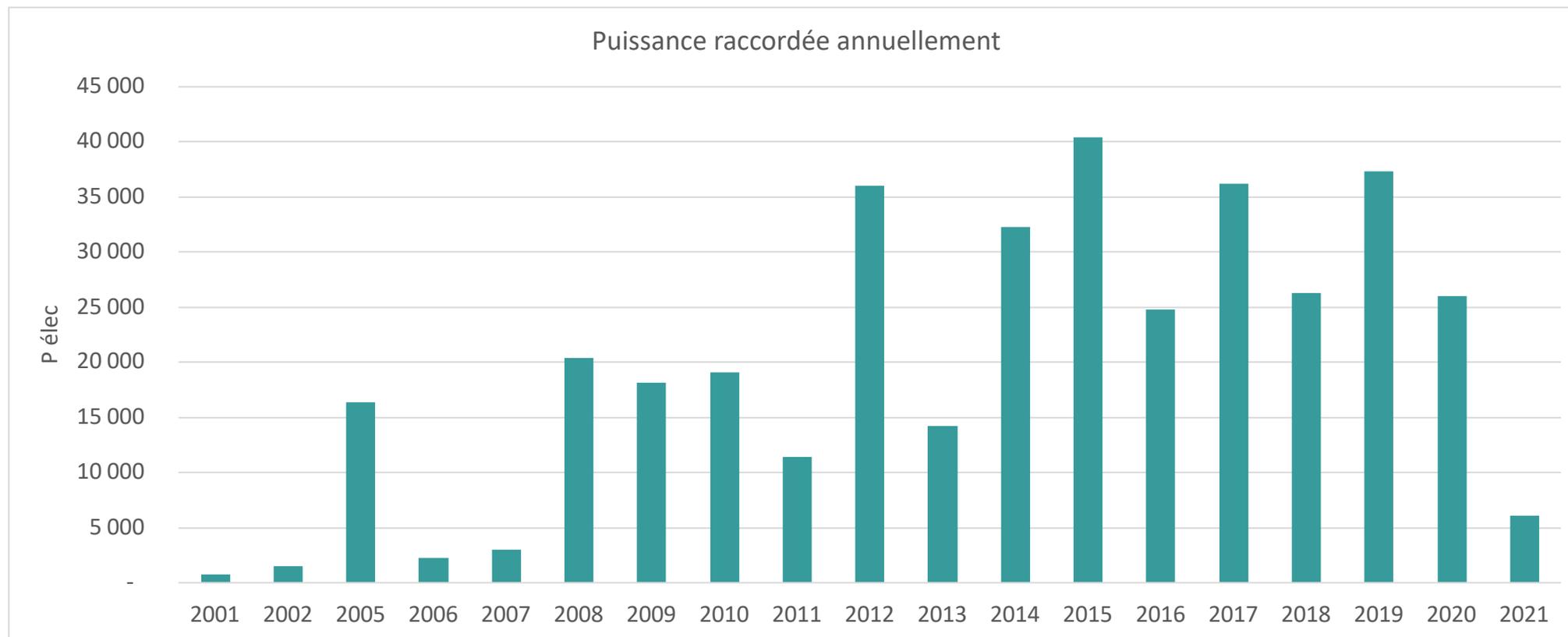


Etat des lieux - Energie produite par le parc existant

Sur la base de ces données et en prenant une production moyenne par classe de puissance, il est possible de recalculer l'énergie électrique produite par taille de puissance. Apparaissent également sur le graphique les cas type modélisés par la suite, et leur représentativité.



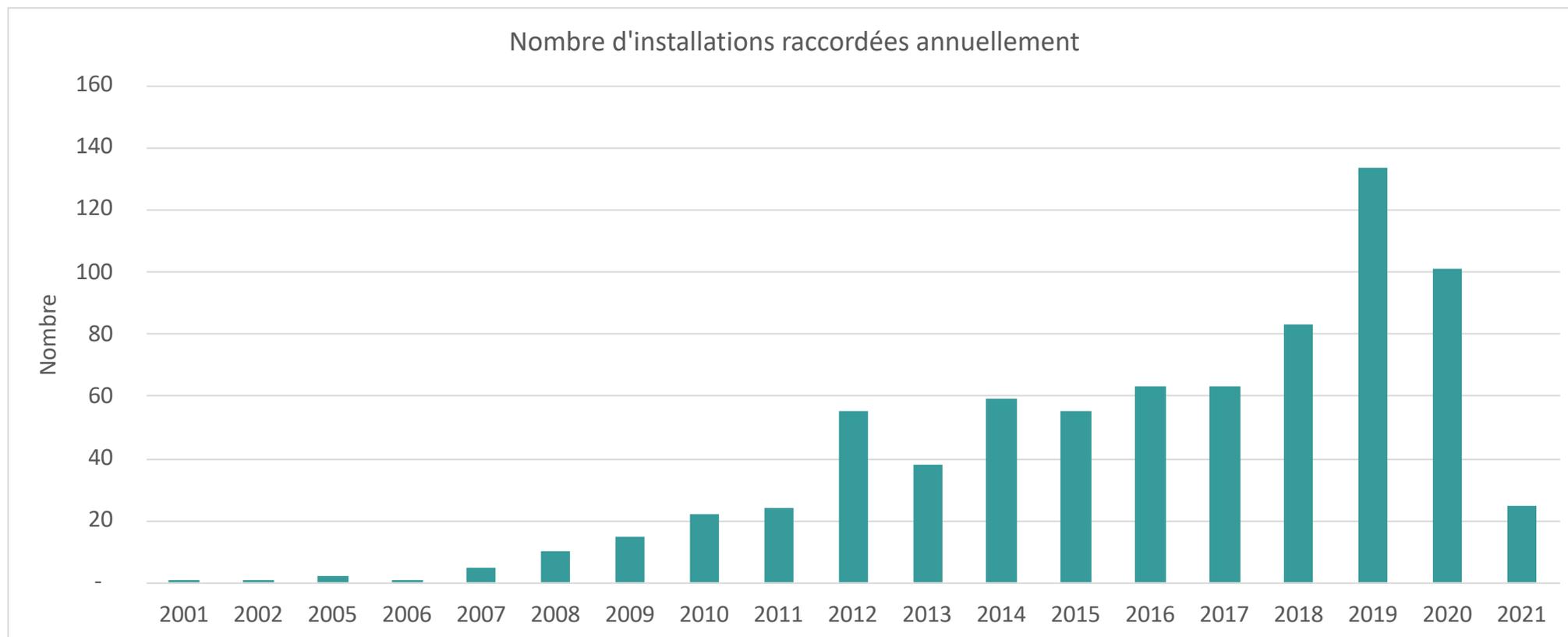
Etat des lieux - Puissance raccordée par année



Les contrats actuels étant signés pour 20 ans, les premières installations arrivent à échéance très rapidement. D'ici 2025, l'équivalent de 5% de la puissance installée arrivera à échéance et l'équivalent de 12% dès 2028.

Il est important pour ces installations d'avoir une visibilité sur les possibilités post-contractuelle.

Etat des lieux - Nombre d'unités raccordées par année

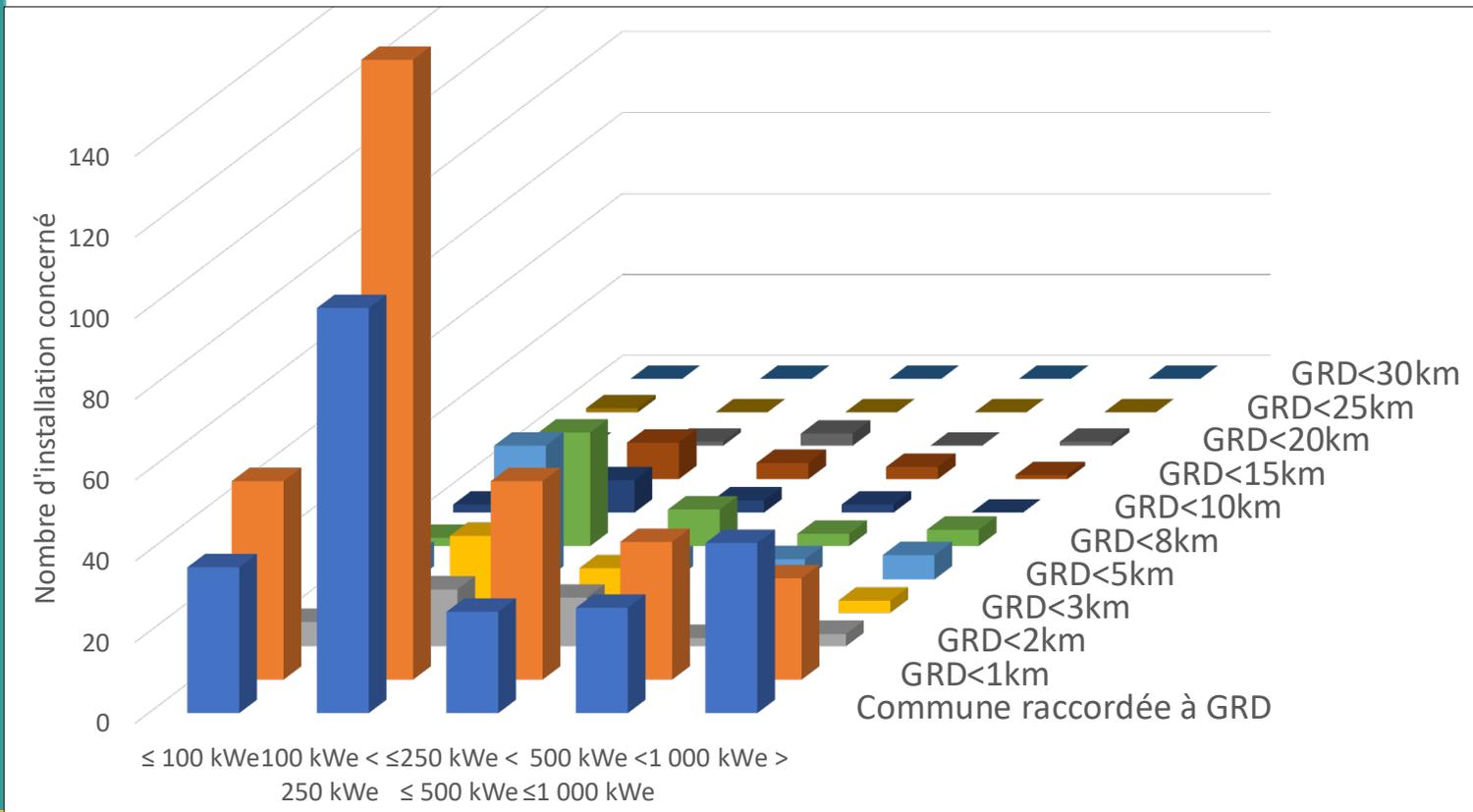


Depuis 2020, on observe une baisse du nombre de raccordement la majorité des nouvelles installations produisent du biométhane.

Etat des lieux - Distance au réseau de distribution (gaz)

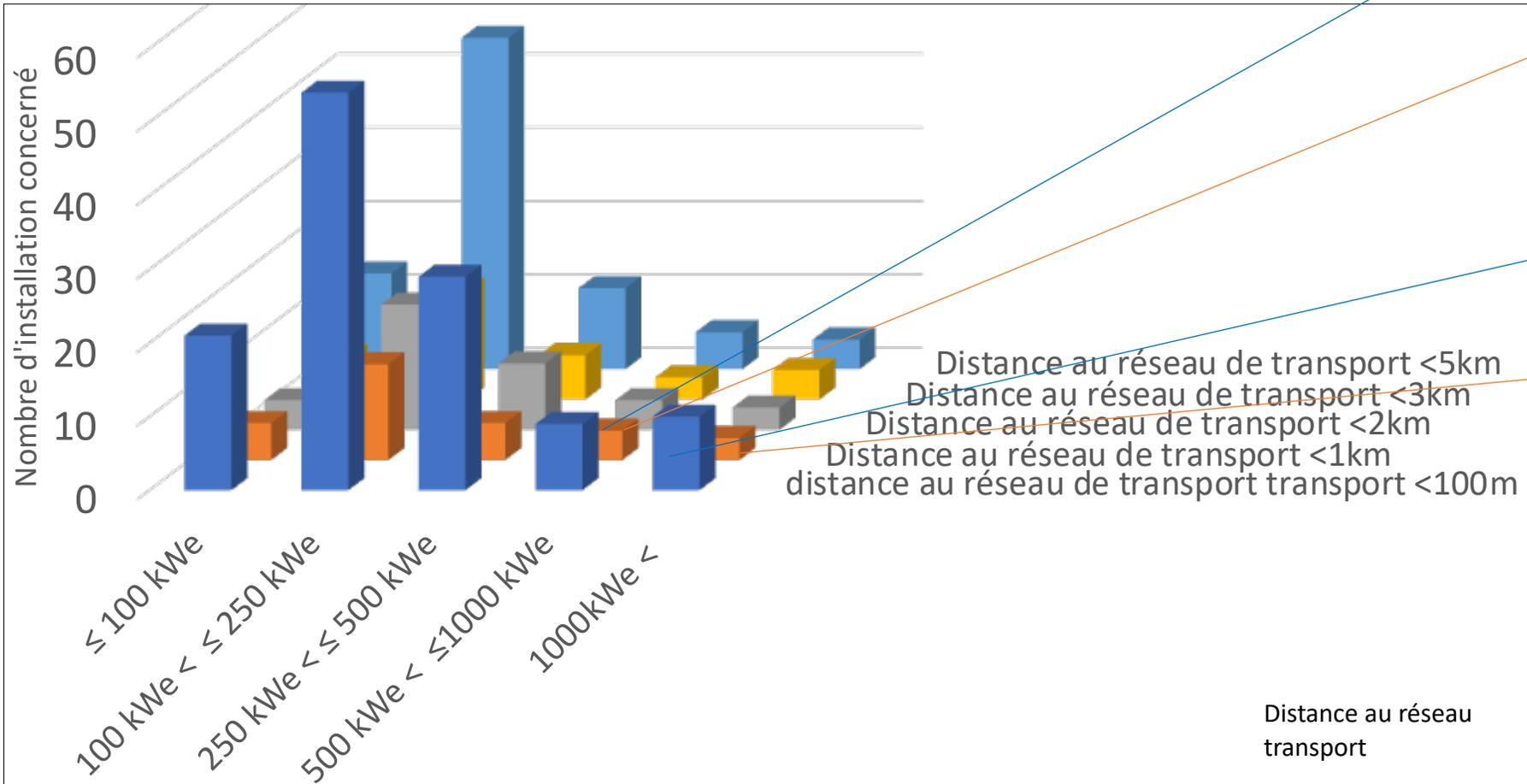
Sur la base de données cartographiques, la distance entre les installations et les réseaux de gaz ont été calculées. Les bases de données d'open data ne géo-référencent pas les unités, seule la commune est accessible, de même pour les réseaux de distribution seule leur présence dans la commune est disponible. Les réseaux de transport sont géo-référencés. Les résultats présentés indiquent donc la distance entre la commune et le réseau mesurée à vol d'oiseau. Ces informations ne présument de la capacité du réseau à accueillir du biométhane.

Distance au réseau de distribution



88 % des unités sont situées sur une commune à moins de 5km de distance d'une commune raccordé au réseau de distribution

Etat des lieux - Distance au réseau de transport (gaz)



Parmi les 9 installations, aucune n'est implantée sur une commune raccordée à GRD, mais GRD est à moins de 1 km

Toutes les installations sont à moins de 1 km de GRD

Parmi les 10 installations, aucune n'est implantée sur une commune raccordée à GRD, 6 sont à moins de 1 km de GRD, 3 à 5 km, 1 à 8 km

Toutes les installations sont à moins de 1 km de GRD

Etat des lieux - proximité

Certaines installations sont installées à proximité les unes des autres, le tableau ci-dessous indique le nombre d'EPCI (Etablissement Public de Coopération Intercommunale*) qui possèdent plusieurs unités et le nombre d'unité par EPCI.

Nombre d'installations/EPCI	Nombre EPCI concernées
1	221
2	96
3	45
4	14
5	8
6	2
7	5
8	2
9	4
14	1



Synthèse des conclusions de l'étude juridique

1. Identification des freins découlant des règles ICPE
2. Analyse des obstacles tirés des systèmes de soutien financier
3. Exposé des principales recommandations d'évolutions réglementaires

Rappel des hypothèses de travail

Hypothèses de travail

Plusieurs types de basculement peuvent s'avérer intéressants pour les producteurs de biogaz actuellement en cogénération :

- Installations restant en cogénération
- Installations en cogénération vers l'injection biométhane (en direct sur le réseau) ;
- Installations en cogénération vers l'injection biométhane en biogaz porté ;
- Installations en cogénération vers la distribution de bioGNV ou de BioGNL ;

1. Identification des freins découlant des règles ICPE

Nouvelles rubriques: Les unités en injection biométhane, en biogaz porté, BioGNV et BioGNL sont susceptibles de relever des rubriques :

- 2781 de la nomenclature relative à la méthanisation de déchets ;
- 1413 de la nomenclature pour les stations BioGNV ;
- 4310 de la nomenclature sur le stockage de biogaz ;
- 4718 de la nomenclature pour les stations en BioGNL ;

→ En cas de changement de mode de valorisation, des prescriptions nouvelles liées à des rubriques autres que la 2781 vont contraindre les anciens de site de cogénération.

Degré de contrainte: moyen

Textes en préparation: des projets de textes peuvent s'appliquer aux stations BioGNV et aux unités en autorisation sous la rubrique n°4310. Deux projets d'arrêtés relatifs aux risques chroniques et accidentels des ICPE soumises à autorisation ont été mis en consultation début 2022 et avis CSPRT le 22 février 2022

Degré de contrainte: moyen



1. Identification des freins découlant des règles ICPE

Nouvelle rubrique ICPE: Un projet de décret portant création d'une rubrique 2783 de la nomenclature ICPE sur le déconditionnement de biodéchets pourrait indirectement s'appliquer à d'anciens sites en cogénération qui voudraient diversifier leur approvisionnement en incluant des biodéchets au mix d'intrants lors du changement du mode de valorisation du biogaz produit.

Degré de contrainte: moyen

Surtout: L'une des contraintes directes fortes découle de l'application de nouvelles règles de fonctionnement ICPE aux unités existantes.

- Révision des trois arrêtés de prescriptions ICPE pour la rubrique n°2781 pour les installations de méthanisation en déclaration, enregistrement, et en autorisation, JORF du 30 juin 2021.
- nouvelles règles de distance pour nouveaux équipements ou changement de régime;
 - obligation de procéder à la couverture des stockages des digestats solides et liquides ;
 - règles d'étanchéité des sites plus contraignantes qui peuvent grever le budget associé à un changement du mode de valorisation.

Degré de contrainte: moyen à fort



2. Obstacles découlant du système de soutien financier

Un risque résiduel peut concerner les sites dont les producteurs décideraient de ne pas laisser leur contrat d'achat aller jusqu'à leur terme et de le résilier de manière anticipée : le risque de versement d'indemnités à EDF Agence Obligation d'Achat en qualité d'acheteur légal pour certains sites, en fonction de la date de la résiliation et du type de contrat d'électricité souscrit.

Selon l'arrêté tarifaire, il est imposé au producteur le versement d'une indemnité au profit de l'acheteur légal (EDF- Agence Obligation d'Achat) :

- Arrêté du 3 octobre 2001 : Les conditions générales du contrat BG01 prévoient le versement d'une indemnité en leur article XII (selon la version BIOG04- 03v2) ;
- Arrêté du 10 juillet 2006 : **ce contrat dit BG06 ne prévoit pas, dans ses conditions générales disponibles, de versement d'indemnité en cas de résiliation.**
- Arrêté du 19 mai 2011 : les conditions générales du contrat dit « BG11 » prévoient en leur article XIV-3 le versement d'une indemnité.
- Arrêté du 13 décembre 2016 : Contrats dits « BG16 », l'article XII.3 des conditions générales (version BG16-V2.0.0 disponible) prévoit le versement d'une indemnité.

2. Obstacles découlant du système de soutien financier

- Contrainte importante pour bénéficiaire d'un nouveau système de soutien en restant en cogénération

Les unités ayant déjà bénéficié ou bénéficiant actuellement d'un contrat de vente d'électricité aidé (BG01 à BG16) ne peuvent prétendre à un nouveau contrat d'achat d'électricité.

Deux motifs juridiques s'y opposent :

-D'abord, l'arrêté tarifaire actuel datant de 2016 prévoit expressément que seul « *peut bénéficier d'un contrat d'achat toute installation utilisant à titre principal le biogaz issu d'une même unité amont, dont la ou les installations produisant du biogaz, y compris celles déclarées en application du 2° du II de l'article 7, n'ont jamais produit du biogaz :*

-vendu dans le cadre d'un contrat conclu en application de l'article L. 446-2 ou L. 446-5 du code de l'énergie [contrat de vente de biométhane]

-ou utilisé par une installation pour une production d'électricité dans le cadre d'un contrat d'achat en application du 1° de l'article L. 311-12 du code de l'énergie ou de l'article L. 314-1 du code de l'énergie [contrat d'achat d'électricité type BG01 à BG16] ni d'un contrat de complément de rémunération en application du 2° de l'article L. 311-12 du code de l'énergie ou de l'article L. 314-18 du code de l'énergie. »

-ensuite, le site est déjà construit en toute hypothèse. Or, selon l'article 4 de l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016, les travaux ne doivent pas avoir commencé.

Degré de contrainte: très fort (pas de bénéfice possible du système de contrat d'achat si un contrat BG01 à BG16 a déjà été conclu)

2. Obstacles découlant du système de soutien financier

- Contrainte importante pour passer en production de biométhane (injection directe ou biogaz porté) : **l'obstacle existant lié à la notion « d'installation nouvelle » pour bénéficier d'un contrat de vente de biométhane.**

L'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021 prévoit que ne sont pas éligibles à un nouveau contrat d'achat les installations de production dont un élément principal nécessaire à la production, l'épuration ou le stockage du biogaz ou permettant la valorisation énergétique d'une production a déjà servi, exception faite des éléments de récupération du biogaz dans le cadre d'une production fatale issue d'une installation de stockage de déchets non dangereux.

Degré de contrainte: très fort (pas de bénéfice possible du système de contrat d'achat si réutilisation des équipements)

- Production de biométhane injecté : les obstacles éventuels tirés du futur système d'appel d'offres pour l'injection biométhane (capacité supérieure à 25 GWh/an)

Un dispositif d'appel d'offres pour les unités de production de biométhane d'une capacité supérieure à 25GWh/an est prévu par l'article L446-15 du code de l'énergie et sa partie réglementaire (articles R.446-12-35 et suivants du code de l'énergie issu du décret du 30 septembre 2021 précité).

Ce dispositif n'est pas encore complété à la date du présent rapport puisque les modalités de l'appel d'offres seront précisées dans un cahier des charges qui doit être notifié à l'Union européenne et fera l'objet d'une consultation de la filière, courant 2022.

Degré de contrainte: très fort (pas de bénéfice possible)

2. Obstacles découlant du système de soutien financier

Production de BioGNV : Les obstacles existants tirés du système d'appel à projets lié à la mobilité (BioGNV)

Un dispositif d'appel à projets prévu par la loi LOM et le décret du 30 septembre 2021 (depuis codifié aux articles R.446-12-20 et suivants du code de l'énergie) permet de faire bénéficier certaines unités d'un contrat de complément de rémunération lorsque les usages sont majoritairement liés à la mobilité.

L'appel à projets dont le cahier des charges est en cours de discussion contient deux contraintes inhérentes à la notion d'installation nouvelle :

- si elles réutilisent un équipement ayant déjà servi à la production du biogaz (digesteurs), à son stockage, ou à son épuration, ou permettant la valorisation énergétique d'une production (chaudière), les unités de cogénération ne pourront pas être éligibles à cet appels à projets,
- tout comme celles ayant déjà donné lieu à un contrat d'achat d'électricité.

→ Ceci constitue deux obstacles majeurs actuellement pour que les anciennes unités en cogénération puissent bénéficier de ce système d'appel à projets pouvant intéresser les sites éloignés du réseau de gaz naturel et ayant un projet de mobilité.

Degré de contrainte: très fort (pas de bénéfice possible du système d'appel à projets si réutilisation des équipements)

SYNTHESE SUR LES FREINS AUX SYSTEMES DE SOUTIEN FINANCIER

Systeme de soutien financier	Eligibilité des anciennes unités de cogénération	Eligibilité des anciennes unités de cogénération passant en injection biométhane (directe ou gaz porté)	Eligibilité des anciennes unités de cogénération passant en Biométhane non-injecté (BioGNV ou BioGNL)
Tarif d'achat guichet ouvert	NON	NON (du fait de la notion d'installation nouvelle)	-
Appel d'offre – complément de rémunération	-	NON	NON
CPB	-	Possible	-
Contrat de gré à gré	Possible	Possible	Possible

3. Exposé des principales recommandations d'évolutions réglementaires

- 1) Recommandation n°1 : Instaurer un cadre de soutien à la cogénération adapté pour les unités ayant déjà bénéficié d'un contrat de vente d'électricité aidé
- 2) Recommandation n°2 lever l'obstacle lié à la notion d'installation nouvelle pour les unités en injection
- 3) Recommandation n°3 : Lever les interdictions relatives aux unités ayant un projet de biogaz en mobilité
- 4) Recommandation n°4 : Veiller à ce que les décotes dans l'arrêté CPB soient compatibles avec la conversion des unités en cogénération
- 5) Recommandation n°5 pour la production en BioGNL : instituer un cadre de soutien financier et de traçabilité

Revue européenne de sur la fin des mécanismes de soutien de la cogénération biogaz

1. Allemagne
2. Autriche
3. Italie



Allemagne



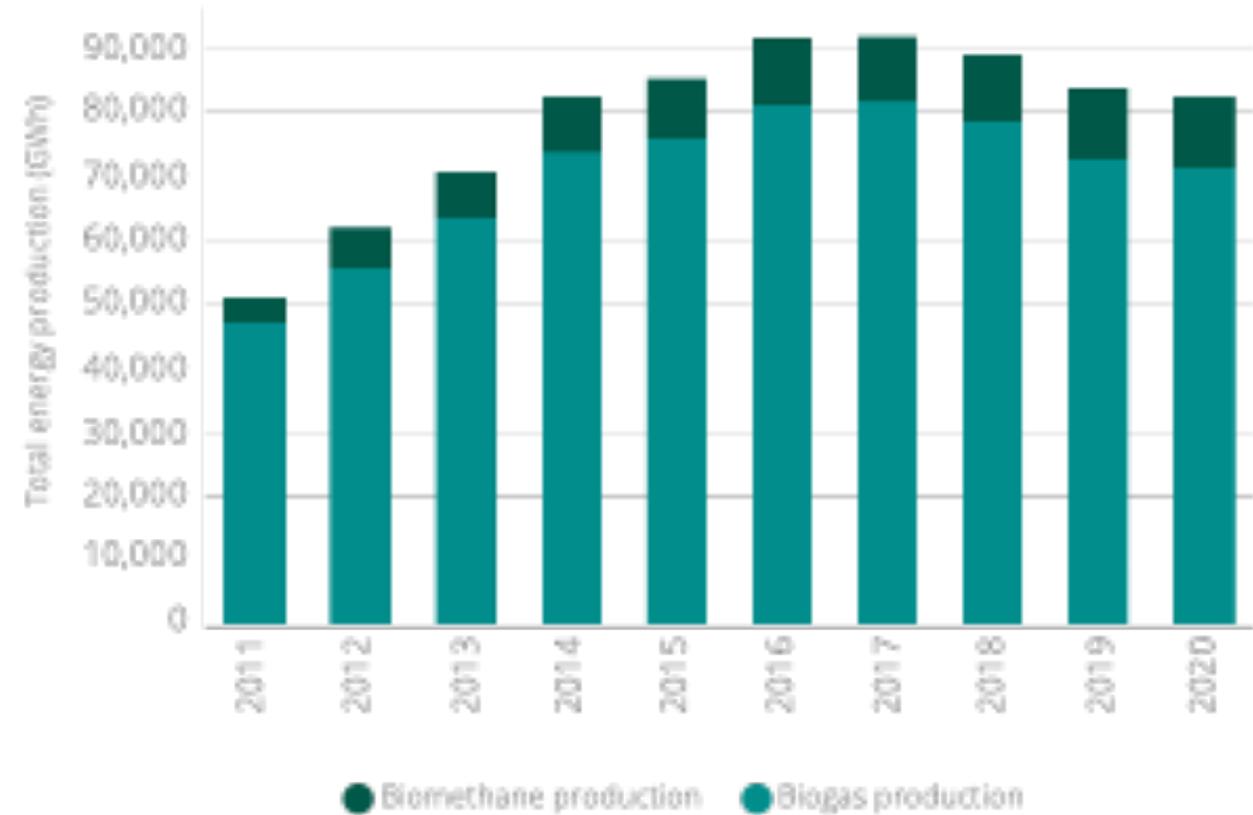


Filière biogaz

Plus de 80 TWh de biogaz (plus de 40% de la production européenne) dont 11 de biométhane.

Environ 11 000 méthaniseurs en fonctionnement

L'Allemagne reste de loin, le plus gros producteur de biogaz en Europe, mais son marché est en déclin.





Filière cogénération

Mécanismes de soutien ont démarré en 1991 (tarif d'achat)

Depuis 2014 fort ralentissement du marché :

- Baisse du mécanisme de soutien
- Baisse des rémunérations via le marché

Mécanisme marché + prime et appel d'offre mis en place progressivement depuis 2012

Incitation à la flexibilité depuis 2012



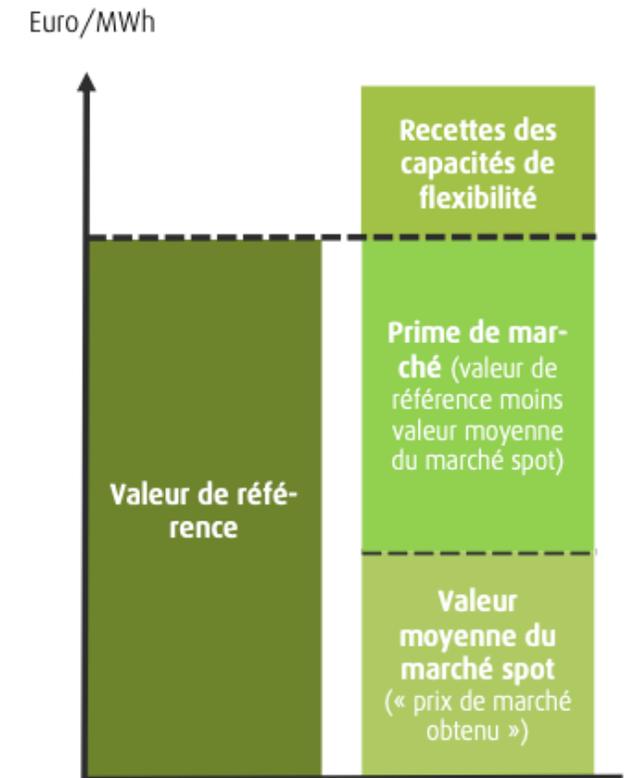
Source : EBA



Mécanisme actuel cogénération

Mécanisme de soutien par appel d'offre défini par EEG2021

- Rémunération garantie : Marché + prime
 - Nouvelles installations : plafond rémunération 164€/MWh el, sur 20 ans
 - Installations existantes : plafond 184€/MWh el, sur 10 ans
- Volume annuel autorisé 750 MWe/an
- Prime flexibilité : 65€/kWe/an (permet de payer la surcapacité cogénération et stockage biogaz)
- Contrainte durabilité : Culture énergétique < 40%
- Rémunération de l'exploitant :
 - Vente de l'électricité sur le marché (qui peut être supérieur à la moyenne du marché spot si valorisation sur les heures de pointe)
 - Vente de la chaleur
 - Prime de marché (calculé pour atteindre la valeur de référence, en se basant sur une valeur moyenne du marché spot)
 - Service système (rémunération pour service de flexibilité : ex réserve primaire, secondaire...)



Source : OFATE



Rappel mécanisme actuel biométhane

Les mécanismes de rémunération sont différents selon l'utilisation finale du biométhane :

- Cogénération (85%) : Contrat privé à un exploitant de cogénération qui souscrit au mécanisme EEG2021
- Transport (10%, en forte croissance) :
 - Federal Pollution Control Act (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG) : oblige les fournisseurs de carburant à couvrir une part de leur vente par des certificats CO₂. Pénalité à 470€/tCO₂ si non respect de l'objectif. BioCNG et BioLNG ouvert à ce mécanisme.
 - Incitations supplémentaires avec défiscalisation représentant 18€/MWh
 - Rémunération = Vente énergie sur le marché du Gaz + Vente de certificat CO₂ aux fournisseurs de carburant
 - Rémunération du MWh directement du bilan GES du biométhane
 - Respect REDII => Culture énergétique quasi exclue
- Chaleur (5%) :
 - Renewable Energy Heat Act (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG). Oblige une part d'ENR pour le chauffage et le refroidissement dans les bâtiments neufs. Le biométhane peut être reconnu, mais uniquement si utilisé en cogénération, ce qui limite beaucoup les possibilités

Forte dynamique
Développement important du bioLNG sur site mais aussi depuis le réseau avec GO



Quelles solutions pour fin de soutien des cogénérations ?

Maintien cogénération

- Appel d'offres, avec accès mécanisme marché + prime (plafond 184€/MWhe), sur 10 ans
- Culture énergétique limité à 40%
- Prime flexibilité 65€/kW/an (chaque unité de manière flexible reçoit annuellement cette prime)

Biométhane pour transport – réelle option

- Pas de contrainte sur site existant ou non
- Mais doit être compatible REDII, ce qui n'est pas le cas de la majorité des unités de méthanisation en cogénération avec des intrants majoritairement en culture énergétique
- Reste aussi la question de l'accès au réseau gazier

Autriche



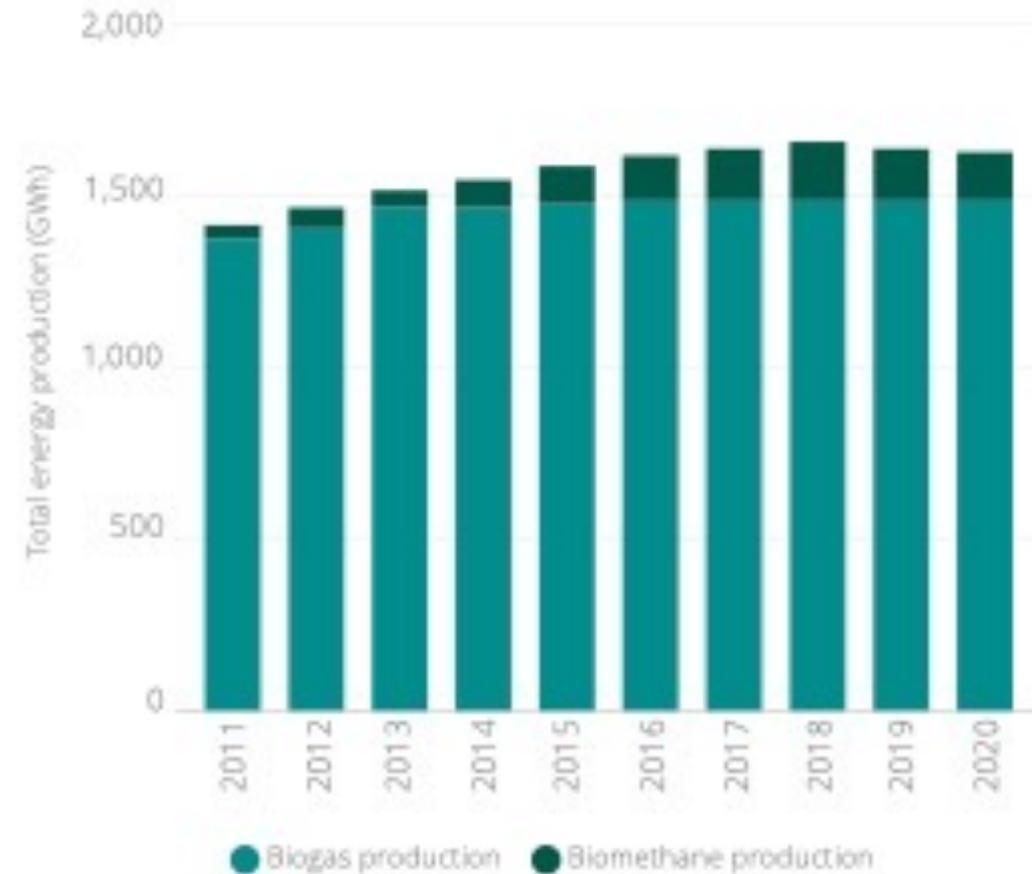


Filière biogaz

1,6 TWh de biogaz dont 0,15 TWh en biométhane

Environ 450 méthaniseurs en fonctionnement

Mais marché en déclin





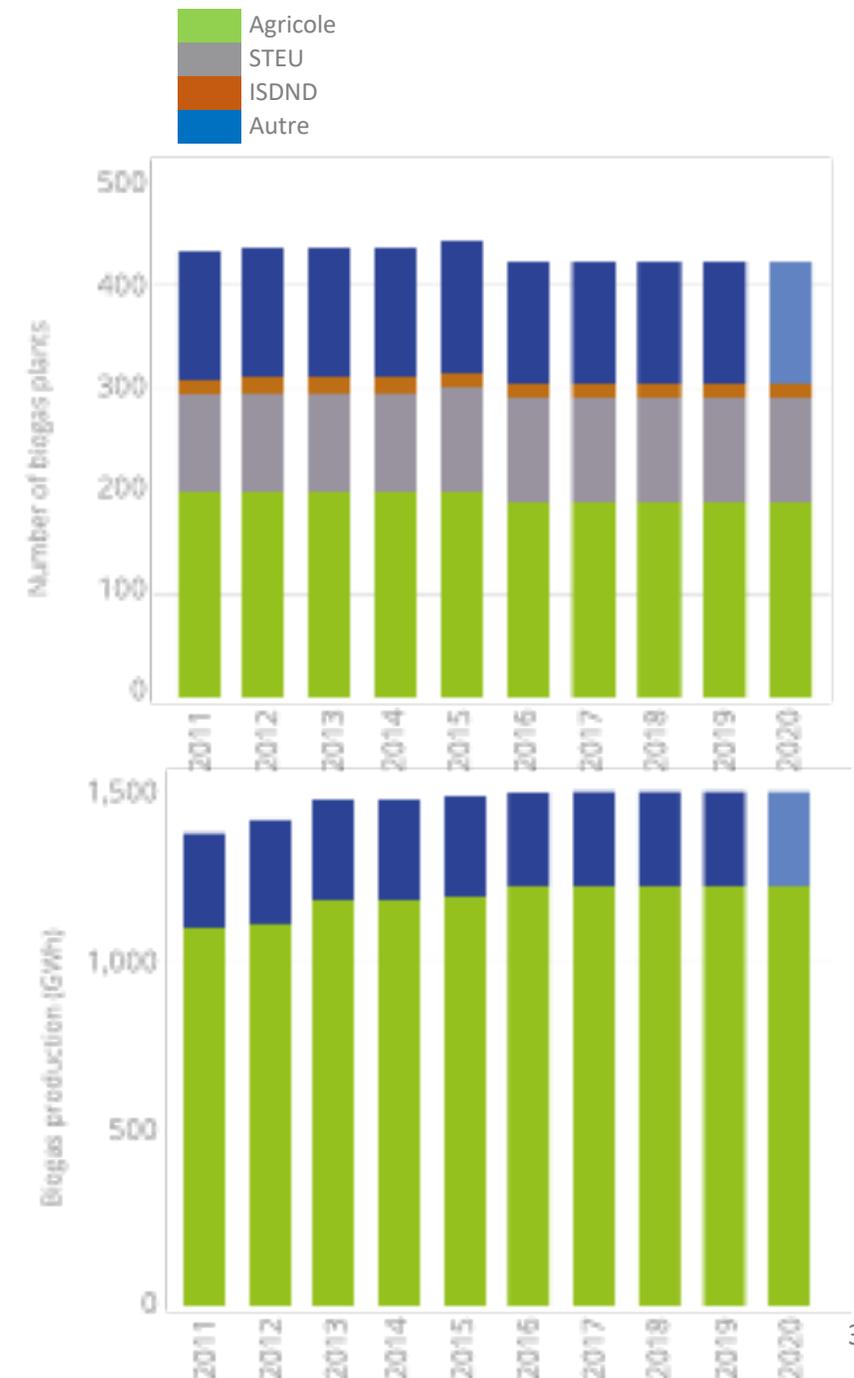
Filière cogénération

Mécanismes de soutien ont démarré en 2003 (tarif d'achat sur 13 ans)

Plafonnement depuis plus de 10 ans

Légère baisse du nombre de méthaniseur mais limitée par la mise en place d'un mécanisme de prolongation en attendant la nouvelle loi

Tarif actuel entre 120 et 190 /MWh





Nouveau mécanisme de soutien (EAG2021, en cours de mise en œuvre)

Cogénération :

- Appel d'offres : Marché + prime
- Durée de 20 ans pour les nouvelles unités
- Durée de 2 ans pour les unités existantes

Biométhane : Subvention à l'investissement

- 45% pour les conversions cogénération- biométhane
- 30% pour les nouvelles unités



Autres mécanismes indirects pour le biométhane

- 1. Secteur électrique** : Une cogénération non associée à un méthaniseur mais raccordée au réseau de gaz naturel peut néanmoins bénéficier des mécanismes de soutien « cogénération biogaz » à la condition de contractualiser un approvisionnement avec un producteur de biométhane. L'exploitant de la cogénération peut donc payer le biométhane à un prix bonifié (50 à 100 €/MWh) par rapport au gaz naturel.
- 2. Secteur transport** : Obligation d'incorporation de carburant ENR, inclus le bioGNV, mais GNV très peu développé en Autriche, donc très peu demande
- 3. Secteur du gaz** :
 - a) Défiscalisation totale de la taxe sur gaz, env 6€/MWh
 - b) Projet de taxe carbone sur secteur non ETS (30€/tCO₂ en 2022 – 55€/tCO₂ en 2025)

Italie

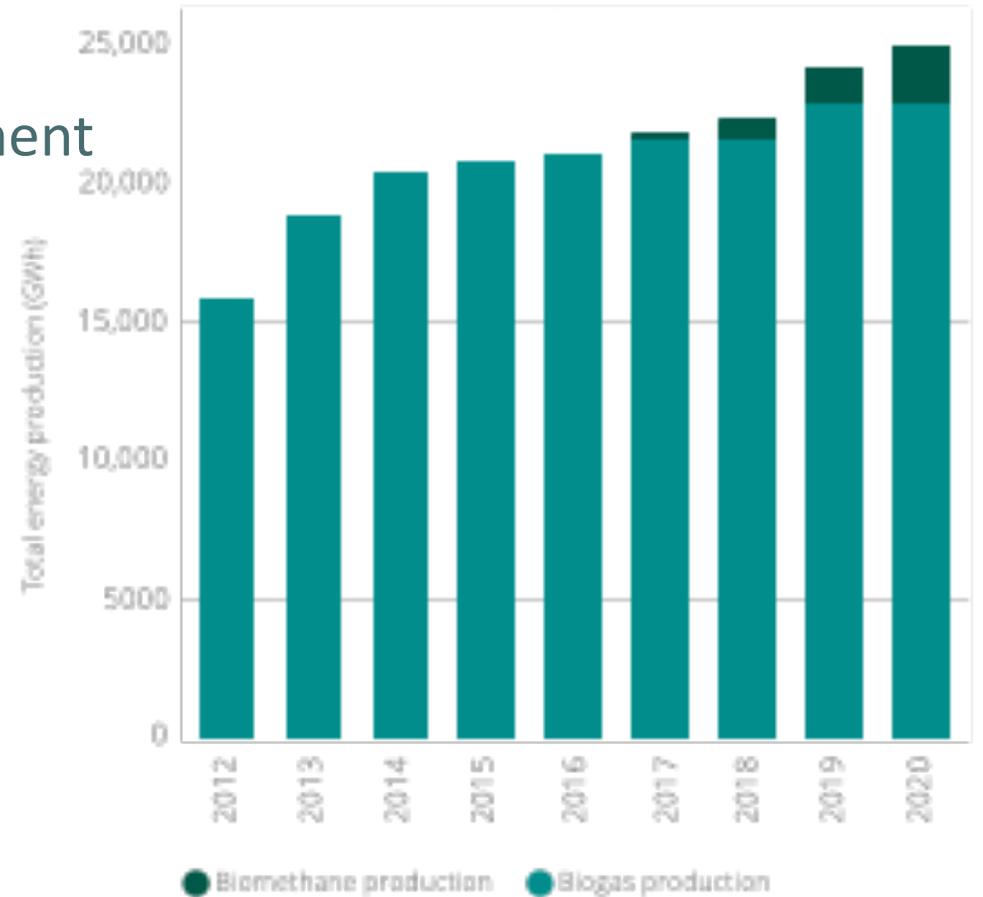




Filière biogaz

Environ 25 TWh de biogaz dont 2 TWh de biométhane

Environ 1750 méthaniseurs en fonctionnement

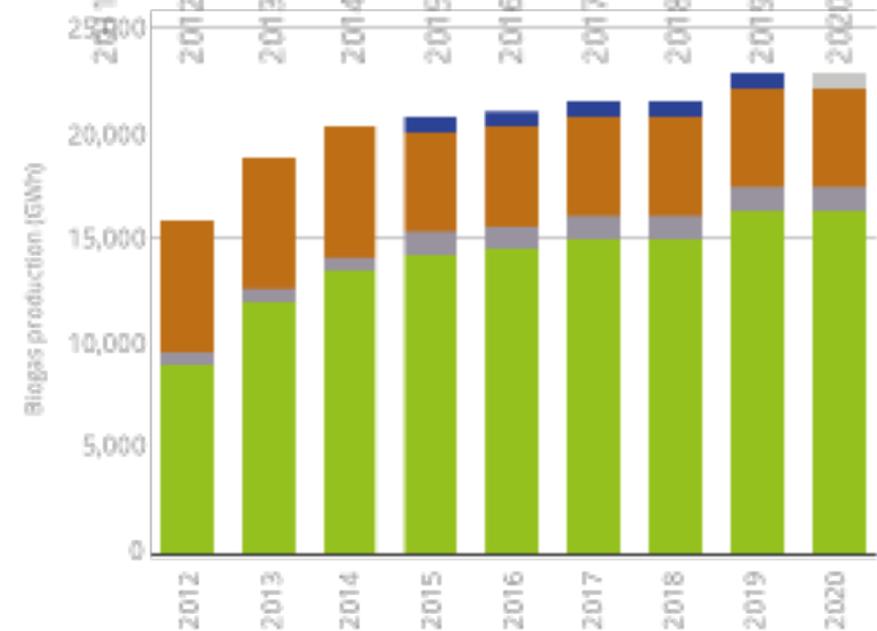
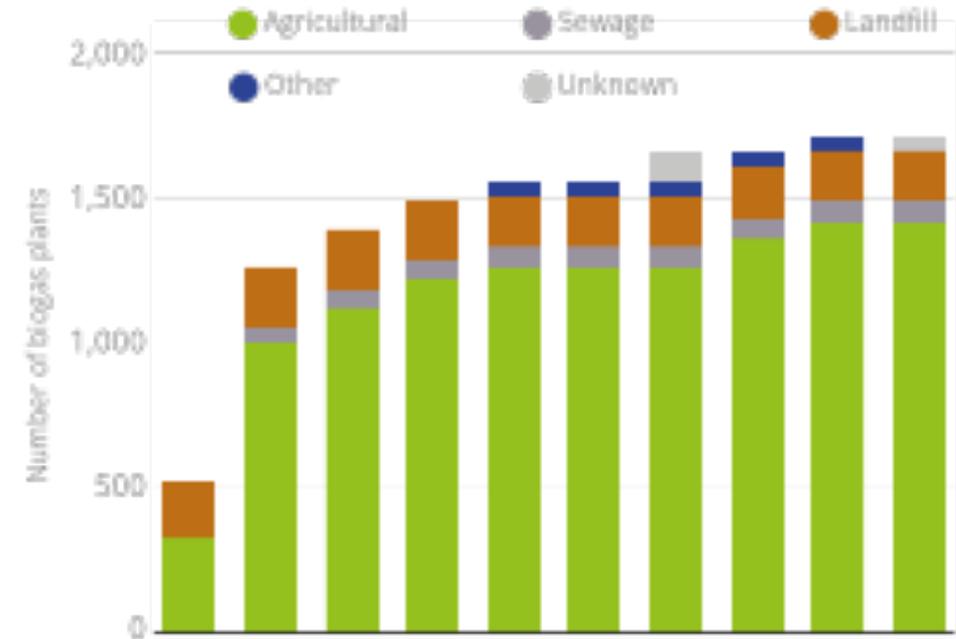




Filière cogénération

Premier mécanisme de soutien (certificat vert) en 1999, mais vrai décollage de la filière avec introduction des tarifs d'achat (280€/MWh, 15 ans) en 2008.

En 2013, baisse des tarifs d'achat mais extension à 20 ans.





Mécanisme actuel cogénération

Mécanisme marché + prime (MD2016):

- Ouvert aux cogénérations <300kWe
- Prime 165 €/MWh
- 20 ans



Mécanisme actuel biométhane

Uniquement pour une valorisation sur le marché du transport :

- Obligation des fournisseurs de carburant d'incorporer une part de biocarburant. Les producteurs de biométhane vendent donc des certificats (CIC) aux fournisseurs en plus de la vente sur le marché.
 - 1CIC=10 Gcal de biométhane ou 5 Gcal pour le biométhane « avancé » (sans culture énergétique)
 - Les fournisseurs de carburant sont doublement incité à intégrer du biométhane, dans leur objectif, il y a une part minimum de biométhane avancé
- Possibilité d'intégrer un système « mieux garanti » pour le 10 premières années pour le biométhane avancé :
 - Valorisation réseau : 0,95% du prix spot + 375€/CIC (65€/MWh)
 - Valorisation hors réseau : vente du biométhane + 375€/CIC (65€/MWh)
 - Après 10^{ème} année bascule dans le marché libre des CIC
- Incitation pour le développement du bioGNV :
 - Majoration 20% du CIC si investissement dans au moins 51% des part d'une station GNV
 - Aide plafonnée à 70% de l'investissement ou 600k€ pour station GNC, 1 200k€ pour une station GNL



Quelles solutions pour fin de soutien des cogénération ?

Maintien cogénération

- Mécanisme en cours de discussion, mais uniquement ouvert pour les unités éloignées du réseau de gaz

Conversion au biométhane et accès au mécanisme biométhane :

- Obligation de réduire d'au moins 30% la production d'électricité jusqu'à la fin du contrat cogénération
- Possibilité d'augmenter la production de biogaz



Les scénarios sur les cas type

1. Présentation des cas types
2. Hypothèses de CAPEX et OPEX
3. Les cas étudiés
4. Les résultats

Les cas types

Sur la base de l'état des lieux, 4 cas types principaux sont modélisés:

- 100 kW élec
- 250 kW élec
- 500 kW élec
- 1 000 kW élec

Pour chacun, 2 options de gisement sont modélisées, l'une à forte base effluent, l'autre plus végétale, sauf pour le 1 000 kW élec où la variante végétale est plutôt de type biodéchets.

t _{MB} /an \ Scénario	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD	Potentiel méthanogène (Nm ³ CH ₄ / t MB)
Tonnage total (tMB / an)	5 910	15 400	11 280	25 710	17 290	41 890	23 910	
Lisier bovin	3 000	6 600	2 400	7 800	3 600	10 800	3 600	16
Fumier bovin mou	0	1 000	1 000	6 000	1 500	6 000	1 500	36
Fumier bovin compact	2 660	7 410	4 370	8 360	4 180	15 200	2 280	45
Ensilage CIVE d'hiver			3 400	2 050	6 010	5 000	3 000	77
Issues de céréales humides	250	385	110	500	1 000	1 250	2 225	217
Déchet de légume				1 000	1 000	2 540	3 000	100
Ensilage CIVE d'été						1 100	2 000	105
Déchets de GMS (mélange)							3 200	48
Graisses d'abattoir							3 100	163

Les cas types

Les hypothèses concernant les matières premières sont les suivantes:

Scénario Distance (km)	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD	Coût achat (€/t MB)	Redevance €/t MB)
Lisier bovin	0	5	5	7	7	10	10	0	0
Fumier bovin mou		5	5	7	7	10	10	0	0
Fumier bovin compact	0	5	5	7	7	10	10	0	0
Ensilage CIVE d'hiver			10	10	10	10	10	25	0
Issues de céréales humides	10	10	10	10	10	10	10	50	0
Déchets de légume				10	10	10	10	15	0
Ensilage CIVE d'été						10	10	32	0
Déchets de GMS							30	0	20
Graisses d'abattoir							30	50	0

Hypothèses - CAPEX (hors équipement de valorisation)

Equipements à changer quels que soient les scénarios, hors équipement de valorisation:

- Equipements tournants: agitateurs, broyeurs, trémie, pompe, séparation de phase,
- Analyseur, gazomètre, couverture digestat
- Voirie lourde (en partie), local technique,
- Electricité hors process, automate (en partie), groupe électrogène,
- Chargeur.

Une assurance travaux et des imprévus (5%) sont aussi pris en compte

Au total, environ 21% du CAPEX total du projet initial (sur la base d'un chiffrage pour un projet neuf actuel) est retenu pour une remise en état :

	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)	371	686	522	1 134	861	1 872	1 477

A mettre en parallèle des coûts de démantèlement qui peuvent varier de quelques dizaines de milliers d'euros pour les petits installations avec mise en sécurité du site, évacuation du matériel électrique et utilisation des cuves par l'exploitation agricole à des centaines de milliers d'euros si destruction des cuves.

La comparaison avec PRODIGE a été réalisée.

Hypothèses - OPEX (hors équipement de valorisation)

Les charges d'exploitation devraient rester identiques (hors inflation ou concurrence matière)

K€/an	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Conduite unité méthanisation	25	40	36	53	49	85	72
Gérance et administration	3	3	3	3	3	3	3
Assistance technique	3	3	3	3	3	3	3
Assurances	4	9	7	23	18	31	28
Suivi plan d'épandage	1	2	1	3	2	5	6
SOUS-TOTAL EXPLOITATION	36	56	51	84	74	127	110
Achat électricité	7	26	13	51	27	101	76
Achat eau claire (dilution)	5	5	5	5	5	5	5
Eau lavage engins	0	1	1	1	2	2	1
Fioul chargeur	1	2	2	3	3	5	3
SOUS-TOTAL CONSOMMABLES	14	34	21	61	37	114	89
Maintenance autres équipements (P2)	11	22	15	30	19	54	44
Gros entretien (P3)	9	25	15	30	15	64	41
Détection fuite biogaz	1	1	1	1	1	1	1
Vidange décennale (coût moyen)	4	10	8	6	5	11	9
SOUS-TOTAL ENTRETIEN	26	58	39	67	41	130	95
Transport des matières entrantes	-	32	22	75	55	163	145
Transport du digestat liquide restant	-	34	23	64	49	151	105
Chargement/déchargement des matières (intrants et digestat)	-	-	-	-	-	-	-
SOUS-TOTAL LOGISTIQUE	-	66	45	139	105	314	250
Achat/production Exploitation agricole	-	-	85	51	150	160	139
Achat/production IAA animales	-	-	-	-	-	-	155
Achat/production IAA végétales	13	19	6	40	65	101	156
SOUS-TOTAL INTRANTS	13	19	91	91	215	261	450
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION	89	233	246	442	472	946	995

Hypothèse du modèle économique

L'objectif est de calculer la valeur à laquelle doit être vendue le gaz ou l'électricité pour que l'installation puisse perdurer en tenant compte du coût de renouvellement de l'installation. Pour cela plusieurs hypothèses ont été retenues:

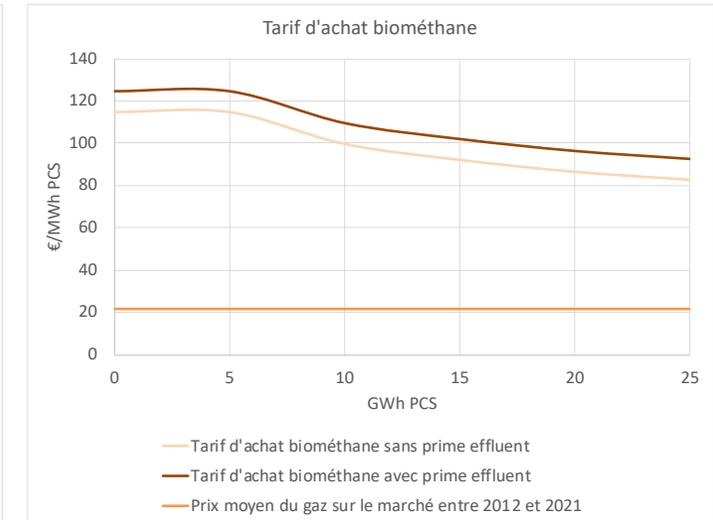
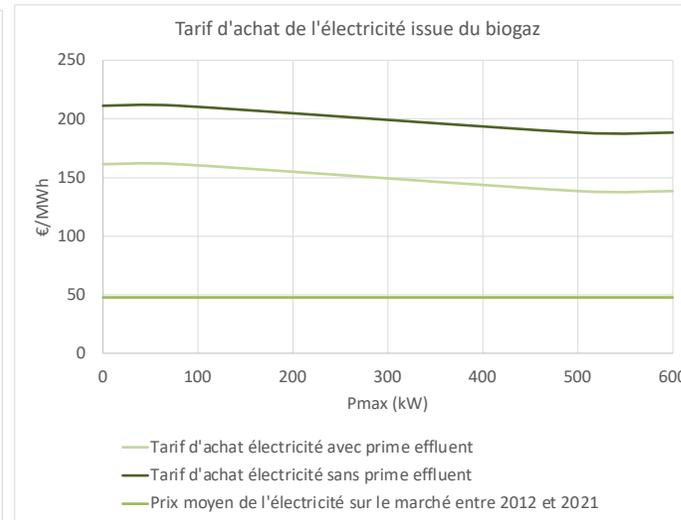
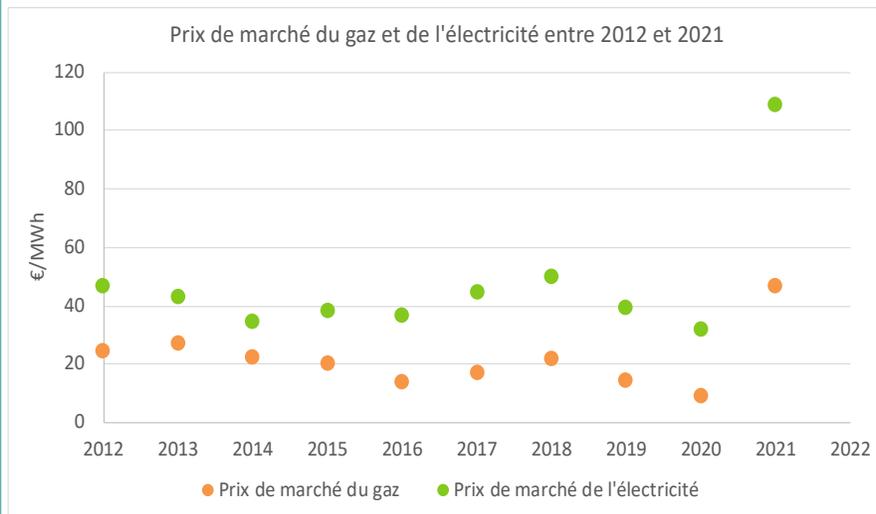
- Durée d'analyse économique sur 15 ans, afin de pouvoir comparer aux tarifs actuels, en sensibilité cette analyse sera réalisée sur 7 ans
- Le TRI cible est de 6% après impôt et taxes
- Inflation de 1% sur les charges, 0,7% sur la vente d'électricité ou de gaz
- Taux de fond propre: 10%; emprunt bancaire 1,8% sur 13 ans
- Pas de subvention à l'investissement
- Un achat d'électricité à 90 €/MWh (sensibilité à 130 €/MWh)
- Pas d'augmentation de puissance
- Les hypothèses de marché pour les années à venir sont les suivantes (prix de la molécule ou de l'électron)

€/MWh	Calcul principal	Variante Energie chère
Prix d'achat de l'électricité	90	130
Prix de gros (spot) Gaz	21	30
Prix de gros (spot) Electricité	48	85

Eléments de comparaison

L'objectif de l'étude étant de connaître les coûts auxquels les installations devront vendre leur gaz ou l'électricité, il semble important en premier lieu d'avoir une base de comparaison:

- aux prix de marché spot de l'électricité (moyenne annuelle)
- aux prix de marché spot du gaz naturel (moyenne annuelle)
- aux tarifs d'achat garanti pour l'électricité issue du biogaz (base 2023)
- aux tarifs d'achat garantis du biométhane (base 2023)



Sources : ENTSOE, CNR

Scénario de valorisation étudiés

Les scénario de valorisation suivants sont étudiés:

- Poursuite de la cogénération sur la base du même fonctionnement qu'aujourd'hui
- Conversion en biométhane
- Poursuite de la cogénération et ajout d'une station GNV (hors réseau)
- Cogénération fonctionnant uniquement aux heures de pointe
- Cogénération et injection
- GNL
- Gaz porté

Poursuite de la cogénération

L'installation poursuit son fonctionnement actuel. Deux modélisations sont réalisées:

- A. Sans valorisation de la chaleur
- B. Avec vente de 50% de la chaleur disponible après besoin process à 20 €/MWh

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

- Nouveau cogénérateur
- Compteur thermique
- Pompe circulation eau chaude

	Sc A	Sc B
Electricité		
Chaleur		
Biométhane		
GNV		

SC A: pas de valo chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)	560	1 060	890	1 760	1 480	2 920	2 510
Charges d'exploitation (k€ / an)	110	270	280	500	530	1 040	1 090
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)	216	185	190	170	174	167	162
Electricité vendue (MWh)	770	2 010	2 010	4 020	4 020	8 040	8 040
Chaleur vendue (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
Biométhane vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
GNV vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0

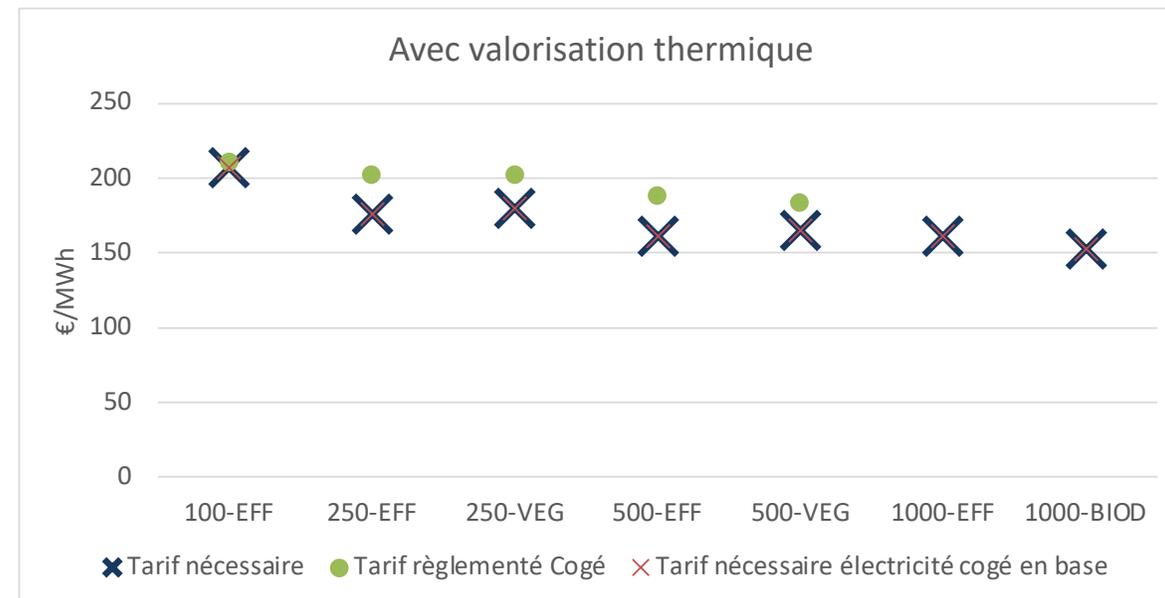
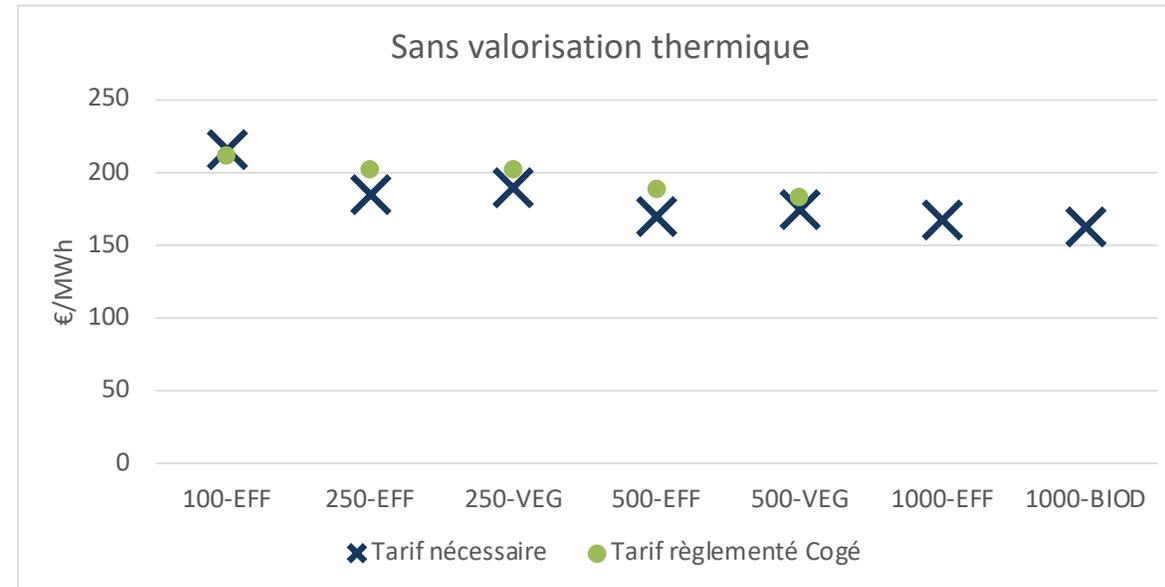
SC B: avec valo chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)	560	1 060	890	1 760	1 480	2 920	2 510
Charges d'exploitation (k€ / an)	110	270	280	500	530	1 040	1 090
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)	207	176	180	161	165	161	153
Electricité vendue (MWh)	770	2 010	2 010	4 020	4 020	8 040	8 040
Chaleur vendue (MWh)	390	910	960	1 760	1 930	2 700	3 960
Biométhane vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
GNV vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0

Poursuite de la cogénération

Excepté le 100 kW, le tarif nécessaire pour atteindre la rentabilité souhaité est légèrement inférieur au tarif en vigueur (base 2023).

La valorisation de la chaleur permet de baisser d'environ 9 €/MWh le tarif d'achat de l'électricité

Les unités avec effluents ont des coûts de production similaires aux autres mix d'intrants. Les surcoûts observés sur les unités neuves sont liés à des surdimensionnements dans certains ouvrages (digesteurs, stockages) : ces ouvrages, non remplacés, ont été amortis durant les 15 premières années de fonctionnement.



Production de biométhane

L'installation arrête la cogénération et bascule en injection, dans ce cas là il n'y a pas nécessité de poursuivre la valorisation de la chaleur, une part du biogaz sera détournée en chaudière pour chauffer le digesteur. Si l'installation souhaite continuer à valoriser de la chaleur, une valorisation mixte sera étudiée (cf autre scénario). Deux scénarios sont modélisés:

- A. Injection sur le réseau de distribution: 7km
- B. Injection sur le réseau de transport: 100m

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

- Epurateur, chaudière
- Etude et raccordement réseau
- Automate
- Poste d'injection

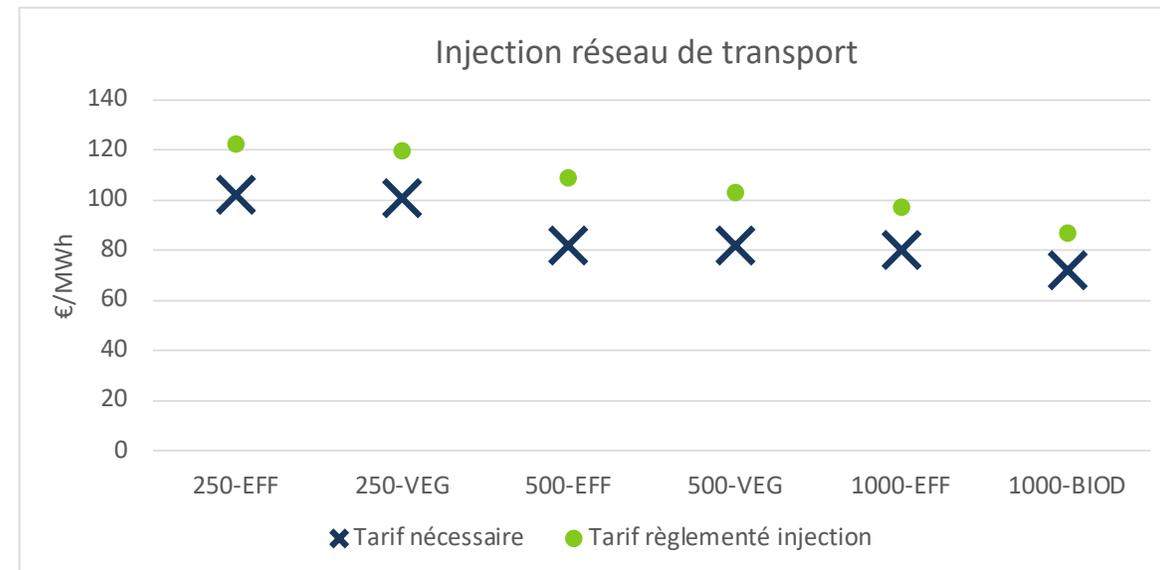
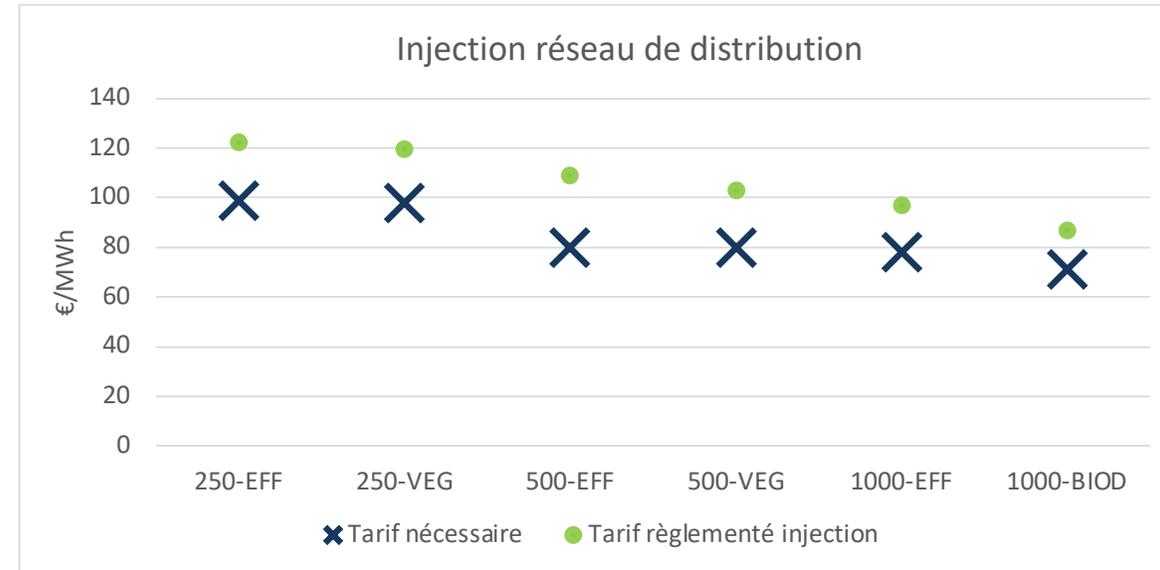
	Sc A	Sc B
Electricité		
Chaleur		
Biométhane		
GNV		

SC A: injection réseau distribution	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)		1 830	1 660	2 630	2 350	3 780	3 350
Charges d'exploitation (k€ / an)		350	370	580	620	1 130	1 180
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)		99	98	80	80	78	71
Electricité vendue (MWh)							
Chaleur vendue (MWh)							
Biométhane vendu (MWh)		5 310	5 530	10 520	10 890	19 160	20 690
GNV vendu (MWh)							

SC B: injection réseau transport	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)		2 130	1 970	2 960	2 680	4 140	3 710
Charges d'exploitation (k€ / an)		360	380	600	640	1 160	1 210
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)		102	101	82	82	80	72
Electricité vendue (MWh)							
Chaleur vendue (MWh)							
Biométhane vendu (MWh)		5 310	5 530	10 520	10 890	19 160	20 690
GNV vendu (MWh)							

Production de biométhane

La conversion d'ancienne unité en cogénération pour de l'injection de biométhane dans le réseau permet des coûts de production d'environ 20 €/MWh_{PCS} plus faible que les tarifs en vigueur pour les installations neuves.



Cogénération et bioGNV

L'installation poursuit son fonctionnement en cogénération à laquelle une station GNV (hors réseau) est ajoutée. Pour chaque scénario la modélisation est basée sur une station de type AGRIGNV 40. Il est considéré que la station GNV fonctionne 12h/j pendant lesquelles le moteur cogénération fonctionne à puissance dégradée, et les 12 autres heures, la station GNV est à l'arrêt et la cogénération fonctionne à pleine puissance. Cela correspond à une production de 60 000 kg de GNV, nous prenons comme hypothèse que le GNV est vendu à 1€ HT/kg. Cette modélisation ne s'applique pas au 100 kW (car cela perturberait trop le fonctionnement du moteur).

Deux modélisations sont réalisées:

- A. sans valorisation de la chaleur
- B. Avec vente de 50% de la chaleur disponible après besoin process à 20 €/MWh

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

- Station GNV
- Nouveau cogénérateur
- Tampon stockage eau chaude
- Automate

Le dimensionnement de la station et son fonctionnement permettrait de produire environ 60 000 kg bioGNV/an, soit de quoi approvisionner l'un des parcs de véhicule suivant :

- Soit 5 voitures et 2 camions
- Soit 1 voiture, 3 tracteurs et 1 camion
- Soit 35 voitures et 1 tracteur

Même si le biogaz alimente la station que 12h par jour, la station GNV possède un stockage de bioGNV à 250 bar en bouteille, qui permet de distribuer le bioGNV sur toute la journée.

	Sc A	Sc B
Electricité	Pmax  Pmin 	Pmax  Pmin 
Chaleur		Pmax  Pmin 
Biométhane		
GNV		

Cogénération et BioGNV

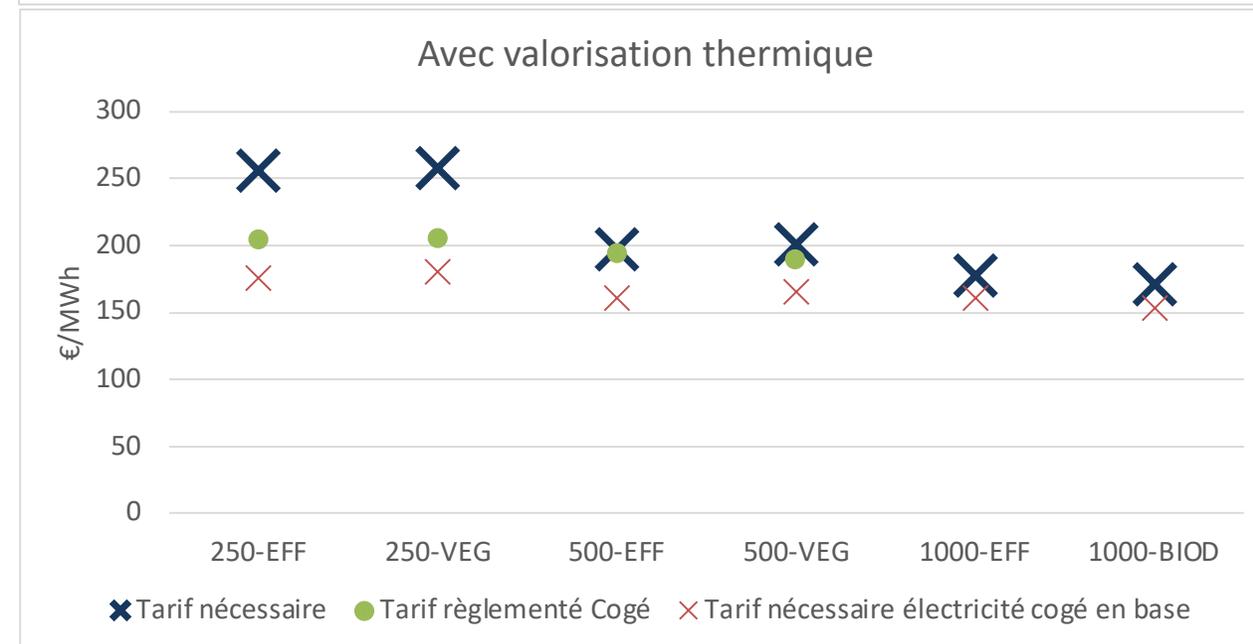
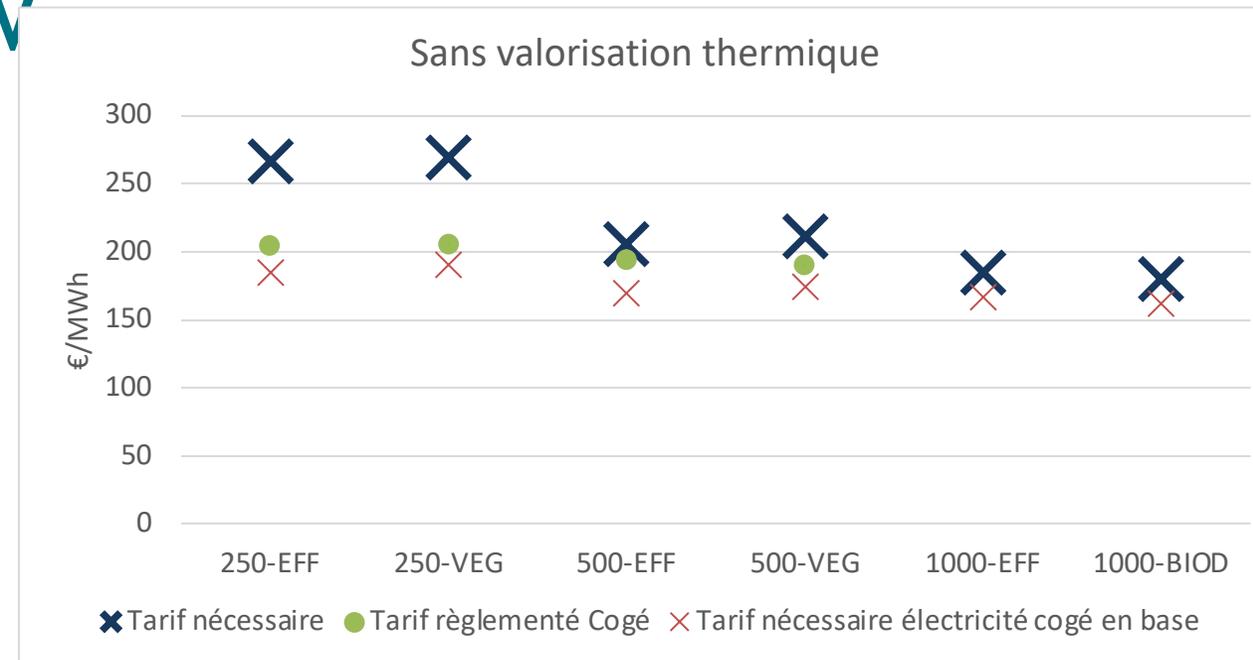
SC A: pas de valo chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)		1 500	1 330	2 220	1 940	3 380	2 970
Charges d'exploitation (k€ / an)		310	320	540	570	1 080	1 130
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)		266	269	206	211	185	180
Electricité vendue (MWh)		1 720	1 740	3 740	3 740	7 760	7 750
Chaleur vendue (MWh)		0	0	0	0	0	0
Biométhane vendu (MWh)		0	0	0	0	0	0
GNV vendu (MWh)		940	880	920	890	910	950

SC B: avec valo chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)		1 510	1 340	2 250	1 960	3 430	3 030
Charges d'exploitation (k€ / an)		310	320	540	580	1 090	1 140
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)		256	258	197	201	178	171
Electricité vendue (MWh)		1 720	1 740	3 740	3 740	7 760	7 750
Chaleur vendue (MWh)		900	960	1 760	1 930	2 700	3 960
Biométhane vendu (MWh)		0	0	0	0	0	0
GNV vendu (MWh)		940	880	920	890	910	950

Cogénération et BioGNV

La coproduction de bioGNV sur l'installation de méthanisation induit un surcout par rapport aux tarifs actuels de l'ordre 50 €/MWh pour les 250 kWe.

Pour le 500 kW cela nécessite un tarif proche de l'actuel.



Cogénération flexible

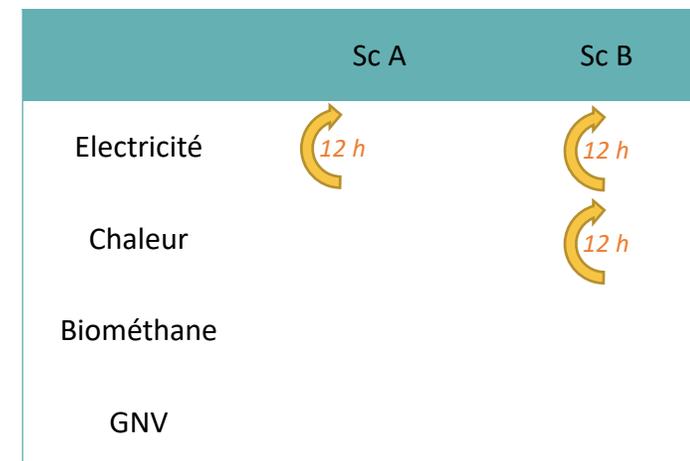
L'installation poursuit son fonctionnement en cogénération mais investit dans un second moteur de taille équivalente au premier. Les moteurs ne fonctionnent que 12h par jour, sur les heures de pointe, les 12 autres heures, le biogaz est stocké dans le gazomètre.

Deux modélisations sont réalisées:

- A. Sans valorisation de la chaleur
- B. Avec vente de 50% de la chaleur disponible après besoin process à 20 €/MWh

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

- 2 moteurs 100% de la P primaire
- Gazomètre
- Ballon tampon pour la chaleur



SC A: pas de valo chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)	780	1 450	1 280	2 430	2 140	4 000	3 580
Charges d'exploitation (k€ / an)	100	270	290	500	540	1 050	1 100
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)	250	209	214	190	195	184	179
Electricité vendue (MWh)	760	2 000	2 000	4 000	4 000	8 000	7 990
Chaleur vendue (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
Biométhane vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
GNV vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0

SC B: avec valo chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)	790	1 460	1 290	2 450	2 160	4 030	3 630
Charges d'exploitation (k€ / an)	100	270	290	500	540	1 050	1 100
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)	241	200	205	181	186	177	170
Electricité vendue (MWh)	760	2 000	2 000	4 000	4 000	8 000	7 990
Chaleur vendue (MWh)	390	910	960	1 760	1 930	2 700	3 960
Biométhane vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
GNV vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0

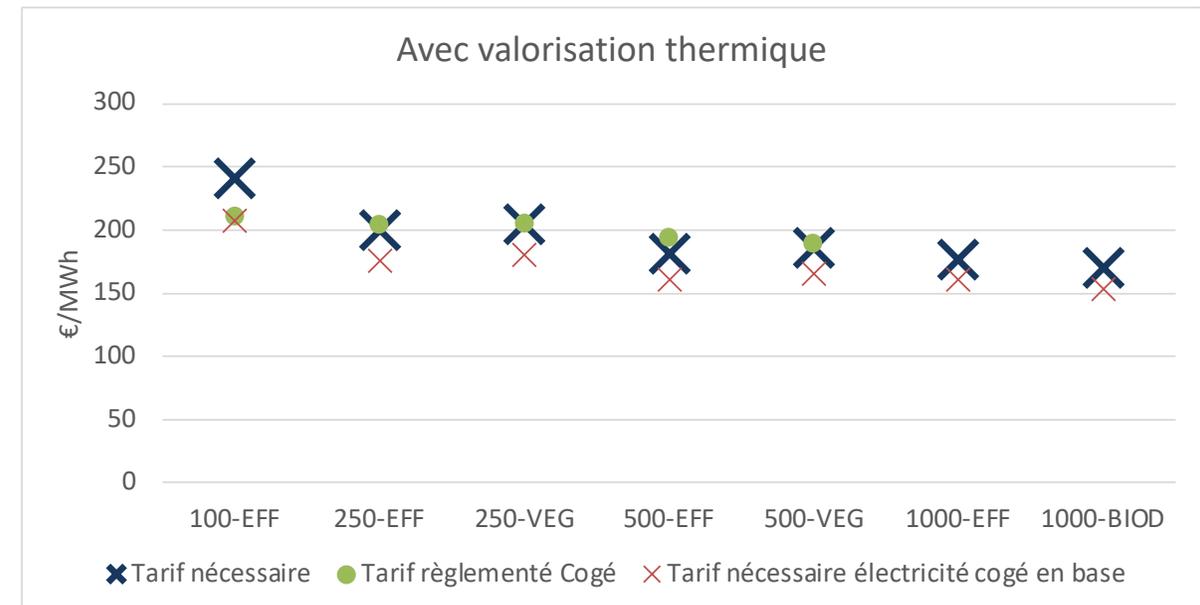
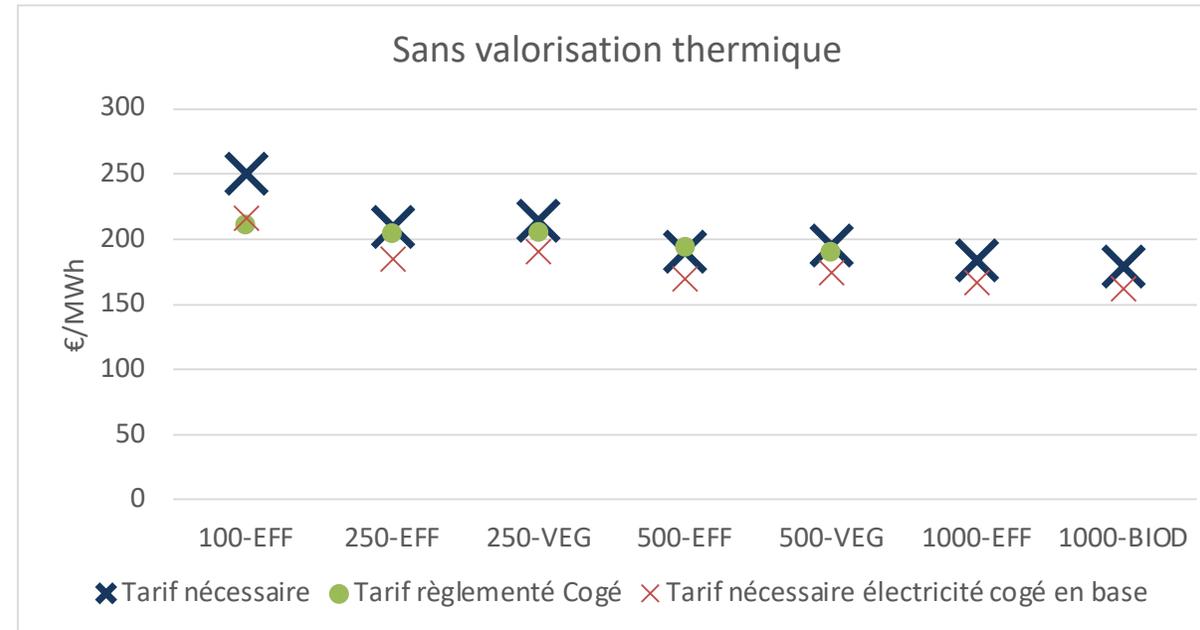


Cogénération flexible

En moyenne, sur le marché spot, le delta coût entre le prix moyen de l'électricité sur 24h et le prix moyen sur les 12h les plus chères est de 7€/MWh.

La mise en place de flexibilité sur la production d'électricité engendre des surcoûts qui sont aujourd'hui trop importants pour être compensés par la différence de coût sur le marché entre la pointe et la base.

Cela sera peut être amené à être plus limité avec le déploiement des ENR.



Double valorisation cogé et injection

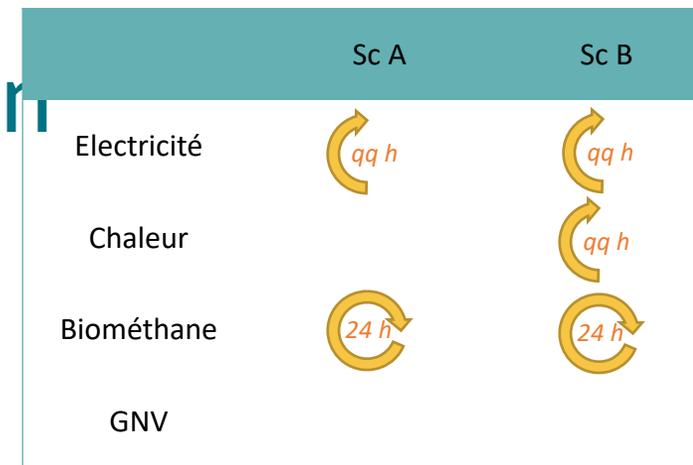
L'installation bascule en injection sur 100% de son énergie primaire, mais conserve un cogénérateur pour la valorisation thermique, l'objectif étant de le faire fonctionner au heures de pointe. Deux modélisations sont réalisées:

- A. sans valorisation de la chaleur
- B. Avec vente de 50% de la chaleur disponible après besoin process à 20 €/MWh

L'installation vend de l'électricité et du biométhane (et éventuellement de la chaleur), nous avons pris comme hypothèse une vente de biométhane au tarif d'achat calculé sur le scénario conversion totale en injection (99 €/MWh PCS pour 250 kW, 80 /MWh PCS pour 500 kW et 75 /MWh PCS pour 1 000 kW) et nous calculons ici un prix de l'électricité.

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

- Epurateur à 100% de l'énergie primaire
- Moteur uniquement pour besoin max chaleur (fonctionne aux heures de pointes quand il y a besoin de la chaleur)

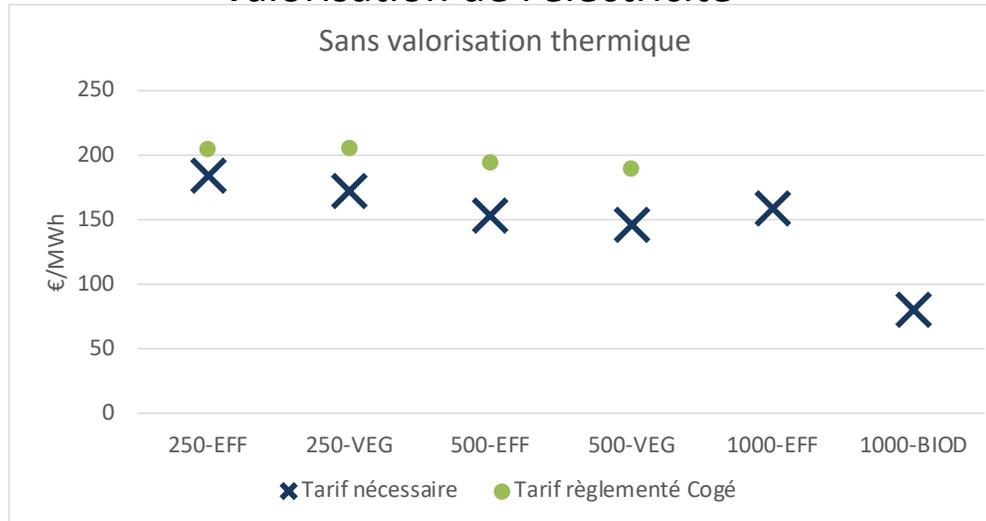


SC A: pas de valo chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)		1 810	1 640	2 640	2 310	3 950	3 410
Charges d'exploitation (k€ / an)		360	370	590	620	1 150	1 190
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)		184	172	153	146	159	80
Electricité vendue (MWh)		520	360	860	580	2 720	1 470
Chaleur vendue (MWh)		0	0	0	0	0	0
Biométhane vendu (MWh)		4 250	4 720	8 750	9 540	14 220	17 630
GNV vendu (MWh)		0	0	0	0	0	0
SC B: avec valo chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)		2 280	2 100	3 370	3 060	5 140	4 770
Charges d'exploitation (k€ / an)		380	390	630	660	1 200	1 250
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)		287	294	228	235	202	189
Electricité vendue (MWh)		1 290	1 170	2 400	2 250	5 170	5 040
Chaleur vendue (MWh)		910	960	1 700	1 870	2 440	3 700
Biométhane vendu (MWh)		2 070	2 410	4 510	4 910	7 720	8 110
GNV vendu (MWh)		0	0	0	0	0	0

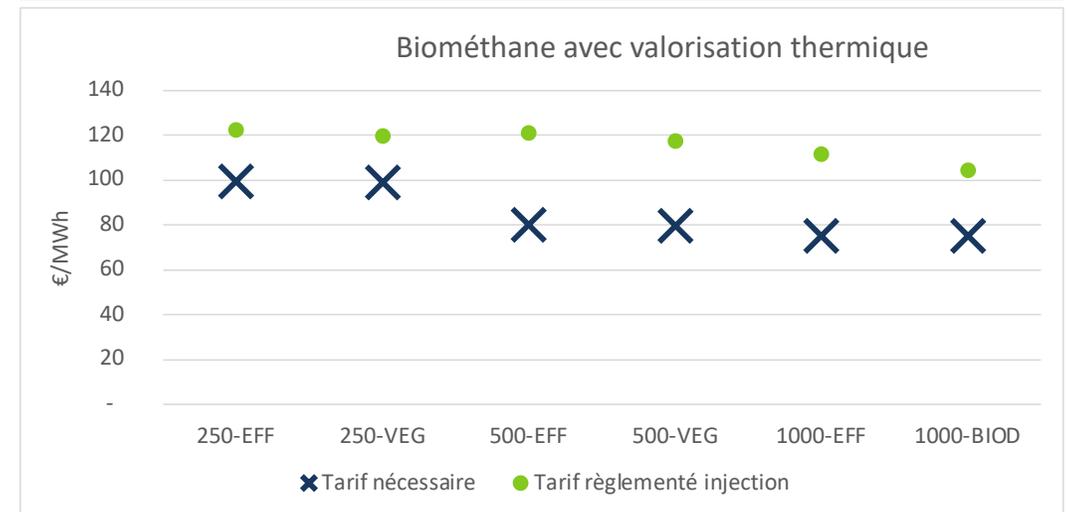
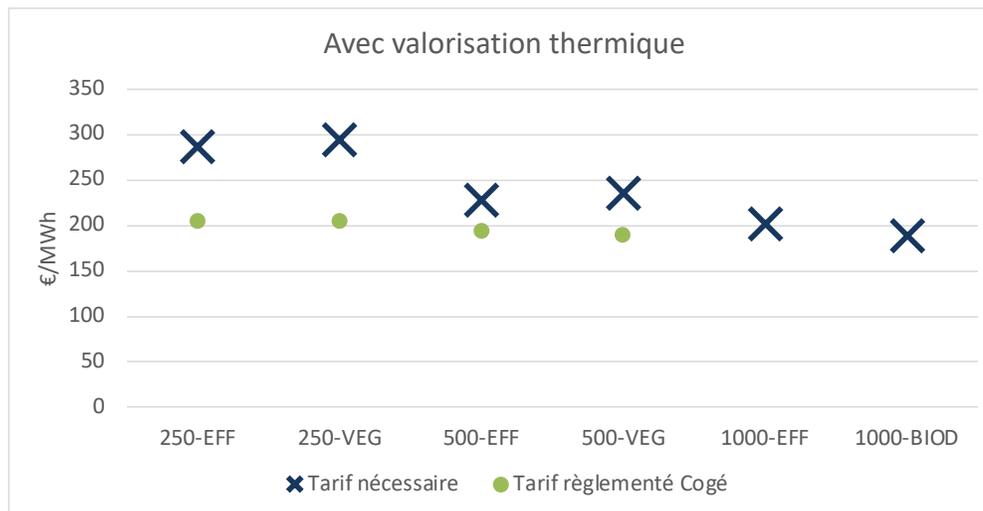
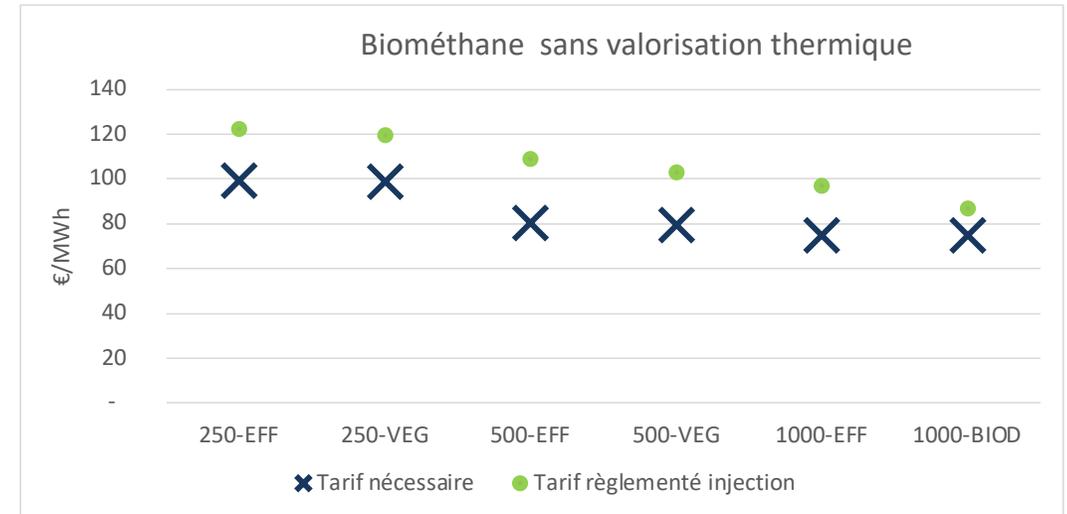


Double valorisation cogé et injection

Valorisation de l'électricité



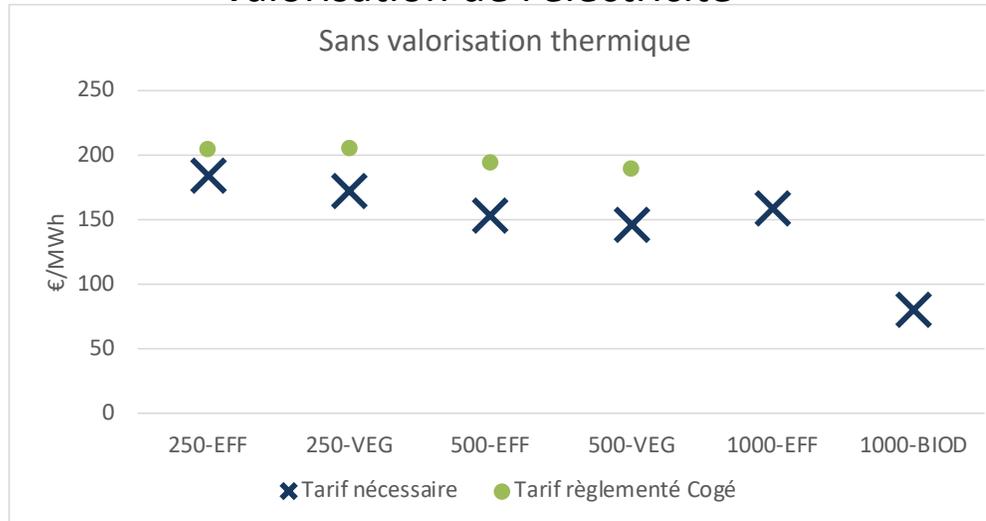
Valorisation du biométhane



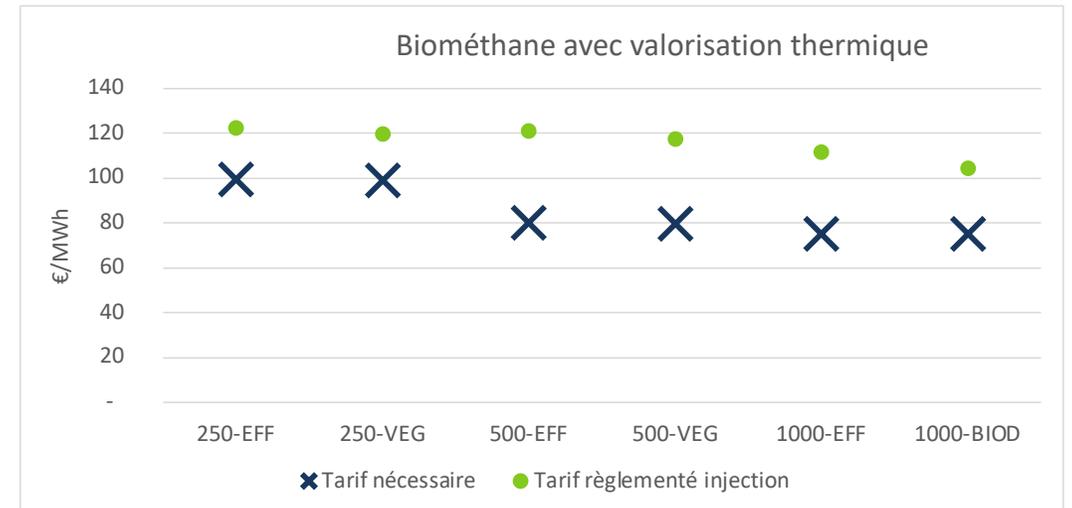
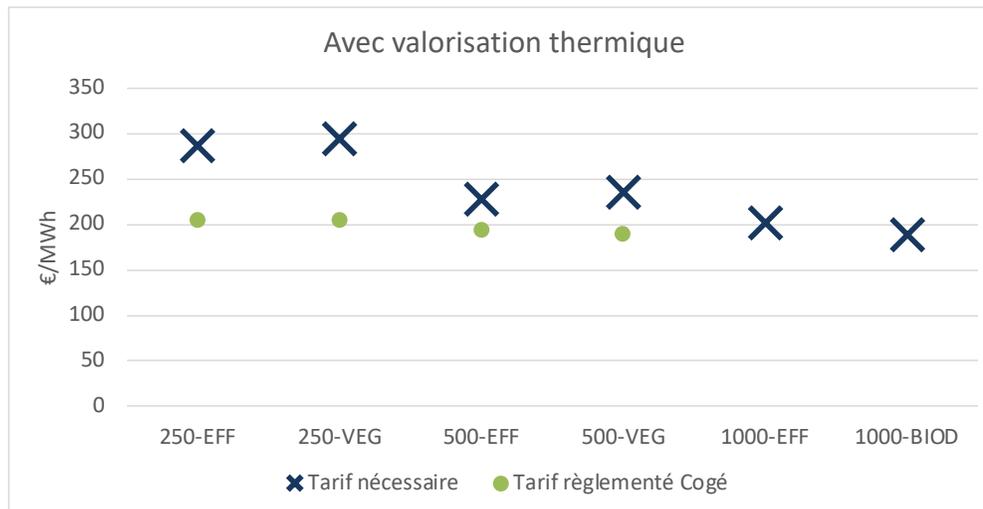
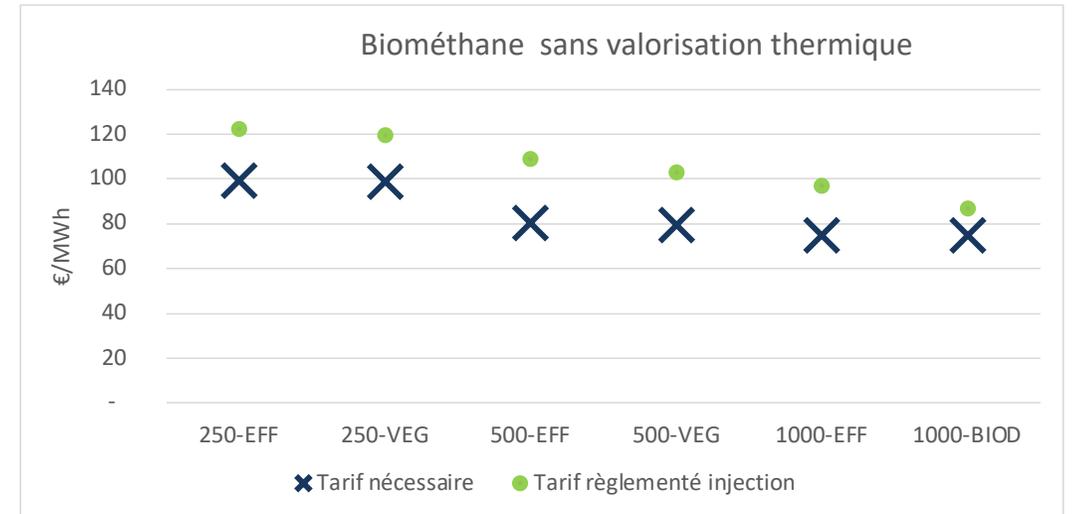
L'équilibre économique et donc les coûts nécessaires dépendent de la proportion d'énergie sous forme de biométhane ou d'électricité et chaleur.

Double valorisation cogé et injection

Valorisation de l'électricité



Valorisation du biométhane



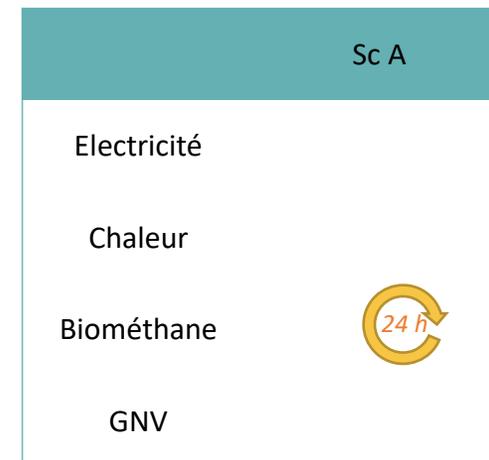
L'équilibre économique et donc les coûts nécessaires dépendent de la proportion d'énergie sous forme de biométhane ou d'électricité et chaleur.

BioGNL

L'installation remplace son cogénérateur par un équipement d'épuration et de liquéfaction du biométhane afin de produire du GNL. Il est considéré ici que le site n'a pas de valorisation de chaleur spécifique.

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

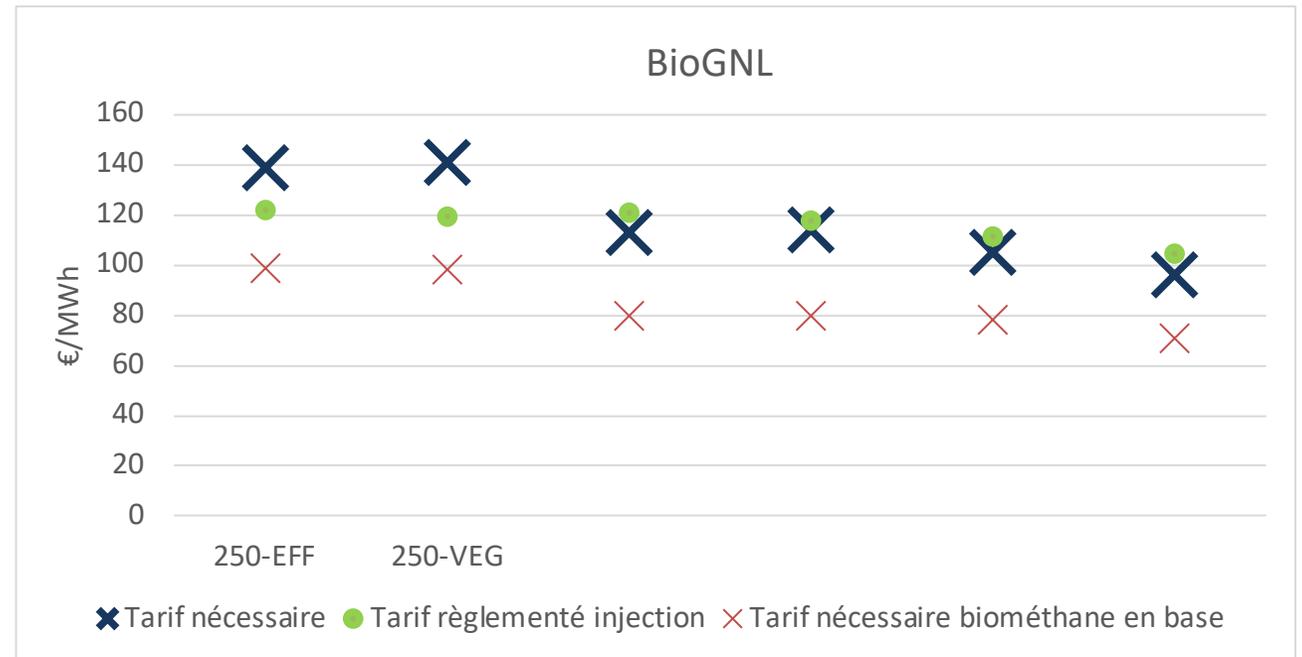
- Equipement production GNL
- Automate



SC A: pas de valo chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)		3 350	3 440	4 990	4 940	6 760	6 440
Charges d'exploitation (k€ / an)		400	410	680	710	1 310	1 370
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)		139	141	113	114	105	96
Electricité vendue (MWh)		0	0	0	0	0	0
Chaleur vendue (MWh)		0	0	0	0	0	0
Biométhane vendu (MWh)		5 270	5 490	10 450	10 820	19 030	20 550
GNV vendu (MWh)		0	0	0	0	0	0

BioGNL

Il est nécessaire d'ajouter entre 20 et 40 €/MWh supplémentaires) par rapport à une conversion en injection produire du bioGNL.



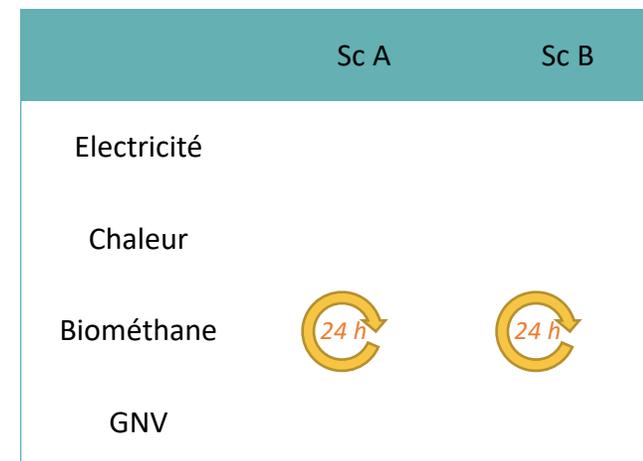
Gaz porté pour injection mutualisée

L'installation remplace son cogénérateur par un équipement d'épuration et de compression permettant de remplir des bouteilles de stockage assemblées sur une semi-remorque. Le biométhane peut ensuite être transporté sur une station de détente et d'injection positionnée sur un réseau de gaz. Il est ici fait l'hypothèse que le service de logistique et le point d'injection sont mutualisés avec plusieurs producteurs, deux scénarios sont calculés (uniquement pour le 250 kWe) :

- A. 4 installations se regroupent
- B. 2 installations se regroupent

Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:

- Epurateur /compresseur / analyseur de gaz
- Automate
- Remorque de transport (mutualisé)
- Système de détente (mutualisé)
- Poste d'injection (mutualisé)

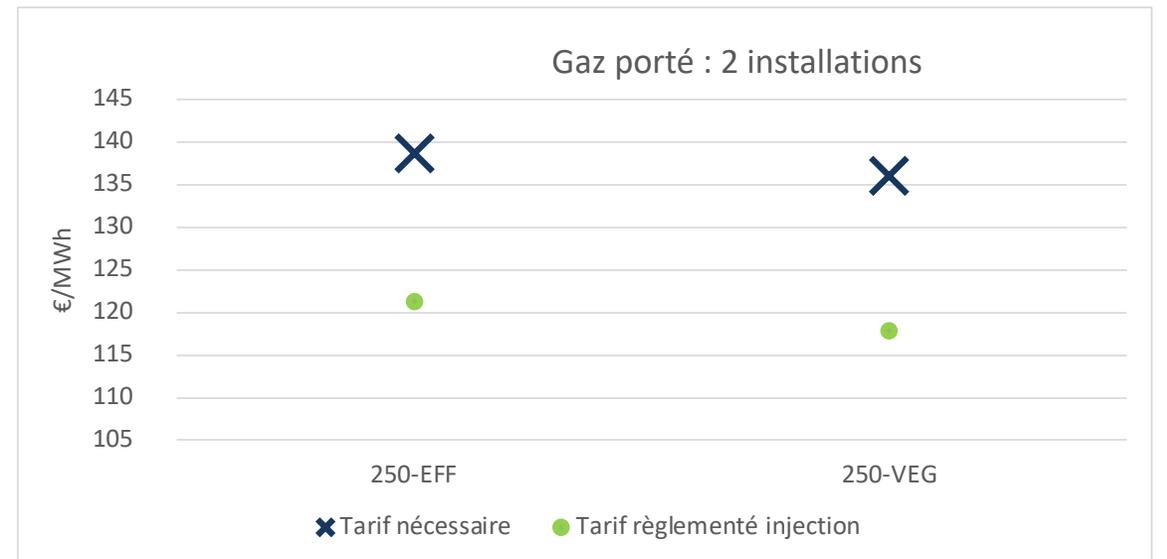
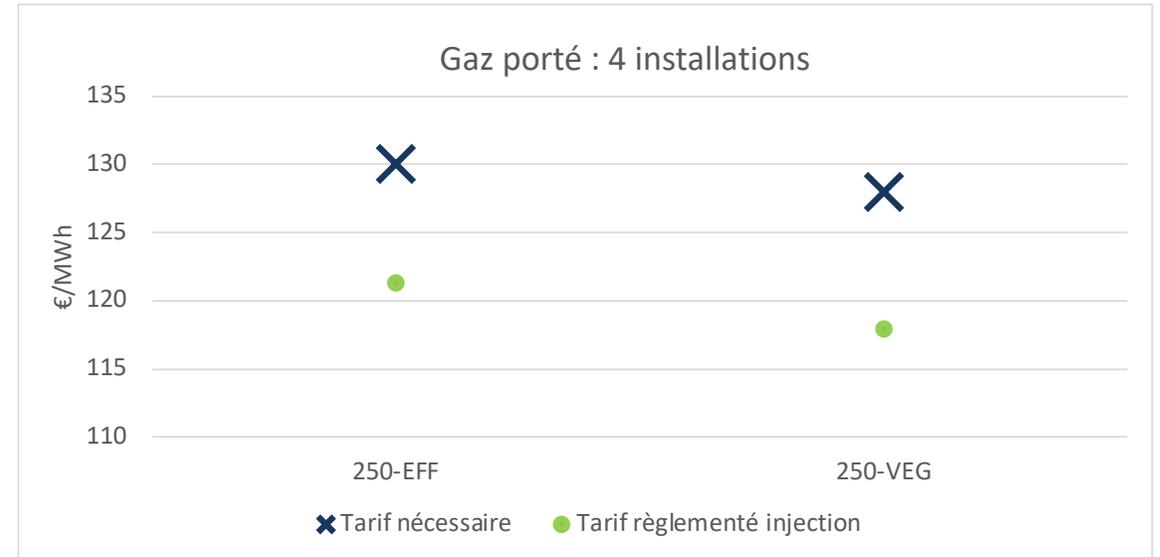


SC 1: 4 installations	250-EFF	250-VEG
Investissement (k€)	2 520	2 350
Charges d'exploitation (k€ / an)	440	450
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)	130	128
Electricité vendue (MWh)	0	0
Chaleur vendue (MWh)	0	0
Biométhane vendu (MWh)	5 270	5 490
GNV vendu (MWh)	0	0

SC 1: 2 installations	250-EFF	250-VEG
Investissement (k€)	2 640	2 480
Charges d'exploitation (k€ / an)	460	480
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)	139	136
Electricité vendue (MWh)	0	0
Chaleur vendue (MWh)	0	0
Biométhane vendu (MWh)	5 270	5 490
GNV vendu (MWh)	0	0

Gaz porté pour injection mutualisée

Environ 10 €/MWh supplémentaires par rapport au tarif actuel en injection sont nécessaires pour rentabiliser la mise en place du gaz porté sur 4 installations.



Sensibilité

Les analyses de sensibilité portent sur les paramètres suivants:

- Analyse économique sur 7 ans (au lieu de 15 en base)
- Prix d'achat de l'électricité à 130 €/MWh (contre 90 €/MWh en base) à comparer à un prix de gros (Spot) à 80 €/MWh
- Nombre d'heures de pointe considéré 6h-8h-10h (contre 12h en base) pour le scénario en cogénération flexible

Impact analyse sur 7 ans

EUR sup/MWh nécessaire	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Cogé sans valo chaleur	40	29	26	22	18	19	15
Cogé avec valo chaleur	41	30	27	22	18	19	15
Cogénération flexible sans valo chaleur	63	44	40	34	30	29	24
Cogénération flexible avec valo chaleur	64	44	41	34	30	30	25

Un tarif garanti sur 7 ans au lieu de 15 à un impact significativement négatif sur le prix à atteindre.

Impact coût de l'électricité

€ supplémentaire/MWh (élec 130 €/MWh)	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD	Moyenne
Cogé sans valo chaleur	5	6	3	6	3	6	5	3%
Cogé avec valo chaleur	5	7	3	6	3	6	4	3%
Injection biométhane distri		4	2	3	2	4	3	4%
Injection biométhane transport		5	3	4	3	4	3	4%
Cogénération et BioGNV sans valo chaleur		10	6	8	5	7	5	3%
Cogénération et BioGNV avec valo chaleur		10	6	7	4	7	5	3%
Cogénération flexible sans valo chaleur	5	7	4	6	3	6	5	3%
Cogénération flexible avec valo chaleur	5	7	4	6	3	7	5	3%
Cogénération et injection sans valo chaleur		34	35	36	38	22	38	25%
Cogénération et injection avec valo chaleur		11	6	12	9	10	10	5%
BioGNL		6	5	6	5	6	5	5%
Gaz porté 4 unités		5	11					6%
Gaz porté 2 unités		5	3					3%

L'augmentation du coût d'approvisionnement en électricité engendre une augmentation de prix de vente comprise entre 3 et 15%.

Impact nombre d'heures de pointe

La simulation a été réalisée sur une base de 6h de pointe par jour.

	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
€/MWh pour 6h pointe	274	228	233	204	210	196	191
Différence de prix nécessaire (tarif 6h -tarif 12h) (€/MWh)	24	19	19	15	15	12	12
Prix moyen marché 6h de pointe	58	58	58	58	58	58	58
Différence de prix moyen marché annuel(€)	10	10	10	10	10	10	10
Impact GES (fonctionnement à 6h au lieu du standard) (kg CO2/MWh élec)	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9

Le prix de vente à atteindre est significativement supérieur et non compensé par la différence de prix du marché (Spot) de l'électricité : +10 €/MWh.

L'impact sur les GES est amélioré, avec un gain de près de 3 kgGES/Mwhele.

Prix électricité, gaz, GES



GREENLAW
AVOCATS

Evaluation du mécanisme de soutien nécessaire

Pour chaque cas il est évalué l'aide nécessaire pour permettre de rémunérer le producteur au niveau de rentabilité fixé. Le mode de calcul est le suivant :

$$\text{Aide (€/MWh)} = \text{Prix de vente cible} - \text{Prix du marché}$$

Prix de vente cible : prix de vente (électricité ou biométhane selon valorisation) pour atteindre le TRI cible

Prix du marché : Prix moyen sur le marché spot, aux heures de production

- Cogénération non flexible et biométhane : prix moyen annuel
- Cogénération flexible : moyenne des prix aux heures de fonctionnement

Evaluation des réductions de GES

Réductions d'émissions de GES = GES évités – GES émis

GES évités selon valorisation

Valorisation	Energie substituée	Facteur d'émission (g/kWhPCI)	Hypothèse
Cogénération	Electricité	Variable	Calcul à partir historique de production (RTE) + FE ADEME bilan GES
	Chaleur (Fioul)	324	ADEME bilan GES
Injection biométhane	Gaz naturel	227	ADEME bilan GES
BioGNV (GNC ou GNL)	Diesel	319	ADEME bilan GES

GES émis

Valorisation	Facteur d'émission (g/kWhPCI)	Hypothèse
Cogénération	111	Calcul : valeur biométhane / rendement cogé ; sans valorisation chaleur
Injection biométhane	44	ADEME bilan GES – Biométhane mix moyen
BioGNC	47	ADEME bilan GES – bioGNV mix moyen
BioGNL	88,4	ADEME bilan GES – bioGNL mix moyen

GNV : gaz naturel véhicule
 GNC : gaz naturel comprimé
 GNL : gaz naturel liquéfié

Evaluation des réduction de GES

Baisse des émissions annuelles kg eq CO2 économisées/MWh primaire)	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Cogé sans valo chaleur	-21	-22	-22	-23	-23	-24	-24
Cogé avec valo chaleur	38	33	36	32	37	20	40
Injection biométhane		161	168	164	170	154	167
Cogénération et BioGNV sans valo chaleur	96	24	21	0	0	-12	-11
Cogénération et BioGNV avec valo chaleur	143	78	79	55	59	31	52
Cogénération flexible sans valo chaleur	-20	-21	-21	-22	-22	-22	-22
Cogénération flexible avec valo chaleur	39	34	37	33	38	21	41
Cogénération et injection sans valo chaleur	124	124	140	133	147	108	139
Cogénération et injection avec valo chaleur	103	104	119	111	123	87	111
BioGNL		343	358	351	363	329	356
Gaz porté		158	165				
Gaz porté		158	165				

Les scénario en cogénération ont moins d'impact de baisse des GES que les scénario avec valorisation de biométhane.

Les BioGNL est particulièrement performant car il vient en déduction de diesel, ce qui pourrait être le cas pour le biométhane s'il est utilisé en usage carburant.

Pour la cogénération, la valorisation de la chaleur ou d'une partie du biogaz en GNV est nécessaire pour avoir un impact positif en termes de GES (réduction de GES), étant donné que le mix électrique français est peu carboné (par nucléaire et hydraulique important).

€ aide/MWh

€ aide/MWh nécessaire	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Cogé sans valo chaleur	168	137	142	122	127	119	115
Cogé avec valo chaleur	159	128	133	113	118	113	105
Cogénération et BioGNV sans valo chaleur		211	215	151	156	130	126
Cogénération et BioGNV avec valo chaleur		201	203	142	146	123	116
Cogénération flexible sans valo chaleur	195	155	160	135	140	130	124
Cogénération flexible avec valo chaleur	186	146	150	127	131	123	115

€ aide/MWh nécessaire	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Cogénération et injection sans valo chaleur (électricité)		130	118	98	92	105	25
Cogénération et injection avec valo chaleur (électricité)		232	239	173	180	147	134
Cogénération et injection sans valo chaleur (gaz)		78	77	58	58	53	53
Cogénération et injection avec valo chaleur (gaz)		78	77	58	58	53	53

€ aide/MWh nécessaire	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Injection biométhane distribution		78	76	58	58	56	49
Injection biométhane transport		80	79	60	60	58	50
BioGNL		112	114	87	87	78	69
Gaz porté 4 unités		108	106				
Gaz porté 2 unités		117	114				

Les scénarios en injection nécessitent moins d'aide au MWh que les scénarios en cogénération.

g CO2 évité/€ aide

g CO2 évité/€ aide	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Cogé sans valo chaleur	-275	-322	-313	-350	-341	-356	-366
Cogé avec valo chaleur	506	497	529	512	582	307	655
Injection biométhane distri		1654	1681	2050	2066	2105	2331
Injection biométhane transport		1610	1634	1999	2016	2066	2282
Cogénération et BioGNV sans valo chaleur		279	239	4	-6	-167	-163
Cogénération et BioGNV avec valo chaleur		952	942	778	826	461	796
Cogénération flexible sans valo chaleur	-228	-272	-265	-300	-292	-309	-318
Cogénération flexible avec valo chaleur	454	452	481	472	536	296	611
Cogénération et injection sans valo chaleur		1291	1428	1669	1819	1456	1956
Cogénération et injection avec valo chaleur		975	1163	1362	1497	1158	1560
BioGNL		2529	2492	3093	3081	3353	3658
Gaz porté 4 unités		1245	1264				
Gaz porté 2 unités		1167	1190				

Les valorisations sous forme de méthane permettent d'augmenter significativement l'impact carbone du mécanisme de soutien. Le scénario GNL est particulièrement intéressant car il vient en substitution du diesel, les résultats seraient similaires pour une valorisation en injection avec un usage finale en GNV.

Conclusion

Quels que soient les scénarios, les installations ne pourront pas perdurer au tarif historique de l'énergie. Ceci étant principalement lié aux charges de fonctionnement des installations.

Un maintien en cogénération passera pas des tarifs d'achat (ou tout autre mécanisme) proches des tarifs actuels. Une sécurité de ce mécanisme sur 15 ans est nécessaire (plutôt que 7 ans), cela sécurise à la fois producteur mais également le système énergétique.

La flexibilité en cogénération, dans les conditions actuelles et sans prise en compte de services système, ne semble pas permettre de réduire le besoin soutien économique mais il améliore le bilan GES.

La double valorisation cogénération + bioGNV induit un besoin d'aide par MWh légèrement supérieur mais augmente sensiblement l'impact de cette aide sur les réductions de GES (x2).

Un passage en injection pourra être réalisé à un tarif légèrement inférieur à tarif d'achat actuel.

Le basculement en production de biométhane (injection ou bioGNL) est la solution la plus pertinente d'un point de vue GES au vu du mix énergétique français actuel.

Remerciements



Remerciements

Nous remercions les personnes suivantes qui ont acceptées des échanges écrits ou oraux dans le cadre de cette étude :

- Juan Jose FORNASO, Galileo
- Erwan PAYEN, Edge Energy
- Yannick ROUAND, Air Liquide
- Charline DUBOIS, Air Liquide
- Denis CLODIC, Cryo Pur
- Nicolas BREZIAT, Sublime
- Julidé YASAR SONJOUX, Plateforme GNL Marin et Fluvial
- Olivier POURRET, Energy2Market
- Maxime FLANQUART, Prodeval
- Adrien Zyngerman, ENGIE
- Lola FERRER, ENGIE
- Mieke DECORTE, EBA
- Stefano BOZZETTO, CIB
- Stefanie KÖNIGSBERGER, AGCS Biomethane Registry Austria
- Bernhard DROSG, université de Bodenkultur, Wien
- Jan LIEBETRAU, Ryttec
- Jean Marc Onno, AAMF
- François Trubert, AAMF
- Denis Brosset, AAMF
- Gildas Fouchet, AAMF
- Nicolas Robert, AAMF
- Philippe Collin, AAMF
- Servane Lecollinet, AAMF
- David Paillat, AAMF
- Bertrand Guerin, AAMF
- François Clodepierre, AAMF
- Adam Silvère, AAMF
- Jean Frederic Fritsch, AAMF
- Jules Charmoy, Méthacyle
- Mr Vectan , Saria
- Mr Fumery, Saria
- Antoine Lair, Véolia
- Xavier Labat, Adour Méthanisation
- Valnetin Fougerit, KEON

Annexes



Annexe 1

Impact du fonctionnement flexible
de la cogénération



Production aux heures de pointes

La flexibilisation de la production par cogénération au biogaz permet de produire aux heures de pointes de la journée, c'est-à-dire aux heures où la demande est forte et le prix de l'électricité élevé.

Ces heures correspondent également aux heures où l'électricité est la plus carbonée puisqu'il est nécessaire de démarrer des groupes de production de pointe composés notamment de centrales thermiques aux énergies fossiles (gaz et au fioul) mais aussi d'avoir recours à de l'importation de nos pays voisins au mix électrique plus carboné. L'hydroélectricité faiblement carbonée participe également à la production de pointe.

Hypothèses

Les historiques de prix spot de l'électricité ont permis de simuler des programmes de fonctionnement horaire optimisés pour les cogénérateur en concentrant la production sur les heures les plus chères.

Pour évaluer l'impact en terme d'émissions de CO₂, les historiques de production d'électricité part type de production ont aussi été utilisés. Le facteur d'émission moyen à chaque heure a été évalué en considérant les facteurs d'émissions de chaque type de centrale au prorata de leur production.

Hypothèses retenues pour les facteurs d'émission des centrales de production d'électricité

Type de centrale électrique	FE élec	FEP	Rendement	FE combustible
	gCO ₂ /KWhe	EP/EF	%	gCO ₂ /KWh
Charbon	1086	2,8	36%	387
Nucléaire	6	3,0	33%	
Eolien	7	1,0	100%	
Solaire	55	1,0	100%	
Hydraulique	6	1,0	100%	
Fioul - TAC	932	2,9	35%	324
Fioul - Cogén.	551	1,7	59%	324
Fioul - Autres	940	2,9	34%	324
Gaz - TAC	713	2,9	34%	243
Gaz - Cogén.	421	1,7	58%	243
Gaz - CCG	432	1,8	56%	243
Gaz - Autres	664	2,7	37%	243
Bioénergies - Déchets	473	3,1	32%	152
Bioénergies - Biomasse	68	2,8	35%	24
Bioénergies - Biogaz	64	1,8	55%	44
Ech. physiques	530-240	Decroissant régulièrement de 1990 à 2022		

Sources : Base carbone ADEME Solagro EAA
RTE, traitement Solagro Calcul

Effet de la flexibilisation de la cogénération

Prix spot horaire – journée moyenne pour chaque mois

Prix 2018	mois												Moy heure
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	28	43	44	33	35	41	49	54	57	59	58	49	46
1	24	41	40	27	30	37	45	50	53	54	54	43	42
2	22	40	38	26	27	34	43	48	49	51	51	41	39
3	19	37	35	22	23	30	42	47	46	47	48	38	36
4	17	36	34	21	20	28	42	46	45	47	47	36	35
5	22	39	37	26	23	31	43	48	48	51	51	39	38
6	29	44	46	33	29	36	48	54	60	60	59	46	45
7	38	54	55	39	37	46	53	60	66	73	71	56	54
8	41	58	59	42	42	49	55	62	70	76	77	59	58
9	42	58	61	42	42	49	55	63	70	77	77	62	58
10	42	55	58	39	39	47	54	62	68	74	74	62	56
11	42	54	53	37	38	48	54	61	67	71	73	62	55
12	41	51	49	35	36	46	53	61	65	69	71	62	53
13	40	49	47	31	34	43	51	59	62	65	70	60	51
14	37	47	45	29	31	41	50	57	59	62	68	59	49
15	37	45	44	28	30	40	50	57	58	61	70	58	48
16	38	46	43	28	31	40	50	57	59	62	73	60	49
17	43	52	47	30	34	43	54	61	64	70	86	67	54
18	48	61	55	36	39	46	57	65	71	80	99	69	61
19	46	63	66	42	43	50	59	68	75	88	87	66	63
20	40	56	58	42	40	48	58	67	76	79	73	60	58
21	35	47	50	42	39	46	56	67	70	70	64	54	53
22	35	47	49	40	44	50	58	65	67	67	64	55	54
23	33	46	44	36	40	46	54	60	62	63	61	53	50
Moy Mois	35	49	48	34	34	42	51	58	62	66	68	55	50

Programme de production pour une unité de biogaz avec 2 moteurs de 100%, gazomètre 12h

- Fonctionnement 12h sur heure les plus chères (pointe)
- Arrêt sur les 12h les moins chères

Le programme journalier est optimisé pour chaque mois : exemple en janvier les moteurs fonctionneront de 7h à 13h et de 16h à 20h

Plan de fonctionnement retenu

2018	mois											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
12	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
13	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
17	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
22	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
23	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0

Source : d'après ENTSOE



Effet de la flexibilisation de la cogénération

En moyenne sur 2012-2021, pour 12h de fonctionnement journalier, l'électricité substitué sur le réseau sera 15% plus cher et 5% plus carbonée.

Pour 6h de fonctionnement, la différence de prix augmenterait encore à +22% et le facteur d'émission à +6%

Prix moyen de l'électricité, aux heures de fonctionnement de la cogénération, selon le nombre d'heure de fonctionnement journalier des cogénérateurs

Prix moy €/MWh	Base	Pointe				Ecart / fonctionnement base			
		6h	8h	10h	12h	6h	8h	10h	12h
2012	47	59	58	56	55	+27%	+23%	+20%	+17%
2013	43	54	53	52	51	+24%	+22%	+19%	+17%
2014	35	42	42	41	40	+23%	+21%	+19%	+17%
2015	38	46	45	45	44	+19%	+17%	+16%	+14%
2016	37	46	44	43	42	+24%	+21%	+18%	+16%
2017	45	54	53	52	51	+19%	+17%	+15%	+13%
2018	50	60	59	58	57	+19%	+17%	+15%	+13%
2019	39	47	46	46	45	+19%	+17%	+16%	+13%
2020	32	40	39	38	37	+24%	+21%	+18%	+16%
2021	109	132	129	127	124	+21%	+18%	+16%	+14%
Moy	48	58	57	56	55	+22%	+19%	+17%	+15%

Facteur d'émission moyen de l'électricité substituée, aux heures de fonctionnement de la cogénération, selon le nombre d'heure de fonctionnement journalier des cogénérateurs

FE moy kgeqCO2/MWh	Base	Pointe				Ecart / fonctionnement base			
		6h	8h	10h	12h	6h	8h	10h	12h
2012	50	54,8	54,6	54,3	54,0	+9%	+8%	+8%	+7%
2013	67	71,1	71,0	70,6	70,4	+7%	+7%	+6%	+6%
2014	40	42,9	42,7	42,6	42,4	+7%	+7%	+7%	+6%
2015	45	47,9	47,9	47,9	47,8	+6%	+6%	+6%	+5%
2016	57	59,8	59,7	59,7	59,5	+5%	+5%	+5%	+5%
2017	68	70,3	70,2	70,1	70,1	+4%	+4%	+4%	+4%
2018	48	50,8	50,7	50,6	50,5	+5%	+5%	+5%	+5%
2019	47	48,7	48,7	48,8	48,7	+4%	+4%	+4%	+4%
2020	46	47,5	47,5	47,7	47,6	+3%	+3%	+3%	+3%
2021	48	50,9	50,6	50,5	50,3	+6%	+5%	+5%	+5%
Moy	52	54	54	54	54	+6%	+5%	+5%	+5%

Calcul optimisé

Les agrégateurs qui opèrent sur le marché allemand pour les unités de biogaz flexibles proposent des optimisations plus fines typiquement avec des programmes chaque jour différent optimisés d'une semaine à l'autre.

Energy2Market est un agrégateur, qui agrège environ 2000 méthaniseurs en cogénération sur le marché allemand. Il a réalisé une simulation sur le marché français en considérant les hypothèses suivantes :

- 2 moteurs de 100% de la capacité de production de biogaz
- En service les moteurs peuvent moduler de 50% à 100% de leur charge
- Chaque moteur ne peut démarrer que 2 fois par jour
- Pas de contrainte pour production chaleur
- Pas de participation à du service système

Uniquement sur le marché spot, les gains annuels supplémentaires générés par la flexibilité sont de 15 à 18% sur les 3 dernière années, par rapport à une vente de l'électricité sur le marché en production continue (ces gains ne prennent pas en compte les surcoûts en CAPEX et OPEX pour mettre en œuvre la flexibilité).

La participation à des services système pourrait permettre de compléter les revenus

Résultat de la simulation

		Prix moyen		Gain supplémentaire	
		base	Flexible	mensuel	annuel
2019	janvier	61,15	68,48	12%	15%
	février	46,61	52,19	12%	
	mars	33,85	39,42	16%	
	avril	38,10	43,62	14%	
	mai	37,20	42,38	14%	
	juin	29,24	34,86	19%	
	juillet	37,69	42,34	12%	
	août	33,36	38,25	15%	
	septembre	35,55	41,96	18%	
	octobre	38,62	45,66	18%	
	novembre	45,95	51,89	13%	
	décembre	36,47	42,91	18%	
2020	janvier	37,97	43,25	14%	18%
	février	26,25	31,44	20%	
	mars	23,83	28,75	21%	
	avril	13,41	17,16	28%	
	mai	14,87	18,70	26%	
	juin	25,85	30,07	16%	
	juillet	33,42	37,94	14%	
	août	36,76	41,81	14%	
	septembre	47,19	55,05	17%	
	octobre	37,87	44,68	18%	
	novembre	40,14	46,05	15%	
	décembre	48,42	56,85	17%	
2021	janvier	59,47	67,25	13%	16%
	février	49,01	56,91	16%	
	mars	50,23	58,48	16%	
	avril	63,15	72,68	15%	
	mai	55,26	67,62	22%	
	juin	73,56	83,31	13%	
	juillet	78,31	89,86	15%	
	août	77,40	92,77	20%	
	septembre	135,30	153,97	14%	
	octobre	172,54	205,20	19%	
	novembre	217,24	243,51	12%	
	décembre	274,51	308,16	12%	

D'après Energy2Market