

FLEXIBILITE ELECTRIQUE DES METHANISEURS (FLEM)



RAPPORT FINAL

Janvier 2026



EXPERTISES

REMERCIEMENTS

Comité de suivi :

Julien THUAL (ADEME)
Alice L'HOSTIS (CTBM club biogaz)
Farah DOUMI (CTBM club biogaz)
Léo BENICHO (GRDF)
Bérangère POISSON (GRDF)

Consortium de recherche :

Simon METIVIER (Solagro)
Marine CORDELIER (Solagro)
Henry FISGATIVA (NASKEO)
Manon MANGIN (NASKEO)
Aurel HIRON (CLARKE ENERGY)
Christian BLAISE (CLARKE ENERGY)
Juliette RIBOT (CIRED/SMASH)
Philippe QUIRION (CIRED/SMASH)

CITATION DE CE RAPPORT

CORDELIER Marine, Solagro ; METIVIER Simon, Solagro ; FISGATIVA Henry, Naskéo ; MANGIN Manon, Naskéo ; CHAGHOURI Muriel, Naskéo ; RIBOT Juliette, CIRED/SMASH ; QUIRION Philippe, CIRED/SMASH ; HIRON Aurel, Clarke Energy ; BLAISE Christian, Clarke Energy ; 2025. Flexibilité électrique des méthaniseurs – Rapport final, 65p.

Cet ouvrage est disponible en ligne <https://librairie.ademe.fr/>

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

Ce document diffusé par l'ADEME a été réalisé à l'initiative de son/ses auteur(s) ; il a reçu un soutien financier de l'ADEME mais n'engage pas l'ADEME. Son contenu (ou les données qu'il contient) n'engage que la seule responsabilité de son/ses auteurs et ne représente pas la position de l'ADEME.

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01
Numéro de contrat : 2203D0163

Étude réalisée par Solagro, Naskéo, Clarke Energy, SMASH pour ce projet cofinancé par l'ADEME
Projet de recherche coordonné par : Simon METIVIER - Solagro
Appel à projet de recherche : GRAINE 2021

Coordination technique - ADEME : THUAL Julien

Direction/Service : Direction Bioéconomie Energies Renouvelables / Service Agriculture Forêt et Alimentation

SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET OBJECTIF.....	7
2. PROFIL DE CONSOMMATION ELECTRIQUE DES METHANISEURS	8
2.1. Méthaniseur avec production de biométhane	8
2.1.1. Sites instrumentés.....	8
2.1.2. Courbe de charge.....	9
2.1.3. Synthèse résultats 3 sites en périodes d'hiver et d'été.....	12
2.2. Méthaniseur en cogénération	14
2.2.1. Courbe de charge.....	15
3. ESSAIS SUR SITE DE FLEXIBILITE	16
3.1. Essais sur l'agitation	16
3.2. Essais sur l'épurateur.....	17
4. ÉVALUATION TECHNICO-ECONOMIQUES DES LEVIERS DE FLEXIBILITES DES METHANISEURS	18
4.1. Description des cas types	18
4.2. Modélisation	19
4.2.1. Modélisation des consommations électriques	19
4.2.1.1. Profil de consommation de l'unité en injection	20
4.2.1.2. Profil de consommation de l'unité en cogénération.....	23
4.2.2. Valorisation de la flexibilité	25
4.2.2.1. Valorisation sur le marché SPOT	25
4.2.2.2. Valorisation par le service système ou mécanisme de flexibilité	27
4.3. Optimisation tarifaire des consommations d'électricité.....	29
4.3.1. Méthaniseurs en injection biométhane	29
4.3.1.1. Epuration	29
4.3.1.2. Agitation.....	31
4.3.1.3. Alimentation.....	31
4.3.1.4. Stockage de froid	32
4.3.1.5. Ajout d'une pompe à chaleur	32
4.3.1.6. Résultats	33
4.3.2. Méthaniseurs en cogénération	35
4.3.2.1. Agitation.....	35
4.3.2.2. Alimentation	35
4.3.2.3. Stockage groupe froid	35
4.3.2.4. Résultats.....	35
4.4. Optimisation sur le marché spot de la production d'électricité	37
4.4.1. Fonctionnement flexible du cogénérateur	37
4.4.1.1. Fonctionnement actuel.....	37

4.4.1.2. Fonctionnement flexible.....	37
4.4.2. Résultats	38
4.5. Participation au service système et au marché de flexibilité	39
4.5.1. Service système (réserves)	39
4.5.1.1. Production d'électricité (méthaniseur en cogénération)	39
4.5.1.2. Consommation d'électricité (méthaniseur en injection)	42
4.5.2. NEBCO (méthaniseur en injection seulement)	43
5. IMPACT CARBONE COURT-MOYEN TERME DE LA FLEXIBILITE ELECTRIQUE DES METHANISEURS	46
6. IMPACT ECONOMIQUE DE LA FLEXIBILITE DES METHANISEURS SUR LE MIX ELECTRIQUE FRANÇAIS EN 2050	47
6.1. Méthodologie	47
6.1.1. Description du modèle	47
6.1.2. Ajout de la flexibilité des méthaniseurs	50
6.1.3. Données d'entrée issues de la version 1.0.2 du modèle EOLES.....	50
6.2. Résultats	53
6.2.1. Les résultats principaux.....	53
6.2.2. Le scénario ENR : les impacts au niveau du système.....	55
6.2.3. Les capacités installées sous le scénario S3-Renouvelables	56
7. CONCLUSIONS	57
7.1. Optimisation des consommations d'électricité sur la grille tarifaire	57
7.2. Optimisation des consommations d'électricité avec le service système ou le mécanisme NEBCO (uniquement les méthaniseurs en injection)	57
7.3. Valorisation de la flexibilité de la production (uniquement les méthaniseurs en cogénération)	58
7.4. Perspectives pour la filière	59
7.5. Impact long terme sur le système énergétique	59
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	60
INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES.....	61
SIGLES ET ACRONYMES	63

RÉSUMÉ

Ce projet de recherche analyse le potentiel de flexibilité électrique des méthaniseurs. Il a commencé par l'instrumentation de 4 méthaniseurs en fonctionnement (3 avec production de biométhane et 1 en cogénération), de manière à connaître le profil de consommation électrique de chaque principal équipement du procédé. Un des sites a ensuite été retenu pour tester certains leviers de flexibilité.

Cinq leviers de flexibilité sur la consommation électrique ont été étudiés : agitation, alimentation, stockage de froid, épuration et ajout d'une pompe à chaleur. Trois d'entre eux sont applicables à tous les méthaniseurs (agitation, alimentation, stockage froid), tandis que l'épuration et la pompe à chaleur concernent uniquement les unités en injection de biométhane.

Pour une unité type de biométhane (250 Nm³/h), l'optimisation des profils de consommations par rapport aux différentes plages horaires du tarif horosaisonnier permet des gains économiques modestes mais réels. Au total, une installation récente pourrait réduire sa facture d'électricité de 6 000 à 23 000 €/an (soit 3 à 11 % de la facture annuelle). Le levier le plus intéressant est l'ajout d'une pompe à chaleur en remplacement d'une chaudière biogaz, avec un gain pouvant atteindre 15 000 €/an et une réduction de 6 teqCO₂/an, principalement grâce à la valorisation du biogaz auparavant autoconsommé. Toutefois, ce levier concerne surtout les installations anciennes nécessitant l'autoconsommation de biogaz pour le chauffage du digesteur. La flexibilité de l'épurateur permettrait une baisse de facture de 3 300 à 5 300 €/an, pouvant atteindre 15 000 €/an selon les hypothèses tarifaires. Les ajustements sur l'alimentation et l'agitation génèrent des gains plus limités (1 200 à 3 000 €/an pour l'alimentation, environ 800 €/an pour l'agitation).

Pour une unité en cogénération (500 kWe), les leviers sont plus restreints : agitation et alimentation permettraient une réduction de 1 500 à 2 000 €/an, soit environ 3 à 4 % de la facture.

La participation aux mécanismes de services système (réserves secondaire et tertiaire) apparaît peu réaliste, que ce soit en production ou en consommation d'électricité, en raison des contraintes de puissance minimale induisant la nécessité d'agréger de nombreux sites et des coûts élevés de qualification. En revanche, pour les méthaniseurs en injection biométhane, flexibiliser le fonctionnement de l'épurateur avec le mécanisme NEBCO présente un potentiel plus attractif, avec des gains potentiels estimés à environ 10 000 €/an en moyenne (basés sur les conditions des six dernières années) et une réduction moyenne des émissions de 3,6 teqCO₂/an, sans besoin d'agrégation importante.

La flexibilité de la production en cogénération (doublement de la capacité moteur et augmentation du stockage) permettrait de déplacer la production vers les heures de pointe, mais reste économiquement défavorable : les surcoûts dépassent les recettes supplémentaires d'environ 50 k€/an. Malgré un bénéfice climatique (réduction de 8 teqCO₂/an), le coût d'abattement est bien supérieur à la valeur d'action pour le climat.

Enfin, pour évaluer le rôle potentiel des flexibilités de la méthanisation à long terme, nous mobilisons un modèle d'optimisation énergétique détaillé permettant de représenter conjointement les interactions entre les filières électriques, gazières et celle de l'hydrogène. Plusieurs configurations sont étudiées intégrant ou non différentes flexibilités de la méthanisation. La modélisation réalisée avec EOLES montre que, si les capacités renouvelables majeures demeurent identiques d'un scénario à l'autre, l'activation de flexibilités supplémentaires permet une utilisation plus efficace des infrastructures existantes. L'introduction de flexibilité réduit légèrement le coût total du système tout en augmentant la quantité d'énergie déplacée, signe d'une meilleure valorisation de la production renouvelable. L'ensemble de ces effets reste modéré mais constant, indiquant que les flexibilités issues de la méthanisation constituent un levier complémentaire aux autres types de flexibilité pour abaisser les coûts globaux et améliorer le fonctionnement du système électrique fortement décarboné envisagé par la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC).

ABSTRACT

This research project analyses the potential for electrical flexibility in anaerobic digesters. It began with the instrumentation of four operational digesters (three producing biomethane and one in cogeneration) to determine the electrical consumption profile of each main part of the process. One site was then selected to test some of the flexibility levers.

In total, five flexibility levers for electrical consumption were studied: stirring, feeding, cold storage, biogas upgrading, and the installation of a heat pump. Three of these (stirring, feeding, cold storage) apply to all digesters, while upgrading and heat pumps are relevant only for biomethane injection units.

For a standard biomethane unit (250 Nm³/h biomethane), optimizing consumption profiles relative to the time-based electricity rates reach modest but real economic gains. The most promising lever is replacing a biogas boiler with a heat pump, generating up to €14,000/year in savings and reducing emissions by 6 tCO₂eq/year, mainly by valorising previously self-consumed biogas in biomethane. However, this lever is primarily relevant for older installations requiring biogas for digester heating. Flexibility in the upgrading unit could reduce electricity bills by €3,300 to €5,300/year, potentially reaching €15,000/year under high tariff assumptions. Adjustments in feeding and stirring yield smaller gains (€1,200–3,000/year for feeding, ~€800/year for stirring). Overall, a recent installation could reduce its electricity bill by €6,000–23,000/year (3–11% of the annual bill).

For a cogeneration unit (500 kWe), flexibility options are more limited: stirring and feeding could reduce costs by €1,500–2,000/year (3–4% of the bill).

Participation in grid services (secondary and tertiary reserves) appears unrealistic for both production and consumption due to minimum power constraints, requiring the aggregation of multiple sites and high qualification costs. However, for biomethane injection digesters, operating flexibly the upgrading unit through the NEBCO mechanism is more attractive, with potential gains averaging €10,000/year over the past six years and an average emission reduction of 3.6 tCO₂eq/year, without requiring significant aggregation.

Flexibility in cogeneration production (doubling engine capacity and increasing storage) could shift production to peak hours but remains economically unfavorable: additional costs exceed extra revenue by about €50,000/year. Despite a climate benefit (–8 tCO₂eq/year), the abatement cost far exceeds the climate action value.

Finally, to assess the long-term potential of biogas plant electrical flexibility, we use a detailed energy optimization model (EOLES) to represent interactions between electricity, gas, and hydrogen sectors. Various configurations—with or without methanization flexibility—were studied. The modelling shows that while major renewable capacities remain similar across scenarios, activating additional flexibility improves the efficiency of existing infrastructure. Introducing flexibility slightly reduces the total system cost while increasing the amount of shifted energy, indicating better valorisation of renewable production. These effects, though moderate, are consistent, suggesting that anaerobic digester electrical flexibility is a

1. Contexte et objectif

Le projet FLEM (Flexibilité électrique des méthaniseurs) a été motivé par 3 principales idées :

- **Une urgence climatique** : Comme vient encore une fois le souligner le dernier rapport du GIEC (IPCC 2022), il y a urgence à décarboner notre société. La méthanisation y contribue en valorisant de la biomasse en énergie renouvelable sous forme de gaz, de chaleur ou d'électricité. Mais au-delà de cet effet direct, le mode de mise en œuvre de cette filière pourrait faciliter plus ou moins l'intégration d'autres énergies renouvelables.
- **Le besoin de faciliter la conversion du système électrique aux énergies renouvelables** : Le déploiement massif de l'éolien et du photovoltaïque va nécessiter de flexibiliser le système électrique avec l'ajout de système de stockage mais aussi en intégrant des unités de production de pointe et en rendant les consommateurs plus flexibles (RTE 2022a). La méthanisation peut jouer sur ces deux tableaux :
 - dans sa version cogénération, la production aujourd'hui en base pourrait être modulée,
 - dans sa version injection de biométhane, l'épuration, majoritairement de technologie membranaire, ajoute de la consommation électrique continue, il conviendrait de voir comment flexibiliser cette consommation électrique.
- **Le besoin de baisser les coûts de production du biométhane tout en améliorant ses performances environnementales** : jusqu'à encore récemment, les coûts de production du biométhane étaient supérieurs au prix de gros du gaz naturel fossile. Même si la recherche de la compétitivité économique face aux énergies fossiles ne doit pas être le seul déterminant, une baisse des coûts de production du biométhane permettrait de faciliter la transition vers une société décarbonée. Par ailleurs, les hausses récentes du prix de l'électricité fragilisent sensiblement les modèles économiques des méthaniseurs¹. Cet effet risque de s'amplifier avec certaines hausses de consommations électriques induites par le renforcement des contraintes réglementaires².

L'objectif de ce projet est d'étudier la faisabilité et l'intérêt de faire fonctionner de manière flexible les méthaniseurs vis-à-vis du réseau électrique.

Le projet vise à analyser les possibilités de faire fonctionner les unités de méthanisation de manière flexible vis-à-vis du réseau électrique afin de permettre : a) des gains de réduction de GES, b) une meilleure capacité du réseau électrique pour intégrer des ENR, et c) une amélioration du modèle économique des unités de méthanisation.

Il s'agira pour l'essentiel d'analyser des données de fonctionnement d'installations existantes, de simuler des modifications d'équipements et des modes de fonctionnement, d'évaluer et tester pour partie leur mise en œuvre sur des sites en fonctionnement, et d'en étudier leurs impacts économiques et environnementaux (GES) à court et long terme.

Le programme de travail est résumé sur la (Figure 1).

¹ Les coûts d'approvisionnement de l'électricité peuvent représenter de 15 à 25% des OPEX d'une unité de production de biométhane.

² Par exemple, la récente mise à jour de la rubrique ICPE 2781 impose de limiter les pertes de méthane dans les offgas de l'épurateur à 0,5% en 2026 pour les installations de plus de 50Nm³/h, ce qui va nécessiter d'augmenter le rendement épuratoire, et donc d'augmenter la consommation électrique des épurateurs à membrane.

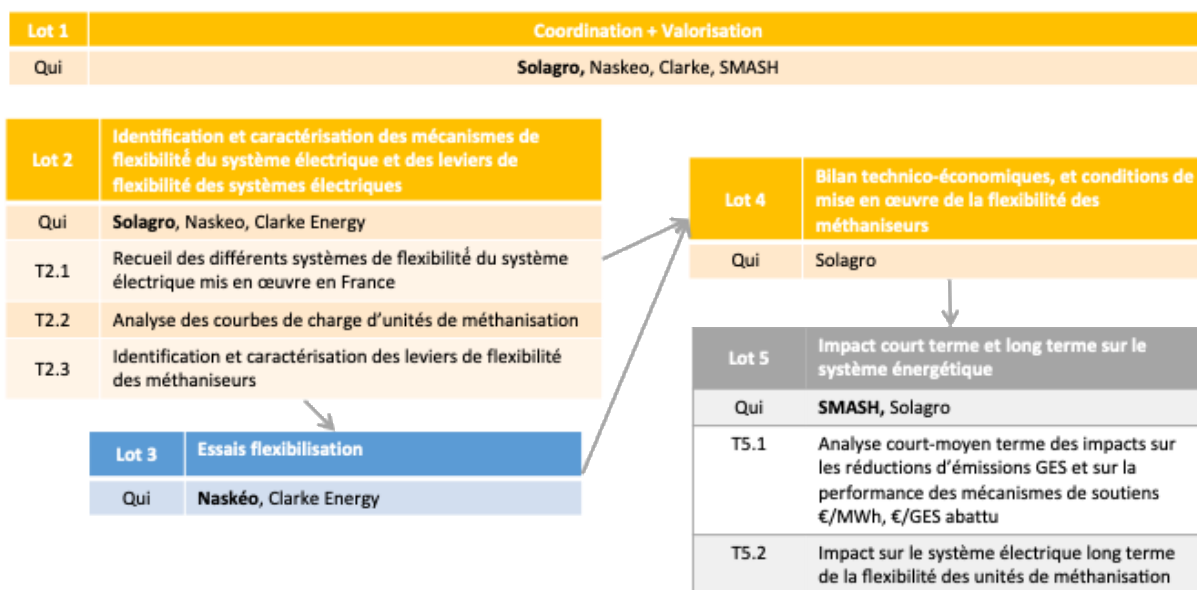


Figure 1 : Organisation de l'étude FLEM

2. Profil de consommation électrique des méthaniseurs

Note : Une partie seulement des résultats des mesures sur site sont présentés dans ce rapport, pour plus de détails voir le livrable L2.2.

2.1. Méthaniseur avec production de biométhane

2.1.1. Sites instrumentés

Trois sites de méthanisation ont été instrumentés et suivis pendant plusieurs mois afin de connaître précisément les courbes de charge des principaux équipements :

- DOLE BIOGAZ (injection, 270 Nm³CH₄/h) – Dole (39)
- AGRISEUDRE (injection, 147 Nm³CH₄/h) – Le Chay (17)
- BIOMETHADOUR (injection, 192 Nm³CH₄/h) – Momères (65)

Les différences entre les procédés des sites mais aussi les configurations des armoires électriques n'ont pas permis de mesurer exactement les mêmes équipements sur chaque site (Tableau 1), mais les principaux équipements ont pu bénéficier d'une mesure dédiée.

	DoleBiogaz (DOLE)	Agriseudre (CHAY)	Biomethadour (MOME)
Tête de site	Enedis	Mesuré sur onduleur (équivalent Enedis)	Enedis
Armoires	Ventilateur biofiltre (H0.VEN.02) TD01 : Armoire process TD02 : Armoire process TD03 : Armoire process	Production PV 1 et 2 TD01: Armoire process	TD.01 : Armoire process
Agitation	Mesure individuelle des 5 agitateurs digesteur (B2.AGI.XX) Mesure individuelle des 5 agitateurs post-digesteur (B3.AGI.XX)	Somme mesures : QATEX01 (A2AGI10, B2AGI11, B2AGI12, B3AGI11) Somme mesures : QATEX02 (A2AGI11, B2AGI13, B3AGI12, D4AGI41, A2VEN10) Somme mesures : QATEX03 (A2AGI13, B2AGI10, C1SPR01) Somme mesures : QATEX04 (B3AGI10, D1AGI30, D4AGI40) 3 Agi ergenium (A2), 3 agi digesteur (B2), 3 agi post-digesteur (B3), 2 agi cuve digestat liquide(D1), ventilateur atex ergenium A2VEN10) et surpresseur trochère (C1SPR01)	Somme mesures : QATEX2 (B2AGI10, B2AGI11, B3AGI10) 2 agitateurs Digesteur, 1 agitateur post-digesteur Somme mesures : QATEX3 (B2AGI12, B2AGI13, B3AGI11) 2 agitateurs Digesteur, 1 agitateur post-digesteur
Pompage	A2.PAL.40 : pompe amont premix A2.PVE.50 : pompe aval premix B2.PAL.21 : Pompe dig -> post dig D1.PAL.10 : pompe soutirage post dig	/	A1.PCE.10 : Pompe eaux sales A2.VIS.01 : Vis incorporation A2.PAL.40 : Pompe à lobes Premix D1.PAL.01 : Pompe amont presse à vis F1.PAL.10: Pompe ring D4.PAL.10 : Pompe lagune
Epuration	Epur 1 et 2 : Compresseurs epurateur Vpur : Auxiliaires épurateur Vtherm : Chaudière	Epur 1 et 2 : Compresseurs epurateur Vpur : Auxiliaires épurateur Vtherm : Chaudière	Epur 1 et 2 : Compresseurs epurateur Vpur : Auxiliaires épurateur Vtherm : Chaudière
Équipements non mesurés	Pompes réception liquides/hygiénisation/dig liquide/eaux sales Agitateurs cuves réception/hygiénisation/dig liquide Grappin Trémie (2 moteurs) Broyeur premix / hygiénisation Air comprimé Presse à vis Autres locaux	Trémie + vis de transfert Centrifugeuse 2 Pompes ring Broyeur ring Air comprimé Autres locaux	Agitateur eaux sales Trémie incorporation Broyeur premix Air comprimé Presse à vis Autres locaux

Tableau 1 : Détail des équipements mesurés et non mesurés sur les 3 sites en injection (DoleBiogaz (DOLE), AgriSeudre (CHAY) et BioMéthadour (MOME))

2.1.2. Courbe de charge

Les mesures ont pu mettre en évidence la composition des courbes de charge des différents équipements de manière assez fine, avec un pas de temps à la minute. La Figure 2 montre par exemple le profil de consommation journalier du site de Dole en hiver. On y voit bien la consommation stable de l'épurateur, même si dépendante des fluctuations de débit, avec ses différentes composantes : compresseurs, et auxiliaires tels que le groupe froid, surpresseur. Au total, l'épurateur représente près de 150 kW en permanence. La bande grise « ventilation » correspond à la ventilation d'un bio-filtre, qui permet de traiter l'air extrait d'un stockage de biodéchets. Les fonctionnements discontinus sont les les agitateurs, en bleu (digesteur) et bordeaux (post-digesteur), avec des cycles de 15 min par heure et des appels de puissance de 50 à 60 kW. Enfin, reste la pompe à digestat avec une faible puissance de l'ordre de 10 kW au maximum répartie sur 24h mais avec une plus forte sollicitation en journée. Ce profil majoritairement « journalier » se retrouve également pour le reste des consommations « autre ». Ainsi la consommation électrique hivernale du méthaniseur oscille entre 180 et 320 kW selon les moments de la journée.

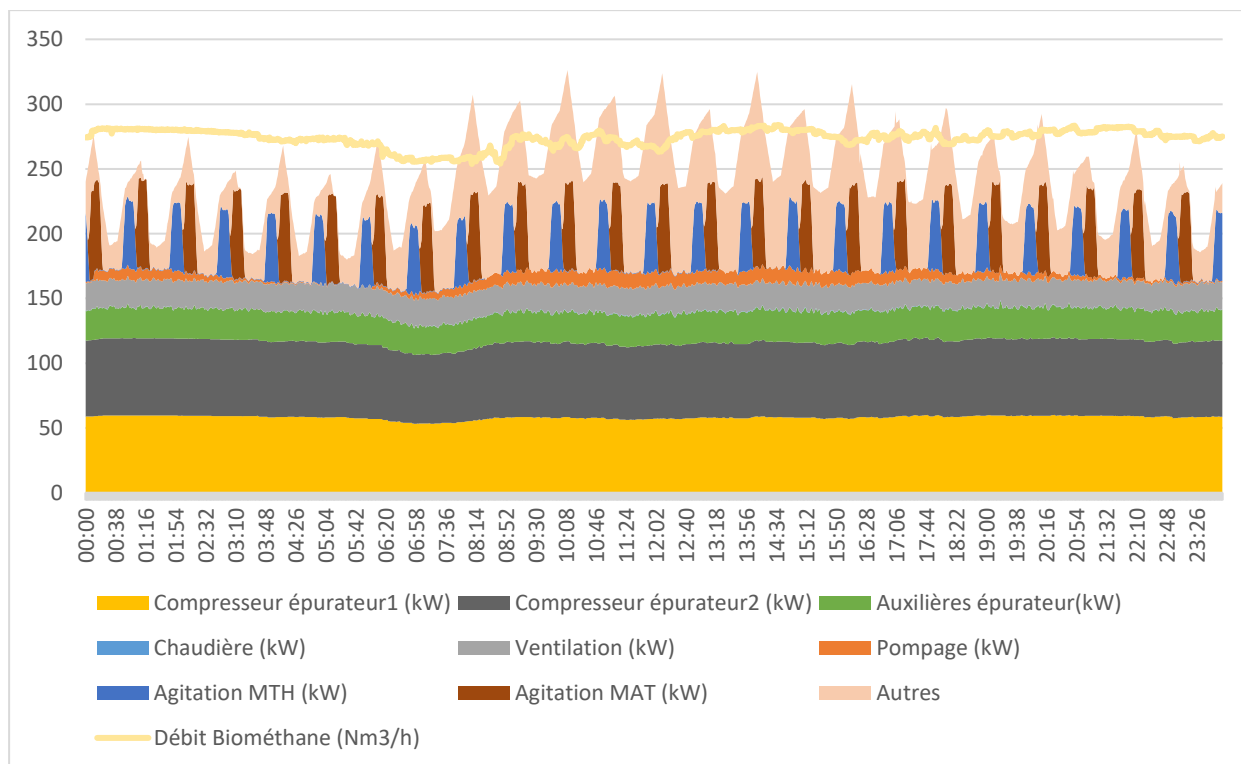


Figure 2 - Profils de consommation cumulés sur 24h des ateliers. Points moyens minute par minute, sur 3 mois d'hiver, chez DOLE

La Figure 3 présente le profil de consommation du méthaniseur de Dole en été. Le profil est similaire qu'en hiver, sauf pour l'agitation qui présente un bruit de fond et une puissance réduite, et un léger chevauchement des deux agitations. Cela s'explique par le fait qu'un léger décalage du démarrage d'agitation dans le digesteur et le post digesteur a été observée. En faisant un focus sur la consommation de l'agitation sur une seule journée (Figure 4), l'agitation MTH se déclenche bien avant l'agitation de la MAT pour éviter de pics d'appel de puissance.

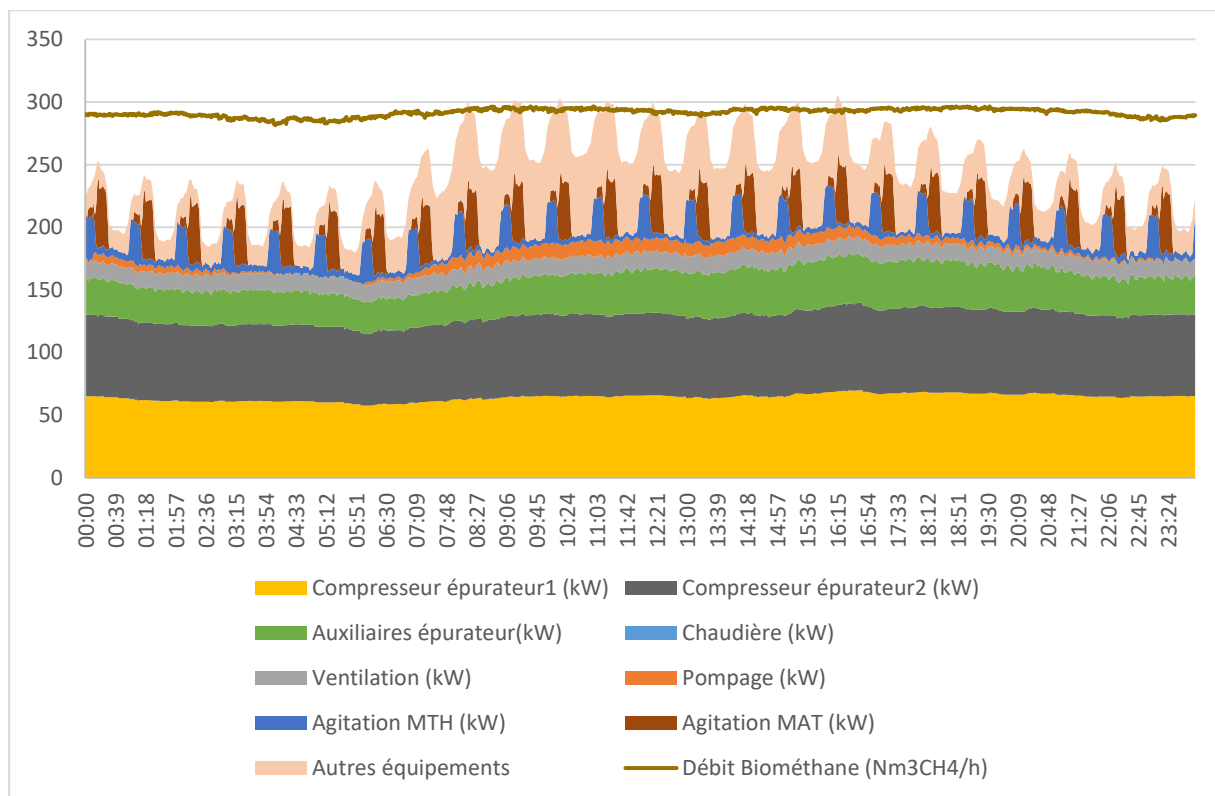


Figure 3 - Profil de consommation moyen sur 24h des ateliers. Moyenne calculée minute par minute sur 3 mois sur le site de DOLE en été

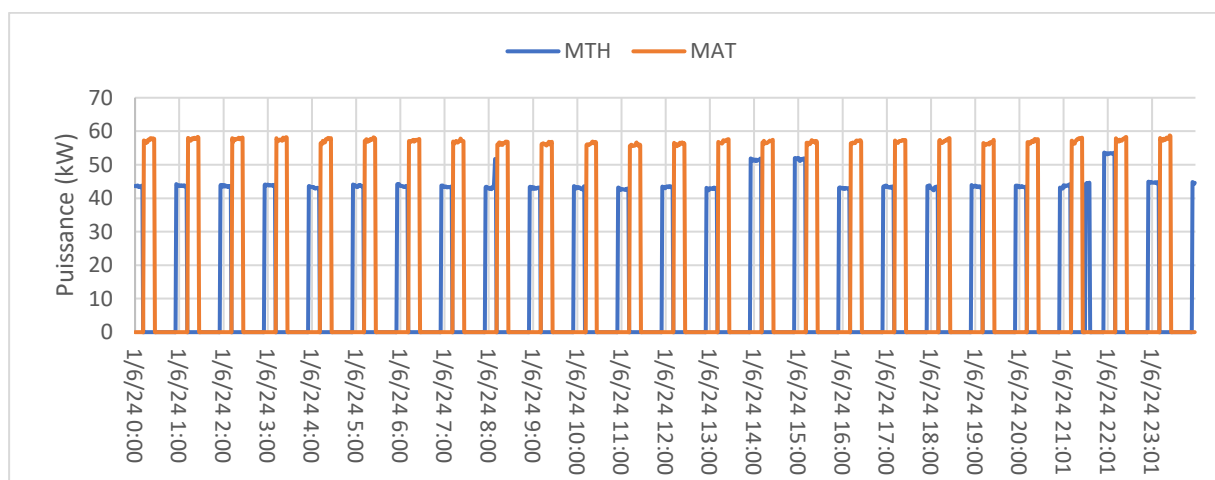


Figure 4 - Puissance instantanée d'agitation des agitateurs du digesteur et du post digesteur du site DOLE Biogaz pendant la journée du 1^{er} juin 2024

Les points de mesures ont également pu vérifier que la consommation spécifique de l'épurateur est stable sur une large plage de fonctionnement : la Figure 5 montre qu'à Dole, en utilisant la régression linéaire des points de mesure, on trouve 0,50 kWh/Nm³ de biométhane sur une plage 180-350 Nm³/h de biométhane, ce qui montre qu'il n'y a pas ou très peu de surconsommation d'électricité lors de fonctionnement à charge partielle.

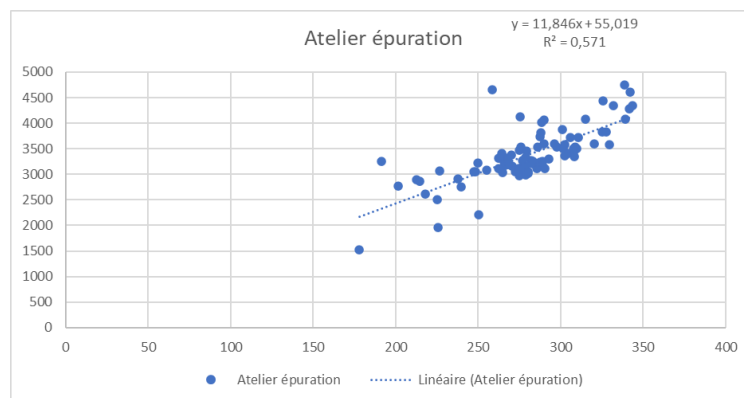


Figure 5 – Corrélation entre le débit de biométhane injecté (abscisse, $\text{Nm}^3\text{CH}_4/\text{h}$) et la consommation électrique par atelier épuration (ordonnée, kWh/j) en hiver chez DOLE Biogaz

2.1.3. Synthèse résultats 3 sites en périodes d'hiver et d'été

Le Tableau 2 récapitule les consommations des 3 sites pendant le fonctionnement en hiver et en été :

Moyennes		Hiver			Été			Ratio été/hiver		
Paramètre	Unité	CHAY	MOME	DOLE	CHAY	MOME	DOLE	CHAY	MOME	DOLE
Débit injection	$\text{Nm}^3\text{CH}_4/\text{h}$	147	192	274	147	192	279	100%	100%	102%
Consommation totale	kWh/jour	3978	4220	5809	3623	4203	5942	91%	100%	102%
Ratio consommation débit	$\text{MWh}/\text{MWhPCSCH}_4$	0,13	0,09	0,08	0,10	0,09	0,08	75%	99%	99%
Consommation process	kWh/j	1871	1371	2468	1431	1334	2124	76%	97%	86%
Ratio par rapport au total	%	47%	32%	42%	39%	32%	36%	83%	100%	85%
Ratio consommation process	$\text{kWh}/\text{Nm}^3 \text{ biogaz}$	0,4	0,16	0,23	0,23	0,15	0,2	58%	94%	87%
Consommation épuration	kWh/j	2107	2849	3341	2192	2869	3818	104%	101%	114%
Ratio par rapport au total	%	53%	68%	58%	61%	68%	64%	115%	100%	111%
Ratio consommation épuration	$\text{kWh}/\text{Nm}^3 \text{ biogaz}$	0,37	0,33	0,31	0,35	0,33	0,35	95%	100%	111%

Tableau 2 - Synthèse des résultats de mesure sur les 3 sites en périodes d'hiver et d'été

Nous pouvons observer des différences entre les sites et entre les périodes d'étude sur les points suivants :

- Pour DOLE : une consommation plus élevée de la brique de l'épurateur a été observée.
 - La consommation sur le site de CHAY a été également légèrement supérieure mais pas de différence observée pour MOME. La taille de l'épurateur pourrait jouer un rôle sur ces différences ($\text{DOLE} > \text{MOME} > \text{CHAY}$). Il est probable qu'un épurateur de plus grande taille soit plus sensible à certaines variations de température extérieure, de taux de méthane ou de volume à traiter (corrélation en Figure 6).
 - Sur DOLE en été, l'énergie consommée par les compresseurs est supérieure de +10,6%. Le taux de méthane dans le biogaz était légèrement moins concentré en été (57.8%) qu'en hiver (58.6%) entraînant probablement des besoins de compression supplémentaires.
 - Sur DOLE en été, l'énergie consommée par les auxiliaires est de +34%. Une vérification postérieure de l'encrassement du sécheur est à préconiser, cela pourrait expliquer une surconsommation des groupes froid et du compresseur.

- Réduction de ratio de consommation épurateur avec augmentation de débit injecté : l'économie d'échelle a été bien observée entre les 3 sites qui ont des débits d'injection différents en hiver (274, 192 et 147 pour DOLE, MOME et CHAY respectivement). En été le ratio était similaire entre les 3 sites, dû principalement au fait que DOLE a consommé plus d'énergie pour épurer pour moins de débit d'injection, qui est difficile à expliquer comme mentionné plus haut.

Une bonne corrélation entre le débit d'injection de biométhane et l'énergie consommée par l'atelier épuration est observée (Figure 6). Cette corrélation est faible avec la consommation de l'atelier process (Figure 7). Également une bonne corrélation est observée entre la consommation globale et le débit d'injection (Figure 8), permettant une estimation de la consommation potentielle d'un site selon le débit d'injection.

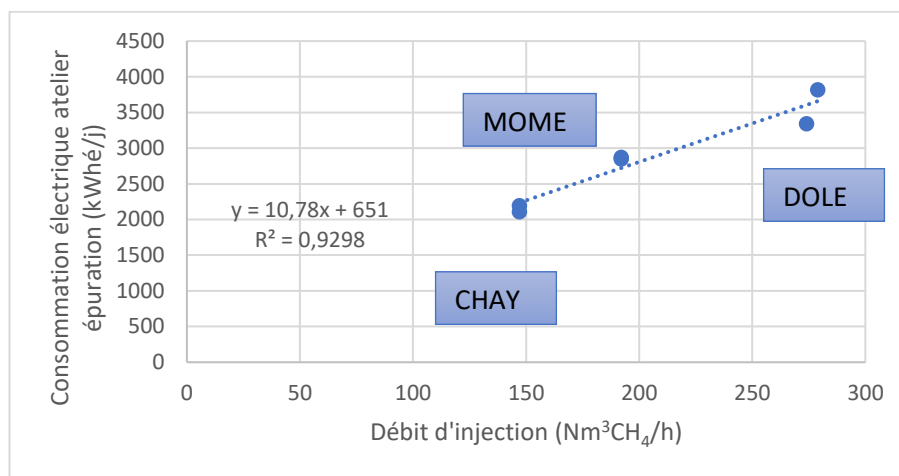


Figure 6 - Corrélation entre injection (Nm³CH₄/h) et consommation atelier épuration (kWhé/j) avec données Hiver et Été des 3 sites.

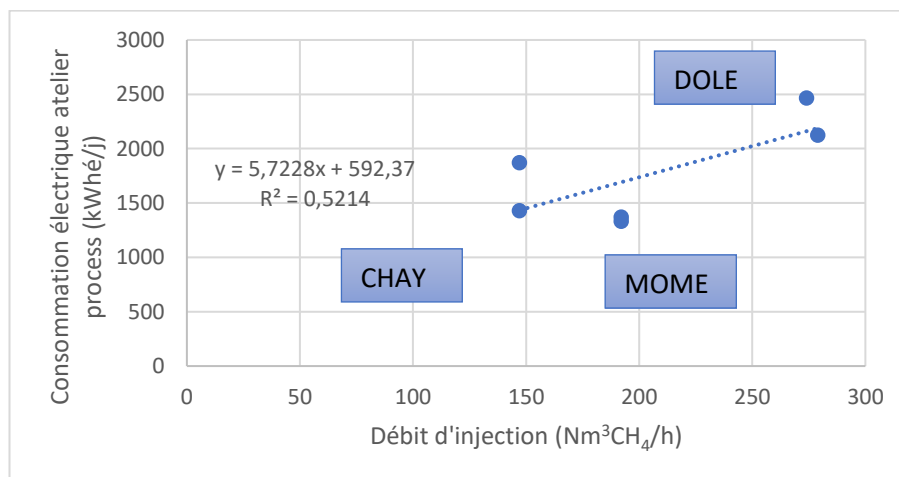


Figure 7 - Corrélation entre injection (Nm³CH₄/h) et consommation atelier process (kWhé/j) avec données Hiver et Été des 3 sites

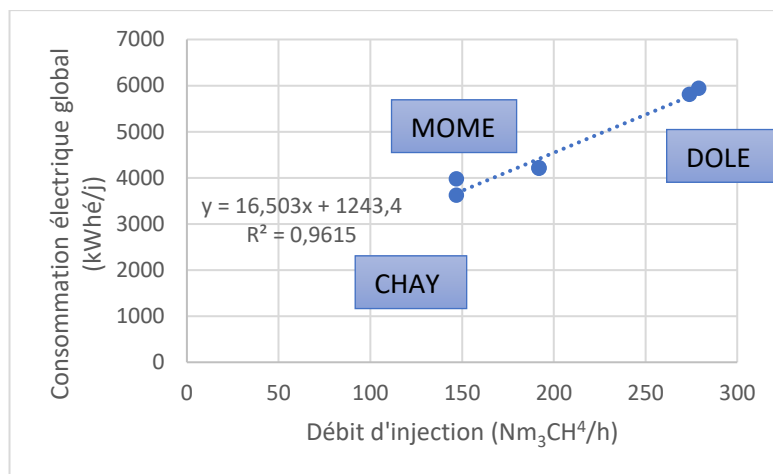


Figure 8 - Corrélation entre injection (Nm³CH₄/h) et consommation globale du site (kWhé/j) avec données Hiver et été des 3 sites

2.2. Méthaniseur en cogénération

Un seul site a été instrumenté (FJM ENVIRONNEMENT (cogénération, 500 kW) – Lapenche (82)), en se focalisant sur la partie valorisation, c'est-à-dire le générateur et ses auxiliaires :

- Surpresseur : Ajustement de la pression du biogaz avant le moteur.
- Pompe de pré-lubrification : Lubrification du moteur avant son démarrage pour éviter l'usure à sec.
- Pompes de réfrigération : Circulation du fluide caloporteur pour refroidir le moteur, souvent en parallèle pour partager la charge ou en secours pour la redondance. Dans le cas de FJM Environnement une pompe de réfrigération de secours en basse tension est installée.
- Aérothermes : Libération de la chaleur excédentaire de l'eau.
- Ventilateur conteneur : évacuation de la chaleur ambiante du conteneur.

FJM Environnement (LAPE)	
Tête de site	Production et consommation sur Enedis
Armoires	Consommation totale armoire cogénération
Agitation	/
Pompage	/
Cogénération	Production électrique en sortie de la cogénération 1 Ventilateur conteneur 1 Surpresseur 1 Pompe réfrigération HT
Équipements non mesurés	Agitation, pompage, incorporation Sur armoire de cogénération : 3 aérothermes, 1 pompe de réfrigération BT, 1 pompe de pré-lubrification Autres locaux

Tableau 3 - Détail des équipements mesurés et non mesurés sur le site en cogénération (FJM Environnement (LAPE))

2.2.1. Courbe de charge

La moyenne à la minute sur les 3 mois de suivi des consommations des équipements de l'armoire de cogénération est présentée sur la Figure 9. En moyenne, la consommation de la pompe de réfrigération, le ventilateur et le surpresseur est stable toute la journée. Les autres équipements non instrumentés montrent une variation chaque 30 minutes environ. Le profil spécifique d'une journée a été analysée (Figure 10) pour essayer de comprendre ces variations.

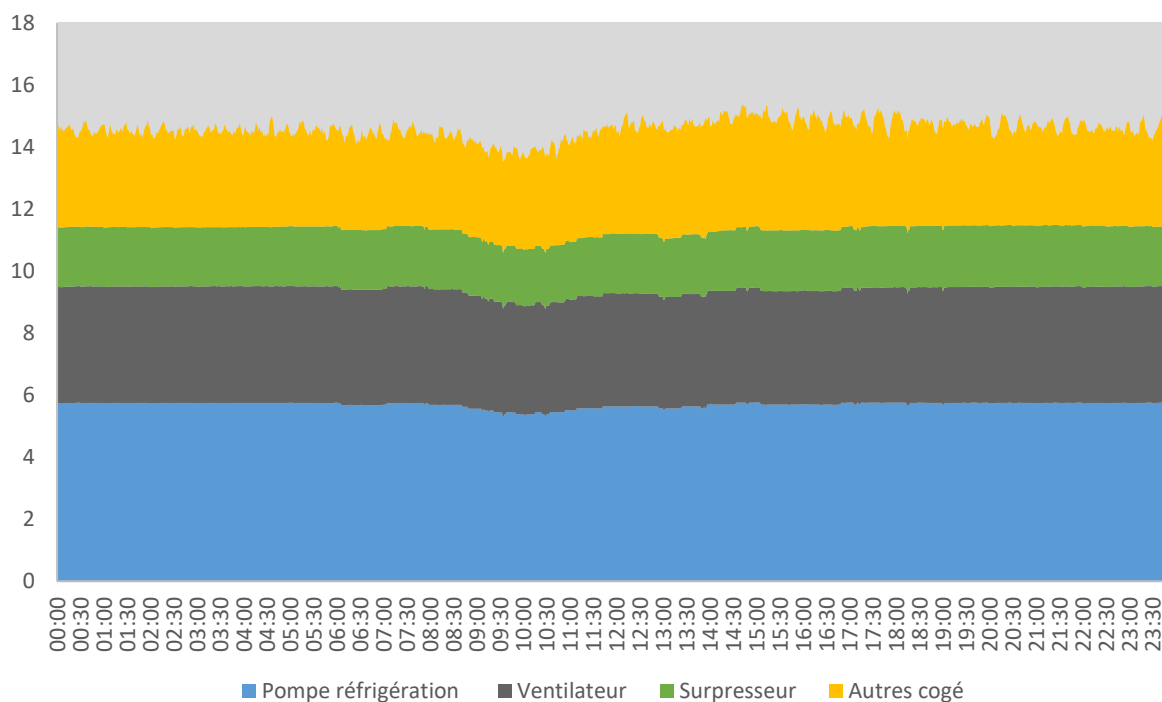


Figure 9 - Moyenne à la minute sur les 3 mois de suivi sur site FJM Environnement en hiver 2024.

Sur la Figure 10, nous observons les variations sur une seule journée pour essayer d'identifier la fréquence de la modification sur la courbe « autre équipements cogénération ». Il est possible d'identifier que l'un ou plusieurs des équipements inclus dans cette catégorie, d'environ 4kW, est allumé de manière intermittente environ chaque 20 minutes. La durée de l'activation de cette puissance est variable selon l'heure de la journée, avec une durée d'environ 5 minutes entre 20h et 9h et de 20 minutes entre 9h et 20h. Ce comportement varie légèrement jour par jour, ce qui produit une moyenne plus lissée sur 24h.

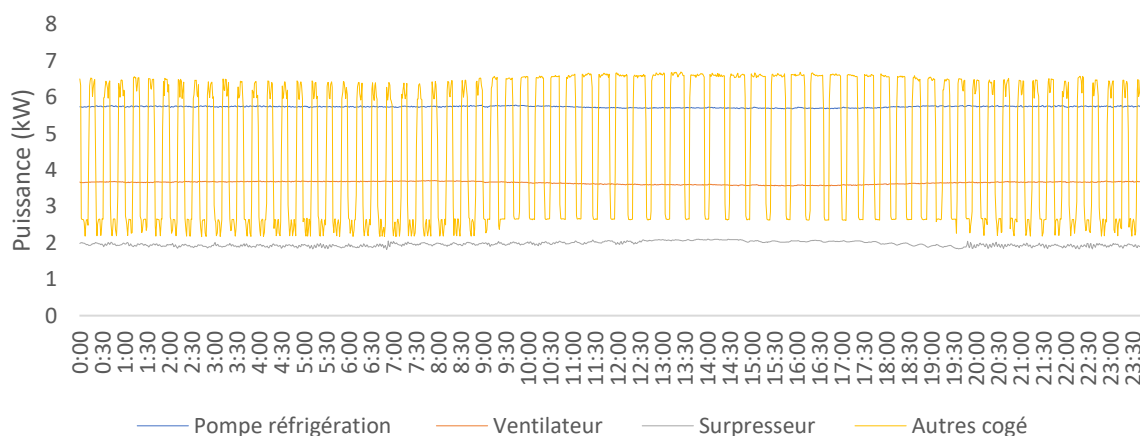


Figure 10 - Suivi à la minute de la consommation des équipements de l'armoire du cogénération le 1^{er} novembre 2024 sur site FJM Environnement

3. Essais sur site de flexibilité

Des essais de flexibilité ont été réalisés sur le site de DOLE, ce site a été sélectionné pour plusieurs raisons :

- Il fait partie du parc KEON (dont fait partie Naskéo) et est détenu majoritairement par Ter'green, permettant une flexibilité des demandes opératoires liées à la R&D et une proximité importante entre les exploitants du site et l'équipe R&D.
- La production du site est relativement stable en termes de débit et de composition de biogaz. La biologie est saine et les paramètres physico-chimiques sont bien maîtrisés.
- La consommation électrique du site a été caractérisée en détail lors du lot 2.2 du projet FLEM.
- Le site est composé d'un digesteur et un post-digesteur équipés de 5 agitateurs chacun. Cela permet de faire des tests sur l'agitation avec moins de risque.

Le site Dole Biogaz, situé à Brevans dans le Jura, est une unité de méthanisation territoriale. Il traite environ 30 000 tonnes de déchets organiques par an, incluant des fumiers, des biodéchets, des ensilages de maïs et des issues de céréales. Grâce à ce processus, le site produit 25 GWh PCS de biométhane injecté directement dans le réseau GRDF. En mars 2024, le Cmax de DOLE est passé de 261 à 290 Nm³ CH₄/h.

Les essais ont été ciblés sur l'agitation et l'épurateur, qui présentent des appels de puissance importants (voir partie 2). Initialement envisagé, le test de flexibilité sur le ventilateur du biofiltre a finalement été abandonné du fait d'un risque élevé de corrosion au niveau des bâtiments si la concentration de certains composés était amenée à augmenter par manque de ventilation (réticence exploitants).

3.1. Essais sur l'agitation

Pour rappel, l'agitation est le deuxième poste le plus consommateur d'un site de méthanisation. A DOLE Biogaz, l'agitation représente 12% de la consommation électrique globale du site. Ces équipements consomment de l'électricité de manière intermittente, avec des cycles d'1 heure. Les tests initiaux envisagés sur les agitateurs du post-digesteur (MATU) et du digesteur (MTH) se basaient sur la diminution de la puissance d'agitation ou la suppression d'un cycle d'agitation. Ces tests pouvaient être effectués sur les agitateurs de l'un ou des deux ouvrages simultanément. Avant le début des essais, l'un des agitateurs de la MTH est tombé en panne ce qui a poussé à l'augmentation du temps d'agitation (passage de 15 min d'agitation à 30 min par cycle) et a significativement augmenté le risque de complication en phase de test. Pour cela, les tests effectués sur la MTH sont limités à la réduction de la puissance des agitateurs jusqu'à 70% de la consigne. Aucun test MTH-MATU combiné n'a été effectué au vu des contraintes expérimentales.

De plus, une approche progressive a été adoptée pour les tests sur l'agitation. Cela signifie que nous avons commencé par les tests les plus simples (fréquence réduite, pauses courtes) avant de passer à des conditions « extrêmes » si les conditions simples étaient validées. Finalement, les tests d'omission de cycle ont uniquement été effectués sur la MATU, la réduction de puissance a été appliquée sur les deux digesteurs non simultanément, et d'autres tests ont également été effectués sur la MATU. Chaque cas a été testé pendant 2 semaines.

La liste des essais est présentée sur le Tableau 4.

Test	Date début	Date fin	Durée	Digesteur	Flexib. J. AGI	Fréquence	Temps AGI MATU	Temps repos MATU	Fréquence	Temps AGI MTH	Temps repos MTH
-3	15-juil	28-juil	2 semaines	Aucun	Non	100	<u>15</u>	45	100	<u>30</u>	45
-2	28-juil	11-août		Aucun	Non	100	<u>15</u>	45			
-1	12-août	25-août		Aucun	Non	100	<u>15</u>	45			
0	26-août	08-sept		Aucun	Non	100	<u>15</u>	45			
1	09-sept	22-sept		MATU	Oui	80	<u>15</u>	45			
2	23-sept	06-oct		MATU	Oui	60	<u>15</u>	45			
3	07-oct	20-oct		MATU	Oui	100	<u>15</u>	45 + arrêt + <u>30</u>			
4	21-oct	03-nov		MATU	Oui	100	<u>15</u>	45 +arrêt			
5	04-nov	17-nov		MATU	Non	100	<u>15</u>	60			
6	18-nov	01-déc		MATU	Oui	80	<u>15</u>	60			
7	02-déc	15-déc		MATU	Non	100	<u>26</u>	94			
8	16-déc	29-déc		MATU	Non	80	<u>26</u>	94			
9	28-déc	12-janv		MATU	Non	80	<u>15</u>	45			
10	11-janv	26-janv		MTH	Oui	100	<u>15</u>	45	80		
11	27-janv	09-févr		MTH	Oui	100	<u>15</u>	45	70		
12	10-févr	23-févr		Aucun	Non	100	<u>15</u>	45	100		
13	24-févr	09-mars	Aucun	Non	100	<u>15</u>	45				
14	10-mars	23-mars	Aucun	Non	100	<u>15</u>	45				
15	24-mars	06-avr	Aucun	Non	100	<u>15</u>	45				
16	07-avr	20-avr	Aucun	Non	100	<u>15</u>	45				

Tableau 4 – liste des essais sur les agitateurs

Les deux premiers essais 1 et 2 ont fonctionné 10 h par jour avec une fréquence de rotation 20 à 40 % inférieure au nominal (les mesures ont montré que la consommation électrique des agitateurs étaient proportionnelles à la fréquence de rotation). Aucun moussage ou croutage n'a été observé avec ces conditions, néanmoins dans le deuxième essais (-40% de vitesse) l'agitation était nettement moins importante et son temps de mise en place sensiblement allongé (observations visuelles) ce qui le rend moins réaliste pour une mise en œuvre en exploitation.

Les essais 3 et 4 testent l'effacement complet de cycle deux fois par jour (équivalent aux deux créneaux d'heure de pointe en hiver, voire partie 4.2.1). Le test 3 intègre un report (doublement de la durée d'agitation) sur les cycles suivants, le test 4 est sans report. Les résultats montrent aucun impact négatif sur l'état opérationnel du post-digesteur.

Pour le digesteur, les deux essais effectués 10 et 11 ont permis de baisser la fréquence à 80 et 70 % (-20 et -30%). Comme pour le post digesteur, les observations à la fréquence de 80% semble acceptables mais à 70%, les opérateurs ont remarqué une vitesse de rotation de la matière anormalement lente et juge donc ce mode de fonctionnement trop risqué.

Les autres essais sont décrits dans le livrable L3.

Note : la majorité des essais effectués sur l'agitation correspond à une baisse globale d'énergie d'agitation car les baisses (fréquences) temporaires ne sont pas compensées à un autre moment de la journée. Il s'agit donc avant tout d'optimisation de l'efficacité du méthaniseurs (réduction de la consommation d'énergie) et non d'une « simple flexibilité » (déplacement de consommation). Néanmoins ces résultats sont très utiles pour valider la possibilité de mettre en œuvre la flexibilité, car si les baisses temporaires sans report fonctionnent, elles fonctionneront d'autant plus avec report. Elles peuvent par ailleurs servir de base pour optimiser le procédé en diminuant la consommation d'énergie (hors périmètre du projet FLEM).

3.2. Essais sur l'épurateur

La mise en œuvre des essais sur l'épurateur s'est heurtée à plusieurs difficultés :

- La capacité théorique de stockage offerte par les 3 gazomètres (2 digesteurs 2 x 1120 m³, un post digesteur 3080 m³) est en réalité réduite aux seuls gazomètres des digesteurs (2240 m³) en raison de la très grande difficulté de transférer les gaz entre les ciels gazeux des digesteurs et du post

digesteur (raison non trouvée). Avec la Cmax à 290 Nm³/h, équivalent à 570 Nm³/h de biogaz, le temps de stockage équivalent au débit nominal est d'environ 4h. Si on y retranche les 3h de réserve de stockage imposées par la réglementation ICPE, il ne reste plus que 1 h pour gérer les fluctuations process et la flexibilité, ce qui est très faible.

- Une partie des essais s'est déroulée en début de mois, période durant laquelle l'exploitant fonctionne au-delà du débit nominal pour assurer l'atteinte de la Cmax en fin de mois, ce qui réduit d'autant plus les possibilités de flexibilité.
- Le coût de modification du contrôle-commande de l'épurateur pour pouvoir le piloter de manière flexible (plus de précisions et avec des possibilités d'arrêt redémarrage) n'a pas pu être supporté par le budget du projet. Le recours à la solution BiogazIA de Nevezus a néanmoins pu permettre un premier niveau de pilotage de l'épurateur (voir Livrable 3 pour les détails).

Un des essais sur une journée à plus faible production a pu montrer un fonctionnement avec un débit réduit (courbe rouge) durant deux périodes autour des heures de pointe (7h-12h et 16h-22h), en partant d'un gazomètre quasiment vidé vers 6h (40%, courbe verte, lecture ordonnée de droite) et rempli à 70% le soir.

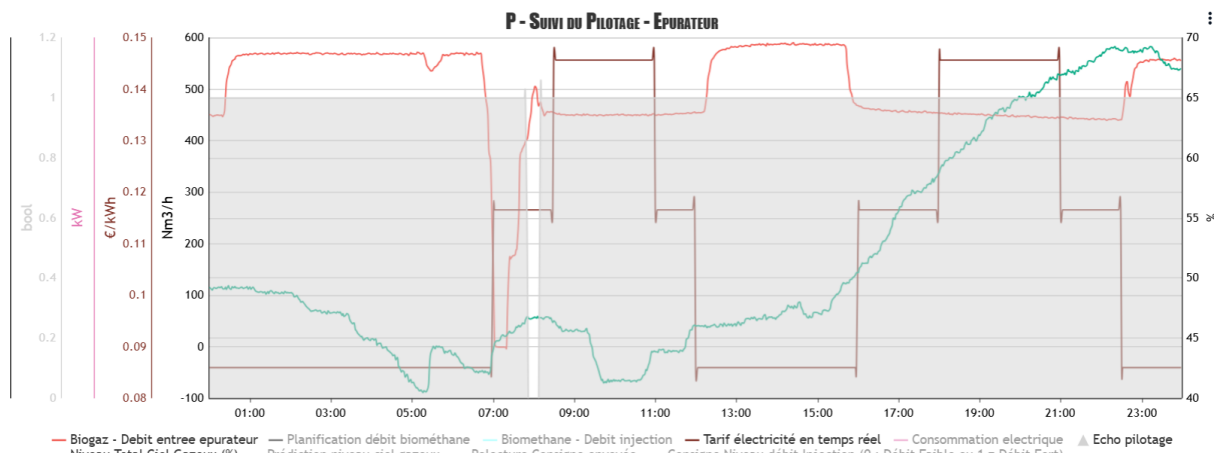


Figure 11 – Essais flexibilité épurateur

4. Évaluation technico-économiques des leviers de flexibilités des méthaniseurs

L'ensemble de l'évaluation technico-économique est détaillé dans le livrable L4.

4.1. Description des cas types

Pour mener l'ensemble des modélisations, un cas type dans chaque filière de méthanisation a été retenu :

- 500 kW_e en cogénération
- 250 Nm³/h biométhane en injection

Les tailles retenues sont proches des moyennes des parcs actuellement installés³. C'est un peu supérieur pour l'injection (moyenne autour de 200 Nm³/h) dans l'objectif de favoriser l'équilibre économique : effet d'échelle sur les investissements nécessaires, seuil minimum en taille pour répondre à certains mécanismes de flexibilités notamment. Cette première étude a pour but de défricher le sujet en

³ <https://opendata.reseaux-energies.fr/>

regardant si un premier niveau de rentabilité peut être trouvé sur des cas type favorables. En fonction des résultats la question de la faisabilité pourra se poser pour des sites plus petits.

	Injection biométhane (250 Nm3/h)	Cogénération 500 kWe
Investissement (CAPEX)	10 700 k€	5 400 k€
Charges annuelles (OPEX)	1487 k€/an, dont 227 k€/an d'achat d'électricité	717 k€/an, dont 53 k€/an d'achat d'électricité
Recettes annuelles	2873 k€/an (vente de 23,5 GWh _{PCS} de biométhane)	808 k€/an dont : - Vente d'électricité : 601 k€/an (3831 MWh/an vendus) - Vente de chaleur : 207 k€/an (4132 MWh/an vendus)

Tableau 5 - Principales caractéristiques des cas types (plus de détail en annexe du livrable L4)

4.2. Modélisation

4.2.1. Modélisation des consommations électriques

Pour modéliser l'impact des leviers de flexibilité, un outil de modélisation sous Excel a été construit à partir des outils de dimensionnement des unités de méthanisation de Solagro et des résultats des mesures détaillées de consommation par poste réalisées par Naskéo (détails dans le livrable 2.2).

Un profil journalier, par principaux équipements de consommation électrique, a été construit au pas de temps 15min pour les cas types de méthaniseurs étudiés (voir §4.1). Différentes journées type sont différenciées, afin de reconstituer le profil annuel, et de prendre en compte les caractéristiques horosaisonnnières des tarifs et les variations saisonnières des consommations. Ainsi pour chaque mois de l'année, on considère les journées « type » du tarif associées (type jour2) et la saison (3 saisons considérées : été – E, intermédiaire – I, hiver – H). Les index tarifaires des journées type, selon le mois, et le type de jour sont présentés dans le Tableau 6 pour les jours ouvrés (JO) et Tableau 7 pour les week-end (WE)⁴. Les index sont numérotés de 1 à 5 tels que décrits dans le Tableau 8 avec les scénarios de prix retenus (voir Livrable 2.1). Ainsi l'année est modélisée en 24 journées type : 12 mois X 2 journées type (JO ou WE).

Mois	Heure de la journée																							type jour2	Saison	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22			23
Janvier	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	3	JO_SH_PTE	H
février	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	3	JO_SH_PTE	H
Mars	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	JO_SH	I
Avril	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	JO_SB	I
Mai	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	JO_SB	I
Juin	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	JO_SB	E
Juillet	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	JO_SB	E
Août	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	JO_SB	E
Septembre	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	JO_SB	I
Octobre	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	JO_SB	I
Novembre	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	JO_SH	I
Décembre	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	3	JO_SH_PTE	H

Tableau 6 : Répartition des index du tarif horosaisonnier pour les jours ouvrés (JO)

⁴ Les jours fériés n'ont pas été modélisés

Mois	Heure de la journée																								type jour2	Saison
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
Janvier	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	WE_SH	H
février	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	WE_SH	H
Mars	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	WE_SH	I
Avril	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	WE_SB	I
Mai	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	WE_SB	I
Juin	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	WE_SB	E
Juillet	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	WE_SB	E
Août	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	WE_SB	E
Septembre	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	WE_SB	I
Octobre	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	WE_SB	I
Novembre	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	WE_SH	I
Décembre	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	WE_SH	H

Tableau 7 : Répartition des index du tarif horosaisonnier pour les week-end (WE)

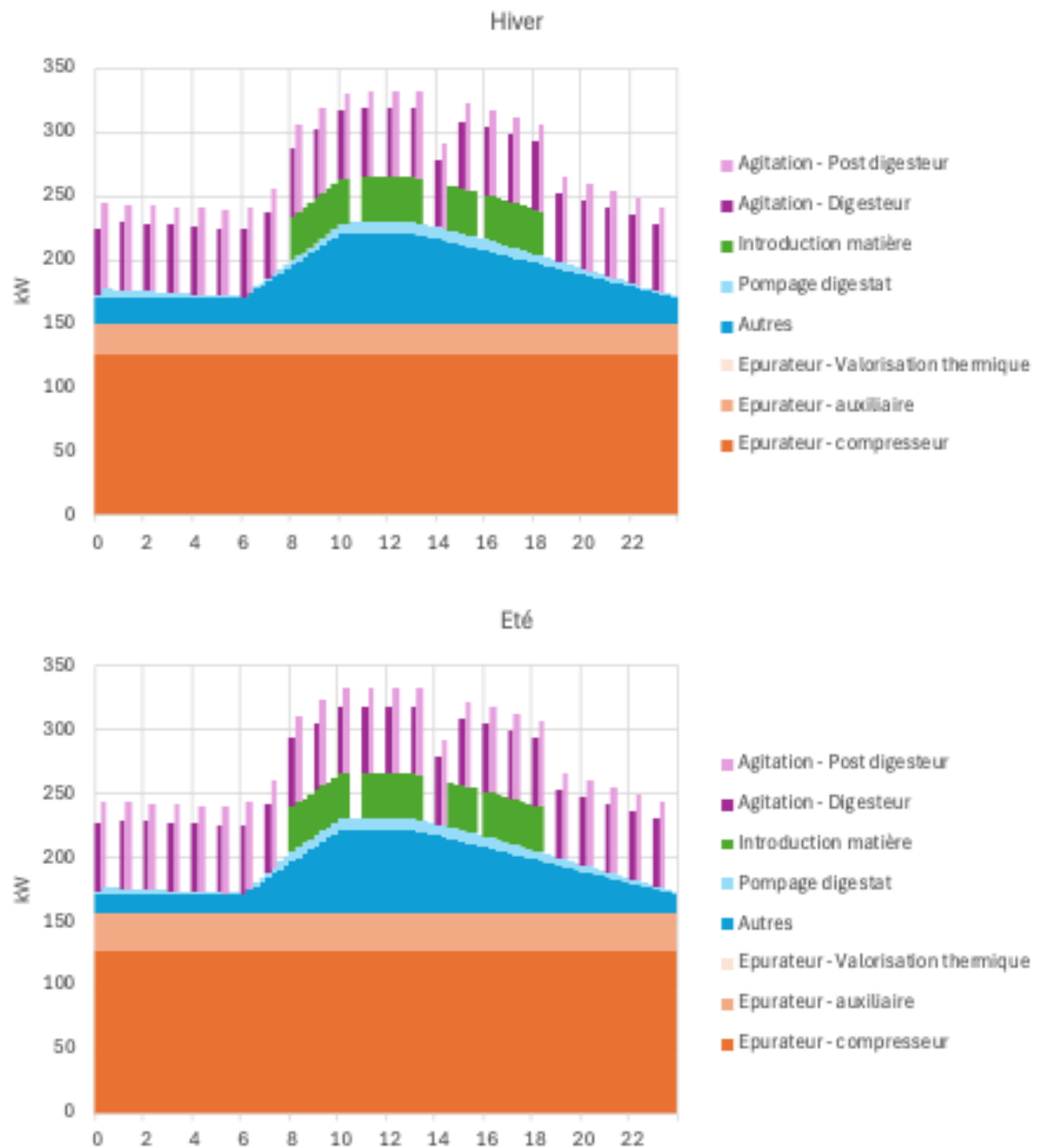
INDEX	nom	code	Scénario de prix		
			bas	Ref	haut
1	Heure de pointe	HPTE	86	148	446
2	Heure pleine saison haute	HPSH	72	118	249
3	Heure creuse saison haute	HCSH	47	89	132
4	Heure pleine saison basse	HPSB	53	75	11
5	Heure creuse saison basse	HCSB	36	59	10

Tableau 8 : Scénarios de prix par index tarifaire (€/MWh)

4.2.1.1. Profil de consommation de l'unité en injection

Les profils de consommation de l'unité de méthanisation produisant 250 Nm³/h de consommation sont présentés sur la Figure 12, avec les variations saisonnières. Le principal consommateur est l'épurateur avec environ 150 kW de consommation se répartissant en 125 kW pour le compresseur (épurateur membranaire) et 25 kW pour les auxiliaires (groupe froid, soufflante). Les agitations fonctionnent par cycle de 15 min toutes les heures. L'agitation du post-digester est décalée de 15min de manière à ne pas coïncider à celle du digesteur et limiter ainsi l'appel de puissance. L'introduction matière est ici considérée sur les heures «de travail » (dans l'étude des leviers, une variante avec une introduction répartie sur les 24h est présentée). La pompe à digestat est utilisée principalement en journée, sa fonction est de transférer le digestat vers le stockage pour que le niveau dans le digesteur soit le plus constant possible, son fonctionnement est donc maximisé en journée lors des périodes d'introduction....

Les variations saisonnières de consommation sont très limitées, principalement sur le groupe froid de l'épurateur qui consomme 6 kW en plus en été par rapport à l'hiver.



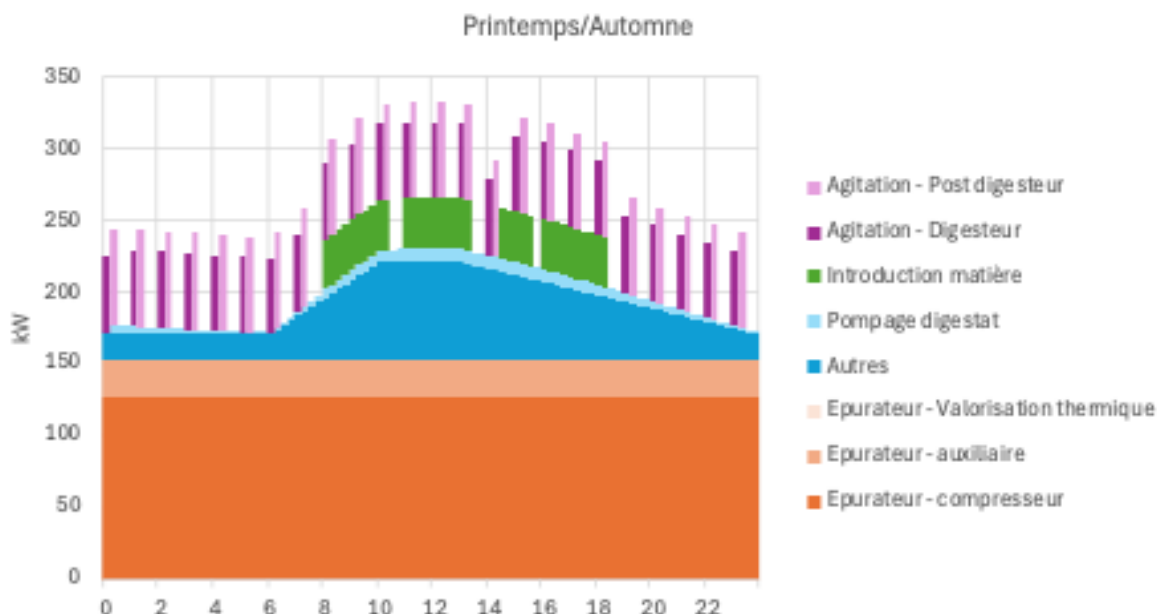


Figure 12 : Profils journaliers de consommation d'un méthaniseur produisant 250 Nm³/h de biométhane, selon la saison (modélisation Solagro)

La facture électrique est aussi estimée, avec ses 4 composantes :

- Energie : Part qui rémunère la production d'énergie, qui peut intégrer des classes tarifaires horosaisonniers
- TURPE : Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité, rémunère l'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Son calcul dépend à la fois de la répartition des consommations et des puissances maximum dans chacune des classes tarifaires (ENEDIS 2023)
- CTA : Contribution Tarifaire d'Acheminement, sert à financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières (CNIEG)
- CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité), proportionnelle à la consommation (21€/MWh en 2024), alimente le budget de l'Etat⁵, mais les méthaniseurs en sont exonérés en tant que producteur d'énergie.

La facture annuelle est calculée dans l'outil de simulation, selon le scénario de prix, elle s'élève à 213⁶ k€/an (147 à 233 k€/an selon scénarios) dont près de 80% pour la part énergie.

⁵ Aussi appelé accise de l'électricité, voir <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/gerer-sa-fiscalite-et-ses-impots/autres-impots-et-taxes/la-fraction-percue-sur>

⁶ Ecart de 6% par rapport à la valeur annoncé dans la description du cas au §4.1, l'écart s'explique par le fait que ces estimations ont été faites par deux outils différents avec des hypothèses de consommation et de prix de l'énergie légèrement différentes.

€/a	Scénario de prix		
	bas	ref	haut
Energie	108 810	175 608	194 770
TURPE	35 810	35 810	35 810
CTA	2 462	2 462	2 462
CSPE	0	0	0
Total	147 081	213 880	233 041

Tableau 9 : Facture électrique d'un méthaniseur produisant 250 Nm³/h de biométhane, selon scénarios de prix

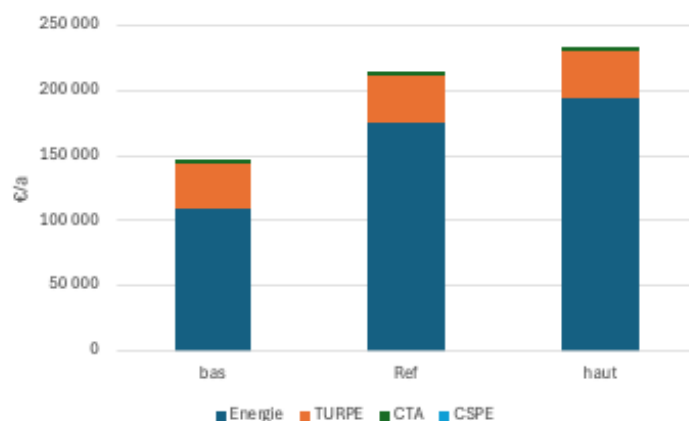


Figure 13 : Facture électrique d'un méthaniseur produisant 250 Nm³/h de biométhane, selon scénarios de prix

Le modèle permet ensuite pour chaque équipement de tester des profils de fonctionnement différents (voir §4.3) et de calculer l'impact en termes de consommation électrique (consommation par index) et de facture pour la consommation électrique.

4.2.1.2. Profil de consommation de l'unité en cogénération

De la même manière, l'unité type en cogénération a été modélisée. Les équipements liés au procédé de méthanisation ont les mêmes profils, les puissances moyennes ont été adaptées à la taille du méthaniseur. Pour la partie valorisation, deux groupes de consommateurs ont été ajoutés à la place des consommateurs liés à l'épuration :

- Surpresseur et groupe froid pour le séchage du biogaz (3,5 kW)
- Auxiliaires du moteur (12,5kW) :
 - Pompe circuit de refroidissement du moteur
 - Ventilateur du local moteur
 - Autres : aérotherme, pompe de lubrification...

Les fluctuations saisonnières de ces deux consommateurs ont été négligées étant donné leur faible part de consommation et le manque de données.



Figure 14 : Profil journalier de consommation d'un méthaniseur en cogénération (500 kW_e), selon la saison (modélisation Solagro)

En croisant les profils de consommation et les grilles tarifaires, on estime la facture annuelle de consommation d'électricité de l'ordre de 54 k€ pour la grille tarifaire de référence, et de 38 k€ à 60 k€ pour les variantes basse et haute.

€/a	Scénario de prix		
	bas	ref	haut
Energie	27 033	43 536	49 403
TURPE	9 755	9 755	9 755
CTA	917	917	917
CSPE	0	0	0
Total	37 705	54 207	60 074

Tableau 10 : Facture électrique d'un méthaniseur en cogénération (500 kWe), selon scénarios de prix

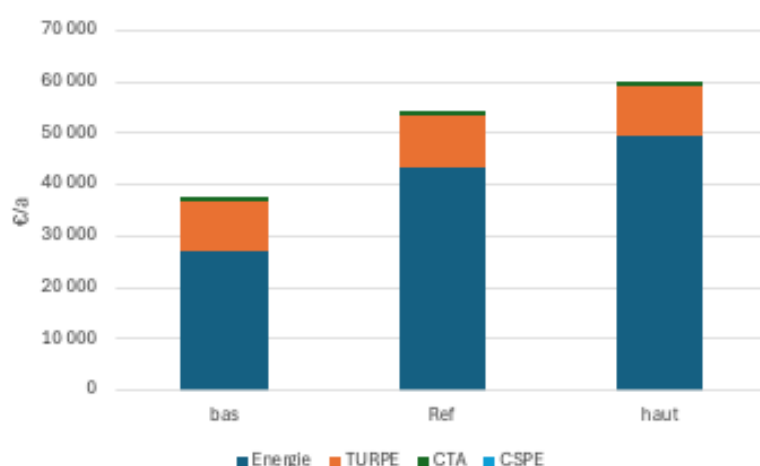


Figure 15 : Facture électrique d'un méthaniseur produisant en cogénération (500 kWe), selon scénarios de prix

4.2.2. Valorisation de la flexibilité

Diverses voies de valorisation de la flexibilité ont été étudiées, sur la consommation et sur la production d'électricité.

- Pour les consommations électriques :
 - Optimisation des consommations par rapport à la grille tarifaire (voir §4.2.1)
 - Service système (réserve secondaire et tertiaire), mécanisme de flexibilité NEBCO
- Pour la production d'électricité
 - Vente sur les heures de pointe du marché SPOT (comme déjà mis en œuvre en Allemagne, voir le livrable L2.1 pour plus de détails)
 - Service système (réserve secondaire et tertiaire)

4.2.2.1. Valorisation sur le marché SPOT

Les possibilités de valoriser l'électricité de manière flexible sont estimées sur les prix historiques du marché SPOT (pour plus de détail, voir le livrable L2.1). Les données ont été traitées afin d'estimer les moyennes horaires pour une journée type de chaque mois (Figure 16).

Prix 2024		mois												Moy heure
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
heure	0	64	51	54	33	43	57	63	68	57	52	93	80	60
	1	61	48	50	29	32	43	53	56	49	44	87	73	52
	2	58	45	48	28	28	38	47	50	45	42	82	69	48
	3	54	42	44	22	25	30	42	42	34	35	73	63	42
	4	53	40	41	19	21	25	38	39	28	32	71	61	39
	5	59	45	45	22	24	32	42	43	36	40	77	66	44
	6	68	56	55	33	28	41	46	50	54	58	93	80	55
	7	81	67	68	50	42	52	55	60	73	77	109	102	70
	8	92	74	67	50	43	53	63	71	83	91	115	118	77
	9	90	69	57	34	32	42	48	58	69	80	110	119	67
	10	85	64	48	23	20	27	36	41	49	66	100	107	56
	11	80	59	44	15	12	18	25	31	34	57	94	100	47
	12	75	53	40	15	11	14	18	25	27	51	94	100	44
	13	72	48	35	11	5	8	12	17	21	45	89	96	38
	14	75	51	35	6	2	5	8	17	20	42	91	96	37
	15	79	54	39	6	4	5	11	24	19	43	100	104	41
	16	83	57	43	10	7	12	21	31	28	50	109	116	47
	17	93	65	52	17	12	23	36	45	39	64	125	134	59
	18	101	78	70	26	23	39	54	71	68	88	138	137	74
	19	97	80	92	40	36	59	70	93	95	116	133	130	87
	20	89	71	75	49	43	64	78	96	94	95	118	114	82
	21	79	64	62	52	51	69	83	97	77	78	108	102	77
	22	78	61	62	46	56	78	90	97	76	75	106	99	77
	23	72	56	58	41	49	69	78	86	68	69	98	89	69
	Moy Mois	77	58	54	28	27	38	47	55	52	62	101	98	58

Figure 16 : Prix moyen de l'électricité sur le marché SPOT en 2024, par mois pour chaque heure de la journée (€/MWh)
(Source : Ember, données traitées par Solagro)

En prenant le cas du levier décrit au §4.4, qui permet de faire fonctionner à 200% (2 moteurs 100%) sur 12h, et de couper le moteur le reste du temps, on obtient, en ciblant les 12 h de prix maximum tous les jours, le programme de production du moteur de cogénération pour 2024 détaillé Figure 17.

		mois											
2024	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
heure	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	
	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	
	2	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	
	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	6	0	0	1	1	1	1	0	0	1	1	0	
	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	10	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	
	11	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
	16	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
	17	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	
	18	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	
	19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	22	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	
	23	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	

Figure 17 : Programme de production optimisé sur le prix de marché SPOT pour un moteur de production d'électricité pouvant fonctionner 12h par jour

En comparant, la rémunération avec ce programme « mode flexible » et la rémunération qui aurait été obtenue par une production en base, on en déduit un revenu supplémentaire potentiel lié au fonctionnement en mode flexible.

Le Tableau 11 montre par exemple qu'en 2024 une valorisation sur les 12h qui sont en moyenne les plus chères de la journée (moyenne pour chaque mois), le prix moyen de vente est 26% plus cher que pour de l'électricité produite en base (73 €/MWh contre 58 €/MWh). L'année 2024 présente des écarts particulièrement importants, depuis 2012 ces écarts oscillent entre 13 et 17%.

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	43	+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%
2022	276	329	321	314	308	+19%	+16%	+14%	+12%
2023	97	124	120	117	114	+28%	+24%	+21%	+17%
2024	58	83	79	76	73	+43%	+37%	+31%	+26%
Moy	70	86	84	82	80	+23%	+20%	+17%	+15%

Tableau 11 : Prix moyen obtenu sur le marché spot selon que l'on valorise la production en base ou sur les périodes de pointe journalière

Il faut préciser qu'aujourd'hui, les méthaniseurs en cogénération valorisent leur production à un tarif d'achat supérieur au prix du marché SPOT. EDF OA qui achète l'électricité à ce tarif est indemnisé par l'Etat, qui paie l'écart entre le prix d'achat et le prix du marché spot. Le producteur ne peut pas valoriser sa production électrique d'une autre manière, sauf à perdre son tarif d'achat et à devoir payer des pénalités de sortie de contrat d'achat. Ces réflexions sur une flexibilisation de la production d'électricité sont néanmoins intéressantes pour imaginer des évolutions possibles du cadre réglementaire, permettant de réduire le coût supporté par l'Etat.

4.2.2.2. Valorisation par le service système ou mécanisme de flexibilité

Pour fonctionner, le réseau électrique doit être en permanence à l'équilibre, c'est-à-dire qu'à un instant t , la production doit être égale à la consommation : tout écart induit un déphasage de la fréquence du réseau (50Hz) qui, s'il n'est pas corrigé, entraîne la chute du réseau (black-out). Le gestionnaire du réseau national RTE veille à cet équilibre du réseau. Les responsables d'équilibre (principalement les fournisseurs, faisant le lien entre producteurs et consommateurs) s'assurent de l'équilibre sur leur périmètre. Mais des erreurs d'équilibrage sont toujours présentes, liées par exemple à une défaillance sur une centrale de production ou bien un aléa météo entraînant une consommation supplémentaire de chauffage électrique. RTE a plusieurs outils pour corriger ces écarts, dont les principaux sont les réserves.

L'utilisation de ces réserves lors d'une défaillance d'un groupe de production est illustrée sur la Figure 18. Ces réserves sont de 3 types :

- Réserve primaire : réserve rapide (réactive en quelques secondes). Il s'agit actuellement principalement des grosses centrales électriques qui mesurent en permanence la fréquence du réseau et ajustent automatiquement leur production (dans une bande de quelques %) pour maintenir les 50Hz.
- Réserve secondaire : lorsque la réserve primaire n'est plus suffisante pour faire face à un déséquilibre réseau, la réserve secondaire est enclenchée. Les délais de mises en œuvre sont plus longs (<15 min), mais le déclenchement reste automatique.
- Réserve tertiaire : il s'agit du dernier niveau de réserve, le moins contraignant, avec des délais de mise en œuvre allant de 13 min à 2h. Elle permet de faire face à des déséquilibres importants et de reconstituer des réserves plus rapides.

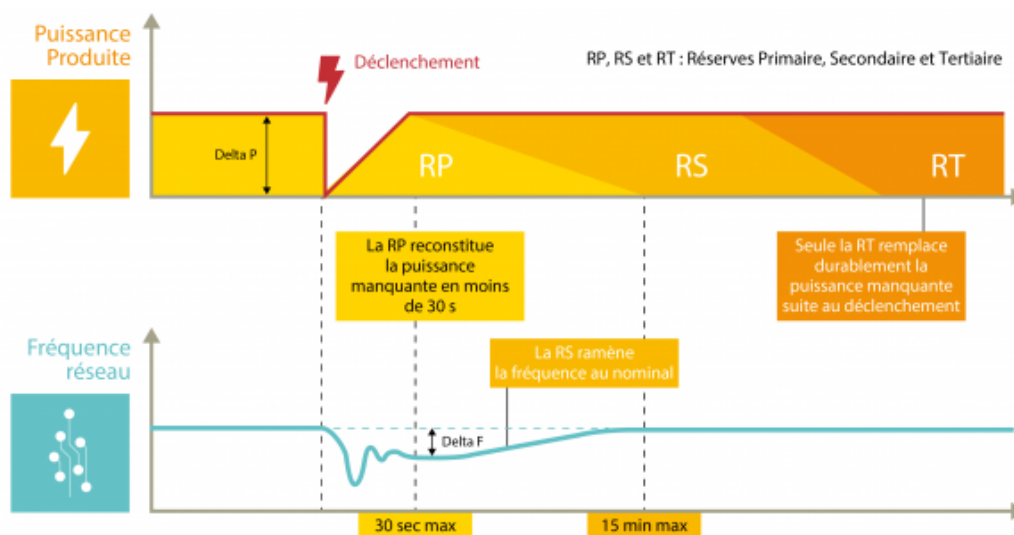


Figure 18 : Illustration du rôle des réserves lors d'une défaillance d'un groupe de production sur le réseau électrique
(Source : RTE)

L'ensemble des mécanismes constitué des réserves est appelé service système, il est complété par d'autres mécanismes facilitant l'équilibre offre/demande tel que le marché de flexibilité NEBEF/NEBCO qui permet à des consommateurs de valoriser un effacement de consommation en revendant le bloc d'énergie non consommé à un autre consommateur. Plus de détails sont disponibles sur ces mécanismes dans le livrable L2.1.

Les mécanismes de service système et de flexibilité présentés dans le Tableau 12 ont été testés pour rémunérer la flexibilité de la consommation ou de la production d'électricité des méthaniseurs. L'estimation des rémunérations est réalisée sur des données historiques de l'année 2025 (données RTE⁷). Plus de détails sur ces mécanismes sont donnés dans le livrable L2.1. A noter que le mécanisme NEBEF vient récemment d'être remplacé par le mécanisme NEBCO, qui permet non seulement de valoriser les effacements de consommation (comme le NEBEF) mais aussi les flexibilités avec augmentation de consommation, ce qui est très pertinent dans notre cas où les flexibilités à la hausse ou à la baisse nécessitent des reports.

Le tableau montre également les puissances minimales de flexibilité nécessaires pour participer à ces mécanismes. L'agrégation de plusieurs sites est possible mais il rendra plus compliqué la mise en œuvre (coordination des sites de production pour fonctionner de manière parfaitement similaire). Enfin le recours à un agrégateur est nécessaire pour participer à ces mécanismes (niveau de qualification élevé pour contractualiser avec RTE, RTE publie d'ailleurs des listes d'agrégateurs qualifiés pour les différents mécanismes). Ces acteurs sont à rémunérer par un partage de la valeur, typiquement 5 à 30%, plus élevé pour les petits sites ainsi que pour la réserve secondaire, dans l'investissement d'équipements de mesure, de contrôle et de communication (beaucoup plus fins que pour les autres mécanismes) et pour une série d'essais de flexibilité afin d'être homologué par RTE pour participer à la réserve secondaire. Les frais associés à la mise en place des équipements, système de commande voire essais peuvent se chiffrer à 50 k€ par site pour la réserve secondaire à 5-10 k€ pour les autres mécanismes (Energypool 2025).

⁷ <https://www.services-rte.com/fr/telechargez-les-donnees-publiees-par-rte.html>

	Réserve secondaire (aFRR – automatic frequency restoration reserve)	Réserve tertiaire (ou mécanisme d'ajustement)		NEBCO (anciennement NEBEF)
		Réserve rapide (mFRR - automatic frequency restoration reserve)	Réserve complémentaire	
Type de variation	Hausse/baisse	Hausse (bientôt baisse)	Hausse/baisse	Hausse/baisse
Puissance minimale	1 MW	10 MW	1 MW	100 kW
Rémunération	Capacité + énergie	Capacité + énergie	Capacité + énergie	Energie

Tableau 12 – Type de service système et mécanisme de flexibilité modélisé

4.3. Optimisation tarifaire des consommations d'électricité

Note : Dans les hypothèses suivantes, il n'est généralement pas considéré de surcoût lié à des modifications du contrôle commande pour piloter de manière flexible les équipements, du fait d'une prise en compte dès la conception.

La mise en œuvre de la flexibilité sur une installation en fonctionnement peut nécessiter des coûts supplémentaires de mise en œuvre, ils sont toutefois négligés dans cette étude.

4.3.1. Méthaniseurs en injection biométhane

4.3.1.1. Epuration

Fonctionnement actuel

En injection, dans le modèle économique actuel, les installations ont des gazomètres de faible capacité : 6h -8h environ (de débit nominal), les exploitants cherchent en général à fonctionner avec un gazomètre rempli à 1/3 environ pour qu'il puisse se remplir en cas d'arrêt de l'épurateur.

L'épurateur est composé de deux organes consommateurs principaux :

- Le compresseur
- Les groupes froids (auxiliaires) et surpresseur

En fonctionnement normal, les deux principaux équipements de l'épurateur (compresseur et auxiliaire) fonctionnent de manière continue.

Fonctionnement avec flexibilité pour optimiser le tarif

L'objectif est de faire fonctionner l'épurateur de manière variable, en baissant sa charge pendant les heures de pointes ou pleines, et en travaillant au-delà du nominal pendant les heures creuses. Le gazomètre fera office de stockage du biogaz, ce dernier étant produit en continu.

Pour mettre en place ces leviers, le gazomètre est surdimensionné à 11h de capacité de stockage, ce qui correspond déjà aujourd'hui à de nombreux cas en construction neuve. On considère que la zone de régulation pour la flexibilité se situe entre 1h et 8h de remplissage, soit 7h de stockage. La réserve basse, définie à 1h, permet de garder une marge suffisante pour les aléas de régulation, et les 3h de réserve de remplissage permettent d'être conforme à la contrainte ICPE à n'importe quel moment, et de faire face à des incidents sur la partie épuration/valorisation du biométhane.

La consommation du compresseur est liée au débit de biogaz traité, celui du groupe froid au débit de biogaz traité mais également à la température extérieure. Les groupes froids ne fonctionnent pas en continu, ils se mettent en route toutes les demi-heures environ.

Deux remarques sur de potentielles contraintes de mise en œuvre :

- Les sites dont la capacité d'injection est mensualisée au travers de leur contrat d'achat, fonctionnent habituellement au maximum de leur capacité en début de mois pour sécuriser leur production mensuelle, ce qui limite fortement leur possibilité de flexibilité sur cette période-là. Les sites ayant signé leur contrat d'achat après 2020, n'ont plus cette contrainte de mensualisation, donc cette pratique sera amenée à disparaître dans les années qui viennent.
- Ce fonctionnement nécessite une surcapacité de l'épurateur (cf ci-dessous) mais aussi de la chaîne aval, c'est-à-dire poste d'injection et capacité du réseau. Le poste d'injection est généralement largement surdimensionné⁸, en revanche, les capacités d'injection du réseau sont très différentes selon les sites et selon la période de l'année, particulièrement en été lors de l'étiage des consommations de gaz. Cette contrainte n'a pas été considérée dans les modélisations.

Différentes variantes de fonctionnement flexibles sont modélisées. Les premières variantes considèrent un dimensionnement classique de l'épurateur avec une plage de fonctionnement de 60 à 120% de sa charge nominale. Certaines variantes, prennent en compte la possibilité, au-delà de moduler la charge, de fonctionner de manière discontinue, en arrêtant pendant les heures de pointe (HPTE) l'épurateur. Enfin, afin de tester une flexibilité plus importante, un surdimensionnement du compresseur (et des auxiliaires) est testé, permettant une plage de fonctionnement plus ample : 35%-140%. Ce surdimensionnement est modélisé en prenant en compte un coût supplémentaire (typiquement mise en place de deux compresseurs de capacité 70% en parallèle au lieu d'un seul de 120% + ajout de quelques membranes dans l'épurateur), mais aussi sans surcoût⁹. Les variantes sont décrites dans le Tableau 13. Le dernier cas prend même en considération la possibilité d'arrêt et redémarrage de l'épurateur pour des besoins process, mode opératoire déjà utilisé sur certains sites de méthanisation.

Lever	Variante	Description	Type de flexibilité		
			Avec report	Sans report	Nouvel usage
Épuration + gazomètre	B1a	Dimensionnement de base : • plage de fonctionnement du compresseur + épurateur de 60 – 120% • Gazomètre 11h dont 7h utile	X		
	B1b	Dimensionnement de base : • plage de fonctionnement du compresseur + épurateur de 60 – 120% • Possibilité arrêt/redémarrage épurateur • Gazomètre 11h dont 7h utile	X		
	B1c	Dimensionnement avec surdimensionnement : • plage de fonctionnement du compresseur + épurateur de 35 – 140% • surcout CAPEX 540 k€ • Gazomètre 11h dont 7h utile	x		
	B1d	Dimensionnement avec surdimensionnement : • plage de fonctionnement du compresseur + épurateur de 35 – 140% • sans surcoût • Gazomètre 11h dont 7h utile	x		

⁸ Il peut également se poser la question des rythmes de variation de charge mais des retours de terrain et les essais (livrables L3) montrent que des dynamiques rapides sont possibles (même arrêt/redémarrage de poste, voir annexe livrable L4).

⁹ De nouveaux compresseurs avec une plage de variation plus large commencent à apparaître dans les offres constructeur sur le lot épurateur, sans surcoût.

	B1e	Dimensionnement avec surdimensionnement : • plage de fonctionnement du compresseur + épurateur de 35 – 140% • Possibilité arrêt/redémarrage épurateur • sans surcoût • Gazomètre 11h dont 7h utile	x		
--	-----	---	---	--	--

Tableau 13 : Leviers de flexibilité de l'épuration

4.3.1.2. Agitation

Fonctionnement actuel

Typiquement, l'agitation dans le digesteur est réalisée de la façon suivante : $\frac{1}{4}$ d'agitation, $\frac{3}{4}$ d'heure de pause. Les agitateurs du post-digesteurs fonctionnent sur le même rythme, mais avec un décalage d'un quart d'heure pour limiter les appels de puissance.

Fonctionnement avec flexibilité pour optimiser le tarif

L'agitation est une partie du procédé assez sensible, un défaut d'agitation pouvant entraîner un phénomène de croûtage de la matière pouvant être difficile à résoudre et mener à l'arrêt du digesteur. Plusieurs stratégies sont testées en jouant sur la baisse de la vitesse d'agitation à 80% du nominal pendant les heures pleines (HP) ou heures de pointe (HPTE), et un report de l'énergie d'agitation sur les heures creuses (+140%), ou sans report (test B2c). Une autre variante (B2b) teste le fait de sauter les 2 cycles d'agitation ayant lieu durant les heures de pointe. Les flexibilités « avec report » intègrent un report de la consommation électrique, ce qui permet de maintenir, sur une journée, la même énergie d'agitation.

Levier	Variante	Description	Type de flexibilité		
			Avec report	Sans report	Nouvel usage
Agitation digesteur	B2a	Jours avec HP ou HPTE : • Baisse agitation 80% pendant HP et HPTE • Hausse agitation 140% pendant HC	X		
	B2b	Idem B2a sauf pour jours avec HPTE : • HPTE 0% (effacement de 2 fois 2 cycles d'agitation) • Augmentation agitation à 140 % pendant HC, et 106% pendant HC	X		
	B2c	Jours avec HP ou HPTE : • Baisse agitation 80% pendant HP et HPTE • Maintien agitation 100% pendant HC (pas de report)		X	

Tableau 14 : Leviers de flexibilité de l'agitation du digesteur

Les mêmes profils de flexibilité sont testés pour le post-digesteur, avec un décalage de 15 min comme dans le fonctionnement actuel.

4.3.1.3. Alimentation

Fonctionnement actuel

Habituellement, les sites introduisent la matière et agitent, pompent quelques heures par jour de façon régulière en fonction des séquences d'approvisionnement. Ces fréquences sont définies lors de la mise en service et peuvent être adaptées au besoin. Deux modes de fonctionnement, représentatifs du parc actuel, ont été travaillés pour l'introduction de la matière :

- Une introduction uniquement en journée quand le personnel d'exploitation est présent sur site
- Une introduction séquentielle sur 24h avec un arrêt de quelques heures en début de matinée lors du remplissage de la trémie

Fonctionnement avec flexibilité

Pour l'introduction matière, la flexibilité portera sur une introduction uniquement aux heures creuses, le dimensionnement des équipements actuels est suffisant. L'introduction de matière fonctionnera en continu pendant les heures creuses. Les 2 variantes correspondant aux deux modes de fonctionnement représentatifs initiaux (sans flexibilité) sont décrites dans le tableau suivant.

Levier	Variante	Description	Type de flexibilité		
			Avec report	Sans report	Nouvel usage
Alimentation matière	B4a	Le mode sans flexibilité fonctionne avec une alimentation exclusivement durant les heures de travail.	X		
	B4b	Le mode sans flexibilité fonctionne avec une alimentation répartie sur 24h.	X		

Tableau 15 : Leviers de l'agitation du digesteur

4.3.1.4. Stockage de froid

Fonctionnement actuel

Avant d'être injecté sur le réseau de gaz naturel, le biogaz doit être épuré pour être conforme à la qualité attendue par les gestionnaires de réseau. L'épuration passe notamment par un séchage du biogaz qui est réalisé à l'aide d'un groupe froid qui consomme de l'électricité en continu.

Fonctionnement avec flexibilité pour optimiser le tarif

Le stockage temporaire du froid permettrait de faire fonctionner le groupe froid aux heures où l'électricité est la moins chère. Il nécessite l'installation d'un ballon de stockage d'eau froide isolé (CAPEX estimé à 70 000 euros) plus un surdimensionnement du surpresseur et du groupe froid (+ 40 000 euros). A noter que le volume de stockage de 51 m³ entraîne une taille de réservoir conséquent qui sera assez contraignant à implanter sur site¹⁰.

4.3.1.5. Ajout d'une pompe à chaleur

Fonctionnement actuel

Actuellement, les sites chauffent leur cuve de digestion par deux moyens principaux :

- En utilisant la chaleur issue du cogénérateur lors d'une production d'électricité à partir du biogaz,
- En détournant et brûlant une partie du biogaz produit dans une chaudière pour les installations qui injectent du biométhane.

Description du levier

Le chauffage du digesteur n'est plus réalisé à partir de biogaz brûlé en chaudière mais par une pompe à chaleur qui fonctionne aux heures où l'électricité est la plus disponible et donc la moins chère.

Avant la mise en place du levier, la consommation liée au fonctionnement de la chaudière biogaz est d'environ 1 kW, quand le circulateur eau chaude fonctionne.

Fonctionnement avec flexibilité

Ce levier est uniquement envisagé pour les méthaniseurs en injection, car dans le cas de la cogénération, la chaleur utilisée pour le chauffage, est une chaleur fatale, souvent peu valorisée. La pompe à chaleur fonctionnera uniquement aux heures creuses.

¹⁰ Estimé à un réservoir cylindrique vertical de 2,5 m de diamètre et 12 m de haut.

L'impact CAPEX est de l'ordre de 70 k€ pour prendre en compte l'installation d'une pompe à chaleur et d'un échangeur thermique digestat/eau.

Le recours à la pompe à chaleur induira une nouvelle consommation d'électricité de 47 MWh/an (coefficient de performance de la pompe à chaleur retenu est de 4). Des coûts de maintenance spécifiques sont également à prévoir, mais on considère qu'ils sont compensés par la moins-value sur la maintenance de la chaudière.

En revanche, il y aura un revenu supplémentaire de vente de biométhane, en effet, le biogaz initialement auto-consommé pourra être épuré et vendu, au prix de vente considéré à 118 €/MWh.

4.3.1.6. Résultats

Pour chaque cas, on cherche à estimer l'impact net sur les OPEX électriques :

Impact net sur les OPEX = Evolution facture électricité + coût de mise en œuvre

L'évolution de la facture d'électricité prend en compte :

- Évolution de la consommation : normalement nulle car la majorité des leviers de flexibilité prennent en compte un report de la consommation
- Evolution de la répartition de la consommation électrique au sein des index de prix du tarif horosaisonnier
- Evolution de la part hors électron (TURPE, CTA, CSPE) : induit potentiellement par des évolutions de puissance souscrite selon index tarifaire (ainsi que du volume)

Les coûts de mise en œuvre prennent en compte :

- Les CAPEX : investissement nécessaire, annualisé en considérant une durée de vie de 20 ans
- Les OPEX : coûts d'exploitation induits (maintenance, personne, service...)

La Figure 19 présente l'impact net sur les OPEX de la mise en œuvre des différents leviers de flexibilité à travers leur valorisation sur le tarif horosaisonnier : on cherche à déplacer des consommations sur les index de prix les moins chers (heure creuse, saison basse, voir Tableau 6 et Tableau 8). Pour certains leviers, des coûts de mise en œuvre sont nécessaires et réduisent, voire annulent, l'effet sur les baisses de charge.

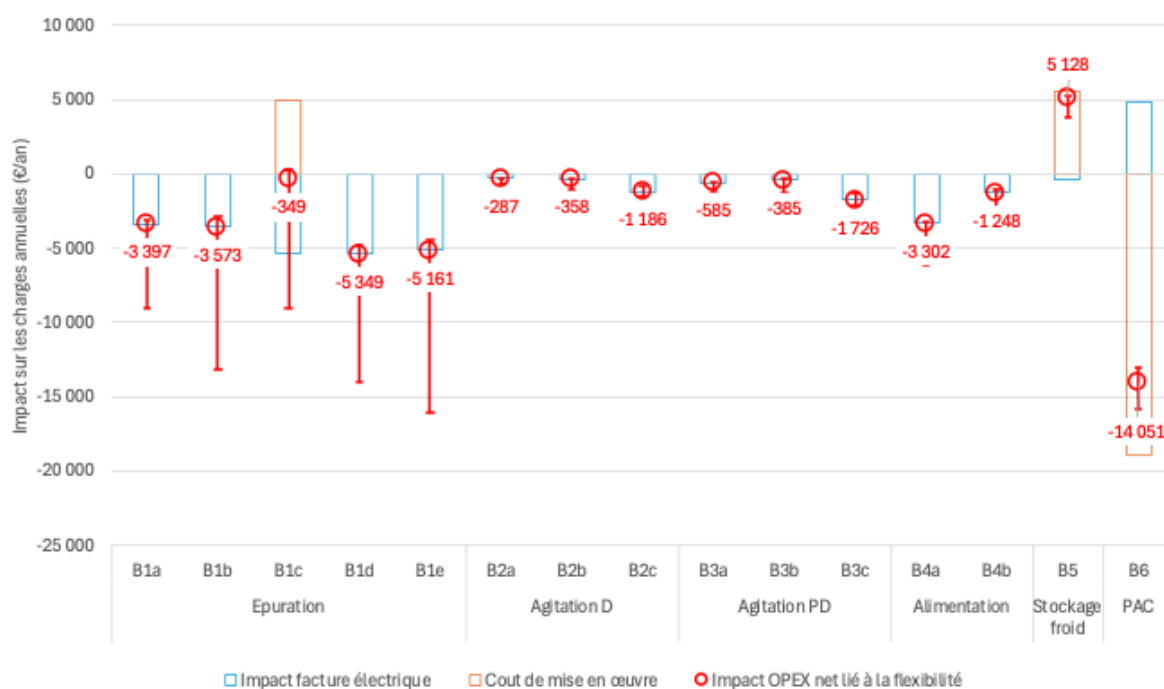


Figure 19 – Impact net sur les OPEX des leviers de flexibilité – méthaniseur injection – rémunération tarif horosaisonnier

Le levier de flexibilisation du fonctionnement de **l'épurateur**, permet, pour un dimensionnement standard, une réduction nette de charge de 3 400 €/an (B1a) voire 3 700 €/an (B1b) si l'on autorise des arrêts/redémarrage de l'épurateur. Si l'on surdimensionne l'épurateur sur une plage de fonctionnement de 35-140 % au lieu de 60-120% du nominal, on réduit la facture d'électricité de 2 000 €/an supplémentaire. Toutefois selon si cette surcapacité entraîne un coût (5 000€/an) ou non, la réduction nette de charge peut être proche de zéro (B1C) ou de 5 300 €/an (B1d) ou (B1e). L'étude de sensibilité sur les prix de la grille tarifaire montre, que dans le cas du tarif « haut », les réductions nettes de charge peuvent aller jusqu'à -9 000 € sans surdimensionnement et -14 000 €/a avec surdimensionnement. Dans ce cas, la possibilité de pouvoir arrêter l'épurateur permet des gains significatifs (4 000 €/an sans dimensionnement, 2 000 €/an avec surdimensionnement) : dans le tarif haut, l'écart entre heure de pointe et heure pleine est nettement plus important que dans le tarif de référence (Tableau 8), rendant un effacement complet de courte durée (2h) particulièrement intéressant.

Pour **l'agitation**, les effacements avec report permettent un gain de l'ordre de 300 €/an pour le digesteur (B2a) et (B2b) et de 500 à 550 €/an pour (B3a) et (B3b) ¹¹ pour le post-digesteur. Le levier B2c et B3c permettent des réductions de charge respectivement de 1 200 €/an à 1700 €/an, mais il ne s'agit pas réellement de flexibilité mais plutôt d'une optimisation de fonctionnement (l'agitation est baissée de manière permanente à 80% du nominale pendant les heures de pointes et les heures pleines). A condition que l'absence d'effet négatif observé lors des essais menés dans le lot3 se confirme sur le long terme, il s'agit d'une optimisation intéressante de paramètres procédés pour une installation de méthanisation.

Pour **l'alimentation**, on observe lors de la mise en place de la flexibilité d'une baisse de charge nette de 3 100 à 1 200 €/an selon que l'on parte d'une configuration avec alimentation en journée, durant les heures

¹¹ La moins bonne performance avec le levier B3b qui est le levier B3a auquel on ajoute un effacement complet pendant les heures de pointe s'explique par une dégradation du TURPE qui contrebalance le gain sur le tarif. Le fait de s'effacer complètement aux heures de pointe réduit la composante énergie du TURPE mais augmente la composante puissance du fait de l'écart important entre la puissance souscrite en pointe et celle souscrite en heure pleine saison haute. Des travaux complémentaires seraient nécessaires pour voir si la répartition des puissances souscrites permettrait d'optimiser le TURPE (travaux non menés dans le programme FLEM).

de travail (B4a), ou continue sur 24h (B4b). L'effet est quasiment doublé dans une configuration avec le tarif « haut », avec respectivement presque 6 000 et 2 500 €/an d'économie.

L'installation d'un **stockage de froid** induit une augmentation nette des charges (+5 100 €/an), et n'est donc pas pertinent à mettre en œuvre. Le gain sur la facture d'électricité lié au déplacement de 4h de consommation électrique du groupe froid est très faible (400 €/an), et ne permet pas de compenser l'investissement dans le stockage de froid (5 000 €/an).

Enfin, le dernier levier testé, qui considère la substitution de la chaudière biogaz par une **pompe à chaleur** fonctionnant sur les heures creuses, induit la plus grande baisse nette de charge d'environ 14 000 €/an. Dans ce cas particulier, ce n'est pas la baisse de facture qui permet un gain économique puisque que l'utilisation d'une pompe à chaleur à la place d'une chaudière augmente la consommation d'électricité, mais les coûts de mise en œuvre qui sont « négatifs » : en effet l'amortissement du CAPEX nécessaire à l'installation de la PAC et de l'échangeur (3 500 €/an) est largement compensé par le revenu supplémentaire généré par la vente de biométhane supplémentaire issu de la valorisation du biogaz initialement autoconsommé dans la chaudière (22 400 €/an).

Le tableau détaillé de résultats est dans le livrables L4.

4.3.2. Méthaniseurs en cogénération

4.3.2.1. Agitation

Simulations identiques aux méthaniseurs en injection, les puissances en jeu sont adaptées pour tenir compte de la taille réduite de ce cas type.

4.3.2.2. Alimentation

Simulations identiques aux méthaniseurs en injection, les puissances en jeu sont adaptées pour tenir compte de la taille réduite de ce cas type.

4.3.2.3. Stockage groupe froid

Etant donné la faible consommation du groupe froid sur une unité de cogénération de 500 kW_e, de l'ordre de 2 kW_e en moyenne, il n'a pas été considéré de tester la mise en place d'un levier de flexibilité.

4.3.2.4. Résultats

Le Tableau 16 synthétise les différents leviers de flexibilité modélisé pour la méthanisation en injection.

Levier	Variante	Description	Type de flexibilité		
			Avec report	Sans report	Nouvel usage
Agitation digesteur	C2a	Jours avec HP ou HPTE : - Baisse agitation 80% pendant HP et HPTE - Hausse agitation 140% pendant HC	X		
	C2b	Idem B2a sauf pour jours avec HPTE : - HPTE 0% (effacement de 2 fois 2 cycle d'agitation) - Augmentation agitation à 140 % pendant HC, et 106% pendant HC	X		
	C2c	Jours avec HP ou HPTE : - Baisse agitation 80% pendant HP et HPTE - Maintien agitation 100% pendant HC (pas de report)		X	
	C3a	Jours avec HP ou HPTE :	X		

Agitation Post digesteur		- Baisse agitation 80% pendant HP et HPTE - Hausse agitation 140% pendant HC			
	C3b	Idem B2a sauf pour jours avec HPTE : HPTE 0% (effacement de 2 fois 2 cycle d'agitation) Augmentation agitation à 120 % le reste du temps	X		
	C3c	Jours avec HP ou HPTE : Baisse agitation 80% pendant HP et HPTE Maintien agitation 100% pendant HC (pas de report)		X	
Alimentation matière	C4a	Le mode sans flexibilité fonctionne avec une alimentation exclusivement en journée	X		
	C4b	Le mode sans flexibilité fonctionne avec une alimentation toute la journée	X		

Tableau 16 – Liste des leviers de flexibilité modélisés pour la méthanisation en injection (biométhane)

La Figure 20 présente l'impact net sur les charges de la mise en œuvre des différents leviers de flexibilité sur les équipements consommateurs d'électricité à travers leur valorisation sur le tarif horosaisonnier : on cherche à déplacer des consommations sur les index de prix les moins chers (heure creuse, saison basse, voir Tableau 6 et Tableau 8). Pour certains leviers des coûts de mise en œuvre sont nécessaires et réduisent voire annulent l'effet sur les baisses de charge.

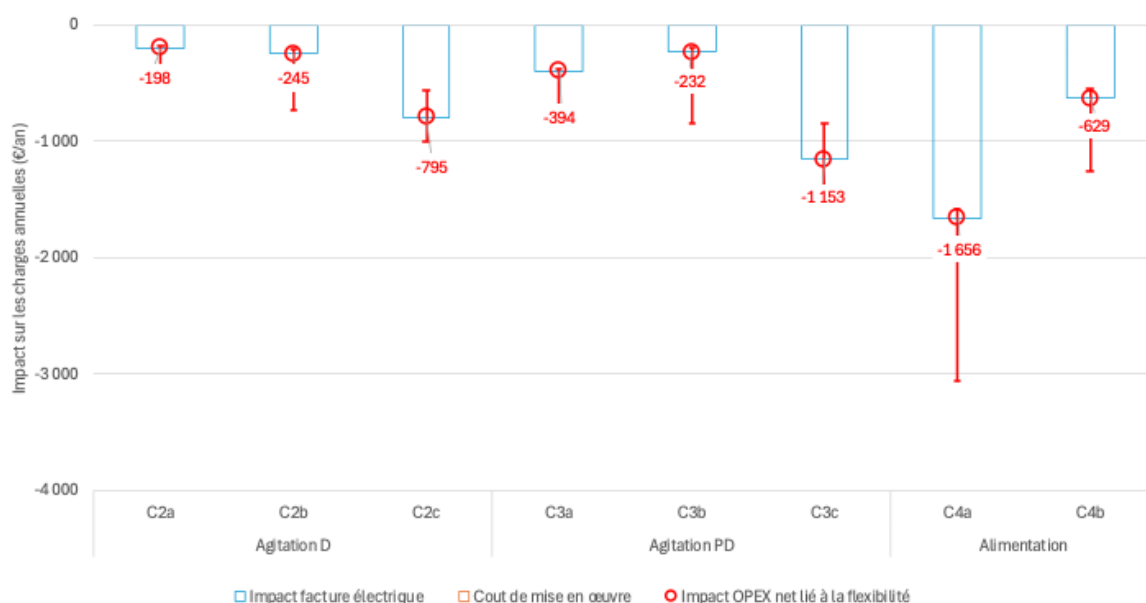


Figure 20 – Impact net sur les charges des leviers de flexibilité – méthaniseur cogénération – rémunération sur tarif horosaisonnier

Pour **l'agitation**, les effacements avec report permettent un gain de l'ordre de 200-250 €/an pour le digesteur (C2a) et (C2b) et de 250 à 370 €/an pour (C3a) et (C3b) ¹² pour le post-digesteur. Le levier C2c

¹² La moins bonne performance avec le levier B3b qui est le levier B3a auquel on ajoute un effacement complet pendant les heures de pointe s'explique par une dégradation du TURPE qui contrebalance le gain sur le tarif. Le fait de s'effacer complètement aux heures de pointe réduit la composante énergie du TURPE mais augmente la composante puissance du fait de l'écart important entre la puissance souscrite en pointe et celle souscrite en heure pleine saison haute. Des travaux complémentaires seraient

et C3c permettent des réductions de charge respectivement de 800 €/an à 1 100 €/an, mais il ne s'agit pas réellement de flexibilité mais plutôt d'une optimisation de fonctionnement (l'agitation est baissée de manière permanente à 80% du nominale pendant les heures de pointes et les heures pleines). A condition que l'absence d'effet négatif observé lors des essais menés dans le lot3 se confirme sur le long terme, il s'agit d'une optimisation intéressante de paramètre procédé pour une installation de méthanisation, mais pas de flexibilité.

Pour l'**alimentation**, on observe lors de la mise en place de la flexibilité d'une baisse de charge nette de 1 500 à 600 €/an selon que l'on parte d'une configuration avec alimentation en journée, durant les heures de travail (B4a), ou continue sur 24h (B4b). L'effet est quasiment doublé dans une configuration avec le tarif « max », avec respectivement presque 3 000 et 1 200 €/an d'économie.

Le tableau détaillé de résultats se trouve dans le livrable L4.

4.4.Optimisation sur le marché spot de la production d'électricité

4.4.1. Fonctionnement flexible du cogénérateur

4.4.1.1. Fonctionnement actuel

En cogénération, le modèle économique actuel fait que ces installations ont des gazomètres de faible capacité : 6h environ. Les exploitants cherchent en générale à fonctionner avec un gazomètre rempli à 1/3 environ pour qu'il puisse se remplir en cas d'arrêt du moteur de cogénération.

Actuellement, le moteur fonctionne en continu et à pleine puissance, du fait des modèles des tarifs d'achat de l'électricité en vigueur, en effet ce dernier dépend de la puissance maximale injectée (plus la puissance est importante, plus le tarif est faible), ce qui encourage à travailler à puissance constante.

4.4.1.2.Fonctionnement flexible

Description du levier

L'objectif est de faire fonctionner le moteur de manière discontinue, afin de produire de l'électricité lorsque celle-ci est la plus demandée (prix de l'électricité élevé) et d'arrêter le moteur lorsque le prix de l'électricité est faible. Le gazomètre fera office de stockage du biogaz, ce dernier étant produit en continu.

On considère la mise en place d'un gazomètre supplémentaire pour atteindre 12 h de capacité de flexibilité et d'un deuxième moteur de même puissance. Ainsi le gazomètre a une capacité totale de 16h, pour avoir 12h de stockage en période de besoin de flexibilité et 3h de capacité de secours, plus 1h de marge pour le pilotage (niveau bas en particulier).

Il faut prévoir un investissement de 1400 k€ pour la mise en place du gazomètre de grande taille et celle d'un second moteur. Des coûts de maintenance supplémentaire de l'ordre de 20 k€/an sont aussi à prévoir.

L'objectif est ici de regarder quel gain économique peut permettre la mise en place de cette flexibilité. Ce gain est calculé en comparant la différence de revenu entre une vente d'électricité sur le marché spot du jour pour le lendemain (SPOT Day Ahead ou SPOT DA) en fonctionnement en base et en mode flexibilité 12h. A ce gain annuel brut sont retranchés les coûts de mise en œuvre (investissement annualisé et coûts de maintenance supplémentaire). Selon le mode de valorisation, ce gain peut être vu comme un gain pour l'exploitant (vente directe sur le marché) ou comme un gain pour la collectivité (vente sous tarif d'achat, dans ce cas le remboursement par la collectivité de l'écart entre le tarif d'achat le prix spot sera réduit).

nécessaires pour voir si la répartition des puissances souscrites permettrait d'optimiser le TURPE (travaux non menés dans le programme FLEM).

Les estimations sont faites sur un historique de 12 ans de prix du marché spot. Sur ces données, un programme de fonctionnement de 12h par jour est fixé en positionnant les heures de fonctionnement sur les heures les plus chères, la modélisation est faite sur une semaine type moyenne pour chaque mois.

A titre d'illustration sur l'année 2024, la Figure 16 présente les moyennes horaires mensuelles du prix de l'électricité sur le marché spot du jour pour le lendemain. Sur la base de ces prix, un plan de fonctionnement des moteurs de cogénération est construit pour fonctionner sur les 12 heures où les prix sont les plus élevés de la journée (Figure 17). Le programme de fonctionnement montre un fonctionnement 2 fois par jour, une fois le matin et une fois l'après midi-nuit. En été les périodes de fonctionnement sont décalées plus tôt le matin et plus tard le soir. Cet effet s'explique en partie par la production d'électricité d'origine photovoltaïque qui est plus importante en été, en particulier le midi et l'après-midi.

4.4.2. Résultats

Les résultats ont été calculés sur les 14 dernières années, les résultats sont présentés sur la Figure 21. Dans la très grande majorité des cas, l'augmentation de la recette liée à l'augmentation du prix de vente de l'électricité (vente sur les 12 h de pointe) ne suffit pas à compenser le coût de mise en œuvre estimé à 90 k€/an. De 2012 à 2020, l'augmentation de recette est comprise entre 20 et 30 k€/an, ce qui aboutit à une perte nette de recette de l'ordre de 60 à 70 k€/an. A l'inverse en 2022, les tensions sur le prix de l'électricité (crise liée à la guerre en Ukraine et à la faible disponibilité du parc nucléaire français) ont permis de générer une hausse brute des recettes de 125 k€/an, permettant un gain net sur les recettes de l'ordre de 35 k€/an. Les années 2021, 2023 et 2024 montrent une perte nette de 25 à 30 k€.

On observe donc sur les dernières années une tendance à un écart de prix entre heures creuses et heure pleines qui augmente (Tableau 18) et améliore le modèle économique potentiel de la production flexible de la cogénération, sans le rendre encore rentable sauf crise conjoncturelle (2022). Selon RTE, cette tendance devrait se prolonger avec la pénétration des énergies renouvelables dans le mix électrique (augmentation des erreurs de prédiction)(Dussartre 2023).

Ces résultats sont assez cohérents avec ce que l'on observe en Allemagne où la flexibilité des cogénérateurs s'est fortement développée avec la mise en place d'une prime annuelle pour prendre en charge une partie des coûts de mise en œuvre de 65€/kW (voir livrable L2.1), soit 32 k€/an pour un moteur de cogénération de 500 kWe.

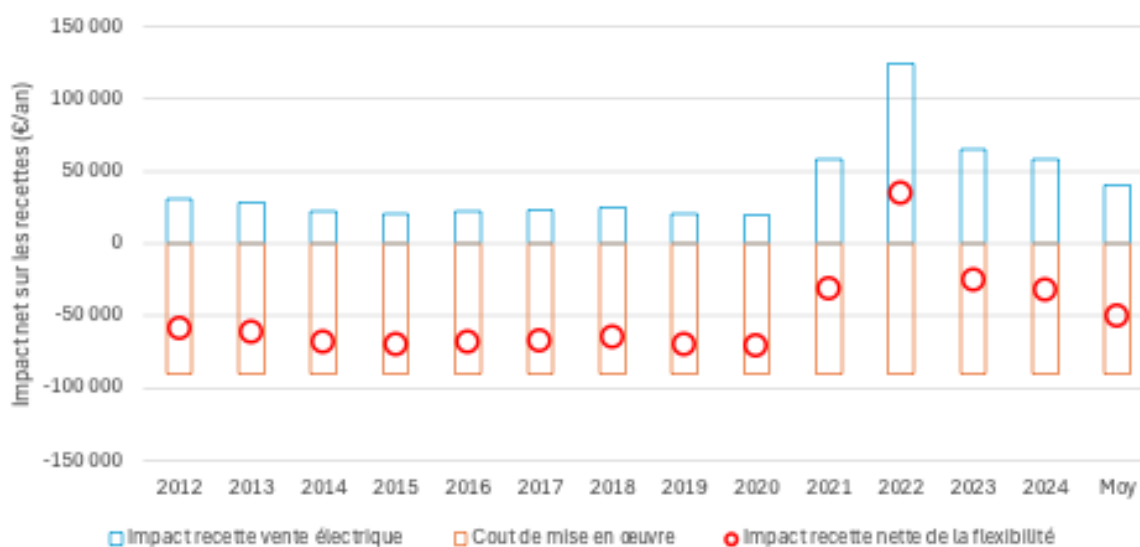


Figure 21 – Impact net sur les recettes de la production flexible (12h par jour) du cogénérateur – rémunération spot DA

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Moy
Cout de mise en œuvre	€/an	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000	90000
Amortissement CAPEX 2ème moteur	€/an	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000	70000
Opex 2ème moteur	€/an	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Impact recette vente électrique	€/an	31 274	28 349	22 058	20 509	22 232	22 946	25 114	20 391	19 660	58 362	124 642	64 798	58 188	39 886
Impact recette nette de la flexibilité	€/an	-58 726	-61 651	-67 942	-69 491	-67 768	-67 054	-64 886	-69 609	-70 340	-31 638	34 642	-25 202	-31 812	-50 114

Tableau 17 - Impact net sur les recettes de la production flexible (12h par jour) du cogénérateur – rémunération spot DA

Prix moy €/MWh	Base	Pointe 12h	Ecart Pointe - base 12h
2012	47	55	8
2013	43	51	7
2014	35	40	6
2015	38	44	5
2016	37	43	6
2017	45	51	6
2018	50	57	7
2019	39	45	5
2020	32	37	5
2021	109	124	15
2022	276	308	33
2023	97	114	17
2024	58	73	15
Moy	70	80	10

Tableau 18 – Prix spot horaire moyen (EMBER, ENTSOE, calculs Solagro)

4.5. Participation au service système et au marché de flexibilité

4.5.1. Service système (réserves)

4.5.1.1. Production d'électricité (méthaniseur en cogénération)

La participation aux mécanismes de réserve secondaire et tertiaire a été simulée sur l'année historique 2025.

Dans tous les cas pour permettre la flexibilité, il est nécessaire d'ajouter un second moteur de 500 kWe, de la capacité de gazomètre et un stockage de chaleur tampon. Deux modes de fonctionnement sont envisagés selon que l'on propose des offres à la hausse (augmentation de production) ou à la baisse (baisse de production).

Les offres à la hausse

Pour les offres à la hausse, le fonctionnement au nominal se fait avec les deux moteurs en service (condition nécessaire pour pouvoir rapidement moduler la puissance) fonctionnant chacun à 50% de leur puissance nominale. On propose à RTE des offres à la hausse 1h sur deux. Si l'offre est activée la puissance des moteurs est augmentée pour satisfaire l'ordre de RTE. Sur l'heure suivante (sans aucune contractualisation), la puissance des moteurs est baissée en dessous du nominal, avec arrêt moteur si besoin de manière à reconstituer le niveau dans le gazomètre. On peut également imaginer regrouper les heures de contractualisation de manière à éviter trop d'arrêt/redémarrage.

Pour chaque cas on cherche à estimer l'impact net sur les recettes :

$$\text{Impact net sur les recettes} = \text{Rémunération du service système} + \text{cout de mise en œuvre}$$

La rémunération du service système prend en compte :

- Rémunération de la capacité : RTE paie le fait d'être disponible sur un créneau horaire pour être activé si besoin. Cette rémunération est indépendante du fait d'être réellement appelé à augmenter sa production ou pas.
- Rémunération de la production supplémentaire si l'offre est réellement activée (rémunération à un prix proche du spot)
- Rémunération du report : il faut prendre en compte l'achat d'électricité lors de la baisse de puissance réalisée lors du report (baisse de puissance après l'activation pour recharger le gazomètre). Cette baisse de puissance entraîne un manque de production par rapport au prévisionnel, il faut donc le combler le manque de production en s'approvisionnant sur le marché spot¹³.

Les coûts de mise en œuvre prennent en compte :

- CAPEX : investissement nécessaire, annualisé en considérant une durée de vie de 20 ans
- OPEX : coûts d'exploitation induits (maintenance, personne, service...)
- Service d'un agrégateur : partage de revenu avec l'agrégateur, intermédiaire indispensable entre le producteur et RTE.
- Baisse des recettes sur la vente d'électricité, liée au fonctionnement à charge partielle des moteurs. On considère qu'à 50% de charge, un moteur de 500 kWe perd environ 15% de rendement par rapport à un fonctionnement à 100% de charge (voir livrable L2.1)

Les offres à la baisse

Pour les offres à la baisse, les deux moteurs doivent fonctionner à 100% pour pouvoir rapidement offrir une baisse de charge de 500 kWe (les deux moteurs passent à 50% de charge) et offrir ainsi une capacité à la baisse (baisse de production). Ici encore, les offres de flexibilité à la baisse sont faites sur seulement 50% des heures de la journée, le reste du temps les moteurs sont coupés pour permettre de reconstituer le stock de biogaz dans le gazomètre. Si une demande de baisse de charge est activée, il est nécessaire sur la « phase d'arrêt » suivante de faire fonctionner le ou les moteurs pour valoriser la quantité d'énergie effacée.

Pour chaque cas on cherche à estimer l'impact net sur les recettes :

$$\text{Impact net sur les recettes} = \text{Rémunération du service système} + \text{cout de mise en œuvre}$$

La rémunération du service système prend en compte :

- Rémunération de la capacité : RTE paie le fait d'être disponible sur un créneau horaire pour être activé si besoin. Cette rémunération est indépendante du fait d'être réellement appelé à augmenter sa production ou pas.
- Rémunération de la production effacée si l'offre est réellement activée (rémunération à un prix proche du spot), qui est souvent négatif sur les heures activées. Ainsi cet effacement de production qui est considéré comme un achat d'énergie revient souvent à une recette car l'achat se fait à un prix négatif.

¹³ A noté que le récent « Arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 » permet aux installations de production d'électricité renouvelables sous tarif d'achat de participer aux services systèmes sans perdre la rémunération du tarif d'achat. La courbe de production utilisée pour la facturation au tarif d'achat est censée être corrigée des fluctuations de production associées aux services systèmes. L'application de cette correction au report n'est pas explicitement décrite, ce point mériterait une clarification avec l'administration ou RTE.

- Rémunération du report : il se matérialise en production supplémentaire valorisé au prix du marché spot¹⁴.

Les coûts de mise en œuvre prennent en compte :

- CAPEX : investissement nécessaire, annualisé en considérant une durée de vie de 20 ans
- OPEX : coûts d'exploitation induits (maintenance, personne, service...)
- Service d'un agrégateur : partage de revenu avec l'agrégateur, intermédiaire indispensable entre le producteur et RTE.

Résultats

Cas	Type de réserve	Sens	Remarque
R2_H	Réserve secondaire	À la hausse	
R2_B	Réserve secondaire	A la baisse	
R3R_H	Réserve tertiaire - Rapide	À la hausse	
R3C_H	Réserve tertiaire - complémentaire	À la hausse	
R3R_B	Réserve tertiaire - Rapide	A la baisse	Les réserves tertiaires n'ont pas de rémunération sur la capacité réservée. Il est considéré qu'il y a toujours suffisamment d'actif en fonctionnement pour fournir une offre à la baisse (centrale thermique, nucléaire, hydraulique...)
R3C_B	Réserve tertiaire - complémentaire	A la baisse	

Tableau 19 – Liste des cas de service système modélisés avec la variation de production d'électricité du Co générateur

Les résultats sont présentés sur la Figure 22 et le Tableau 20. Aucun des cas étudiés n'arrive à dégager des recettes nettes positives. Tous les cas de service système avec des offres à la hausse sont très largement déficitaires (-600 à -700 k€/an) car le fonctionnement en base avec les deux moteurs à 50% de charge dégrade fortement le rendement (-15%) et génère une perte de revenus sur la vente d'électricité évaluée à presque 600 k€/an (rémunération au tarif d'achat).

Le bilan le plus proche de l'équilibre se trouve pour le fonctionnement sur la réserve secondaire à la baisse avec -20 k€/an de perte. La réserve secondaire permet d'avoir un bon revenu à la fois en réserve de capacité mais aussi en énergie activée, mais n'arrive néanmoins pas à couvrir les charges liées à l'ajout du deuxième moteur (+gazomètre).

La réserve tertiaire donne des résultats légèrement plus déficitaires en raison de rémunérations plus faibles : peu ou pas de rémunération de la capacité réservée. A noter que pour la réserve tertiaire à la baisse, l'activation génère un revenu négatif (achat d'énergie à prix positif, périodes avec moins de surplus que pour la réserve secondaire ou la réserve rapide). En revanche, les recettes générées lors du report de production sont importantes de 57 à 96 k€/an comparé à la réserve secondaire à la baisse (25 k€/an).

¹⁴ A noté que le récent « Arrêté du 8 septembre 2025 relatif à l'application des III et IV. A et B de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 » permet aux installations de production d'électricité renouvelables sous tarif d'achat de participer aux services systèmes sans perdre la rémunération du tarif d'achat. La courbe de production utilisée pour la facturation au tarif d'achat est censée être corrigée des fluctuations de production associées aux services systèmes. L'application de cette correction au report n'est pas explicitement décrite, ce point mériterait une clarification avec l'administration ou RTE.

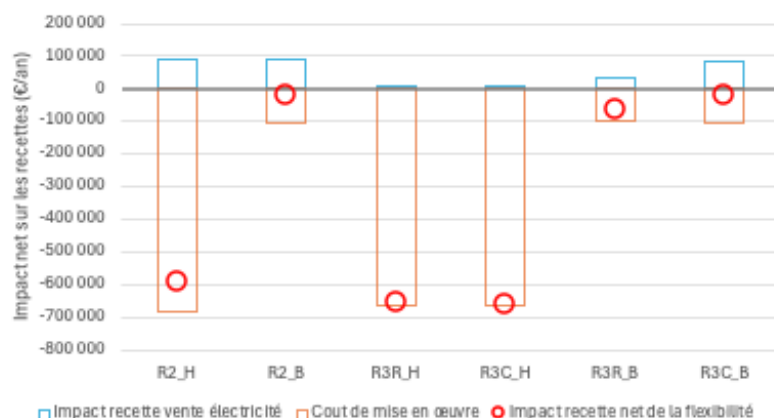


Figure 22 – Impact net sur les recettes – méthaniseur cogénération – rémunération sur service système

		R2_H	R2_B	R3R_H	R3C_H	R3R_B	R3C_B
Coûts de mise en œuvre		682 093	107 579	666 762	664 685	97 138	107 193
Amortissement CAPEX 2 ^{ème} moteur	€/an	70 000	70 000	70 000	70 000	70 000	70 000
Opex 2 ^{ème} moteur	€/an	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Charge agrégateur	€/an	17 443	17 579	2 112	35	7 138	17 193
Baisse sur les recettes de vente d'électricité (baisse rendement moteur)	€/an	574 650	0	574 650	574 650	0	0
Rémunération service système	€/an	87 216	87 894	10 560	173	35 690	85 967
Rémunération capacité contractualisée	€/an	66 608	52 351	3 336	618	0	0
Rémunération activation	€/an	40 511	10 100	13 324	3 903	-21 768	-10 042
Rémunération report	€/an	-19 903	25 444	-6 100	-4 348	57 458	96 009
Impact net sur les recettes	€/an	-594 878	-19 685	-656 202	-664 512	-61 448	-21 226
Energie activée	MWh/a	318	380	98	79	1 044	1 482

Tableau 20 - Impact net sur les recettes – méthaniseur cogénération – rémunération sur service système

4.5.1.2. Consommation d'électricité (méthaniseur en injection)

De la même manière que la production, les consommateurs d'électricité peuvent participer au service système. Seul le pilotage de l'épurateur est retenu comme levier de flexibilité dans cette modélisation car c'est le levier avec la plus grande puissance de flexibilité : il fonctionne de manière continue et il est pilotable partiellement (les demandes d'activation sont souvent partielles). La configuration B1d (voir §0) a été retenue¹⁵, car c'est la plus optimiste : plage de fonctionnement maximale (35-140%) sans surcoût. Au nominal, pour le cas type retenu, la consommation de l'épurateur est de 153 kWe, il est donc possible de proposer des effacements de -100 kWe ou des surconsommations allant jusqu'à +61 kWe. Pour un consommateur, une offre à la hausse constitue une baisse de consommation, et une offre à la baisse, une hausse de consommation (voir livrable L2.1)

La liste des cas testés est résumée sur le Tableau 19. Les offres de capacité sont faites 9 h par jour pour les offres à la hausse (-100 kWe) et 15h par jour pour les offres à la baisse. Dans le modèle ces heures sont ciblées sur les heures, en moyenne sur l'année, les plus intéressantes (heures les moins chères pour les offres à la baisse et offre les plus chère pour les offres à la hausse) en termes de rémunération de l'énergie.

Les résultats présentés sur la Figure 23 et Tableau 21 montrent des résultats positifs pour tous les cas. La réserve secondaire semble offrir la meilleure rémunération avec environ 6500 €/an, mais ne permet pas de couvrir l'amortissement coûts d'équipement et de test pour l'homologation RTE (évalué à 50 k€/site), même avec une part de revenu à 60% pour l'agrégateur.

¹⁵ Étant donnés les résultats négatifs de cette modélisation, il n'a pas été testé d'autres configuration de dimensionnement d'épurateur qui sont techniquement ou économiquement plus défavorables.

La participation à la réserve tertiaire montre des revenus estimés entre 1500 et 3200 €/an ce qui semble faible, en considérant les risques de moindre optimisation en fonctionnement réel (on ne connaît pas à l'avance les résultats des prix des appels d'offres). Par ailleurs il est important de rappeler que les puissances minimums pour participer aux mécanismes sont respectivement de 1 MW pour la réserve secondaire (R2) et la réserve complémentaire (R3C), 10 MW pour la réserve rapide (R3R), ce qui nécessiterait d'agréger au minimum 10 sites (R2 et R3C à la hausse) à 166 sites (R3R à la baisse) ce qui, au-delà de la rémunération potentielle attendue, rend difficilement réaliste la mise en œuvre.

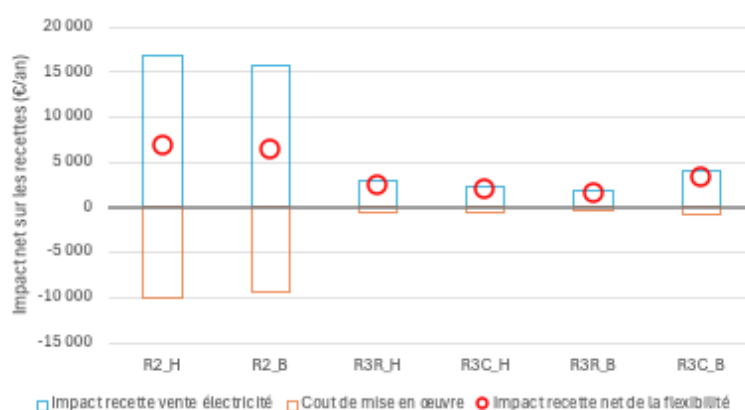


Figure 23 – Impact net sur les recettes – méthaniseur injection – rémunération sur service système

		R2_H	R2_B	R3R_H	R3C_H	R3R_B	R3C_B
Coûts de mise en œuvre		10 082	9 450	590	472	357	803
Charge agrégateur	€/an	10 082	9 450	590	472	357	803
Rémunération service système	€/an	16 803	15 750	2 948	2 360	1 783	4 013
Rémunération capacité contractualisée	€/an	12 693	9 464	500	79	0	0
Rémunération activation	€/an	7 932	2 704	3 114	2 840	-573	-162
Rémunération report	€/an	-3 822	3 583	-666	-559	2 356	4 175
Impact sur les recettes	€/an	6 721	6 300	2 358	1 888	1 427	3 210
Energie activée	MWh/an	58	56	20	16	70	121
Part rémunération agrégateur	%	60%	60%	20%	20%	20%	20%

Tableau 21 - Impact net sur les recettes – méthaniseur injection – rémunération sur service système

4.5.2. NEBCO (méthaniseur en injection seulement)

Le mécanisme NEBCO a aussi été testé pour la flexibilité liée à la consommation. Il est mieux adapté aux petits sites puisque la puissance minimale pour participer est de 100 kW, ce qui, si on reprend le levier du paragraphe précédent (B1d) rend possible la participation à des offres à la hausse sans agrégation de l'unité type modélisée de 250 Nm³/h. Malgré tout comme il faut intégrer le report qui serait dans ce cas à la baisse (seulement 61 kW de capacité), l'agrégation serait nécessaire mais avec un seul site et non 10 et plus comme pour les mécanismes liés aux réserves.

Pour rappel, le mécanisme NEBCO (ancien NEBEF, voir livrable L2.1) permet de faire des offres du jour pour le lendemain d'échange de bloc sur sa consommation. On peut ainsi trouver un intérêt par exemple à s'effacer si l'on arrive à vendre l'énergie non consommée à un prix supérieur à celui que l'on paie au fournisseur. La vente se fait typiquement sur le marché spot mais ce n'est pas obligatoire (gré à gré possible). L'inverse est aussi possible, si le prix du marché est particulièrement bas, il peut être intéressant de consommer plus à un certain moment. Cette surconsommation peut aussi être une nécessité après ou en anticipation d'un effacement.

Pour évaluer les potentiels recettes, le modèle classe par ordre décroissant les prix de chaque heure d'une journée de l'historique du marché spot du jour pour le lendemain. Il teste ensuite toutes les possibilités d'effacement (fonctionnement de l'épurateur à 35%, soit -100 kW de consommation) de 1 à 9h (soit le maximum pour ensuite avoir le temps de décharger le gazomètre dans la journée en fonctionnant avec l'épurateur à 140%). Pour chaque cas on prend également en compte le report nécessaire avec le fonctionnement de l'épurateur à charge maximum (140%) pour compenser l'effacement. Ces heures de fonctionnement à charge maximum se positionnent, elles, sur les heures les moins chères. Le bilan économique est ensuite fait en additionnant l'énergie vendue par les effacement et l'énergie achetée par les reports. Le meilleur cas est retenu chaque jour. Ce fonctionnement très optimisé est sans doute un maximum pour un cas de fonctionnement réel où l'on ne connaît pas à l'avance la distribution des prix spot sur la journée suivante.

Les résultats sont présentés sur la Figure 24 et le Tableau 22. Tous les résultats sont positifs, entre 3000 €/an et 20 000€/an de recettes nettes. Il y a des différences importantes selon les années qui suivent globalement le niveau de prix moyen du spot annuel (Tableau 23), par exemple l'année 2022 avec un prix spot très élevé de 276 €/MWh permet d'atteindre 20 000€/an de rémunération nette via le NEBCO alors que l'année 2020 avec un prix spot à 32 €/MWh génère des recettes nettes de seulement 3700 €/an.

Le profil annuel et journalier du spot doit aussi avoir un effet, mais il reste secondaire : par exemple entre 2021 et 2023 le spot baisse, passant de 109 €/MWh à 97 €/MWh, mais le revenu de NEBCO augmente de près de 1000 € (8400 à 9500 €/an). On observe par ailleurs logiquement que lors des années au spot élevé le revenu se fait de manière prépondérante sur l'effacement (on valorise les blocs d'énergie effacés à un prix élevé) alors que sur les années au spot faible, le revenu du report augmente. Sur ces années, par exemple 2020, il peut même être intéressant de s'effacer dans des conditions économiques défavorables (revenu négatif) car le revenu du report compense largement ce déficit. Enfin, les simulations ont été réalisées avec les 3 variantes de tarifs, qui montrent des résultats très similaires.

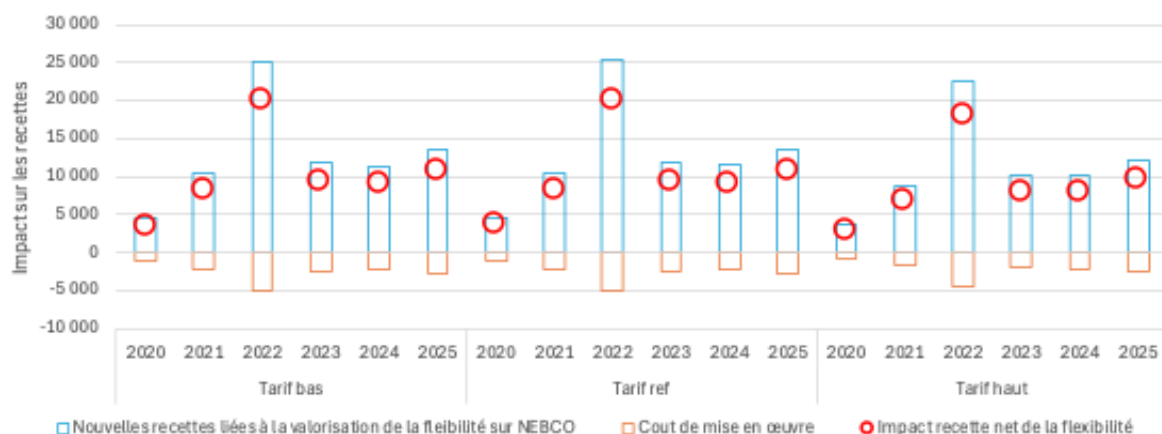


Figure 24 – Impact net sur les recettes – méthaniseur injection – rémunération sur NEBCO

		Tarif bas						Tarif ref						Tarif haut					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Coûts de mise en œuvre		930	2 101	5 042	2 352	2 280	2 692	934	2 107	5 065	2 369	2 298	2 706	754	1 742	4 525	2 024	2 050	2 443
Charge agrégateur	€/an	930	2 101	5 042	2 352	2 280	2 692	934	2 107	5 065	2 369	2 298	2 706	754	1 742	4 525	2 024	2 050	2 443
Rémunération service système	€/an	4 648	10 504	25 209	11 758	11 400	13 462	4 670	10 534	25 326	11 847	11 492	13 532	3 772	8 711	22 624	10 118	10 249	12 213
Rémunération effacement	€/an	-12 563	13 915	70 340	11 347	-349	2 262	-12 594	14 066	70 442	11 452	-358	2 279	-11 796	11 716	66 481	10 041	-681	1 757
Rémunération report	€/an	17 211	-3 411	-45 131	410	11 749	11 200	17 264	-3 531	-45 116	395	11 849	11 253	15 569	-3 005	-43 857	77	10 930	10 456
Impact sur les recettes	€/an	3 719	8 403	20 168	9 406	9 120	10 769	3 736	8 428	20 261	9 477	9 193	10 826	3 018	6 969	18 099	8 094	8 199	9 771
Part rémunération pour l'agregateur	%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%

Tableau 22 - Impact net sur les recettes – méthaniseur injection – rémunération sur NEBCO

Année	Prix moyen spot DA (€/MWh)
2020	32
2021	109
2022	276
2023	97
2024	58
2025	76

Tableau 23 - Prix moyen du spot DA (source EMBER, ENTSOE)

5. Impact carbone court-moyen terme de la flexibilité électrique des méthaniseurs

Ce livrable évalue l'impact en termes de GES de la mise en œuvre de levier de flexibilité électrique de méthaniseur. Il se concentre sur les cas les plus pertinents évalués dans la partie 4, à savoir :

- Leviers de consommation avec valorisation par optimisation sur la grille tarifaire
- Levier de consommation avec valorisation sur NEBCO (épuration seulement)
- Production flexible valorisée sur la marché spot (les résultats économiques sont négatifs mais la solution pourrait être assez facilement mise en œuvre - déjà largement diffusée en Allemagne-, il est donc intéressant de regarder si son potentiel d'abattement d'émissions de GES peut justifier un soutien public)

La méthodologie repose sur l'évaluation du contenu carbone horaire du mix électrique français. Le facteur d'émission moyen sur chaque pas de temps horaire est calculé en faisant la moyenne pondérée des facteurs d'émission de chaque type de moyen de production avec sa part dans le mix énergétique horaire (part en énergie).

Pour la flexibilité de la consommation, l'impact est positif (baisse des émissions de GES) si elle déplace des consommations vers des heures où la production française d'électricité est moins carbonée. Pour la flexibilité de la production, on regarde si la production se concentre au contraire sur les heures les plus carbonées, pour se substituer à des moyens de production plus carbonés.

Les résultats montrent que :

- Tous les leviers étudiés permettent une réduction des émissions de GES
- Les optimisations des consommations sur la grille tarifaire permettent un gain assez faible des émissions relatives à la consommation d'électricité :
 - Pour les méthaniseurs produisant du biométhane (250 Nm³/h), l'optimisation des postes de consommations actuels (épuration + agitation = alimentation) pourraient permettre de réduire les émissions GES jusqu'à 1% (1 teqCO₂/an). Sur les unités anciennes utilisant du biogaz pour chauffer les digesteurs, le passage à une pompe à chaleur permettrait un gain supplémentaire de 6% (5,6 teqCO₂/an).
 - Pour les méthaniseurs en cogénération, on observe le même ordre de grandeur soit une baisse potentielle de 1% (200 kgeqCO₂/an) des émissions de GES liées à la consommation d'électricité (leviers : agitation + alimentation) d'un méthaniseur de 500 kWe.
- Dans le cadre d'un fonctionnement flexible de l'épurateur avec le mécanisme NEBCO, les gains, juste avec l'épurateur sont plus importants, de l'ordre de 3% des émissions totales du méthaniseur liées à la consommation d'électricité
- Enfin, pour un méthaniseur en cogénération de 500 kWe qui doublerait sa capacité moteur pour pouvoir concentrer sa production sur les 12 heures de la journée où l'électricité est la plus chère (marché spot DA), le gain attendu serait de l'ordre de 8 teqCO₂/an. En prenant en compte le coût net de mise en œuvre, on aboutit à un coût d'abattement du CO₂ de l'ordre de 6500 €/tCO₂ largement supérieur à la valeur d'action pour le climat estimée à 290 €/teqCO₂ pour 2030 et 900 €/teqCO₂ pour 2050. Il n'est donc pas pertinent de soutenir ce levier de flexibilité dans le cadre de politiques climatiques.

Pour plus de détail sur ce travail, voir le livrable L5.1.

6. Impact économique de la flexibilité des méthaniseurs sur le mix électrique français en 2050

Note : Pour plus de détails sur cette partie, voir le livrable L5.2.

L'objectif de cette partie est d'évaluer quel pourrait être l'impact économique de la mise en œuvre des leviers de flexibilité identifiés dans le programme (partie 4) dans un système électrique décarboné en 2050.

6.1. Méthodologie

6.1.1. Description du modèle

La famille de modèles EOLES est composée de modèles d'optimisation linéaire sous contraintes, développés en Python, pour étudier les équilibres des systèmes énergétiques et leurs coûts totaux. Plus largement, les modèles d'optimisation énergétique sont utilisés pour représenter, simuler et analyser le fonctionnement d'un système énergétique complet (production, stockage, conversion, réseau) afin d'identifier les configurations techniquement réalisables et économiquement optimales. Ils permettent notamment d'évaluer l'impact de choix technologiques, de politiques publiques ou de trajectoires de décarbonation sur l'ensemble du système. Ces modèles sont aujourd'hui des outils centraux pour la planification énergétique, aussi bien dans la recherche académique que pour les institutions publiques. Parmi les plus connus, on peut citer Antarès, développé et utilisé par RTE pour analyser le système électrique français et européen, ainsi que Artelys Crystal SuperGrid, utilisé notamment par l'ADEME pour réaliser des scénarios prospectifs et des analyses techno-économiques à grande échelle. EOLES s'inscrit dans cette famille d'outils, avec l'objectif d'offrir une approche modulaire, transparente et reproductible pour explorer les futurs systèmes énergétiques bas-carbone.

En utilisant le solveur Gurobi, le modèle choisit les capacités de production et de stockage ainsi que leur fonctionnement pour minimiser le coût total du système C_{total} tout en satisfaisant à chaque heure la demande en électricité, en méthane et en hydrogène :

$$C_{total} = C_{capex} + C_{fOM} + C_{vOM}$$

où C_{capex} , C_{fOM} et C_{vOM} représentent respectivement les coûts d'investissement, les coûts fixes d'exploitation et les coûts variables d'exploitation. Les C_{capex} correspondent à un coût annualisé calculé en prenant en compte le taux d'actualisation, la durée de vie et le temps de construction des capacités. L'ensemble des équilibres physiques du système énergétique est traduit sous forme de contraintes, dont celle d'équilibre offre-demande d'électricité, essentielle au fonctionnement du système. Le solveur associe à chacune de ces contraintes un multiplicateur de Lagrange (également appelée une variable duale, ou plus simplement un dual), qui renseigne sur la valeur marginale de la contrainte pour le système optimisé. Dans cette logique, le dual de la contrainte offre-demande d'électricité revêt une interprétation économique directe : il correspond au prix de gros de l'électricité dans le système optimisé, c'est-à-dire au coût marginal horaire du MWh nécessaire pour garantir l'équilibre du réseau. Ce prix marginal traduit le signal économique associé à l'activation de la technologie la plus coûteuse mobilisée pour satisfaire la demande résiduelle à un instant donné. Ainsi :

- lorsque les énergies renouvelables variables ou le nucléaire suffisent à couvrir la consommation, le prix marginal demeure faible ;
- lorsqu'une technologie pilotable ou un moyen de flexibilité plus coûteux doit être sollicité — déstockage, centrales thermiques, effacement — le prix marginal augmente.

Cette interprétation est conforme aux travaux de référence (ADEME, RTE) : dans un modèle d'optimisation où le marché est représenté par une contrainte d'équilibre, le dual associé constitue le signal de prix endogène du système électrique. Il permet ainsi de caractériser la valeur économique de la

flexibilité, des technologies pilotables et des interactions entre vecteurs énergétiques dans un contexte de forte pénétration des renouvelables.

La version utilisée inclut plusieurs hypothèses :

- Pas de résolution spatiale : la France est modélisée comme un seul nœud ;
- Pas d'interconnexions avec les pays voisins ;
- Connaissance parfaite : la demande et la production d'énergies non pilotables sont parfaitement connues ;
- Inélasticité de la demande : la demande totale en électricité, en hydrogène et en méthane est fixée, avec une flexibilité horaire limitée pour l'électricité.

Certaines de ces hypothèses augmentent le coût global du système, d'autres le diminuent. Notre objectif n'étant pas d'estimer ce coût global, mais simplement de comparer entre eux des systèmes énergétiques qui ne diffèrent que marginalement, cela n'est pas problématique. Faire ces hypothèses permet de se baser sur un modèle open-source et transparent, alors que les lever imposerait d'utiliser un modèle beaucoup plus complexe et donc moins transparent. Nous utilisons la version 1.0.2 d'EOLES, dérivée de *EOLES_elec* (Shirizadeh et Quirion 2021) puis étendue par (Baratgin 2024) ainsi que par nos propres développements. L'algorithme à point intérieur de Gurobi garantit une résolution rapide. Le modèle impose un équilibre énergétique entre l'offre et la demande pour trois sources d'énergie :

- Electricité fournie par :
 - Sources non pilotables : éolien (terrestre et en mer), PV (au sol ou sur toiture), hydraulique au fil de l'eau, cogénération à partir de biomasse/gaz, géothermie, incinération des déchets, énergie marémotrice ;
 - Sources pilotables : nucléaire, barrages hydrauliques, centrales à charbon et à gaz, cycles combinés à hydrogène ;
 - Stockage : batteries (qui se déchargent soit en 1h soit en 4h lorsqu'elles sont chargées au maximum) et stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ;
 - Importations d'électricité.
- Méthane fourni par :
 - Pyrogazéification ;
 - Méthanisation ;
 - Méthanation.
- Hydrogène fournie par électrolyse.

Ces interactions entre ces technologies et ces sources d'énergie sont résumées dans la Figure 1, qui inclut certaines technologies non utilisées dans les travaux présentés dans ce rapport, comme les centrales à charbon.

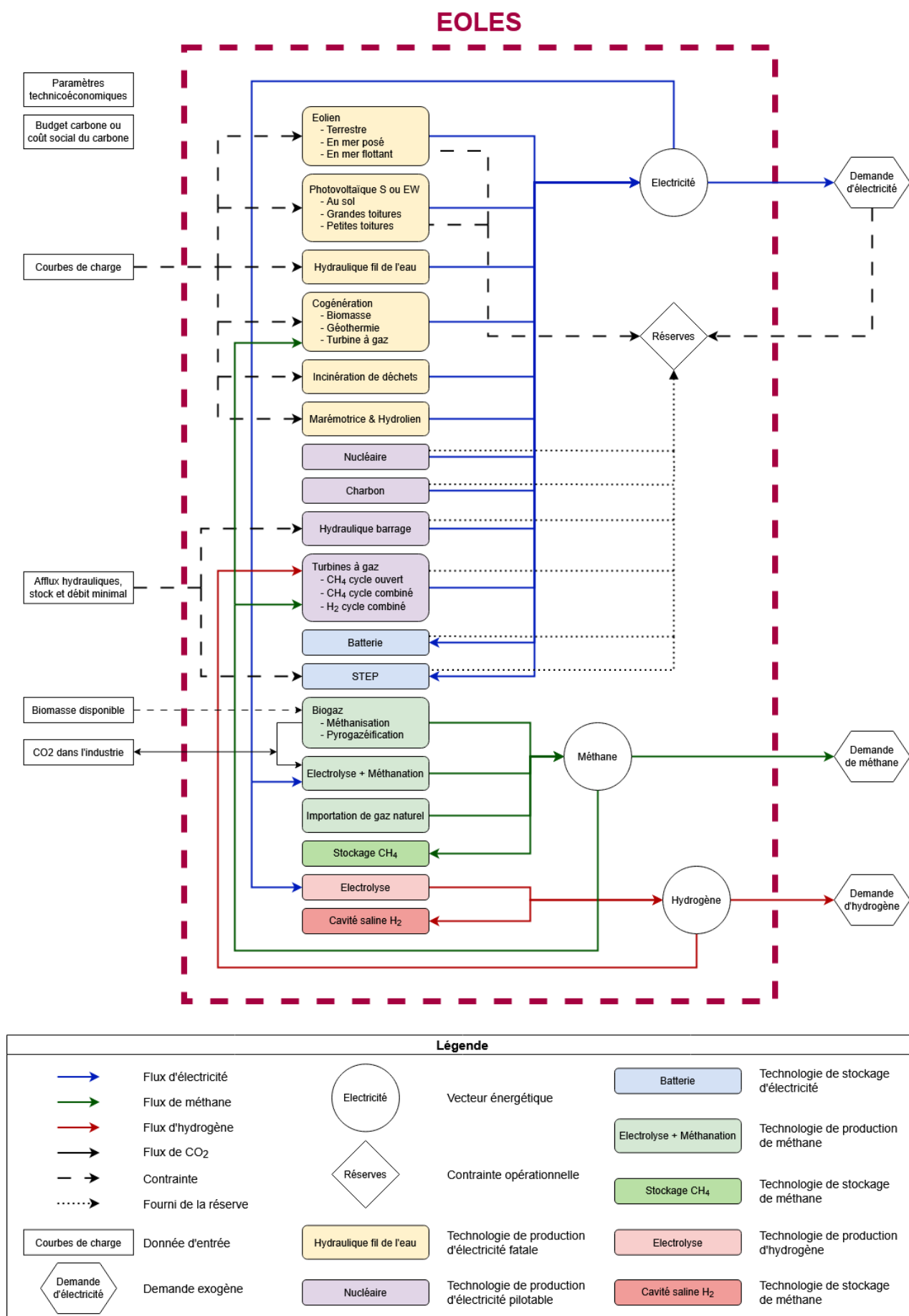


Figure 25 : Fonctionnement du modèle EOLES (Cédiey et al., pas encore publié)

6.1.2. Ajout de la flexibilité des méthaniseurs

L'étude a permis d'ajouter à ce modèle initiale une description plus fine des unités de méthanisation afin de pouvoir prendre en compte leur flexibilité, les leviers de flexibilité retenus sont :

- La flexibilité de la production d'électricité par cogénération
- La flexibilité sur l'alimentation, l'agitation des digesteurs et post-digesteur, et l'épurateur (pour les méthaniseurs produisant du biométhane)

La filière cogénération est modélisée par une unité type de 500 kWe, et la filière biométhane par des unités de 250 Nm³/h (identique aux modélisations réalisées en partie 4).

Les détails de la description des unités de méthanisation et leur flexibilité sont dans le livrable L5.2.

6.1.3. Données d'entrée issues de la version 1.0.2 du modèle EOLES.

Cette étude s'appuie sur le même jeu de données et le même cadre méthodologique que ceux décrits dans Cédiey et al. (en préparation). Les séries temporelles de production renouvelable proviennent de la plateforme renewables.ninja (Pfenninger et Staffell 2016), fondées sur le jeu de données de réanalyse MERRA-2 de la NASA. Ces données présentent une bonne corrélation avec les données observées des gestionnaires de réseaux de transport européens (Moraes et al. 2018).

La production et les apports hydrauliques sont issus du couplage du modèle EOLES avec le modèle hydrologique ORCHIDEE, alimenté par la réanalyse SAFRAN, tel que détaillé dans (Baratgin 2024). Les centrales nucléaires sont représentées comme des unités flexibles, avec un taux de montée ou descente de charge de 0,5 par unité de capacité et par heure.

Les paramètres technico-économiques sont principalement tirés de (ADEME 2021) et complétés le cas échéant par (RTE 2022b). Les données relatives aux infrastructures existantes (hydroélectricité, fil de l'eau, etc.) proviennent du registre national de production et de stockage d'électricité (Odré, mars 2024¹⁶).

L'ensemble des séries temporelles repose sur des données issues de réanalyses climatiques, garantissant une cohérence temporelle entre les ressources éoliennes, solaires et hydrologiques. Les facteurs de charge ont été ajustés afin de refléter les progrès technologiques attendus à l'horizon 2050, conformément aux projections des scénarios négaWatt et ADEME Transition(s) 2050 (ADEME 2021).

Une description détaillée des jeux de données, des paramètres retenus et des méthodes de traitement est présentée dans le livrable L5.2.

6.1.4. Scénarios de l'ADEME

En 2021, l'ADEME a publié quatre scénarios pour atteindre la neutralité carbone en France métropolitaine à l'horizon 2050, tous fondés sur les mêmes hypothèses macroéconomiques, démographiques et climatiques (incluant une élévation moyenne de la température mondiale de 2,1°C d'ici 2100) (ADEME 2021).

Notre étude se concentre sur le Scénario 3, dit *Technologies vertes*, dans lequel la société conserve ses modes de vie, de mobilité et de travail actuels, tout en s'appuyant sur une efficacité accrue et des efforts modérés de sobriété énergétique. Dans ce scénario, la demande électrique atteint environ 656 TWh en 2050, en accord étroit avec les projections de référence de RTE. Pour y répondre, deux voies d'approvisionnement sont envisagées : l'une combinant développement des énergies renouvelables et nucléaire, avec le déploiement de six nouveaux réacteurs EPR2 (environ 10 GW, S3-Nucléaire), l'autre mettant l'accent sur le développement massif de l'éolien en mer, flottant et posé (environ 48 GW, S3-Renouvelables). Dans les deux cas, entre 2015 et 2050, la consommation finale d'électricité passe de 425 TWh/an à 582 TWh/an, avec des augmentations notables dans tous les secteurs, à l'exception du résidentiel et de l'agriculture. La biomasse est largement utilisée dans tous les secteurs (industrie,

¹⁶ <https://opendata.reseaux-energies.fr/>.

agriculture, énergie) et, si l'électrification et le progrès en efficacité énergétique sont significatifs, les mesures de sobriété côté demande restent limitées. Pour la modélisation, nous nous appuyons sur les profils horaires de consommation électrique fournis par l'ADEME¹⁷ pour les deux voies étudiées.

Du côté du gaz, l'objectif est d'atteindre la décarbonation tout en maintenant des usages finaux globalement similaires. Malgré des efforts de sobriété limités, les innovations technologiques et les améliorations de rendement des équipements contribuent à réduire la consommation. L'électrification des procédés, notamment dans l'industrie et le bâtiment, renforce également cette tendance. Ainsi, la demande de gaz chute à 219 TWh_{PCI} en 2050, contre 434 TWh_{PCI} en 2015.

L'offre repose sur un mix de gaz renouvelables diversifié, avec une production de biométhane particulièrement développée. La méthanisation, surtout agricole, progresse régulièrement à raison de 3,8 TWh_{PCI} supplémentaires par an. Le biométhane représente 13 % de la consommation de gaz en 2030 (46 TWh_{PCI}) et 53 % en 2050 (116 TWh_{PCI}), l'injection dans le réseau étant privilégiée par rapport à la cogénération. Deux autres technologies sont développées : la pyrogazéification et le power-to-gas. La pyrogazéification convertit des matières organiques sèches (biomasse lignocellulosique, déchets carbonés, Combustibles solides de récupération – CSR) en un syngaz composé principalement d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de CO₂. Ce gaz peut être valorisé pour la production de chaleur ou d'électricité, ou transformé en méthane de synthèse via méthanation avant injection dans le réseau. Le power-to-gas consiste à produire de l'hydrogène par électrolyse. Cet hydrogène peut être utilisé directement ou converti en méthane par méthanation en présence de CO₂.

Dans notre modélisation, la demande de méthane est supposée uniformément répartie sur l'année. Prendre un profil de consommation annuel différent ne changerait pas les résultats car le volume stockable de gaz naturel sur le réseau national sera largement suffisant pour absorber ces variations, étant donné que dans le scénario S3, la consommation annuelle de gaz naturel sera plus basse qu'aujourd'hui.

Dans ce cadre, les hypothèses suivantes ont été retenues : les capacités installées d'hydraulique au fil de l'eau, d'hydraulique de lac et de réservoirs méthane sont fixées ; celles en centrales à charbon et en turbines à gaz à cycle ouvert (OCGT) en cogénération sont nulles ; et les capacités maximales d'installation sont atteintes pour l'éolien terrestre, l'éolien en mer (fixe et flottant), le photovoltaïque (en toiture et au sol), le stockage hydraulique par pompage, les énergies marines, la valorisation énergétique des déchets, la cogénération issue de biomasse et la cogénération géothermique. Cette constance traduit leur rôle structurant dans le mix électrique décarboné, assurant une production de base renouvelable élevée, indépendamment du niveau de flexibilité introduit dans le système. La capacité nucléaire est, quant à elle, contrainte différemment selon que le scénario considéré est S3-Nucléaire ou S3-Renouvelables. Dans ce dernier cas, elle atteint sa valeur maximale de 12 GW.

¹⁷ <https://data-transitions2050.ademe.fr/datasets/chroniques-horaires-de-la-consommation-d%27electricite> ADEME — Profils horaires de consommation électrique

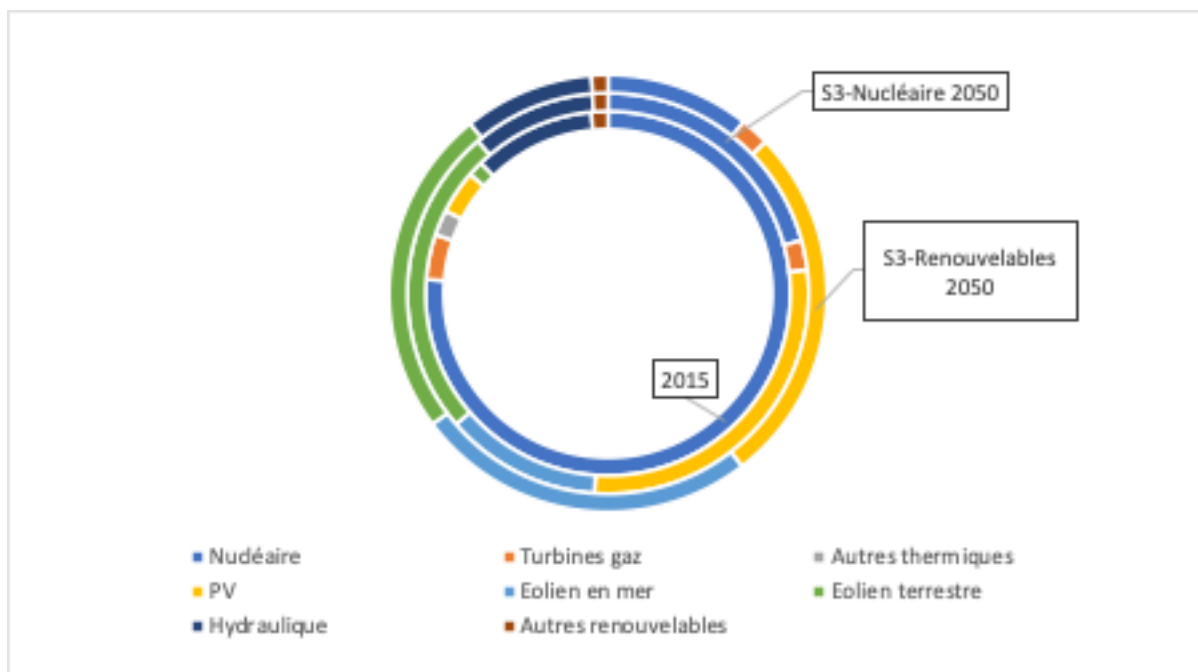


Figure 26 : Mix de production électrique en 2015 et en 2050 pour les scénarios S3-Renouvelables et S3-Nucléaire en TWh

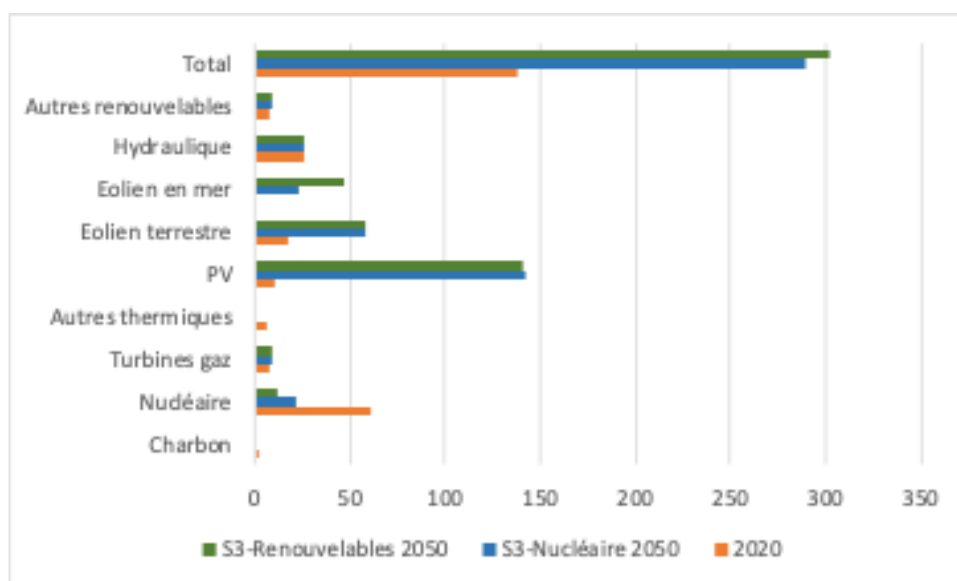


Figure 27 : Capacités électriques installées en 2020 et en 2050 pour les scénarios S3-Renouvelables et S3-Nucléaire en GW

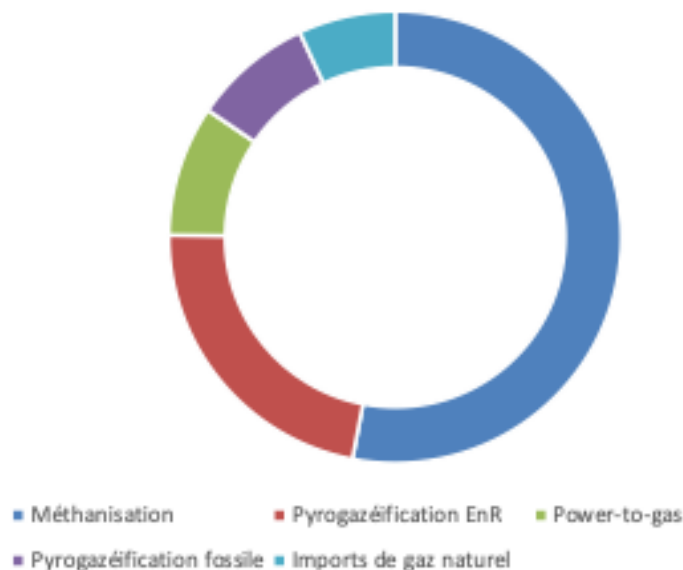


Figure 28 : Mix de gaz français en 2050 pour les deux scénarios S3-Renouvelables et S3-Nucléaire, en pourcentage du mix

6.2. Résultats

L'analyse évalue les impacts économiques et systémiques liés à l'intégration d'une méthanisation flexible dans deux scénarios contrastés élaborés par l'ADEME : S3-Nucléaire et S3-Renouvelables. Ces scénarios ont déjà été analysés avec le modèle CristalSuperGrid d'Artelys (ADEME 2022) et l'objectif ici n'est pas de refaire cette analyse ni de comparer nos résultats à cette dernière. Les simulations présentées ici ont pour unique objectif de comparer différentes configurations de flexibilité des méthaniseurs, pas de discuter le coût global du système.

6.2.1. Les résultats principaux

Chaque scénario a été examiné selon deux hypothèses distinctes de flexibilité globale du système définies à partir de deux paramètres de flexibilité proposés par RTE dans ses scénarios à l'horizon 2050 (deux hypothèses supplémentaires sont étudiées par RTE, celles de flexibilité médiane et de flexibilité haute, et ne sont pas considérées ici) :

- Faible flexibilité du système (flexibilité basse), avec $1,06 \times 10^{-5}$ GWh / GWh de demande déplaçable,
- Flexibilité prudente du système (flexibilité prudente), avec $1,89 \times 10^{-5}$ GWh / GWh de demande déplaçable.

Par ailleurs, chacune de ces hypothèses a été déclinée selon plusieurs hypothèses additionnelles de flexibilité introduite par les technologies de production de biogaz, de cogénération et d'injection :

- Aucune flexibilité additionnelle par rapport à la flexibilité proposée par RTE (*Référence*) ;
- Une flexibilité supplémentaire introduite par les deux processus de production de biogaz seulement (*Flexibilité méthanisation*) ;
- Une flexibilité introduite grâce à la variation de la puissance de l'épurateur entre 0 et 140 % (*Flexibilité injection*) ;
- La combinaison des deux flexibilités précédentes (*Double flexibilité*).

Enfin, la présence ou l'absence de la cogénération issue de la méthanisation a été systématiquement testée.

Dans les scénarios élaborés par l'ADEME, une partie du biogaz est utilisé pour de la cogénération (8,75

TWh_{PCI}) ; toutefois, lorsqu'elle n'est pas contrainte dans notre application du modèle EOLES, la méthanisation n'est pas mobilisée pour la production en cogénération. Les coûts relatifs de l'injection et de la cogénération, ainsi que les prix relatifs du gaz et de l'électricité qui sortent du modèle rendent en effet la première plus intéressante en termes de coût global du système énergétique. Ainsi dans les systèmes avec de la cogénération par méthanisation, nous avons imposé une puissance installée de 0,4 GW pour la cogénération.

Système de flexibilité prudente							
Système avec cogénération imposée				Système sans cogénération imposée			
Référence	Flexibilité méthanisation	Flexibilité injection	Double flexibilité	Référence	Flexibilité méthanisation	Flexibilité injection	Double flexibilité
Système de flexibilité basse							
Système avec cogénération imposée				Système sans cogénération imposée			
Référence	Flexibilité méthanisation	Flexibilité injection	Double flexibilité	Référence	Flexibilité méthanisation	Flexibilité injection	Double flexibilité

Tableau 24 : Synthèse des hypothèses testées dans les scénarios ENR ou nucléaire avec une flexibilité prudente ou basse

La Figure 7 présente les coûts totaux du système énergétique pour l'ensemble des configurations étudiées. Cette comparaison montre que, malgré un niveau absolu de coûts plus élevé dans les scénarios nucléaires (ce qui repose sur les hypothèses initiales du modèle et ne peut être interprété ici), ce sont les scénarios renouvelables qui affichent les gains de coûts les plus importants lorsqu'une flexibilité locale supplémentaire est mobilisée. Autrement dit, la valeur économique de la flexibilité apportée par la méthanisation — qu'elle provienne de la production ou de l'injection — est plus marquée dans un système presque entièrement renouvelable, où les besoins d'équilibrage et d'arbitrage temporel sont structurellement plus élevés car les sources non pilotables sont plus importantes. Néanmoins, la différence entre les résultats pour le scénario S3-Nucléaire et S3-Renouvelables est faible.

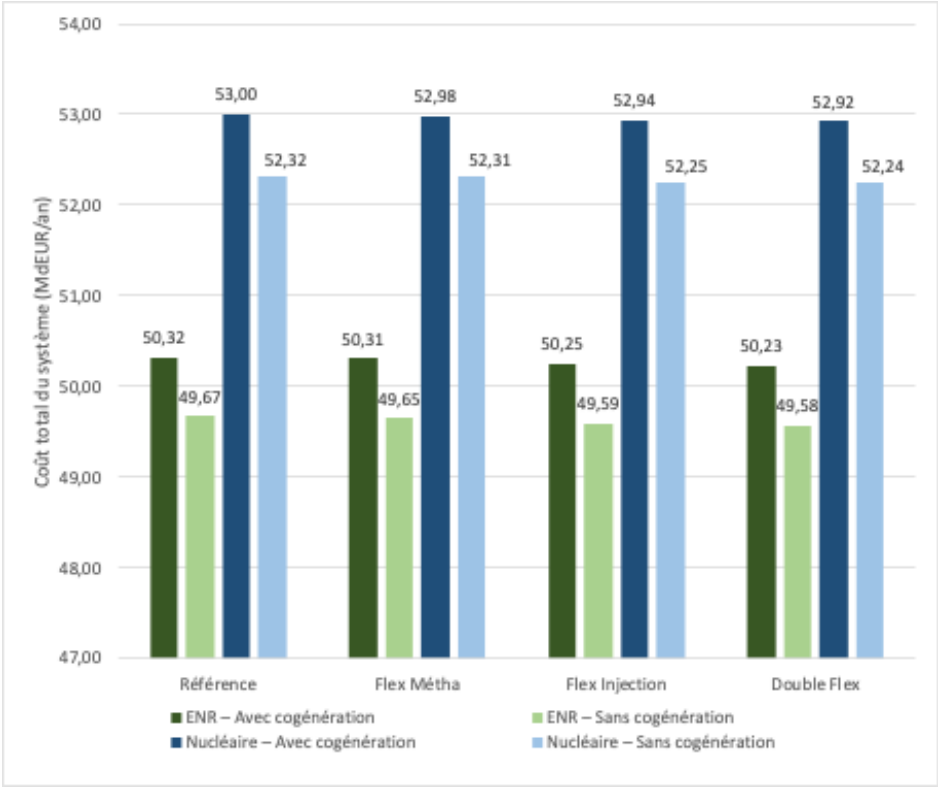


Figure 29 - Coûts totaux du système selon la flexibilité et la cogénération (MdsEUR/an) – Flexibilité prudente

L'analyse des résultats met en évidence plusieurs résultats généraux concernant l'impact de la flexibilité issue de la méthanisation sur les coûts totaux du système énergétique. Tout d'abord, les gains économiques augmentent lorsqu'on passe du cas *Flexibilité méthanisation* au cas *Flexibilité injection*, puis – par construction – au cas de *Double flexibilité*, ce qui montre que le gain économique de la flexibilité au stade de l'injection est plus important que celui au stade de la production de biogaz. Par ailleurs, le scénario sans cogénération s'avère systématiquement moins coûteux, en particulier dans le cadre du scénario S3-Renouvelables, où l'injection de biométhane demeure la filière privilégiée par le modèle, mais ceci peut être dû au fait que la chaleur produite par la cogénération n'est pas valorisée dans le modèle.

Compte tenu de ces résultats, dans la suite de ce rapport, nous présentons les résultats plus en détails pour le scénario S3-Renouvelables, pour lequel les effets de la flexibilité sont les plus marqués. En effet, dans ce scénario, la forte variabilité de la production renouvelable amplifie le bénéfice des mécanismes de flexibilité, tels que ceux issus de la méthanisation. L'analyse détaillée qui suit vise donc à évaluer plus finement l'impact de ces différentes formes de flexibilité — issues de la production, du stockage et de l'injection — sur la performance économique et opérationnelle du système énergétique à l'horizon 2050.

6.2.2. Le scénario ENR : les impacts au niveau du système

Cette section présente une comparaison entre les hypothèses de flexibilité prudente et de flexibilité basse appliquées au scénario S3-Renouvelables élaboré par l'ADEME, telles que définies par RTE pour l'horizon 2050. Ces deux niveaux de flexibilité sont évalués avec ou sans fixer des capacités de cogénération issues de la méthanisation au niveau des scénarios S3.

L'analyse vise à examiner comment ces différents niveaux de flexibilité, combinés à la présence ou à l'absence de cogénération, influencent plusieurs indicateurs de performance du système, notamment le coût total du système et les déplacements de charge électrique. Les résultats apportent ainsi un éclairage sur le rôle potentiel de la méthanisation flexible dans la structuration du système énergétique futur et sur ses implications économiques.

Globalement, les résultats confirment que l'activation de la flexibilité issue de la méthanisation — qu'elle provienne du pilotage des unités de production de biogaz ou de l'injection de biométhane — améliore modestement mais systématiquement les performances économiques et opérationnelles du système. Les gains relatifs sont plus marqués en contexte de faible flexibilité système, dans lequel la flexibilité locale de la méthanisation compense la rigidité du reste du système électrique. Enfin, les scénarios avec et sans cogénération demeurent globalement semblables, même si les gains sont légèrement moins importants pour les scénarios avec cogénération.

Hypothèse	Coût total du système	Charge déplacée
Prudent – avec cogénération	↓ jusqu'à –91,9 MEUR	↑ +0,6 TWh
Prudent – sans cogénération	↓ jusqu'à –92,5 MEUR	↑ +0,5 TWh
Basse – avec cogénération	↓ jusqu'à –107,8 MEUR	↑ +0,6 TWh
Basse – sans cogénération	↓ jusqu'à –108,4 MEUR	↑ +0,5 TWh

Tableau 25 : Synthèse des résultats de scénario ENR avec et sans cogénération, sous flexibilité prudente ou basse

6.2.3. Les capacités installées sous le scénario S3-Renouvelables

Les résultats¹⁸ montrent une très forte stabilité des capacités électriques installées dans l'ensemble des cas de flexibilité du scénario S3-Renouvelables sous flexibilité prudente, que la cogénération par méthanisation soit imposée ou non. Les technologies renouvelables structurelles — éolien (terrestre, posé, flottant), photovoltaïque (sol, grandes et petites toitures) et hydroélectricité — restent strictement identiques d'une configuration à l'autre, confirmant leur caractère majoritairement déterminé par les limites de potentiel plutôt que par les mécanismes de flexibilité.

Les technologies pilotables présentent en revanche de légers ajustements selon les configurations de flexibilité. Les centrales à gaz à cycle combiné méthane (CH₄ CCGT) diminuent lorsqu'une flexibilité sur l'injection est introduite (de 5,7 GW à 4,9 GW sans cogénération, et de 5,7 à 4,9–4,8 GW avec cogénération), traduisant une moindre sollicitation du gaz lorsque le pilotage de l'injection apporte un service de flexibilité. Les centrales hydrogène (H₂ CCGT) restent très stables, autour de 8,4–8,8 GW, ce qui montre que le rôle de l'hydrogène dans l'équilibrage du système est peu affecté par les variations de flexibilité issues de la méthanisation.

Les capacités d'électrolyse sont quasi constantes (27,3–27,2 GW sans cogénération ; 27,1–26,9 GW avec cogénération), confirmant leur rôle structurel dans la production d'hydrogène. La méthanation reste également très proche de sa valeur de référence (1,3 GW sans cogénération ; 1,7 GW avec), ce qui reflète la faible sensibilité de ce maillon de conversion à la flexibilité locale.

Les dispositifs associés à la méthanisation montrent des évolutions plus marquées. L'injection pilotée s'accompagne d'une hausse des capacités liées à l'injection de biométhane : les installations d'injection passent de 13,5 GW à 18,7 GW sans cogénération, et de 13,2 à 18,3 GW avec cogénération, ce qui s'explique par la possibilité d'avoir une puissance de 140 % par rapport à la puissance de production de biogaz. De même, les puissances de décharge des réservoirs dédiés à l'injection augmentent significativement (de 14,2 GW à 19,7 GW sans cogénération ; de 13,9 à 19,3 GW avec), soulignant l'importance du stockage court-terme du biométhane pour fournir un service de flexibilité efficace, notamment dans les configurations « flexibilité injection » et « double flexibilité ».

Les technologies de stockage montrent des adaptations limitées. Les STEP et les cavités salines restent quasi constantes (respectivement 5,5 GW et 22 GW), ce qui reflète leur rôle structurel et largement déterminé en amont du modèle. Les batteries de 1h restent identiques dans tous les cas (11,5 GW), tandis que les batteries 4h sont nulles dans l'ensemble des hypothèses, signe que leur rôle est entièrement substitué par d'autres formes de flexibilité, notamment celle liée au pilotage de l'injection.

Dans l'ensemble, ces résultats soulignent la robustesse de l'architecture électrique du scénario S3-Renouvelables : la flexibilité issue de la méthanisation — qu'elle s'exerce via la production ou via l'injection — n'entraîne pas de reconfiguration majeure du mix mais apporte un complément de flexibilité fine, principalement en réduisant le recours aux centrales gaz méthane et en augmentant les capacités d'injection et de stockage de biométhane. Le cœur du système reste ainsi largement stable tandis que les marges d'ajustement locales s'organisent autour des leviers propres au biogaz.

¹⁸ Voir le livrable 5.2 pour les résultats détaillés.

7. Conclusions

7.1. Optimisation des consommations d'électricité sur la grille tarifaire

Cinq leviers de flexibilité (épuration, agitation, alimentation, stockage de froid, ajout d'une pompe à chaleur) sur la consommation d'électricité des méthaniseurs ont été modélisés afin de comprendre quel était leur potentiel technique et leurs potentielles valorisations à travers différents mécanismes. Trois leviers (agitation, alimentation, stockage froid) peuvent être appliqués à tous les méthaniseurs qu'ils valorisent leur biogaz en cogénération ou injection de biométhane, les deux derniers (épuration et pompe à chaleur) ne s'appliquent qu'aux unités produisant du biométhane.

Pour une unité type de production de biométhane ayant une capacité de 250 Nm³/h de biométhane :

Si l'on cherche à valoriser la flexibilité à travers l'optimisation des consommations par rapport à la grille tarifaire, l'ajout d'une pompe à chaleur flexible à la place d'une chaudière biogaz pour chauffer le digesteur, permet le plus grand gain, avec un bilan positif annuel de près de 14 000 €/an et une réduction d'émission de GES de près de 6 teqCO₂/an (6% de celles liées à la consommation d'électricité). Ce gain économique provient avant tout d'une recette supplémentaire générée par la valorisation en biométhane du biogaz initialement autoconsommé en chaudière. Il faut néanmoins souligner que ce gain potentiel reste limité aux installations anciennes car les nouvelles générations sont mieux isolées et consomment peu voire pas de biogaz pour le chauffage.

Le deuxième levier en termes d'intérêt économique concerne la flexibilité du fonctionnement de l'épurateur, selon le surdimensionnement appliqué et ses conditions économiques, avec une baisse de la facture d'électricité qui pourrait être de 3 300 €/an à 5 300 €/an. La sensibilité avec un tarif « haut » montre que le gain peut même aller jusqu'à 15 000 €/an ce qui amortit une bonne partie de la hausse globale de facture (+19 000 €/an).

La modification du profil d'alimentation du digesteur pourrait également permettre un gain de 1 200 à 3 000 €/an.

Moduler légèrement les agitateurs pourrait également permettre un gain de 300 euros pour le digesteur et 500 €/an pour le post-digesteur.

Le stockage de froid, en revanche, semble peu pertinent. Les gains sont trop faibles au regard des coûts de mise en œuvre (stockage froid), avec au total un déficit annuel de 5 000 €/an.

Au total, pour une installation récente, la réduction de la facture d'électricité pourrait aller jusqu'à 6 000 voire 9 000 €/an en combinant les différents leviers (associé à une baisse de 1% des GES, env 1teqCO₂/an, émis via la consommation d'électricité), auquel on pourrait ajouter 14 000 € avec l'ajout d'une pompe à chaleur (uniquement pour les installations anciennes avec besoin de chauffage). Au total cela pourrait représenter 3 à 11% de la facture d'électricité annuelle initiale (214 k€/an).

Pour une unité type en cogénération de 500 kWe :

Les leviers de flexibilité sur la consommation électrique des méthaniseurs sont plus restreints, l'alimentation permettraient de réduire de 1100 à 1500 €/an la facture d'électricité, et l'agitation d'environ 500 €/an (200 pour la digestion et 300 en post-digestion), soit un total de 1500 à 2000 €/an. Cela représenterait environ 3-4% de la facture annuelle d'électricité. La mise en œuvre de cette flexibilité permettrait par ailleurs de réduire d'environ 1% (0,2 teqCO₂/an).

7.2. Optimisation des consommations d'électricité avec le service système ou le mécanisme NEBCO (uniquement les méthaniseurs en injection)

Les modélisations ont aussi permis de regarder les revenus qu'il était possible de générer en participant à des mécanismes de flexibilité piloté par RTE. Seul le pilotage de l'épurateur dans sa version optimiste (grande plage de flexibilité sans surcoût) est retenu comme levier de flexibilité dans cette modélisation

car c'est le levier avec la plus grande puissance de flexibilité, il fonctionne de manière continue et il est pilotable partiellement (les demandes d'activation sont souvent partielles). Les résultats montrent potentiellement une recette nette de 6000 à 7000 €/an pour la réserve secondaire et 1500 à 3200 €/an pour la réserve tertiaire. Néanmoins plusieurs contraintes montrent qu'une réelle participation à de tels mécanismes sont peu probables : des puissances minimums de 1 à 10 MW selon les mécanismes nécessitent d'agréger plusieurs sites (en l'occurrence 10 à 160 selon les cas) pour pouvoir y participer. Les sites agrégés devront fonctionner de manière parfaitement synchrone ce qui nécessite une organisation et une collaboration très importante des différents sites pour un gain potentiel faible. Par ailleurs, le mécanisme de réserve secondaire nécessite l'implémentation de système de contrôle/commande important et des essais de qualification par RTE d'un coût estimé de 50 000€ par site, or étant donné la faible taille des sites, les durées d'amortissement de cette charge pour l'homologation est trop longue.

La rémunération via le mécanisme NEBCO a également été testé. Il présente des gains potentiels plus intéressants pouvant aller de 3000 à 20 000 €/an selon les années (environ 10 000€/an en moyenne sur les 6 dernières années), et surtout il ne nécessite pas ou peu d'agrégation car le seuil de participation est de 100 kW. Il serait intéressant d'approfondir ce résultat en regardant s'il y a des synergies à combiner la valorisation sur NEBCO et l'optimisation sur la grille tarifaire.

La simulation du fonctionnement sous optimisation avec le mécanisme NEBCO montre également des réductions de GES en moyenne de l'ordre de 3% (3,6 teqCO₂/an) des émissions associées à la consommation électrique du méthaniseur.

7.3. Valorisation de la flexibilité de la production (uniquement les méthaniseurs en cogénération)

Une configuration avec un doublement de la capacité moteur (2x500kWe au total) ainsi qu'une augmentation de capacité du gazomètre pour avoir 12h de stockage a été modélisé. Elle permet donc de placer la production journalière sur les 12h les plus intéressantes de la journée. En simulant son fonctionnement avec vente sur le marché spot DA sur les 13 dernières années, le bilan net est en moyenne de -50 000 €/an : les recettes annuelles supplémentaires (uniquement le surplus généré par la vente sur les heures de pointe au lieu des heures en base) moyennes de l'ordre de 40 k€/an ne sont pas suffisantes pour compenser les surcoûts de mise en œuvre estimés à 90 k€/an. Ce résultat confirme l'expérience allemande qui a mis en place une prime annuelle pour permettre le fonctionnement flexible. On observe par ailleurs, un résultat positif en termes de GES, avec une réduction potentielle de l'ordre de 8 teqCO₂/an, il en résulte donc une valeur de coût d'abattement du CO₂ de plus de 6 000 €/teqCO₂, largement supérieur à la valeur d'action pour le climat, estimée à 290 €/teqCO₂ pour 2030 et 900 €/teqCO₂ pour 2050. Il ne semble donc pas pertinent de soutenir ce levier de flexibilité dans le cadre de politiques climatiques¹⁹.

Cette flexibilité sur la production peut aussi permettre de répondre à des mécanismes de service système. Mais que ce soit pour la réserve secondaire ou la réserve tertiaire, aucun cas modélisé présente un gain économique positif. La réserve secondaire à la baisse et la réserve tertiaire à la baisse donnent les meilleurs résultats avec un déficit annuel de 20 k€/an. Pour les offres à la hausse les résultats sont fortement dégradés par la perte de production induite par le fonctionnement à charge partielle des moteurs (fonctionnement à 50% en permanence pour pouvoir répondre rapidement à une activation à la hausse) : dans ces cas, les pertes annuelles sont de l'ordre de 600 k€/an. Aucun cas n'est favorable en raison de la taille des unités qui ne permet pas de bénéficier d'effet d'échelle.

¹⁹ Dans le cas de l'Allemagne, les conditions sont plus favorables : 1) tailles de méthaniseurs plus importantes (effet d'échelle sur les coûts de mise en œuvre), 2) intensité carbone du mix électrique allemand plus élevée (<https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1>), 3) une part d'énergie renouvelable non pilotable (éolien et photovoltaïque) dans le mix électrique plus important : 40% pour l'Allemagne et 13% pour la France (EMBER 2024)

7.4. Perspectives pour la filière

En conclusion, on peut retenir que seule la valorisation de la flexibilité des consommations peut avoir un intérêt en cherchant à optimiser les consommations par rapport à la grille tarifaire mais aussi en participant au mécanisme NEBCO. Ces leviers et leur valorisation restent à être expérimentés pour voir s'ils peuvent délivrer leur plein potentiel. Certaines contraintes pourraient limiter le potentiel :

- Contraintes opérationnelles : besoin de garder plus de marge de manœuvre par rapport à la variabilité du procédé (variabilité de la production de biogaz, incidents/indisponibilité...)
- Écart entre l'optimum théorique réalisé a posteriori des simulations du mécanisme NEBCO et participation réelle avec planification et participation aux offres
- Risque lié aux pénalités en cas de défaut de réalisation sur les contractualisations sous NEBCO

Mais d'autres pratiques pourraient faciliter leur mise en œuvre :

- La prise en compte dès la conception, en particulier dans le contrôle/commande (épuration, agitateur, alimentation) de la possibilité de piloter sur la base d'une grille tarifaire ou d'un signal extérieur, d'une autoproduction d'énergie renouvelable électrique ;
- Le dimensionnement de certains équipements tel le gazomètre, l'épuration et ses auxiliaires.

7.5. Impact long terme sur le système énergétique

À l'aide du modèle EOLES, cette étude a analysé le rôle de la méthanisation dans la décarbonation du système énergétique français à travers une modélisation à long terme. La méthanisation, avec ou sans cogénération, et différentes stratégies de flexibilité ont été évaluées dans des scénarios contrastés, incluant une trajectoire fortement renouvelable et une trajectoire reposant sur le nucléaire, toutes basées sur l'horizon 2050 du scénario S3 de l'ADEME. Les résultats suggèrent que la méthanisation peut contribuer partiellement à la flexibilité saisonnière des énergies renouvelables variables avec un évitement de l'installation de 900 MW de turbines CCGT soit environ 16% du parc, par exemple.

La comparaison entre les scénarios montre que les systèmes renouvelables bénéficient davantage de la méthanisation, tant en termes de réduction des coûts globaux que d'intégration des renouvelables variables. Néanmoins, la viabilité économique de la filière reste sensible aux coûts futurs de l'électrolyse et de la méthanation, à la capacité de stockage du biogaz, ainsi qu'au profil temporel de la demande en gaz — ici simplifié par une demande uniforme sur l'année. Une modélisation plus détaillée des dynamiques saisonnières et horaires, notamment pour la chaleur et l'électricité, améliorerait la précision des résultats.

L'étude met également en évidence plusieurs limites structurelles du cadre de modélisation : absence de spatialisation du réseau électrique et d'interconnexions avec les pays voisins, non-représentation de l'inertie et de la stabilité du système, simplifications sur l'acceptabilité sociale et les contraintes environnementales, en particulier pour la mobilisation de biomasse. Ces limites pourraient conduire à sous-estimer les obstacles réels associés au déploiement massif de la méthanisation en France, mais aussi, inversement, à sous-estimer l'intérêt d'un tel déploiement.

Dans l'ensemble, l'étude montre que la flexibilisation de la méthanisation a un rôle technique pertinent à jouer dans la décarbonation, d'autant plus dans les scénarios fortement renouvelables et si les autres sources de flexibilité sont limitées. Cependant, elle souligne aussi l'importance d'intégrer finement les dimensions technologiques, spatiales, environnementales et sociales pour fournir une évaluation complète des stratégies énergétiques futures.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

ADEME. 2021. *Transition(s) 2050*. Horizons.

ADEME. 2022. *Transiion 2050 - feuilleton mix électrique*.

Baratgin, Laure. 2024. « Hydropower in a changing climate : coupled modeling of hydrological and electricity systems for adaptation and mitigation ». These de doctorat, Institut polytechnique de Paris. <https://theses.fr/2024IPPAX078>.

Dussartre, Virginie. 2023. « Entretien ». RTE, avril 5.

EMBER. 2024. *European electricity review 2023*.

ENEDIS. 2023. « TURP6 HTA/BT ».

Energypool. 2025. « Entretien ». novembre 7.

IPCC. 2022. *Climate change 2022 - Impacts, adaptation and vulenrability*. Summary for policymakers.

Moraes, L., C. Bussar, P. Stoecker, Kevin Jacqu , Mokhi Chang, et D. U. Sauer. 2018. « Comparison of long-term wind and photovoltaic power capacity factor datasets with open-license ». *Applied Energy* 225 (septembre): 209-20. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.109>.

Pfenninger, Stefan, et Iain Staffell. 2016. « Long-Term Patterns of European PV Output Using 30 Years of Validated Hourly Reanalysis and Satellite Data ». *Energy* 114 (novembre): 1251-65. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060>.

RTE. 2022a. *BP2050 - Chapitre 7 - garantir la securit  d'approvisionnement*.

RTE. 2022b. *Futurs  nerg tiques*.

Shirizadeh, Behrang, et Philippe Quirion. 2021. « Low-Carbon Options for the French Power Sector: What Role for Renewables, Nuclear Energy and Carbon Capture and Storage? » *Energy Economics* 95 (mars): 105004. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.105004>.

INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES

TABLEAUX

Tableau 1 : Détail des équipements mesurés et non mesurés sur les 3 sites en injection (DoleBiogaz (DOLE), AgriSeudre (CHAY) et BioMéthadour (MOME))	9
Tableau 2 - Synthèse des résultats de mesure sur les 3 sites en périodes d'hiver et d'été	12
Tableau 3 - Détail des équipements mesurés et non mesurés sur le site en cogénération (FJM Environnement (LAPE))	14
Tableau 4 – liste des essais sur les agitateurs	17
Tableau 5 - Principales caractéristiques des cas types (plus de détail en annexe du livrable L4).....	19
Tableau 6 : Répartition des index du tarif horosaisonnier pour les jours ouvrés (JO)	19
Tableau 7 : Répartition des index du tarif horosaisonnier pour les week-end (WE).....	20
Tableau 8 : Scénarios de prix par index tarifaire (€/MWh).....	20
Tableau 9 : Facture électrique d'un méthaniseur produisant 250 Nm ³ /h de biométhane, selon scénarios de prix	23
Tableau 10 : Facture électrique d'un méthaniseur en cogénération (500 kWe), selon scénarios de prix ..	25
Tableau 11 : Prix moyen obtenu sur le marché spot selon que l'on valorise la production en base ou sur les périodes de pointe journalière	27
Tableau 12 – Type de service système et mécanisme de flexibilité modélisé	29
Tableau 13 : Leviers de flexibilité de l'épurateur	31
Tableau 14 : Leviers de flexibilité de l'agitation du digesteur.....	31
Tableau 15 : Leviers de l'agitation du digesteur.....	32
Tableau 16 – Liste des leviers de flexibilité modélisés pour la méthanisation en injection (biométhane) ..	36
Tableau 17 - Impact net sur les recettes de la production flexible (12h par jour) du cogénérateur – rémunération spot DA	39
Tableau 18 – Prix spot horaire moyen (EMBER, ENTSOE, calculs Solagro)	39
Tableau 19 – Liste des cas de service système modélisés avec la variation de production d'électricité du Co générateur.....	41
Tableau 20 - Impact net sur les recettes – méthaniseur cogénération – rémunération sur service système	42
Tableau 21 - Impact net sur les recettes – méthaniseur injection – rémunération sur service système....	43
Tableau 22 - Impact net sur les recettes – méthaniseur injection – rémunération sur NEBCO	45
Tableau 23 - Prix moyen du spot DA (source EMBER, ENTSOE).....	45
Tableau 24 : Synthèse des hypothèses testées dans les scénarios ENR ou nucléaire avec une flexibilité prudente ou basse	54
Tableau 25 : Synthèse des résultats de scénario ENR avec et sans cogénération, sous flexibilité prudente ou basse	55

FIGURES

Figure 1 : Organisation de l'étude FLEM.....	8
Figure 2 - Profils de consommation cumulés sur 24h des ateliers. Points moyens minute par minute, sur 3 mois d'hiver, chez DOLE	10
Figure 3 - Profil de consommation moyen sur 24h des ateliers. Moyenne calculée minute par minute sur 3 mois sur le site de DOLE en été.....	11
Figure 4 - Puissance instantanée d'agitation des agitateurs du digesteur et du post digesteur du site DOLE Biogaz pendant la journée du 1 ^{er} juin 2024.....	11
Figure 5 - Corrélation le débit de biométhane injecté (abscisse, Nm ³ CH ₄ /h) et la consommation électrique par atelier épuration (ordonnée, kWh/j) en hiver chez DOLE Biogaz	12
Figure 6 - Corrélation entre injection (Nm ³ CH ₄ /h) et consommation atelier épuration (kWhé/j) avec données Hiver et Été.	13

Figure 7 - Corrélation entre injection ($\text{Nm}^3\text{CH}_4/\text{h}$) et consommation atelier process (kWhé/j) avec données Hiver et Été	13
Figure 8 - Corrélation entre injection ($\text{Nm}^3\text{CH}_4/\text{h}$) et consommation globale du site (kWhé/j) avec données Hiver et été des 3 sites	14
Figure 9 - Moyenne à la minute sur les 3 mois de suivi sur site FJM Environnement en hiver 2024.....	15
Figure 10 - Suivi à la minute de la consommation des équipements de l'armoire du cogénération le 1 ^{er} novembre 2024 sur site FJM Environnement	15
Figure 11 – Essais flexibilité épurateur	18
Figure 12 : Profils journaliers de consommation d'un méthaniseur produisant 250 Nm^3/h de biométhane, selon la saison (modélisation Solagro).....	22
Figure 13 : Facture électrique d'un méthaniseur produisant 250 Nm^3/h de biométhane, selon scénarios de prix	23
Figure 14 : Profil journalier de consommation d'un méthaniseur en cogénération (500 kWe), selon la saison (modélisation Solagro)	24
Figure 15 : Facture électrique d'un méthaniseur produisant en cogénération (500 kWe), selon scénarios de prix	25
Figure 16 : Prix moyen de l'électricité sur le marché SPOT en 2024, par mois pour chaque heure de la journée (€/MWh) (Source : Ember, données traitées par Solagro)	26
Figure 17 : Programme de production optimisé sur le prix de marché SPOT pour un moteur de production d'électricité pouvant fonctionner 12h par jour	26
Figure 18 : Illustration du rôle des réserves lors d'une défaillance d'un groupe de production sur le réseau électrique (Source : RTE).....	28
Figure 19 – Impact net sur les OPEX des leviers de flexibilité – méthaniseur injection – rémunération tarif horosaisonnier	34
Figure 20 – Impact net sur les charges des leviers de flexibilité – méthaniseur cogénération – rémunération sur tarif horosaisonnier	36
Figure 21 – Impact net sur les recettes de la production flexible (12h par jour) du cogénérateur – rémunération spot DA	38
Figure 22 – Impact net sur les recettes – méthaniseur cogénération – rémunération sur service système	42
Figure 23 – Impact net sur les recettes – méthaniseur injection – rémunération sur service système	43
Figure 24 – Impact net sur les recettes – méthaniseur injection – rémunération sur NEBCO	45
Figure 25 : Fonctionnement du modèle EOLES (Cédiey et al., pas encore publié)	49
Figure 26 : Mix de production électrique en 2015 et en 2050 pour les scénarios S3-Renouvelables et S3-Nucléaire en TWh.....	52
Figure 27 : Capacités électriques installées en 2020 et en 2050 pour les scénarios S3-Renouvelables et S3-Nucléaire en GW.....	52
Figure 28 : Mix de gaz français en 2050 pour les deux scénarios S3-Renouvelables et S3-Nucléaire, en pourcentage du mix	53
Figure 29 - Coûts totaux du système selon la flexibilité et la cogénération (MdsEUR/an) – Flexibilité prudente	54

SIGLES ET ACRONYMES

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AO	Appel d'offre
BioGNV	Bio Gaz naturel véhicule
CAPEX	Capital expenditure (dépense d'investissement)
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSPE	Contribution au Service Public de l'Électricité
CSR	Combustible solide de récupération
CTA	Contribution tarifaire d'acheminement
MA	Mécanisme d'ajustement
MATU	Maturation (post-digesteur)
NEBEF	Notification d'échanges de blocs d'effacement
OPEX	Operatal expenditure (dépense d'exploitation)
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
RTE	Réseau de transport d'électricité
SNBC	Stratégie nationale bas-carbone
SNMB	Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse
SPOT	Marché spot – marché de gros de l'électricité pour le court terme (jour pour le lendemain ou intra-journalier)
SPOT DA	Marché Spot Day Ahead – du jour pour le lendemain
TURPE	Tarif d'utilisation des réseau publics d'électricité

L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, économie circulaire, alimentation, mobilité, qualité de l'air, adaptation au changement climatique, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, du ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique et du ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



FLEM – Flexibilité électrique des méthaniseurs

Ce projet de recherche analyse le potentiel de flexibilité électrique des méthaniseurs avec une première partie, de mesures et d'essais sur site.

Une analyse technico-économique a ensuite été réalisée en étudiant : 5 leviers de modulation de la consommation électrique : agitation, alimentation, stockage de froid, épuration et pompe à chaleur (en substitution de la chaudière biogaz).

Pour une unité type produisant 250 Nm³/h de biométhane, la mobilisation de tous ces leviers pour optimiser le profil de consommation par rapport aux plages horaires du tarif horosaisonnier ou bien en répondant à des mécanismes de flexibilité pourrait permettre jusqu'à 23 000 €/an d'économie sur la facture électrique, soit 11%.

Pour une unité en cogénération de 500 kWe, les leviers sont plus limités et permettraient seulement jusqu'à 4% d'économie via une optimisation sur le tarif. La modulation de la production d'électricité ne semble pas pertinente du point de vue économique et impact climat.

Enfin, sur le long terme, une modélisation du système énergétique montre que la flexibilité électrique des méthaniseurs contribue à une baisse des coûts du système.

