



Méthanisation de la cogénération vers l'injection : Contexte et réalités !

Le printemps des gaz renouvelables - 27 mai 2025

Les gaz renouvelables en Pays de la Loire



Sommaire

- Parc en cogénération : état des lieux
Hugo Kech / AILE
- Périmètre d'une conversion et coûts
François Haumont / KEON
- Réglementations : ICPE, Mise aux Normes, RED2
Sébastien VINCENT / SYNERGIS
- Contractualisation biométhane : mécanisme CPB
Thierry Cadon / ENGIE
- Vision d'un institut bancaire & recommandations
Jacky Moreau / BPGO
- Stratégie d'entreprise / approche coûts de production
Emmanuel Joussemet / NEPSIO

Parc en cogénération : état des lieux

Hugo Kech, Chargé d'études biogaz AILE

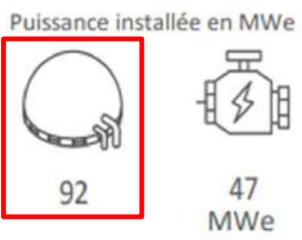
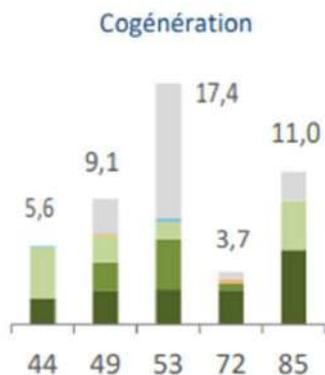
hugo.kech@aile.asso.fr

The logo for Aile, featuring the word "Aile" in a stylized green font with a white outline.

initiatives
énergie
environnement

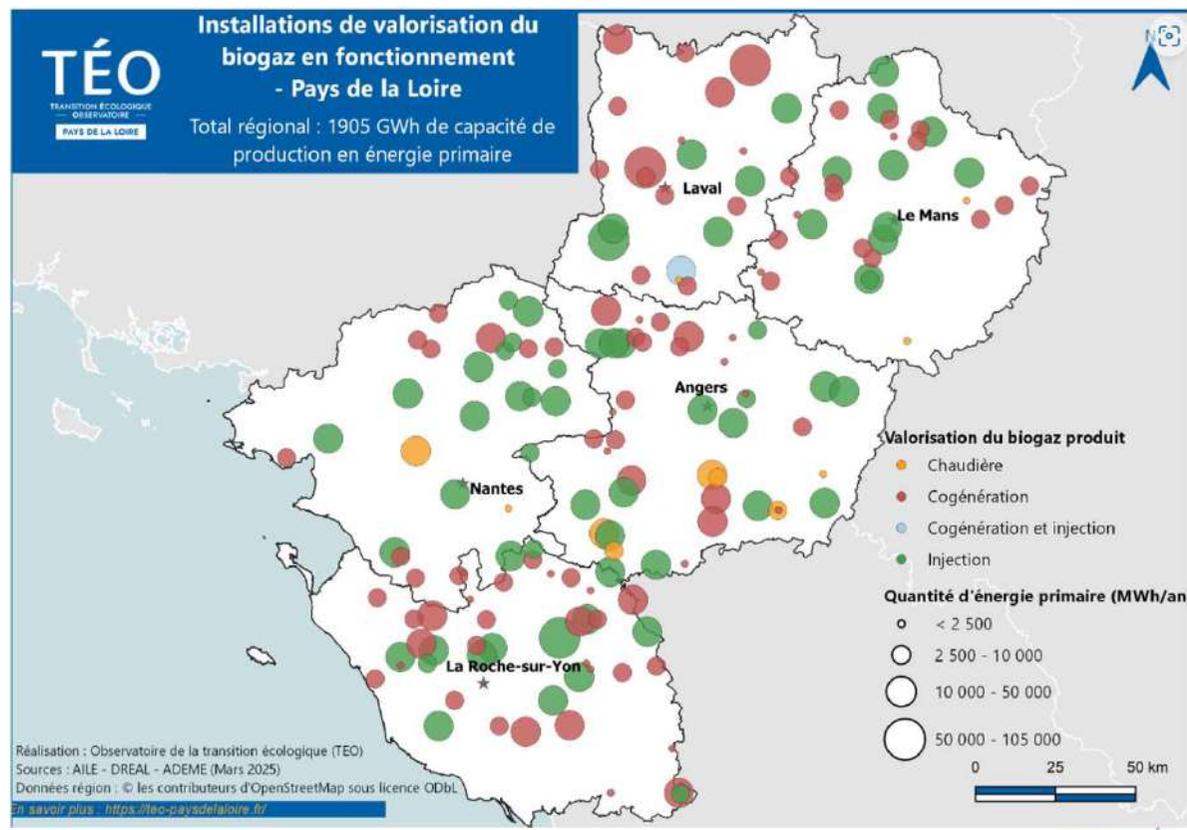
Etat des lieux cogénération en Pays de la Loire

Janvier 2025 = **92** unités en cogénération en Pays de la Loire (source AILE, chiffres-clés 01-2025)



Une capacité de production de
350 GWh électriques
470 GWh thermiques
1,4% de la consommation d'électricité régionale

Equivalent à la consommation électrique spécifique de
130 000 (Hors chauffage)



Avenir de la cogénération – contexte

Pas de tarif d'achat électricité au terme des contrats en cours

Projet de suppression du tarif BG16, et des pénalités de résiliation (CSE 27/05)

PPE 3 : les pouvoirs publics orientent clairement
vers la conversion à l'injection...

Projet de PPE n°3 soumis à la consultation – Mars 2025

3.5.1.5. La production électrique à partir de bioénergies

Le biogaz a connu des premiers développements sous forme de **cogénération** mais est aujourd'hui orienté préférentiellement vers une injection dans les réseaux pour une utilisation directe, à meilleur rendement.

Le soutien à de nouvelles installations en **cogénération** biogaz pour la production d'électricité ne sera plus possible, au regard de cette orientation en faveur de l'injection et des coûts de cette filière. Pour ces installations, un travail sera mené sur leur conversion à l'injection.

Toutefois, afin de favoriser la méthanisation des effluents d'élevage au plus proche des exploitations et dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre du secteur agricole, la production de bioGNV à la ferme et le portage du biogaz ou du biométhane pourront être encouragés, notamment lorsque la biomasse disponible se trouve trop éloignée des sites de raccordement au réseau.

Périmètre d'une conversion et coûts

François Haumont, Directeur commercial KEON

francois.haumont@keon-group.com



Périmètre d'une conversion

- Passer de la **cogénération** à l'**injection** nécessite de réaliser une **étude approfondie** du projet avant **toute prise de décision** :
 - **Planning** : intégration des délais de raccordement, de recherche de financement, de réalisation des travaux
 - **Capex** : modernisation et mise aux normes ICPE, raccordement réseau, épurateur, stockages intrants et digestats, frais d'études, ...
 - **Opex** : intégration des Opex biométhane (électricité & maintenance épurateur)
 - **Travaux** : impact travaux sur la production de biogaz (diminution, arrêt de production)
 - **Financement** : niveau d'encours, % de fonds propres, gearing et conditions bancaires
 - **Vente du biométhane** : l'ensemble des paramètres précédents permet de consolider le business plan avant d'engager des démarches concrètes



Périmètre d'une conversion et coûts



Planning : de 2 à 3 ans

Intégration des délais d'étude et de recherche de financement, de raccordement réseau, de réalisation des travaux.

Durée : 2 à 3 ans maximum entre la réflexion initiale et la 1^{ère} injection



Capex : de 1,5 à 5 M€ d'investissement

Conditionne la rentabilité du projet et détermine l'enveloppe de financement du projet. Les postes clés :

- Mises aux normes ICPE (zone de rétention étanche, mise hors d'eau des armoires électriques, couverture des stockages)
- Epurateur biométhane, chaudière, valorisation du BioCO₂
- Raccordement réseau gaz
- Modernisation du process
- Augmentation des capacités de stockage intrants et digestats



Périmètre d'une conversion et coûts



Opex :

Intégration des frais associés à l'épuration du biogaz : maintenance épurateur & chaudière, électricité épurateur, location et analyses poste d'injection, revue des opex si une augmentation de capacité est réalisée en parallèle (gisement, main-d'œuvre, frais d'épandage, ...)



Travaux :

Prise en compte des délais de raccordement, de livraison de l'épurateur et du liquéfacteur bioCO2 le cas échéant, impact travaux sur la perte d'exploitation



Recherche de financement :

Lever de la dette via un mécanisme extra-budgétaire (CPB) peut rendre les conditions de financement plus exigeantes : volume de la dette / volume total à financer (Gearing), bilan des années précédentes, besoin de BFR pour la période des travaux, prise en compte des encours existants, ...



ETUDE DE CAS

- Données du projet :
- 500 kWé
- Contrat BG 16 avec démarrage de la production en 2018
- Investissement initial : 2,2 M€
- Souhait de basculer en injection dès 2021 : frein lié à la pénalité de résiliation (1 M€) + accès au réseau gaz
- Augmentation de puissance réalisée en 2022 : passage de 250 à 500 kWé
 - Investissement complémentaire 1,4 M€ (cogénérateur, agrandissement méthanisation, agrandissement stockage de digestat, achat matériel)
- Etude en cours pour basculer en injection : passage à 130 Nm³/h



ETUDE DE CAS : CAPEX

Poste	Capex
Frais de développement	38 K€
Frais de raccordement réseau gaz	230 K€
Epurateur	950 K€
Mise en conformité ICPE	150 K€
Modernisation méthanisation	160 K€
Aléas	100 K€
Total travaux	1 628 K€



ETUDE DE CAS

	Cogénération	Injection
Chiffre d'affaires	740 000 €	1 100 000 €
OPEX	433 000 €	534 000 €
EBE	307 000 €	566 000 €
Annuité supplémentaire		141 000 €



Réglementations : ICPE, Mise aux Normes, RED2

Sébastien Vincent, Chargé de projets SYNERGIS ENVIRONNEMENT
s.vincent@synergis-environnement.com



Réglementations :

ICPE, Mise aux Normes, RED2

Le classement ICPE des unités de méthanisation dépend de la nature et du tonnage des matières entrantes et non du mode de valorisation du biogaz (cogénération ou injection) : **Rubrique 2781**

L'unité de cogénération peut faire l'objet d'un classement spécifique en tant qu'unité de combustion :

Rubrique 2910 seuil 1 MW pour Déclaration C.

Pour l'injection, le biogaz doit au préalable être épuré afin d'obtenir du biométhane qui doit ensuite être comprimé. Ces équipements ne font pas l'objet d'un classement ICPE spécifique (ils sont intégrés à la rubrique 2781), mais ils peuvent nécessiter une analyse particulière des risques.

L'unité d'injection en elle-même est de la responsabilité du concessionnaire (hors de l'installation ICPE métha).

En fonction des évolutions des installations envisagées, et de l'importance de cette installation, la procédure ICPE à suivre est :

- Soit un porter à connaissance si l'évolution est alors jugée **notable mais non substantielle** ;
- Soit un nouveau dossier ICPE (enregistrement ou autorisation) si l'évolution est jugée **substantielle**.

Réglementations :

ICPE, Mise aux Normes, RED2

Les Arrêtés Ministériels à respecter pour les différents régimes 2781 ont été révisés en juin 2021. Certaines prescriptions ont été introduites, d'autres reformulées. **Les sites existants bénéficient de l'antériorité ou ont eu un délai pour se mettre à niveau. L'évolution de l'unité de méthanisation peut soulever la question.**

Exemples :

- Distances réglementaires à respecter : 100 mètres (D) ou 200 mètres (E, A) des habitations occupées par des tiers pour les nouvelles installations (au lieu de 50m) ; distances internes à l'installation pour les nouveaux équipements (10 mètres minimum entre la torchère, les gazomètres, l'épuration...) ... **(nouveaux sites, nouveaux équipements)**
- Calcul du volume de rétention de cuves de digestion, et objectif d'étanchéification. Volume de rétention = vanne fermée par défaut. **(nouveaux sites, nouveaux équipements)**
- Prescriptions sur les lagunes de stockage de digestat (doubles géomembranes). **(applicable à tous après délais)**
- Mise « hors d'eau » des installations électriques et alimentations de secours situées dans la zone de rétention des cuves. **(applicable à tous après délais)**
- Gestion des eaux pluviales – séparation des flux (eaux souillées et jus, eaux non souillées, recyclage,...) et gestion des eaux d'extinction incendie. **(d'une façon générale applicable à tous après délais)**

Réglementations : ICPE, Mise aux Normes, RED2

Certification RED2 :

- Atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables ;
- Travail de suivi quotidien, preuve de durabilité mensuelle, déclaration de durabilité annuelle, **audit annuel**
- **Critères de la certification :**

- **Traçabilité** complète de la chaîne d'approvisionnement ;
- Bilan des **émissions de GES** - Réduction par rapport aux combustibles fossiles de référence ;

Date de mise en service initiale de l'installation de méthanisation → détermine le seuil de réduction des émissions GES ;

- **Bilan massique** équilibré pour le suivi des volumes certifiés – Cohérence des flux de matières ;
- Respect des critères liés à **l'origine des matières premières** (conversion des terres interdite).

En conclusion : sujets complexes, évolutions fréquentes, l'idéal est de se faire accompagner sur tous ces sujets

Contractualisation du biométhane

Thierry Cadon, Originator ENGIE
thierry.cadon@engie.com



RAPPELS

1.1 Accompagnement de l'Etat

- TA (BG)2011
 - Tarif éteint en 2020
- TA (BG)2020
 - Tarif éteint en 2021
- TA (BG)2021
 - Tarif éteint en 2023
- TA (BG)2023
 - Accessible via le guichet Tarif
 - Décroissance trimestrielle
 - Acheteurs désignés par l'Etat

1.2 Marché de gré-à-gré

- On parle de BPA
(Biogas Purchase Agreement)
- Les CPB sont un BPA avec un encadrement Régulatoire

2.1. Valeur TA 23

Input

Production annuelle prévisionnelle (GWh PCS par an)

25

Année de la demande de tarif

2023

Trimestre de l'année de la demande de tarif

3

Trimestre d'application du coefficient K

12

Valeur de K (voir lien)

1,40276

[open data CRE](#)

Type d'installation:

Méthanisation hors STEP

Part effluents élevage

60,00%

Eligible au Pre

non

ou

Tarif

TBASE = 88,00 €/MWh PCS

P_{ef} = 10,00 €/MWh PCS

P_{re} = 0,00 €/MWh PCS

Tarif applicable 98,00 €/MWh PCS

K = 1,40276

Tarif d'achat = 137,47 €/MWh PCS

2.1 Valeur TA 23

Input

Production annuelle prévisionnelle (GWh PCS par an)	25
Année de la demande de tarif	2025
Trimestre de l'année de la demande de tarif	2
Trimestre d'application du coefficient K	19
Valeur de K (voir lien)	1,27675 open data CRE
Type d'installation:	Méthanisation hors STEP
Part effluents élevage	60,00%
Eligible au Pre	non

ou

Tarif

TBASE =	88,00 €/MWh PCS
P _{ef} =	10,00 €/MWh PCS
P _{pc} =	0,00 €/MWh PCS
Tarif applicable	98,00 €/MWh PCS
K =	1,27675
Tarif d'achat =	125,12 €/MWh PCS

2.2 Evolution de la valeur TA 23

Date signature du contrat	28/09/2023
Date de Mise en service (vert si MS)	11/12/2023

PAP (GWh)	6,36	Type Tarif	TA2023	Index de Réf. Contrat (pb si <10/2017)			
Taux Effluent	A venir			ICHT ₀	FMB ₀	Energie ₀	
Montant Tarif hors L (c€/kWh)	#N/A	97	Index ₀ du contrat	Date	2023-01	2023-02	2023-02
Coeff. "New L"	Oui	Date de réf.	01/07/2023	Base 2008/2015	133,8	145,0000000000	235,0000000000
Valorisation GO Producteur	Pas de GO	Base Index ₀	Base 2015	Base 2015 transformée	-	129,9166741331	182,4109291314
				Base 2021	-	-	-

Prix de rachat & Coeff L (MAJ 07 2024)

	Coeff L		Tarif (c€/MWh)		Index INSEE		
	Ancien L	Nouveau L	Ancien L	Nouveau L	ICHT ₂₀₀₈	FMB _{2015/2021}	Energie _{15/21}
Au 1/11/2022		-		-	131,5	136,3000000000	179,5000000000
Au 1/7/2023	0,9708		#N/A		133,8	145,0000000000	235,0000000000
Au 1/11/2023		1,0000		#N/A	136	136,8000000000	184,3000000000
Au 01/01/2024	0,9823	0,9616	#N/A	#N/A	136,8	137,4000000000	183,5000000000
Au 01/07/2024		0,9670		#N/A	138,9	122,8000000000	148,3000000000
Au 1/11/2024	0,9822		#N/A	#N/A	140,3	119,4000000000	127,0000000000
Au 1/1/2025		0,9538		#N/A	141,4	120,1000000000	132,5000000000
Prévision	0,9010	0,8849	#N/A	#N/A	145	100,0000000000	110,0000000000

Base 2015

Base 2021

3. Principes CPB

- **Engagements Producteur sur :**
 - le type d'intrants
 - L'Intensité Carbone
 - La fourniture des volumes
- **Durée du contrat**
- **Engagement Fournisseur sur :**
 - la durée
 - le prix
 - l'indexation
- **Pénalité(s)...**
- **Garantie "maison mère"**

3. Principe Prix

- PEG + Prix CPB x M

3. Principe Prix

- PEG + Prix CPB x M

Idées reçues :

- 30 + 80
- 30 + 130

3. Principe Prix

- PEG + Prix CPB x M

Idées reçues :

- ~~30 + 80~~
- ~~30 + 30~~

Vision d'un institut bancaire & recommandations

Jacky Moreau, Expert Environnement BPGO

jacky.moreau@bpgo.fr

OTOKTONE



Risques associés aux BPA-CPB

Biogas Purchase Agreement
Certificat de Production Biométhane



Risques

Développement et construction

Délais (construction, mise en service de son installation de production)

Volume et livraison

Niveau de production ou de livraison, risque d'équilibre

Prix

Prix fixe ou variable, fourchette, indexation, etc.

Crédit

défaut de paiement de la part de l'acheteur ou de la société de projet

Résiliation

Clauses concernées

- Date d'entrée en vigueur
- Date butoir de mise en service
- Pénalités de retard

- Engagements de production (profil) ou « pay as produced » (risque d'équilibre)
- Volume résiduel vendu sur le marché ?

- Formules de prix
- Indemnités de résiliation (soulte éventuelle)

- Garanties maison mère
- Collatéral, notamment en cas de résiliation

- Manquement grave, changement de contrôle, force majeure, etc.
- Indemnités de résiliation / soultes

Critères de structuration à travailler



Volume

- Préférence pour des contrats de type 'Pay as Produced » avec ou sans livraison physique

Prix

- Préférence pour des formules de prix limitant le risque de marché (fixe ou floor)
- Vigilance sur l'exposition financière éventuelle en cas de résiliation (soulte)
- Le contrat sur le long terme doit rester économique pour les deux parties

Durée

- Dimensionnement (cash flow) de la dette adossé à la durée du BPA mais possibilité de prendre en compte un tail « merchant » avec un DSCR plus élevé
- Maturité légale souvent plus courte avec mécanisme de « Cash Sweep »

Contrepartie

- Rating minimum de **BBB-** (contrepartie du BPA ou garantie de la maison mère), avec éventuellement un peu de flexibilité selon collatéraux
- Garanties additionnelles (LC bancaire A-)

Garanties

- Importance d'avoir des garanties appelables en cas de non-paiement ou résiliation (montants variables selon les contrats, mais représente souvent entre 6 mois et 2 ans de revenus)

Dimensionnement de la dette

- Pas de règle générale
- Analyse au cas par cas selon les contrats
- DSCR minimum de **1,15x** pour du solaire | **1,20x** pour de l'éolien terrestre | **1,30x** pour la méthanisation (peut être supérieur en fonction des risques associés au contrat)

Conversion Cogénération : une Stratégie d'Entreprise avant tout

Emmanuel JOUSSEMET, Dirigeant NEPSIO Conseil

ejoussemet@nepsio.com



Conversion cogé : une Stratégie d'Entreprise avant tout

Une unité de méthanisation : Une véritable usine de production d'énergie(s) renouvelable(s)

- Un outil industriel qui doit être économiquement performant
- Une entreprise soumise à de nombreux paramètres, internes et externes, qui influencent ses choix stratégiques et opérationnels
- Une gouvernance qui doit être en mesure d'arbitrer et de prendre des décisions pour sécuriser le développement, la gestion et la pérennité de la structure

→ Pas seulement un projet mais bien un nouvel acteur économique, avec un objet social spécifique, qui s'inscrit dans la durée au sein d'un écosystème

Conversion cogé : une Stratégie d'Entreprise avant tout

- Faire le point des forces et faiblesses
- Identifier les opportunités et les risques en changeant / en restant pareil
- Formaliser un plan stratégique à moyen terme et valider les arbitrages associés

Etude /
Analyse

Business
plan

- Formaliser un business plan en intégrant tant les aspects investissements (techniques, humains...) que les aspects fonctionnement
- Intégrer plusieurs hypothèses avec une logique de variables pour savoir comment réagir en cas d'aléas (inflation, coûts des intrants...)

Finances
& partenaires

Organisation &
Fonctionnement

- Valoriser les besoins tant sur le volet apport au lancement qu'au fil de la vie de l'entreprise
- Sécuriser au plus tôt les montants, les acteurs associés (agriculteurs, investisseurs privés, banquiers, SEM...) et la nature des financements (subventions, prêts.....)

- Imaginer le dispositif opérationnel pour sécuriser le bon fonctionnement au quotidien de l'unité avec des équipes formées et du matériel adapté
- Identifier les appuis externes potentiels pour faire face à tout évènement

Conversion cogé : une Stratégie d'Entreprise avant tout

Recettes

- Comment augmenter la production ?
- Comment vendre plus cher ?
- Que vendre (en plus) ?

Charges

- Quel coût de revient de ma production ?
- Comment le piloter et l'influencer dans le temps ?

Résultats

- Quel objectif annuel ?
- Pour en faire quoi ?



QUESTIONS – REPOSES

CONCLUSION