



Méthanisation - Etude fin de cogénération - Région Nouvelle-Aquitaine

RESTITUTION

Marion Papadopoulo et Florence Dostes – Région Nouvelle-Aquitaine

Marine Cordelier et Tristan Virchien – SOLAGRO

A Toulouse les 25 & 30 Septembre



RÉGION
**Nouvelle-
Aquitaine**



Etat des lieux

1. Rappel du contexte et des objectifs de l'étude
2. Nombre d'unités enquêtées
3. Caractéristiques techniques

CONTEXTE & OBJECTIFS

Région Nouvelle-Aquitaine :

- Décarboner son industrie avec biométhane (BPA)
- Unités cogénération => Producteurs possible
- Intérêt commun : étudier faisabilité de conversion d'unité cogénération en biométhane

Les objectifs de l'étude :

- Evaluer la quantité de biométhane potentiellement productible
=> Technique / économique / humaine / réglementaire
- Evaluer un prix de vente du biométhane pour un potentiel BPA



UNITES ENQUÊTÉES

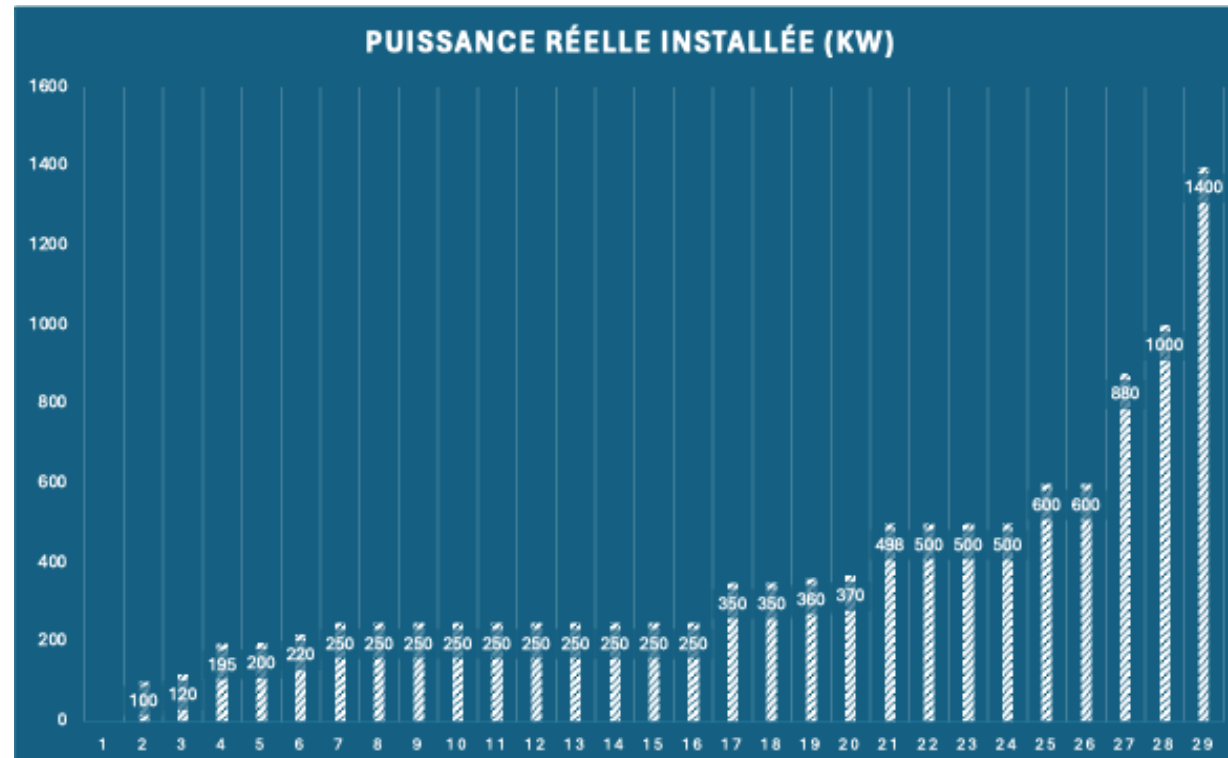
Nombre d'unités sollicitées suite GT = 44

Nombre d'unités ayant répondues = 31

Nombre d'unités avec des données exploitables = 28

Majoritairement : unité de cogénération agricole

Mais également : biodéchets, STEP et ISDND (centre d'enfouissement)

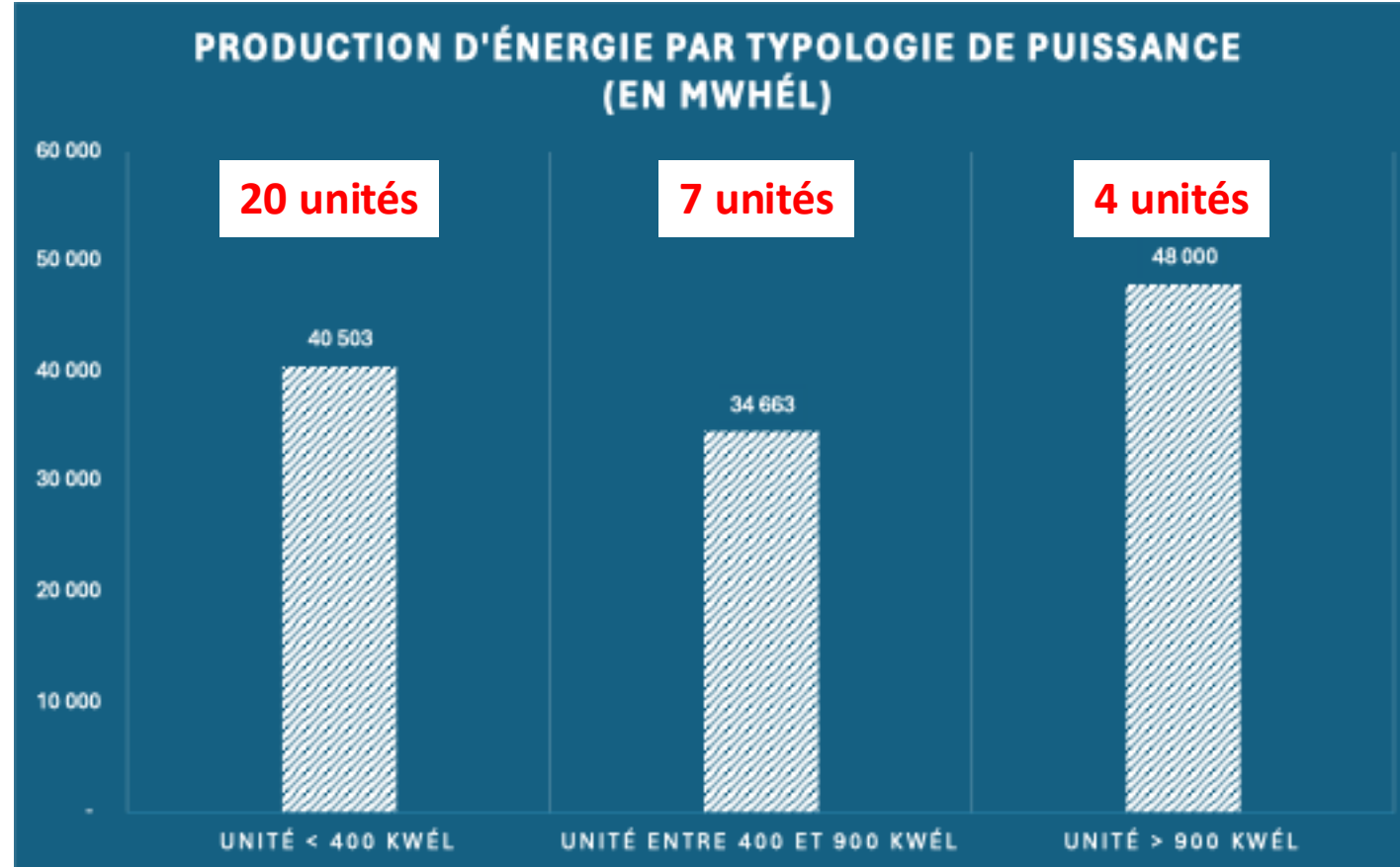


Également, 2 unités de grosse puissance non représentées sur le graphe :

- 2 950 kWél

- 4 350 kWél

Energie produite par le parc existant



ACCES AU RESEAU GAZ (distribution ou transport)

Distance moyenne au réseau : 9 km
Avec de grosses disparités

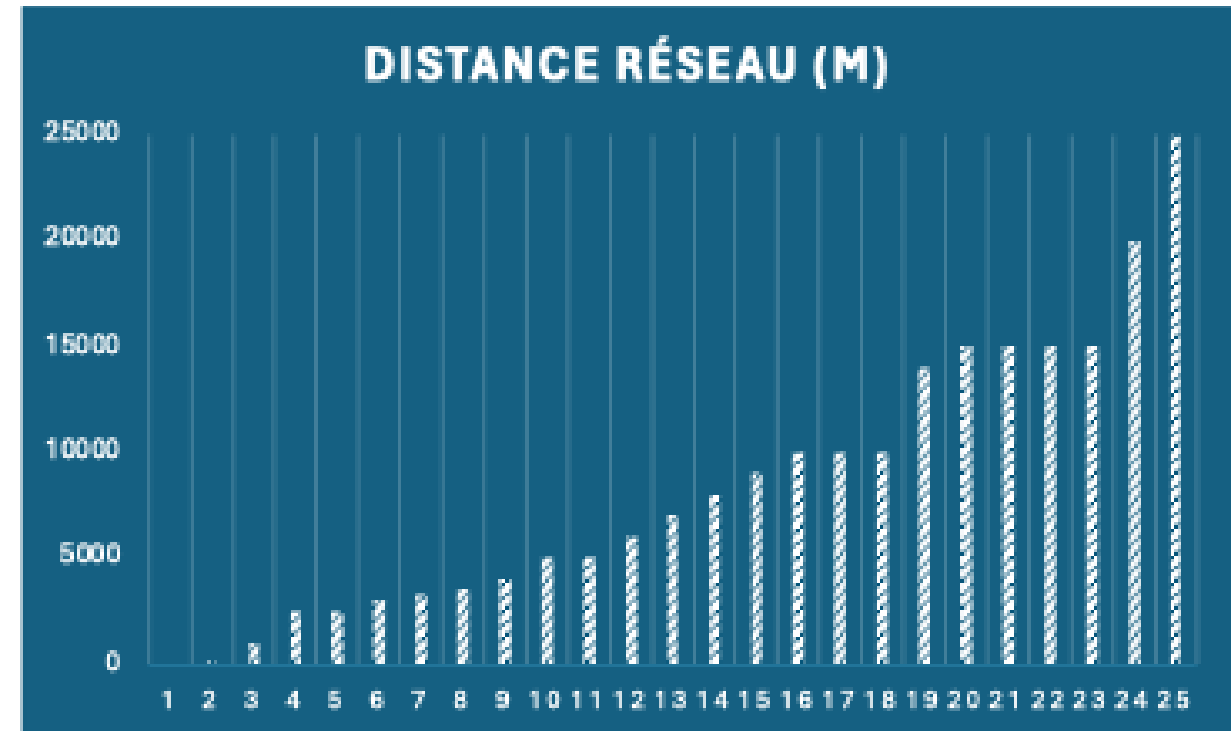
L'accès au réseau n'est pas la seule contrainte : la possibilité d'injecter (consommation suffisante sur le réseau) reste le frein principal.

GRDF/GRT/TEREGA :

Commande de l'étude d'injection (jalon D1)

Nécessaire pour inscrire au registre

=> Permet à la CRE de statuer sur d'éventuels renforcement de réseau (maillage, rebours, ...)



Sur les 32 unités :

6 unités ont commandé l'étude d'injection GRDF

12 unités ont reçu leur AP (Analyse Préliminaire)

11 unités ont émis le souhait de faire réaliser cette AP : demande faite auprès de GRDF, contacter les relais locaux (cf. mail envoyé le 1^{er} Août 2025)

3 sont dans des régies (à contacter en direct)

A decorative background image on the left side of the slide. It shows a field of purple lavender in the foreground, with a line of green trees and a range of brown mountains in the background under a clear blue sky. The image is partially covered by a dark blue diagonal shape.

Résultats de l'enquête

1. Retours qualitatifs
2. Réglementaire
3. Analyse des cas-types : hypothèses de travail et LCOE

RESULTATS

Sur les 31 unités enquêtées :

- **29 veulent continuer la méthanisation**
- **2 unités souhaitent arrêter**

=> Injection : opportunité pour presque tous les exploitants

- 6 unités ont déjà commandé l'étude d'injection
- 12 unités ont reçu leur Analyse Préliminaire (AP)
- La distance aux riverains est, dans 80% des cas environ, > 200 m : **passage en ICPE Enregistrement possible**
- 15 unités sur 29 aurait la possibilité de faire évoluer leur ration à la hausse dans le cadre d'une conversion
- Les intrants sont maîtrisés par la grosse majorité des exploitations : peu d'intrants extérieurs (sauf exception)

REGLEMENTATION

Le basculement en injection vers des BPA (ou CPB) entraînerait des changements :

ICPE 2781 :

- Enregistrement (ou Autorisation) si intrants > 30 t/j (ou 100 t/j)
- Rétroactivité des arrêtés successifs sur l'ICPE 2781
- Porté à connaissance de l'ICPE + mise à jour

Exemple : détection de fuite de biogaz/biométhane à réaliser 1x/an

Exemple : couverture des fumières et du digestat solide, zone de rétention, armoires électriques, ...

Certification RED II ou (RED III) :

- Durabilité des intrants
- Contrôle des émissions de GES (xx gCO₂ eq/kWh PCS de biométhane produit)

Exemple : couverture étanche au gaz sur le stockage

Exemple : durabilité des matières - pas de matière végétale issue des zones NATURA 2000

PC :

Dépôt d'un nouveau PC pour travaux de conversion en injection

Pénalités de sortie de contrat EDF OA :

- Plus de pénalités (<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000052212518>) (BG11 en attente)

CALCUL du prix de vente du Biométhane : HYPOTHESES CAPEX ET OPEX

CAPEX initial

Source : étude PRODIGE

CAPEX de réinvestissement

Source : étude fin de cogé SOLAGRO

Mise à niveau de l'unité

GC, voirie, équipements, gazomètre, chargeur, ...

Epuration, chaudière, raccordement

Source : étude ADEME CAPEX métha

OPEX par cas-type

Source : Solagro, étude fin de cogé

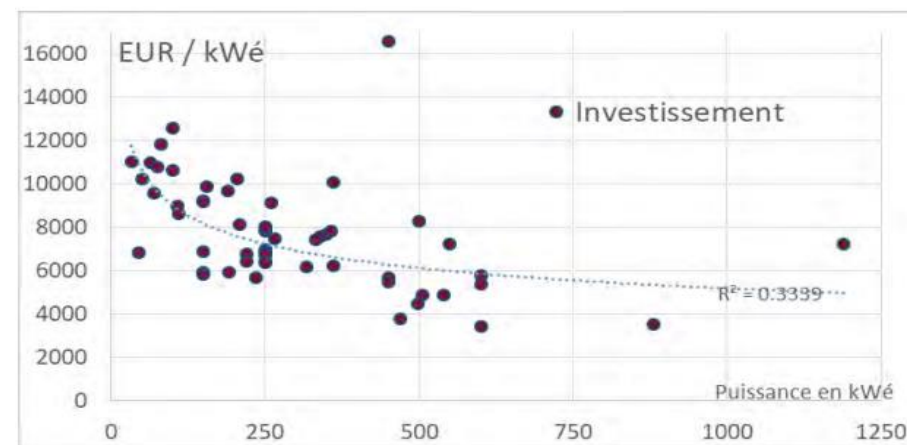
RED II

Source : Solagro, étude fin de cogé

Financement

Hypothèses standard, LCOE : 10%

**OBJECTIF : calculer un coût de revient du biométhane injecté issu des cogénération
déterminer le LCOE**



13 : Investissement (en EUR par kWé) selon la puissance de l'installation de cogénération

CAS-TYPES :

Puissance (kW)

- 250 kW - majorité effluent
- 500 kW - majorité effluent
- 1000 kW - majorité effluent
- 100 kW - majorité végétale
- 250 kW - majorité végétale
- 500 kW - majorité végétale
- 1000 kW - majorité biod

LCOE

Le LCOE est le **coût de revient** augmenté **d'un bénéfice**.

Pour cela un taux d'actualisation de 10% aux flux financiers (emprunt, charges)

Le LCOE peut être considéré **comme le prix minimum moyen** auquel le biométhane doit être vendu pour atteindre le seuil de rentabilité (ici fixé à 10%) pendant la durée de vie du projet. »

$$LCOE = \frac{K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F+V}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Q}{(1+r)^t}}$$

où :

K₀ = investissement initial,

F = charges fixes d'exploitation annuelles,

V = charges variables d'exploitation annuelles,

Q = production annuelle.

Le **taux d'actualisation** est noté « r » et la **durée conventionnelle de l'exploitation** « n ». *Taux d'actualisation de 10%*

Le LCOE est un indicateur clé pour calculer et comparer le prix de l'énergie produite par différentes technologies.

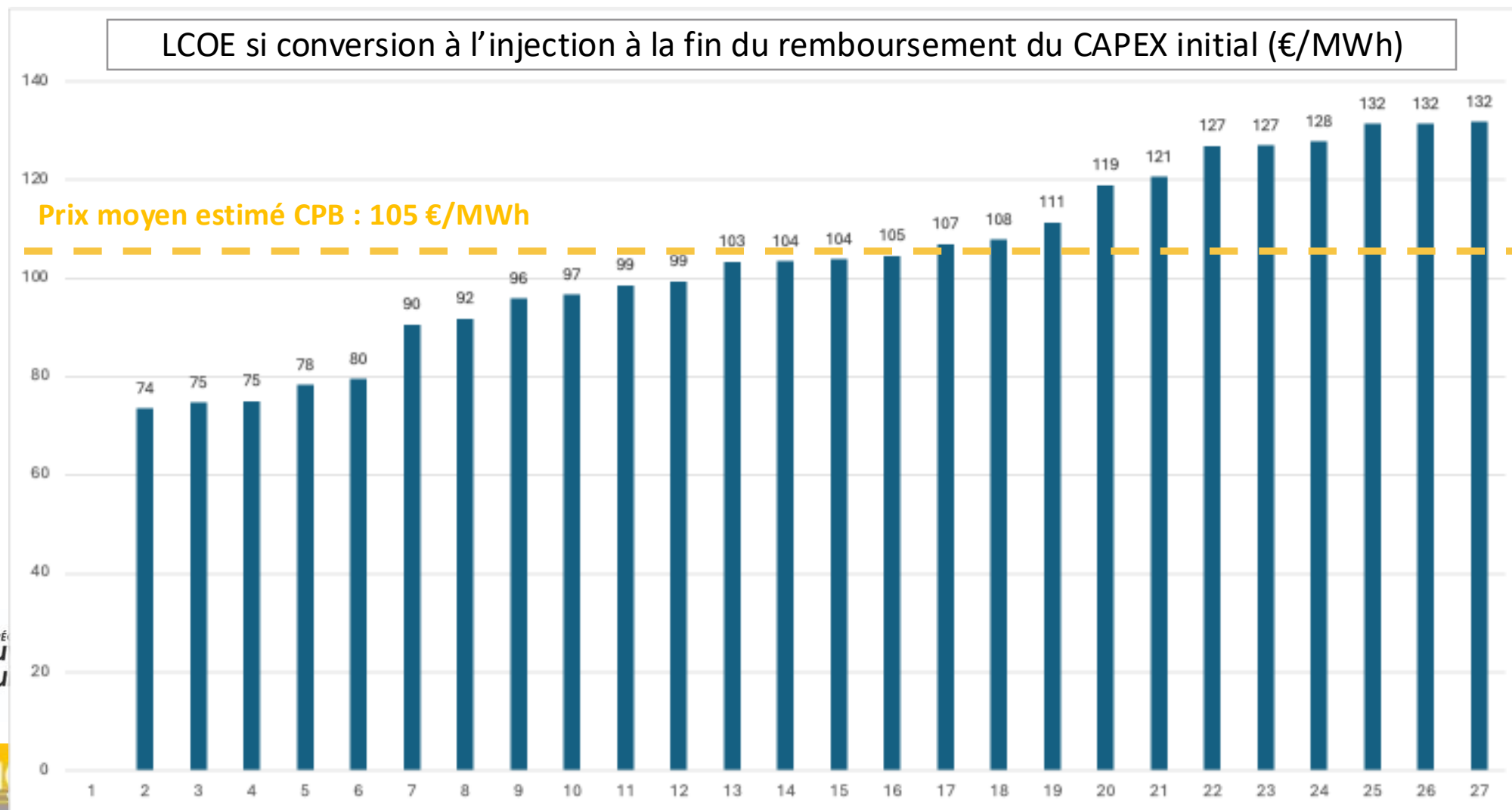
Exprimé en €/MWh, le LCOE prend en compte tous les coûts actualisés de production d'énergie sur la durée de vie de l'équipement (CAPEX, OPEX, ...).



CALCULS : LCOE

Les LCOE varient entre 74€ et 132 €/MWh.

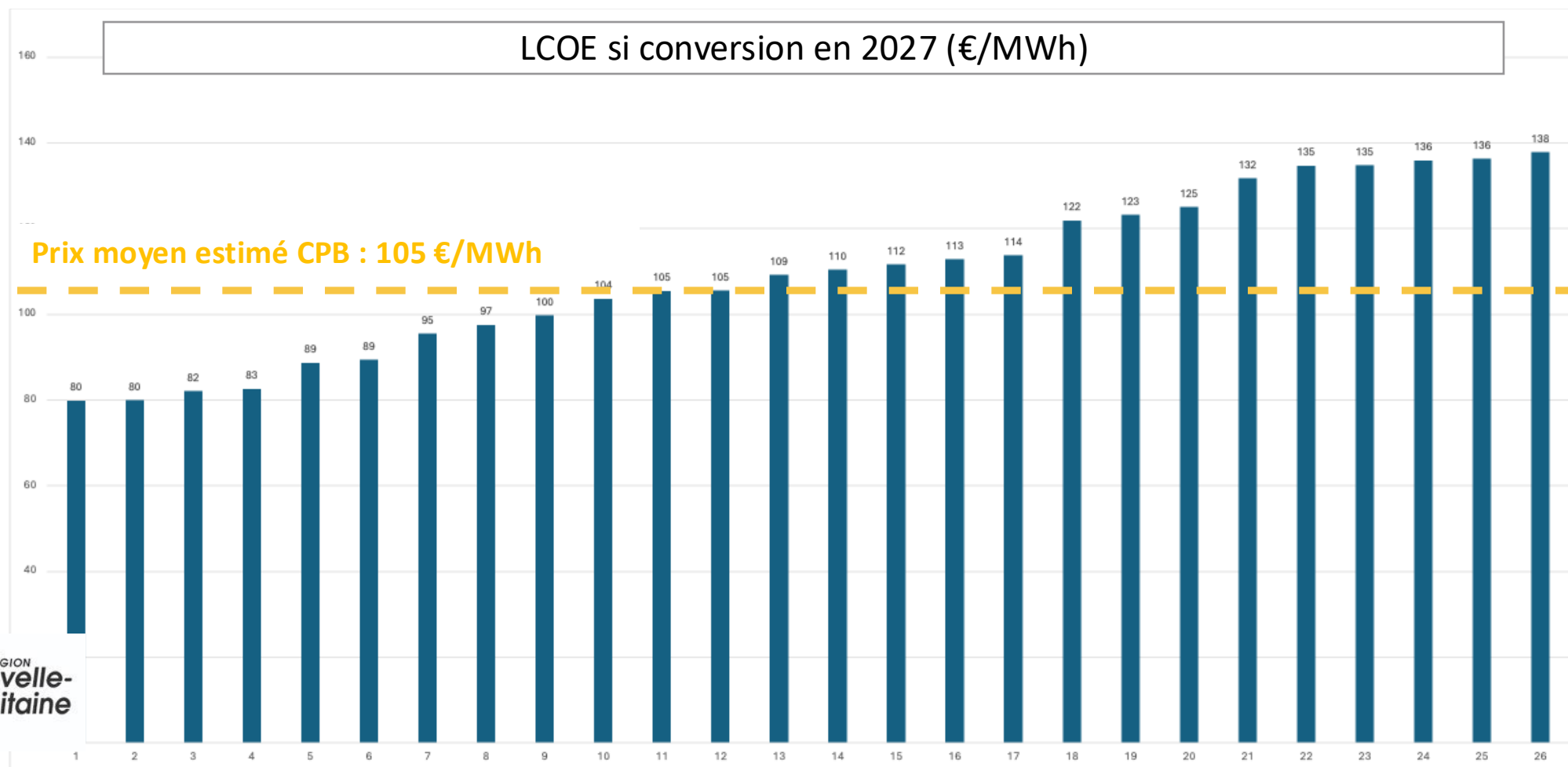
Contrats CPB entre 100 et 110 €/MWh



CALCULS : LCOE

Les LCOE varient entre 80€ et 138 €/MWh.

Contrats CPB entre 100 et 110 €/MWh

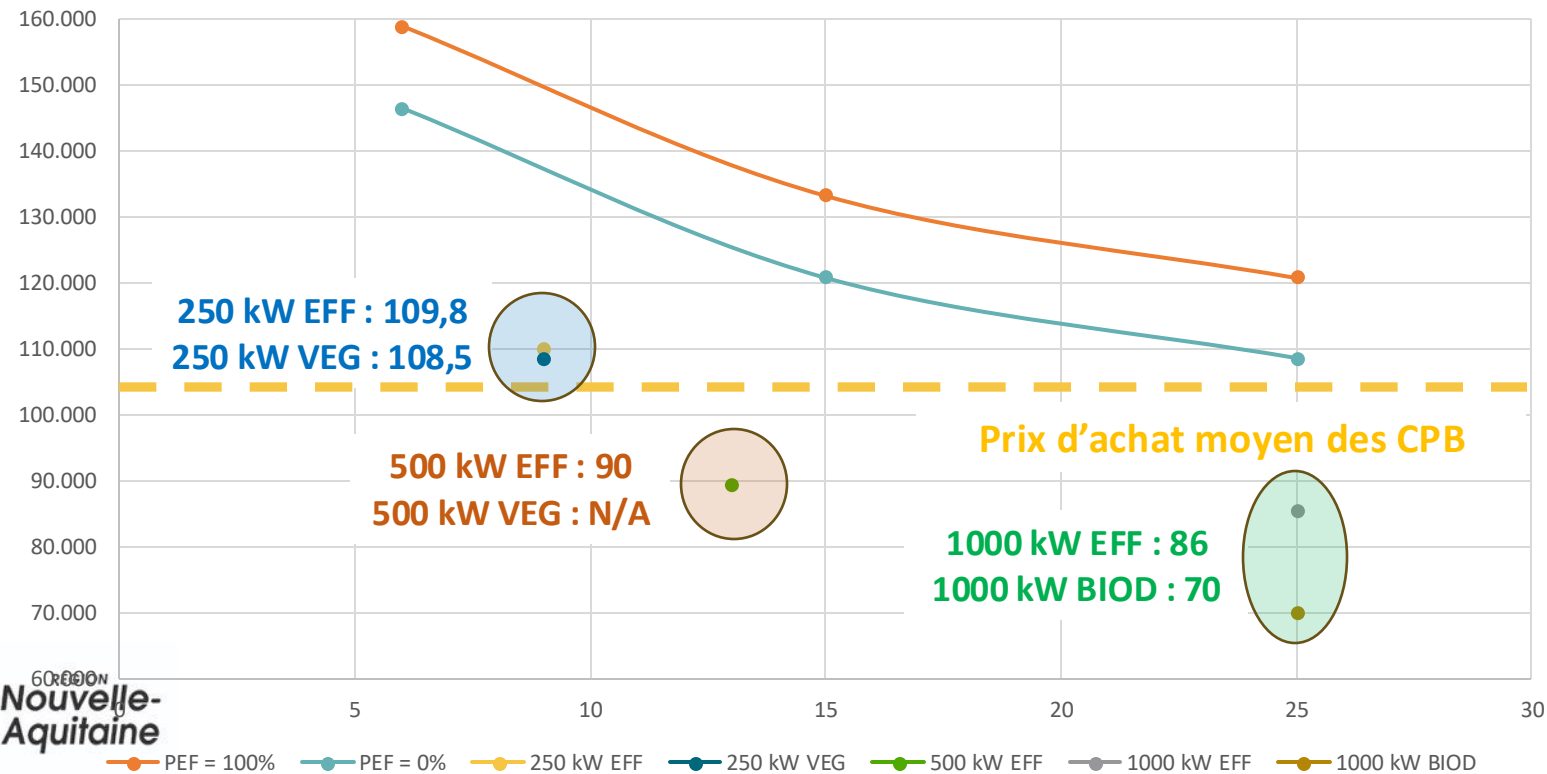


CAS-TYPES : LCOE

LCOE moyen : 103,00 € / MWh PCS injecté

Tarif d'achat : entre 160 €/MWh (6 GWh, Pef : 100%) à 108€/MWh (25 GWh, Pef : 0%)

LCOE en fonction du cas-type vs Tarif d'achat réglementé



CAS-TYPES : influence de différents paramètres

Influence de la date de mise en service :

LCOE si la mise en service de l'unité arrive en fin de contrat EDF OA : 103,00 €/MWh

LCOE si la mise en service de l'unité arrive en 2027: 108,20 €/MWh  + 5%

Influence de l'ancienneté (si MES en 2027) :

Unités mise en service entre [2011 ; 2015] ont un LCOE < de 4 €/MWh vs [2016 ; 2020]

Influence des hypothèses :

ERREUR CAPEX 25% : LCOE de 106,8 €/MWh  + 3,7%

ERREUR OPEX 10% : LCOE de 106,5 €/MWh  +3,4%



Potentiel de production de biométhane

Le potentiel global de production de biométhane serait de **445 GWh** (sur la base des enquêtés)
Production actuelle NAQ : **1 548 GWh** de capacité de biométhane installées (source : ODREE)

Si l'on considère à moyen terme **(2030)** le potentiel de conversion en fonction :

- De la motivation des exploitants (souhait de poursuivre)
- Des contraintes réglementaires (ICPE non compatible, RED II, ...)
- Des difficultés de raccordement (< 15 km, capacité du réseau)
- De la date de mise en service des unités (< 2019)

Le potentiel **réaliste et accessible en 2030** serait de :

277 GWh au total

Dont **85 GWh** issus d'unités de méthanisation agricoles

À un LCOE de **95,3 €/MWh** pour les unités de méthanisation agricoles

CONCLUSION



CONCLUSIONS

La conversion des cogénérateurs constitue une opportunité pour dynamiser la production de biométhane (+20% à 30% de gaz vert pour la région Nouvelle-Aquitaine).

Un intérêt des exploitants pour le passage en injection conforté par la possibilité de rompre de manière anticipée le contrat d'achat d'électricité (*arrêté du 8 sept 2025*).

Une conversion qui doit s'apprécier à la lueur de la rentabilité économique :

- Plus l'amortissement de l'unité est avancé plus il sera facile économiquement de passer à l'injection
- Une conversion difficile à envisager économiquement avant d'avoir remboursé 10 ans de CAPEX
- Pour 50 % des sites enquêtés la rupture anticipée de contrat de l'électricité (dès 2027) n'est pas intéressante économiquement
- Pour les 50% restants, la rupture anticipée des contrats peut s'étudier en évaluant plus finement : les coûts de réinvestissement, de raccordement au réseau et les offres des énergéticiens (CPB) et/ou industriels (BPA).
Avec deux enjeux :

=> atteindre une production minimale de 80 Nm³/h

=> lever toutes les contraintes (réglementaire / accès au réseau / ...)



LES SUITES

- ❑ Une **fiche individuelle** avec indicateurs économiques vous permettant de vous situer
- ❑ Pour aller plus loin, la Région peut vous accompagner via le **financement d'études** :
 - Les études détaillées de raccordement au réseau gaz
 - Une étude de faisabilité (technique, économique, réglementaire et juridique)
- ❑ Une valorisation à préciser : CPB vs BPA
 - Des CPB plus attractifs financièrement que les BPA
 - Des contrats CPB qui sont à sécuriser dans un contexte de visibilité réduite de la trajectoire CPB (période 2026-2028)
 - Des modèles mixtes BPA/CPB à inventer ?
- ❑ Côté Région, les discussions sur les BPA qui se poursuivent avec les industriels neo-aquitains.
A disposition pour creuser le sujet des BPA avec les méthaniseurs intéressés



> N'hésitez pas à vous manifester et à nous contacter !

Contactez-nous !



RÉGION
**Nouvelle-
Aquitaine**

Service Biogaz

Benjamin BELLEGARDE

benjamin.bellegarde@nouvelle-aquitaine.fr

06 20 42 26 84

Basé à Poitiers

Pierre-Benoit LASSINCE

pierre-benoit.lassince@nouvelle-aquitaine.fr

06 15 55 54 93

Basé à Bordeaux

Florence DOSTES

florence.dostes@nouvelle-aquitaine.fr

06 25 02 69 01

Basée à Bordeaux



Service efficacité énergétique des entreprises

Marion Papadopoulo

> Chargée de mission Efficacité Énergétique

> Direction Énergie-Climat

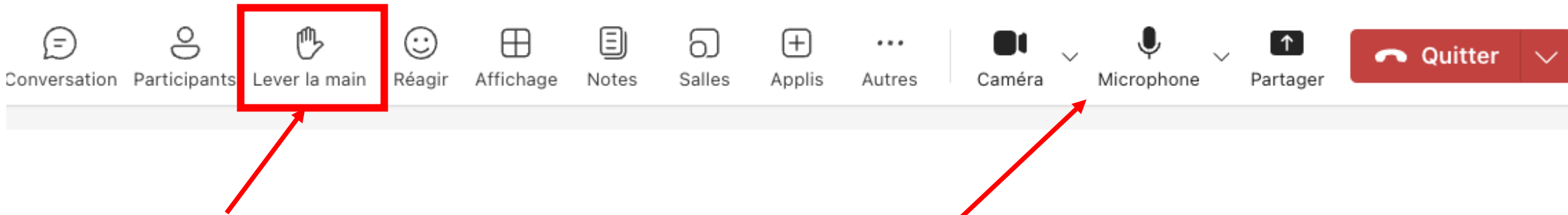
Site de Bordeaux

T. 05 57 57 73 91

e-mail: marion.papadopoulo@nouvelle-aquitaine.fr

ECHANGES - Q&R

Afin de prendre la parole, vous devez « lever la main » via l'application TEAMS :



Nous pourrions ensuite activer votre microphone

N'hésitez pas à poser toutes vos questions !!

ANNEXES : CAS-TYPES : DEFINITIONS

Sur la base de l'état des lieux, 3 cas types principaux sont modélisés:

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

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

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

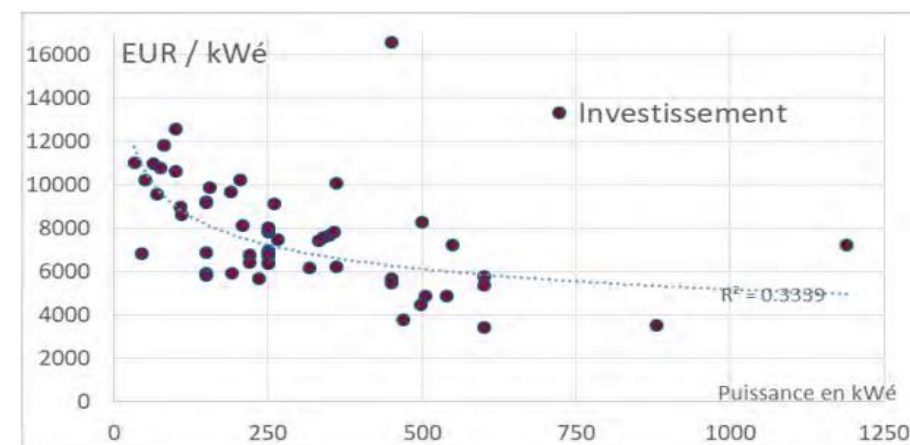


ANNEXES : CAS-TYPES : HYPOTHESES sur le CAPEX

CAPEX initial :

Source : étude PRODIGE

Puissance (kW)	CAPEX initial (€/kWé)
250 kW - majorité effluent	7713
500 kW - majorité effluent	6000
1000 kW - majorité effluent	5000
100 kW - majorité végétale	7713
250 kW - majorité végétale	7713
500 kW - majorité végétale	6000
1000 kW - majorité biod	5000



Exemple : une unité de 250 kW à majorité effluent à un CAPEX de 1 928 k€

13 : Investissement (en EUR par kWé) selon la puissance de l'installation de cogénération

CAPEX de réinvestissement

Source : étude fin de cog SOLAGRO

CAPEX d'une unité neuve en injection par cas type(k€)	
100 kW - majorité effluent	1942,86
250 kW - majorité effluent	3590,48
500 kW - majorité effluent	5942,86
1000 kW - majorité effluent	9800,00
100 kW - majorité végétale	
250 kW - majorité végétale	2733,33
500 kW - majorité végétale	4509,52
1000 kW - majorité biod	7738,10

Mise à niveau de l'unité

Ancienneté de l'installation	CAPEX de réinvestissement (hors valo et raccordement)
0-5 ans	150 k€
5-10 ans	10% CAPEX d'une unité neuve en injection
10 ans < x < 15 ans	21% CAPEX d'une unité neuve en injection
15 ans - terme du contrat	25% CAPEX d'une unité neuve en injection

Epuration et chaudière

Puissance installation (kW)	débit min (Nm3/h)	débit max (Nm3/h)	k€
250	80	120	950
500	125	180	1150
1000	250	NA	5,47 k€/Nm3h

Exemple : une unité de 500 kW à majorité effluent, en fonctionnement depuis 12 ans aura un CAPEX de mise à niveau de son unité de 1 248k€ (hors épurateur, chaudière et raccordement)

ANNEXES : CAS-TYPES : HYPOTHESES sur les OPEX

OPEX par cas type

Source : étude fin de cogé SOLAGRO

Cas-type	Equivalent injection (Nm3/h)	OPEX (k€)
250 kW - majorité végétale	62,5	445
250 kW - majorité effluent	62,5	395
500 kW - majorité végétale	125	735
500 kW - majorité effluent	125	665
1000 kW - majorité effluent	250	1285
1000 kW - majorité biod	250	1320

Un coefficient d'indexation des charges de 0,9 a été appliqué pour les augmentations de puissance entre la puissance actuelle et l'éventuelle augmentation de la ration post-conversion

Exemple : une unité de 250 kW EFF, convertie en injection à 63 Nm3/h aura des OPEX de 395 000 € / an

Exemple : une unité de 250 kW EFF, convertie en injection à 85 Nm3/h aura des OPEX de 523 000 € / an

On retrouve dans les charges :

Source : étude fin de cogé SOLAGRO, liste non exhaustive

Coût matières (sans transport ni fertilisation/épandage)
Charges de maintenance, entretien et consommables
Consommation électrique process méthanisation
Consommation électrique process épuration/injection
Maintenance méthanisation (préventif, curatif et GER, PZ/P3)
Provision curage digesteur
Charbon actif
Suivi biologique
Maintenance préventive épuration (contrat de maintenance)
Contrôles réglementaires (Q18, audits, ...)
Contrôles poste d'injection
Location poste d'injection
Carburant chargeur, eau
Assurances exploitation
Gestion, administration et ressources humaines
ETP suivi fonctionnement installation
Astreintes WE et jours fériés
Suivi du plan d'épandage
Suivi RED II : biogaz view
Transport des intrants et du digestat

ANNEXES : CAS-TYPES : HYPOTHESES FINANCIERES, RACCORDEMENT

Données générales	
Temps de fonctionnement installation /an	8497,2h
PCS biométhane	10,8kWh/Nm3
Durée amortissement (années)	20
Début injection 1	janv-27

Coût raccordement
120€/ml auquel on soustrait 60% de réfaction (plafond de la réfaction : 600k€)
Source : GRDF

Les coûts de raccordement ont été estimés sur :

- La base des retours des exploitants (étude de faisabilité ou AP réalisée pour les sites déjà avancés)
- La distance au réseau GRDF pour les autres, ou GRT/TEREGA le cas échéant)

Montage financier	
investissement initial de l'unité en cogénération	
taux d'intérêt initial	2%
Subventions	23%
Fonds propre	5%
Emprunt	72%
durée de l'emprunt initial (ans)	16
Réinvestissement pour con version	
taux d'intérêt réinvestissement	3,50%
Subvention réinvestissement	0%
Fonds propre	10%
Emprunt	90%
année	14,00
Taux d'actualisation du LCOE	
10%	