

Rencontre adhérents AAMF

—

Commission valorisation biogaz

*9 janvier 2023
Salle Masséna
Hôtel CIS Paris Kellermann
17 Bd Kellermann, 75013 Paris*

Programme de la journée

9h30

Accueil café

10h00

Actualités filières

11h45

Interventions : divers sujets - techniques & innovations (30min)

Déjeuner

L'après contrat

TIRUERT

Pyrogazéification

Méthanation

BioCO₂

BioGNV

16h30

Comparaison technico-éco

Bilan de la journée

17h

Introduction

LE CLUB BIOGAZ

+ de 260 sociétés



maîtriser le risque
pour un développement durable

Injection

Mauritz Quaak
Patrick Boursault

Injection

- Contrôle périodique similaire à la filière cogé
 - À la mise en service
 - Lors d'un changement substantiel d'équipement
 - Tous les 4 ans
- Consultations publiques sur les timbres d'injection
 - Répercussion des coûts des rebours ou autres maillages
- Tarif d'achat 2023
 - Contient une prime effluents d'élevages
 - S'actualise tous les trimestre (publication du K par la CRE:
<https://www.cre.fr/Pages-annexes/open-data>)

Injection

- **Annualisation Cmax**

- Facturation selon une Production Annuelle Prévisionnelle

$$PAP = C_{max} \times PCS_{moy} \times \text{Taux de charge}$$

- La C_{max} définit le tarif en c€/kWhPCS
- Le PCS_{moy} peut varier selon les contrats
- La DGEC s'est prononcée sur un taux de charge arbitraire qui ne favorise pas les installations performantes comme les métha agricoles
 - Elle prévoit une notification du tarif auprès de la CE avec 8200h pour taux de charge
 - Soit 93,7% du volume théorique maximum -> augmenter sa C_{max} (modification en nb limité) -> perte sur le tarif unitaire -> ajout d'un timbre ?
- Influence sur les facturations / témoignages

Cogénération

Adeline Canac

Cogénération

- Arrêté du 6 octobre 2023
- Arrêté du 29 décembre 2023

- Autoconsommation
 - Changement du mode de valorisation -> vente en surplus
 - Échanges de qualité avec les interlocuteurs EDF OA

- Courrier filière
 - Une soixantaine de signatures des associations / acteurs de la filière -> rdv au MTE
 - Inertie administrative importante

- Textes votés en CSE
- Fin novembre -> roposition vers la DGEC : mesure d'urgence

Cogénération

- Projeter les sites vers l'avenir / après-contrat
Après 15-20 ans de contrat OA aujourd'hui:
 - Pas de tarif réglementé
 - Pas d'accès au TA biométhane
 - Passage à l'injection ou au bioGNV possible à condition de trouver le bon BP
- Pourquoi un tarif du MTE qui valorise :
 - Le traitement des effluents d'élevages
 - La flexibilité
 - La valorisation de la chaleur

BioGNV

Bertrand Guérin

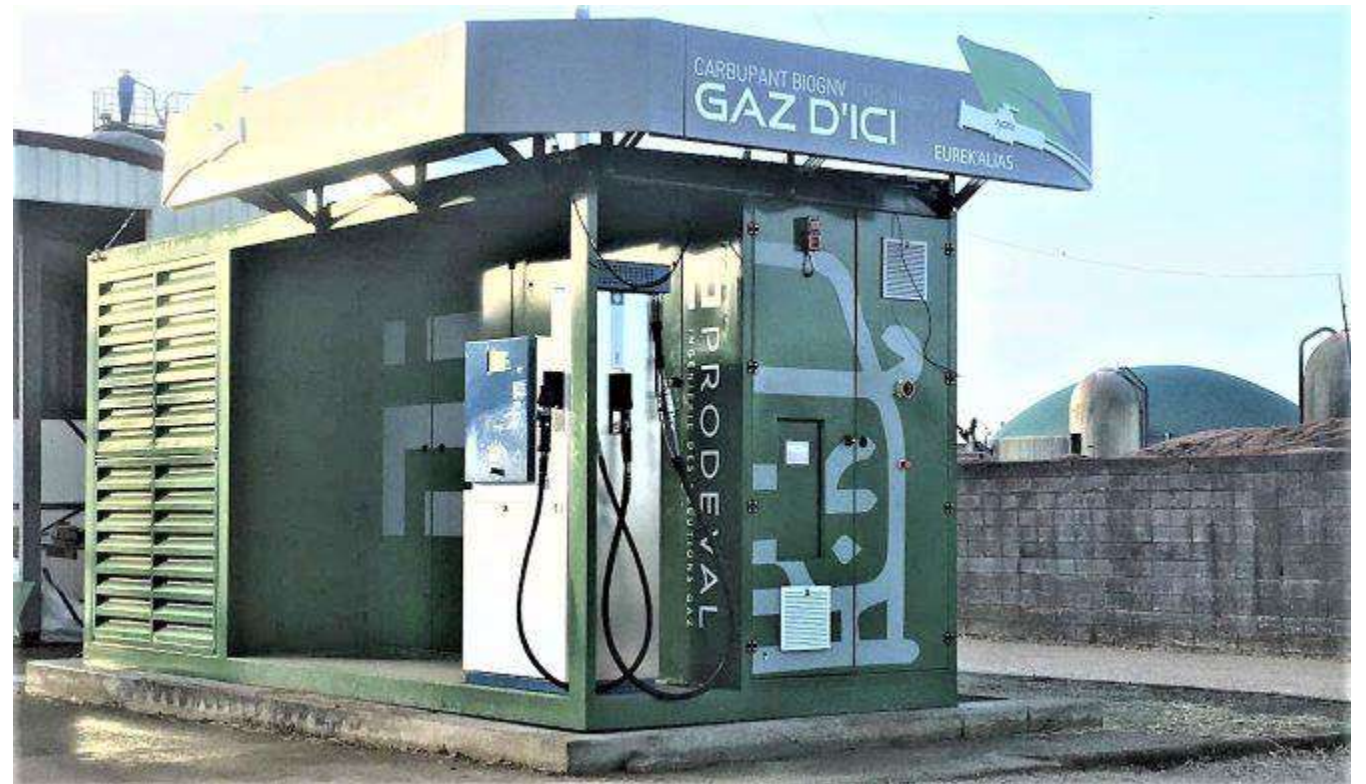
BioGNV

- Consultation de la DGEC sur un projet de Complément de Rémunération
 - Ce CR pourrait être le premier tarif de soutien pour une filière bioGNV
- AAP ADEME
 - Déjà quelques sites ont répondu à l'AAP ADEME pour le développement d'un outil de distribution du bioGNV
 - Contraintes des minimis
 - Enveloppe potentiellement reconduite en 2024
- Plusieurs constructeurs de station se positionnes sur le marché
 - Retrouver le catalogue des constructeurs sur l'espace adhérent AAMF

BioGNV

- Décarbonation de l'agriculture
 - Échanges avec M. Fesnau
 - MTE le 10 janvier

Philippe Collin (Haute-Marne)



Méthamoly & Forez Énergies (AURA)



Morel Énergies (35) & Pré du loup (62)



Borie Verte (24)



Synthèse et perspectives

ATEE - Luc Budin

Les sujets 2024

Luc Budin

Avec le soutien de



Trois sujets

La place de la méthanisation dans la transition énergétique

3 nouveaux contrats en biométhane en 2024

Nouvelles technologies

La stratégie Française Energie Climat

En 2030 : 50 TWh de production de biogaz

- 44 TWh en Biométhane (11 TWh en 2023)
- 6 TWh en production électrique (4,5 TWh en 2023)

Développement principalement porté par les CIVE et mobilisation des effluents d'élevage

Evolution vers un financement par les metteurs sur le marché



Mode d'achat du biométhane

OPEX :
80
€/MWh



CAPEX :
40 €/MWh



Coût de
production

ETAT : 70
€/MWh

GO : 10€/MWh

Achat
molécule :
40 €/MWh

Tarif d'achat
ou AO

Fournisseur
achat CPB :
80 €/MWh

Achat
molécule :
40 €/MWh

CPB

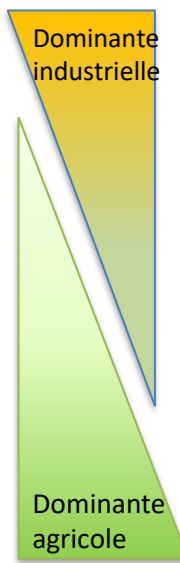
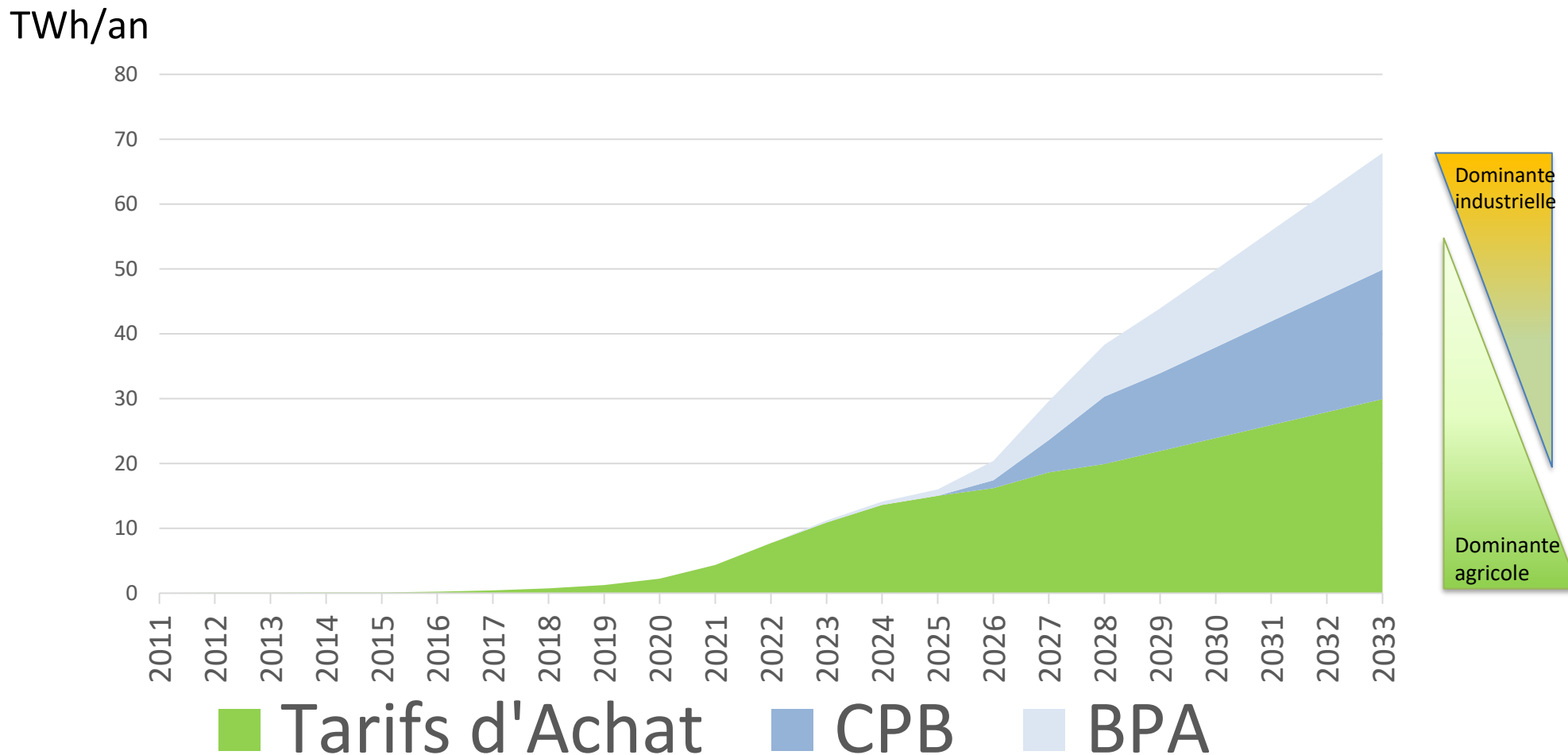
Industriel ou
collectivité :
70 €/MWh

GO avec POS
20 €/MWh

Achat
molécule :
40 €/MWh

BPA

LA PRODUCTION DE BIOMETHANE



Nouvelles technologies

La valorisation du CO₂

Pyrogazéification

Gazéification hydrothermale

Power to gaz



L'après-contrat

L'après-contrat

Étude technico-économique

Simon Méthivier - Solagro

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

Journée valorisation biogaz – AAMF

Accès au rapport complet :
<https://solagro.org/travaux-et-productions/publications/etude-sur-lopportunite-dinjection-en-fin-de-contrat-de-cogeneration>

Simon METIVIER,

09/01/2024



TEREGA
LE GAZ, ACCÉLÉRATEUR D'AVENIR





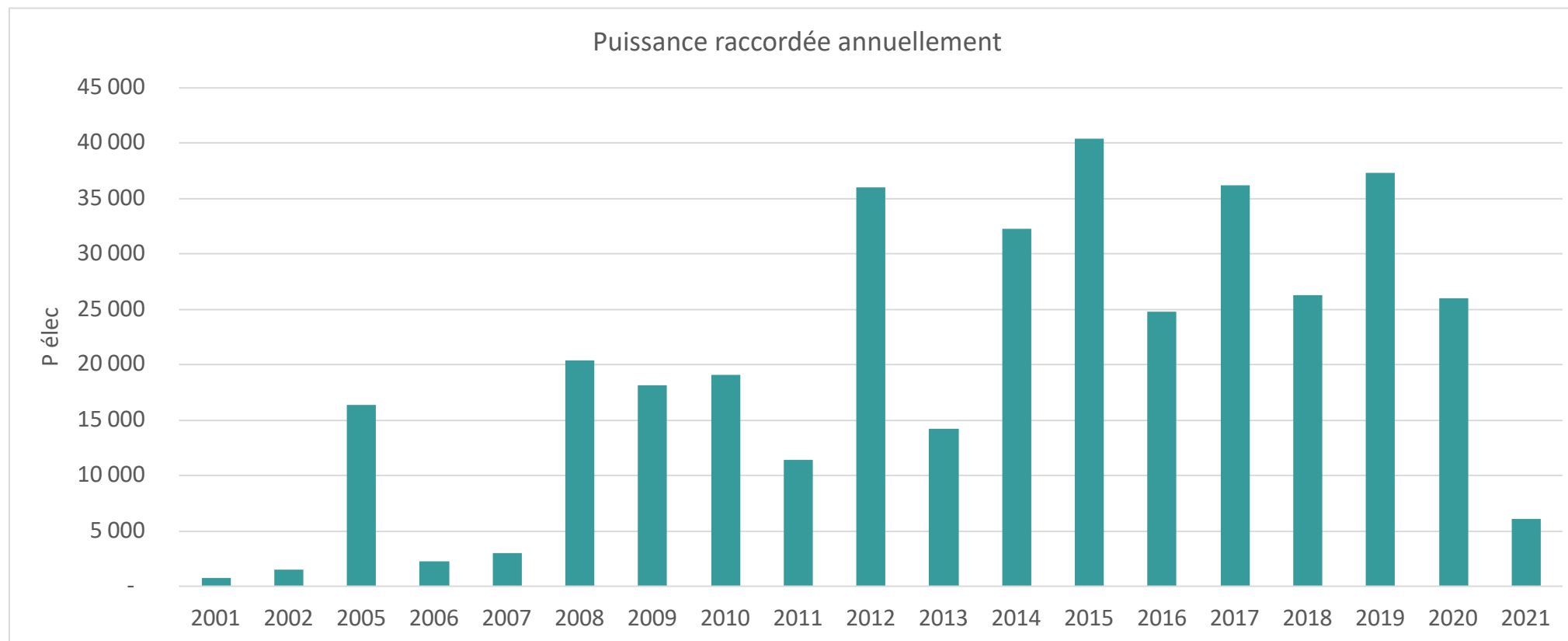
 Solagro

GREENLAW
AVOCATS

Etat des lieux

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

Etat des lieux - Puissance raccordée par année



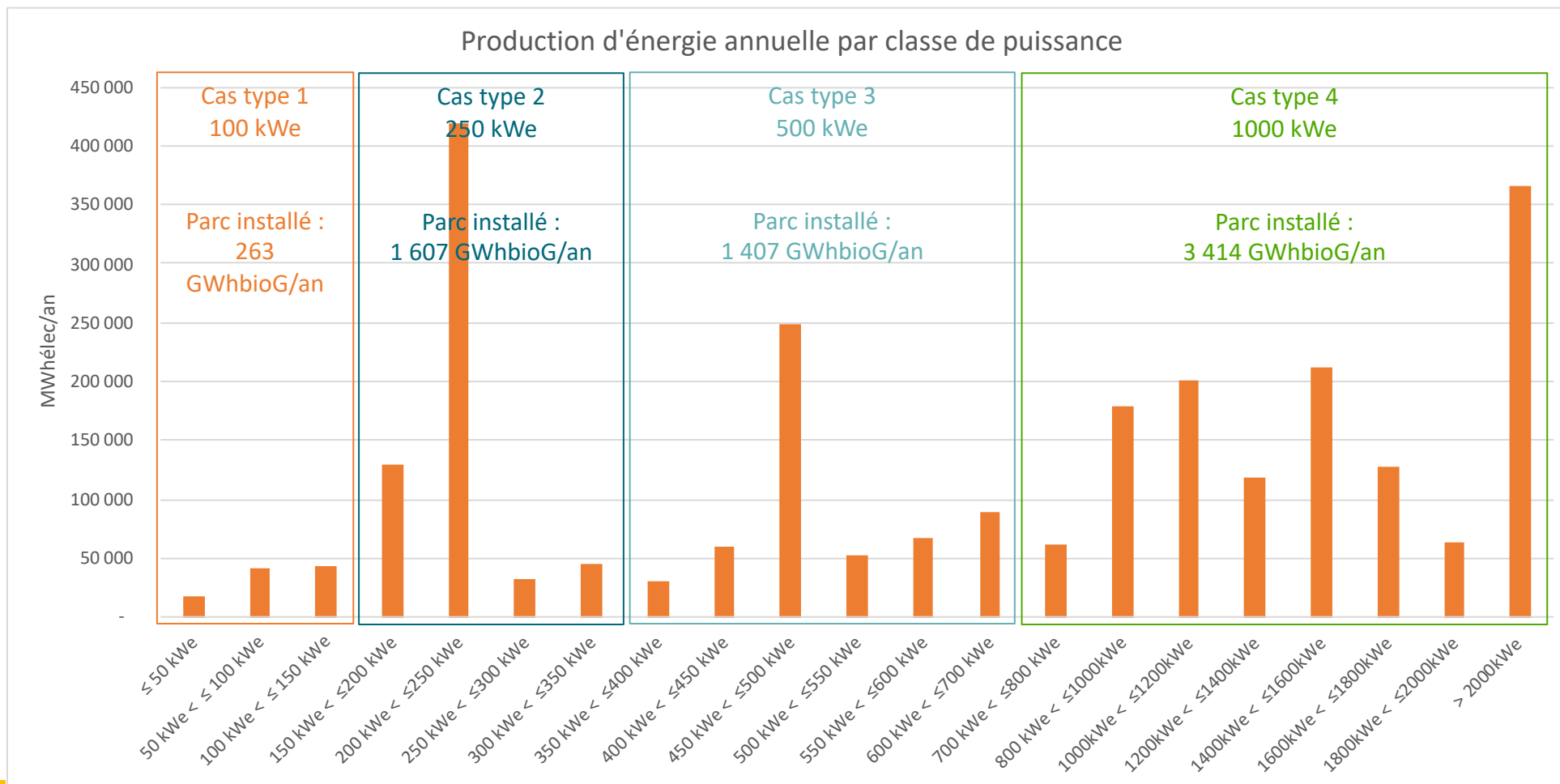
Les contrats actuels étant signés pour 20 ans, les premières installations arrivent à échéance très rapidement. D'ici 2025, l'équivalent de 5% de la puissance installée arrivera à échéance et l'équivalent de 12% dès 2028.

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

Evaluation faite à partir des données publiées sur ODRE
(<https://opendata.reseaux-energies.fr>)

Etat des lieux - Energie produite par le parc existant

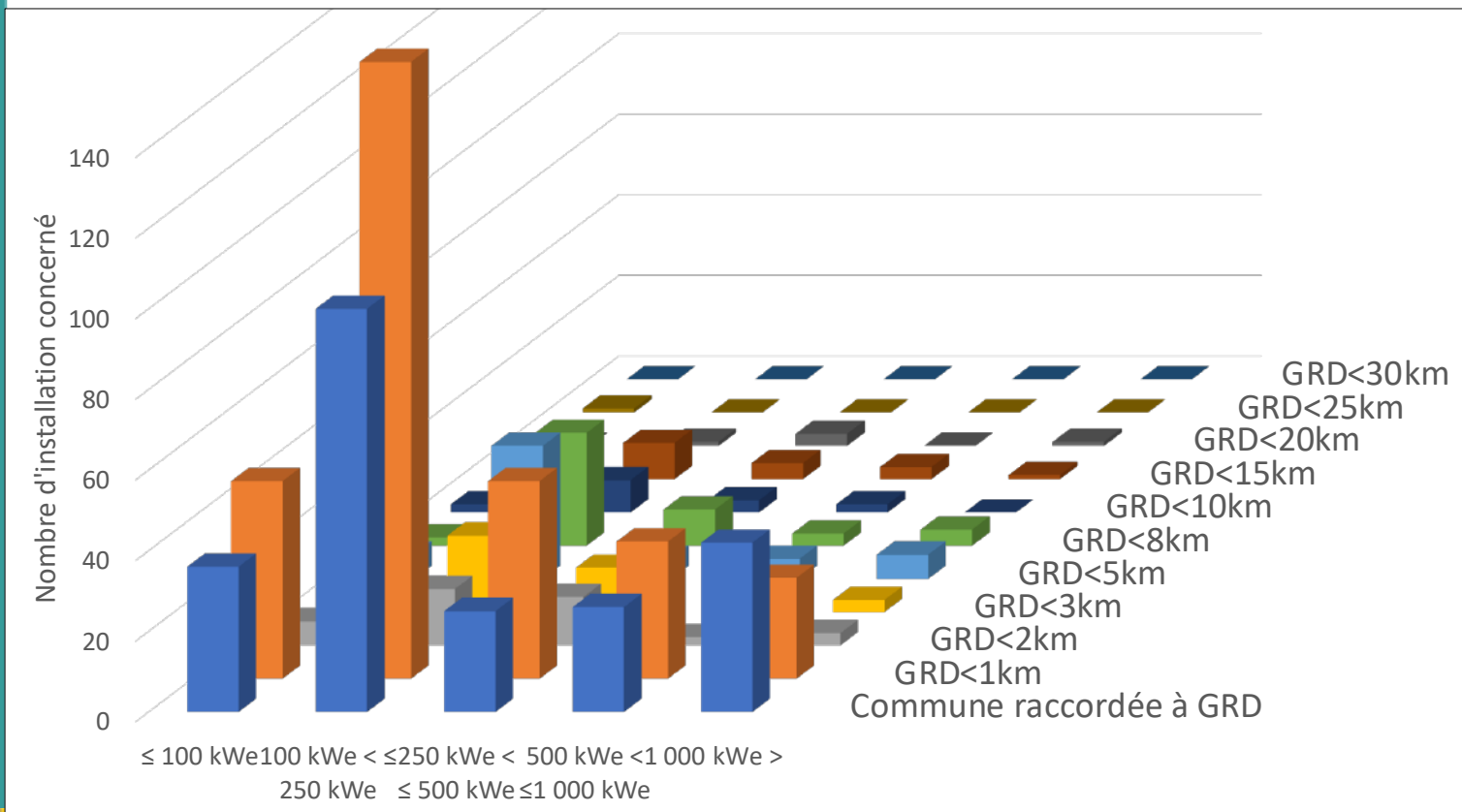
Sur la base de ces données et en prenant une production moyenne par classe de puissance, il est possible de recalculer l'énergie électrique produite par taille de puissance. Apparaissent également sur le graphique les cas type modélisés par la suite, et leur représentativité.



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

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

Distance au réseau de distribution



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

SYNTHESE SUR LES FREINS AUX SYSTEMES DE SOUTIEN FINANCIER

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



Les scénarios sur les cas type



Scénario de valorisation étudiés

Les scénario de valorisation suivants sont étudiés:

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

Hypothèses - CAPEX (hors équipement de valorisation)

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

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

Etude faite avec données de coûts de 2022

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

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

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

Hypothèse du modèle économique

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

- Durée d'analyse économique sur 15 ans, afin de pouvoir comparer aux tarifs actuels, en sensibilité cette analyse sera réalisée sur 7 ans
- Le TRI cible est de 6% après impôt et taxes
- Taux de fond propre: 10%; emprunt bancaire 1,8% sur 13 ans
- Pas de subvention à l'investissement
- Un achat d'électricité à 90 €/MWh (sensibilité à 130 €/MWh)
- Les hypothèses de marché pour les années à venir sont les suivantes (prix de la molécule ou de l'électron)
- Comparaison au tarif d'achat 2013

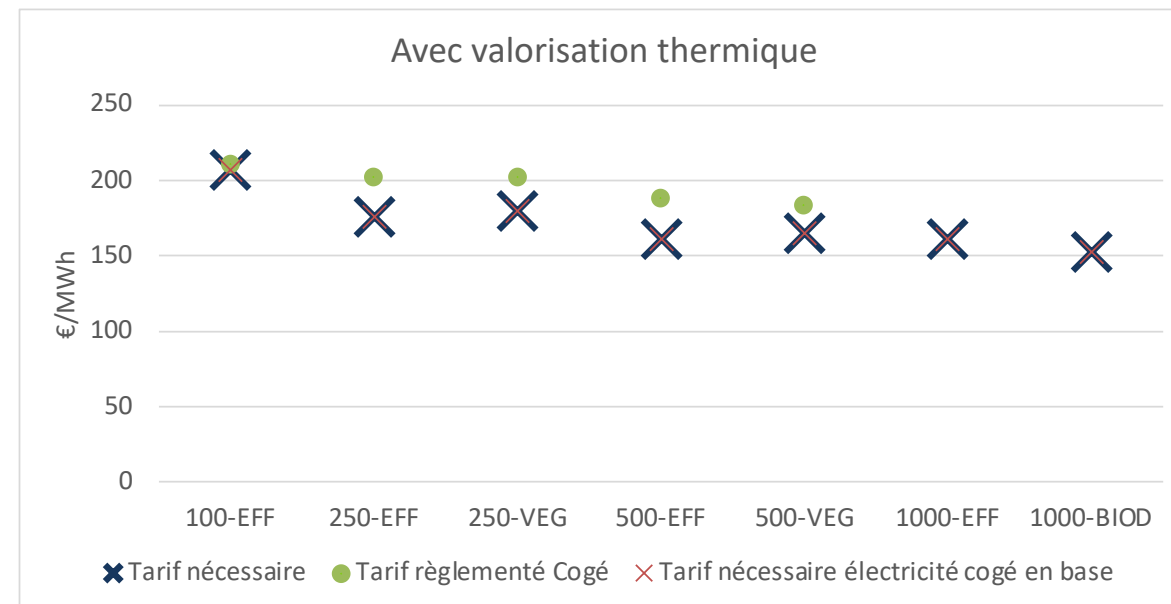
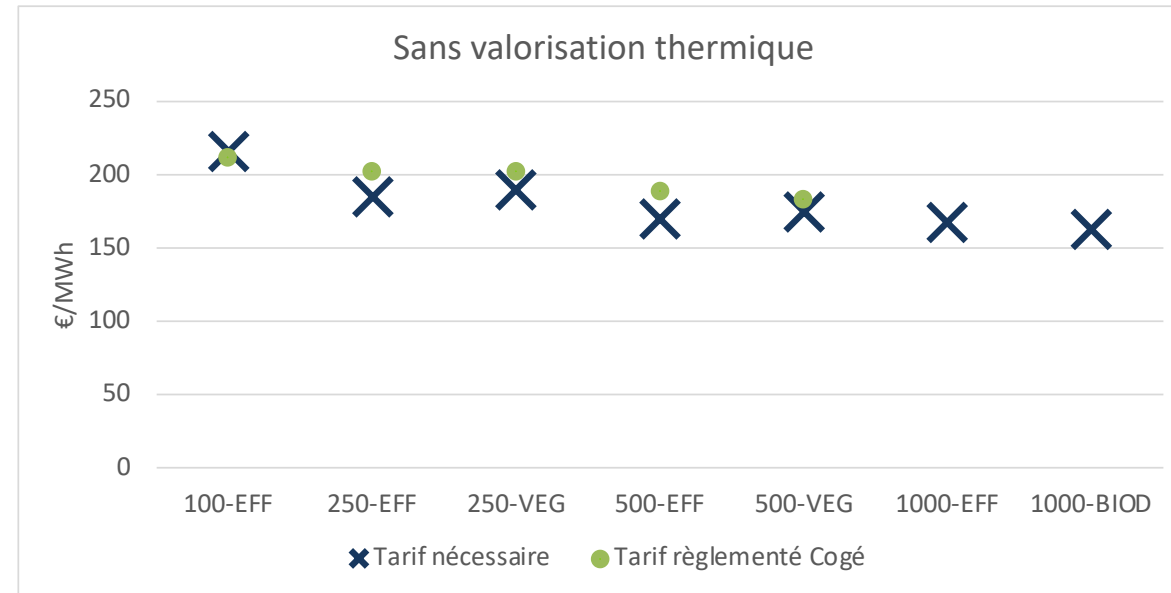
€/MWh	Calcul principal	Variante Energie chère
Prix d'achat de l'électricité	90	130
Prix de gros (spot) Gaz	21	30
Prix de gros (spot) Electricité	48	85

Poursuite de la cogénération

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

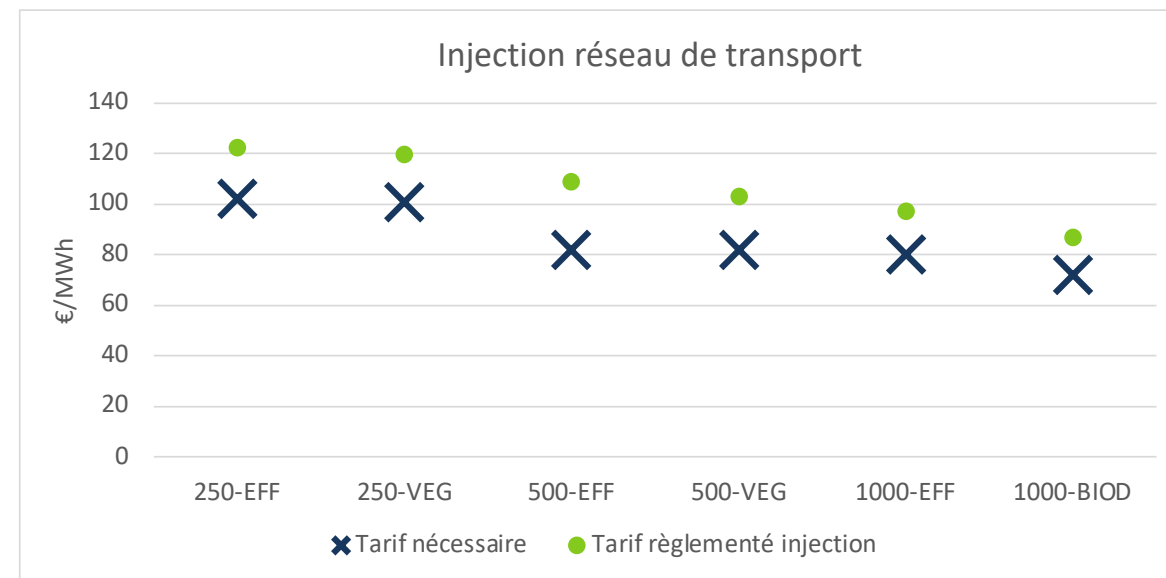
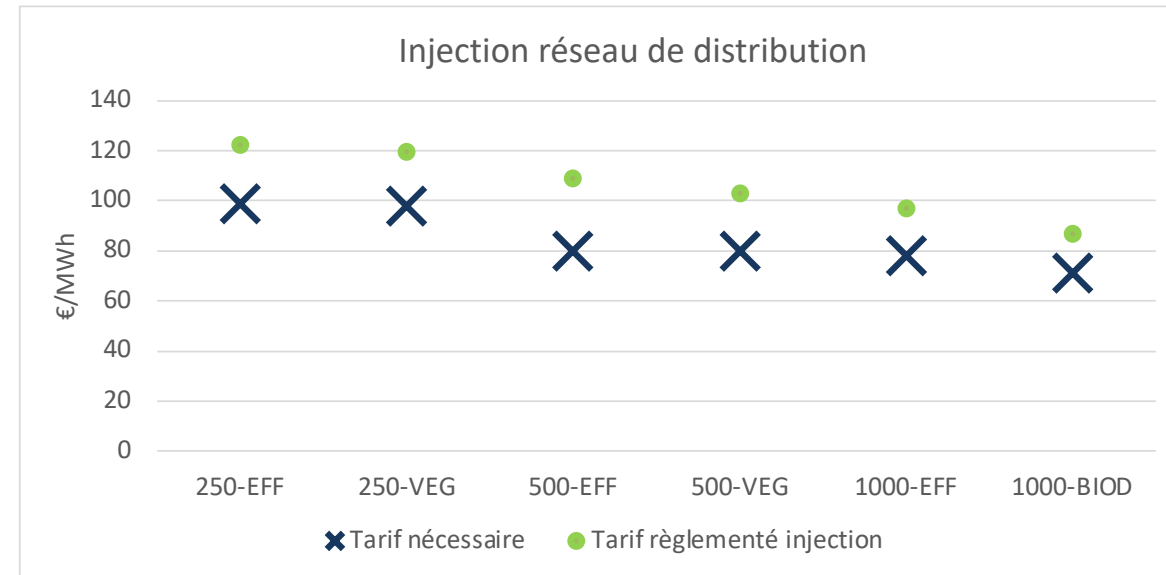
La valorisation de la chaleur permet de baisser d'environ 9 €/MWh le tarif d'achat de l'électricité

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



Production de biométhane

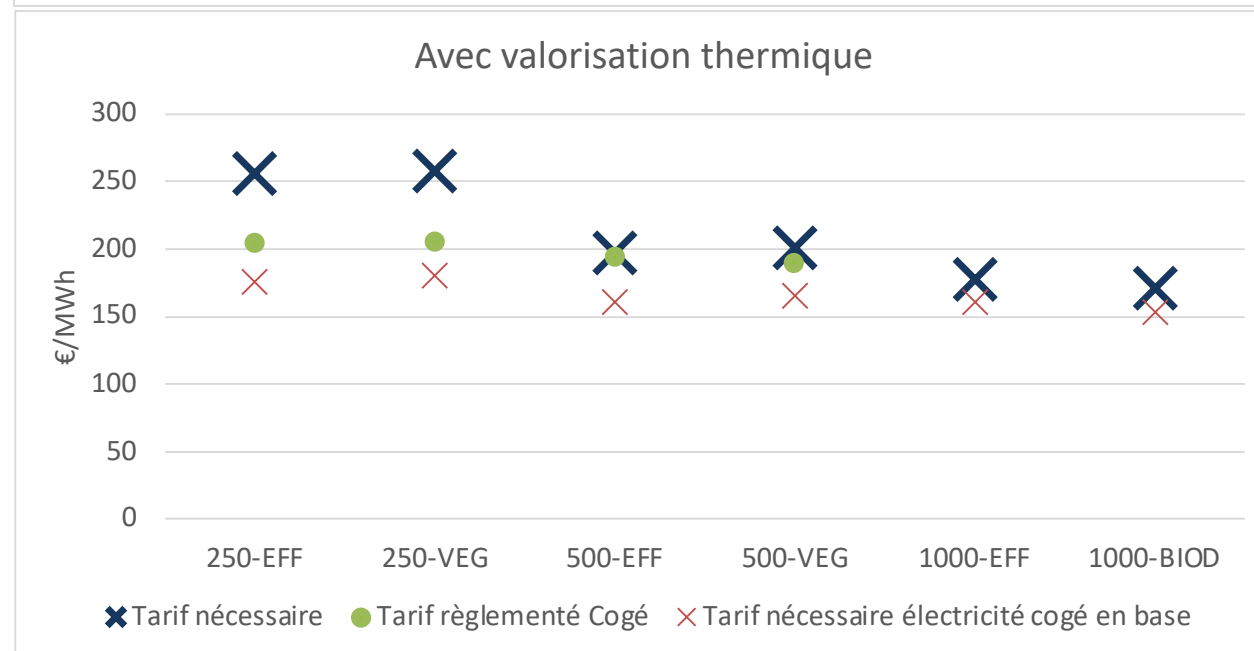
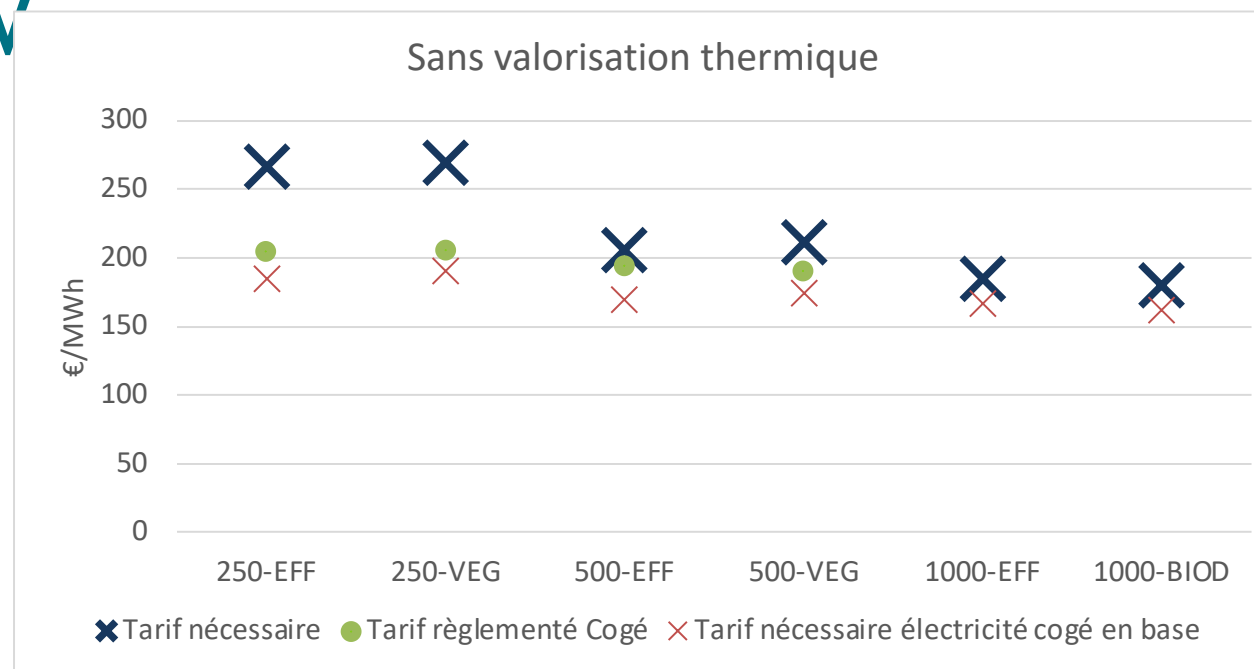
La conversion d'ancienne unité en cogénération pour de l'injection de biométhane dans le réseau permet des coûts de production d'environ 20 €/MWh_{PCS} plus faible que les tarifs en vigueur pour les installations neuves.



Cogénération et BioGNV

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

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

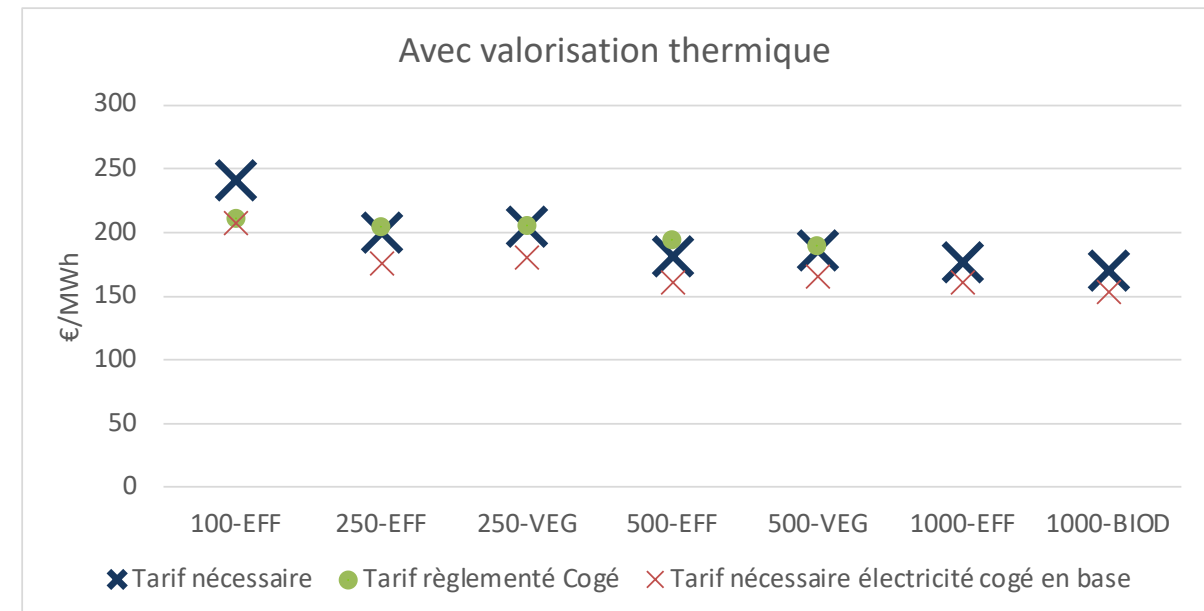
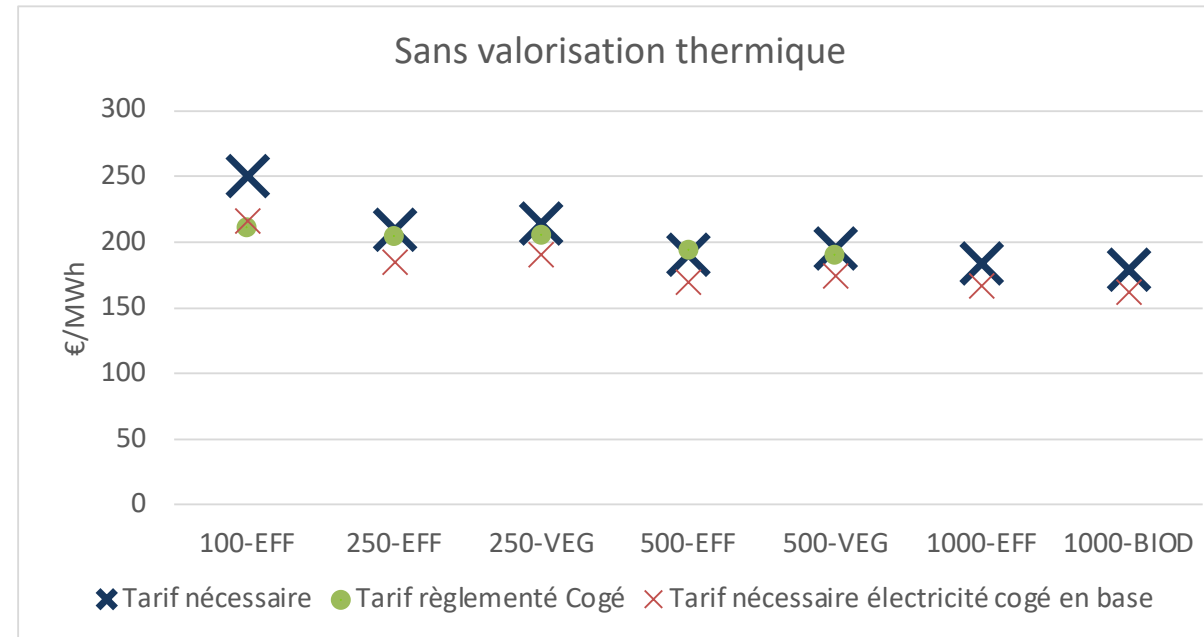


Cogénération flexible

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

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

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



Prix électricité, gaz, GES



GREENLAW
AVOCATS

€ aide/MWh_(biogaz)

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

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

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

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

g CO2 évité/€ aide

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

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

Conclusion

- Pas de modèle économique sans mécanisme de soutien
- Le maintien en cogénération nécessite des tarifs proches de ceux actuels (-0 à -10 €/MWh)
- La flexibilité en cogénération, dans les conditions actuelles et sans prise en compte de services système, ne semble pas permettre de réduire le besoin soutien économique mais il améliore le bilan GES.
- La double valorisation cogénération + bioGNV induit un besoin d'aide par MWh légèrement supérieur mais augmente sensiblement l'impact de cette aide sur les réductions de GES (x2).
- Un passage en injection pourra être réalisé à un tarif légèrement inférieur à tarif d'achat actuel (-20 à -25€/MWh).
- Le basculement en production de biométhane (injection ou bioGNL) est la solution la plus pertinente d'un point de vue GES au vu du mix énergétique français actuel.

L'après-contrat Mécanisme TIRUERT

Régis Gagnault - FMB

LE BIOGNV DANS LA TIRUERT :

**INTERÊT POUR LES
AGRICULTEURS-METHANISEURS**

JOURNEE AAMF DU 9 JANVIER 2024

France
mobilité
BIOGAZ



PLAN

- LA TAXE CARBONE
TRANSPORT
- QUID DU BIOGNV ?
- LES BPA,
NOUVELLE VALORISATION
- LES BPA,
COMMENT ?



LA TAXE CARBONE TRANSPORT

- LA TIRUERT, KEZAKO ?
- INCORPORER OU CERTIFIER
- TIRUERT ET « TIR-GEST »

LA TIRUERT, KEZAKO ?

La **Taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports** ou **Tiruert** est due par les distributeurs de carburants qui n'incorporent pas assez de renouvelables dans leurs ventes.

La part obligatoire de renouvelables (8,4% en 2023 pour le gazole) augmente régulièrement : l'Etat trace ainsi une trajectoire de décarbonation. La Tiruert est donc **une taxe carbone progressive** appliquée aux transports.

La pénalité est élevée : aujourd'hui ~1,4 € par litre de carburant pétrolier vendu par le distributeur au-delà des volumes couverts par sa part de renouvelables.

Cependant, c'est une taxe faite pour ne pas être payée, à visée écologique et non fiscale.

INCORPORER OU CERTIFIER

Les distributeurs de carburants carbonés assujettis à la Tiruert ont deux options pour ne pas la payer :

- **Incorporer plus de** carburants **renouvelables** pour atteindre l'objectif fixé par l'Etat ;
- **Acquérir des certificats** auprès de distributeurs qui sont, eux, « longs » en renouvelables, c'est-à-dire au-delà de l'objectif d'incorporation. Ces derniers vont « détacher » la caractéristique renouvelable d'une partie de leurs volumes pour la vendre à des confrères distributeurs « courts » en carburants verts.

Ces certificats **donnent un supplément de valeur** aux carburants renouvelables.

La Tiruert est ainsi utilisée par les producteurs d'éthanol et de biodiesel.

C'est un élément important du modèle d'affaire des biocarburants liquides.

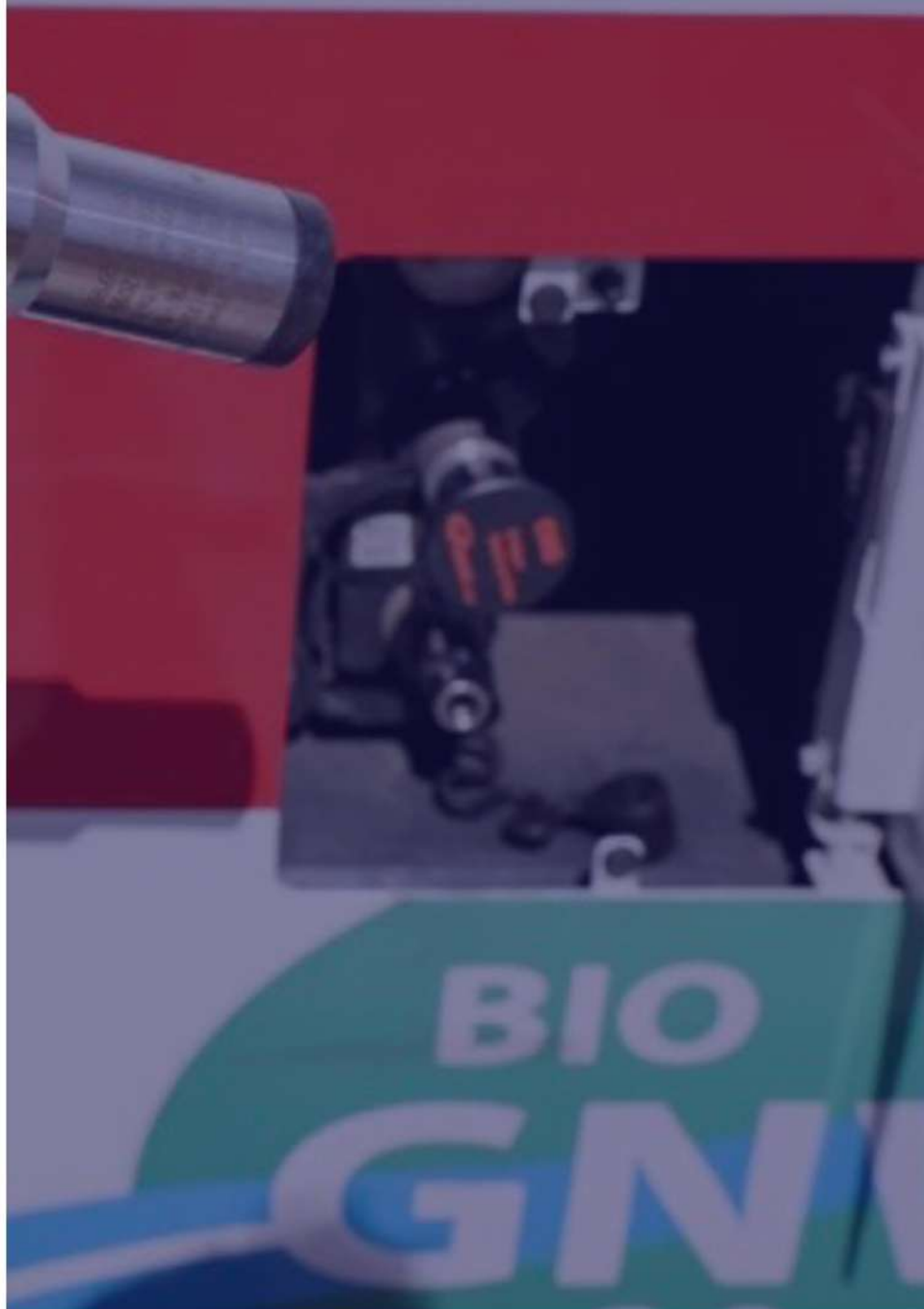
TIRUERT ET « TIR-GEST »

Le PLF 2024 crée, au sein de la Tiruert, une Taxe incitative à la réduction de GES dans les Transports (que nous appellerons entre nous par commodité « TIR-GEST »)

Un mécanisme calqué sur la Tiruert « classique », sauf que :

- la Tiruert repose sur l'obligation pour les distributeurs d'incorporer un volume de carburants renouvelables
- **la « TIR-GEST » repose sur l'obligation pour les distributeurs de baisser les GES des carburants qu'ils vendent**
- ↔ la valeur des certificats « TIR-GEST » sera proportionnelle aux émissions évitées par l'usage du carburant renouvelable concerné au lieu d'un carburant fossile de référence (gazole : ~27 g de CO₂ / km)

La mise en place de la « TIR-GEST » pourrait se faire à blanc en 2025 (rodage du dispositif) et pour de bon en 2026.



QUID DU BIOGNV ?

- ENFIN « IN » !
- LE BIOGNV EN CHIFFRES
- MODALITES

ENFIN « IN » !

Jusqu'à fin 2023, le bioGNV était le seul carburant renouvelable non-bénéficiaire de la « taxe carbone transport ».

Le PLF 2024 rend le bioGNV éligible à la « TIR-GEST », un mécanisme qui lui est favorable compte tenu de

- sa faible intensité carbone ;
- sa structure de coûts *relativement* compétitive

Une avancée pour le bioGNV, fruit d'échanges avec les biocarburants liquides, les énergéticiens (les « obligés ») et l'Etat.
En prenant le bioGNV en compte, la France augmente ses chances d'atteindre ses objectifs européens de décarbonation du transport lourd à l'horizon 2030.

NB : Le bioGNV sera aussi dans un nouveau mécanisme en volume dédié aux biocarburants avancés.

LE BIOGNV EN CHIFFRES

- **80% de CO2** en ACV par rapport au gazole

1 TWh de bioGNV en 2022 sur 4 TWh de GNV vendu en France

Une part de bio qui augmente rapidement dans les ventes de GNV (GNC + GNL) :

26% en 2022

> 35% en 2023

100% avant 2033 (objectif filière)

Du biométhane vendu au tarif d'achat et couvert par des garanties d'origine (GO)



MODALITES

Seul le biométhane non soutenu à l'amont génèrera des certificats : cela exclut les volumes sous « tarif d'achat » et les futurs volumes couverts par des CPB (ou des aides dans le cadre d'appels d'offres d'Etat). En revanche, **le biométhane produit et vendu dans le cadre de BPA entrera de plein droit dans le dispositif**.

Ce sera un levier majeur pour accélérer le verdissement et le développement du bioGNV : le bénéfice de la « TIR-GEST » se répartira de façon harmonieuse sur la chaîne de valeur et donnera une compétitivité durable au bioGNV par rapport au gaz « gris » et au gazole.

PRODUCTEUR 😊 → DISTRIBUTEUR 😊 → CLIENT 😊

Toutefois, les paramètres restent à travailler en 2024 et au-delà.



LES BPA, NOUVELLE VALORISATION

- **L'ENJEU**

- **UNE VOIE DIGNES D'ATTENTION**

L'ENJEU

Les *Biomethane Purchase Agreements* (BPA), contrats longs de gré à gré sur le modèle des PPA électriques, sont un nouveau filon (modèle d'affaire) à attaquer !

Signer des BPA entre producteurs et distributeurs est nécessaire pour faire sortir des volumes de biométhane dédiés à la mobilité.

Ces volumes contribueront à l'atteinte des objectifs de la France en matière de biomasse gazeuse, à savoir passer de 11 TWh aujourd'hui à 40 TWh+ en 2030.

(Et aux objectifs de décarbonation du transport, -14,5% en intensité en 2030 vs 2019.)

UNE VOIE D'ATTENTION

Pour les producteurs, les BPA représentent une solution conjuguant visibilité longue sur les revenus et attractivité du prix.

Un risque prix neutralisé par rapport aux CPB qui fluctueront en partie en fonction du PEG.

Une rémunération encore plus attractive pour les sites ayant des intrants à faible intensité carbone (lisier...)

Il y aura une prime aux précurseurs : les agriculteurs-méthaniseurs pionniers seront particulièrement courtisés par les distributeurs qui chercheront à signer de premiers BPA.

→ Cette voie intéressante pour les producteurs suppose le développement du bioGNV...

CE DEVELOPPEMENT EST DE NOTRE INTERET COMMUN 😊



LES BPA, COMMENT ?

- **POUR QUELS SITES ?**

- **DEUX QUESTIONS**

DES BPA : POUR QUELS SITES ?

En priorité les sites motivés pour créer de **nouvelles capacités** de production de biométhane

Enduite, des sites en **cogénération en fin de contrat** ou pouvant mettre fin à leur contrat sans pénalité rédhibitoire

Enfin, peut-être et sous conditions les sites liés par un contrat de tarif d'achat

Une petite taille n'est pas rédhibitoire (seul le plus haut niveau de tarif d'achat pourrait rendre la signature d'un BPA moins attractive)

DEUX QUESTIONS

Sur quel niveau de pénalité (donc de prix des certificats) tabler dans la durée ?

Le niveau de pénalité restera structurellement élevé, à l'image des objectifs de décarbonation

Le prix des certificats sera de : **pénalité – epsilon** tant que la demande excèdera l'offre

Le bioGNV sera bien positionné parmi les énergies renouvelables, tant dans le mécanisme en intensité que dans le mécanisme en volume dédié aux biocarburants avancés

Quel volume de bioGNV la filière vise-t-elle en 2030 ?

L'ambition est d'atteindre 8 à 10 TWh de bioGNV (contre 1 TWh en 2022)

EN BREF

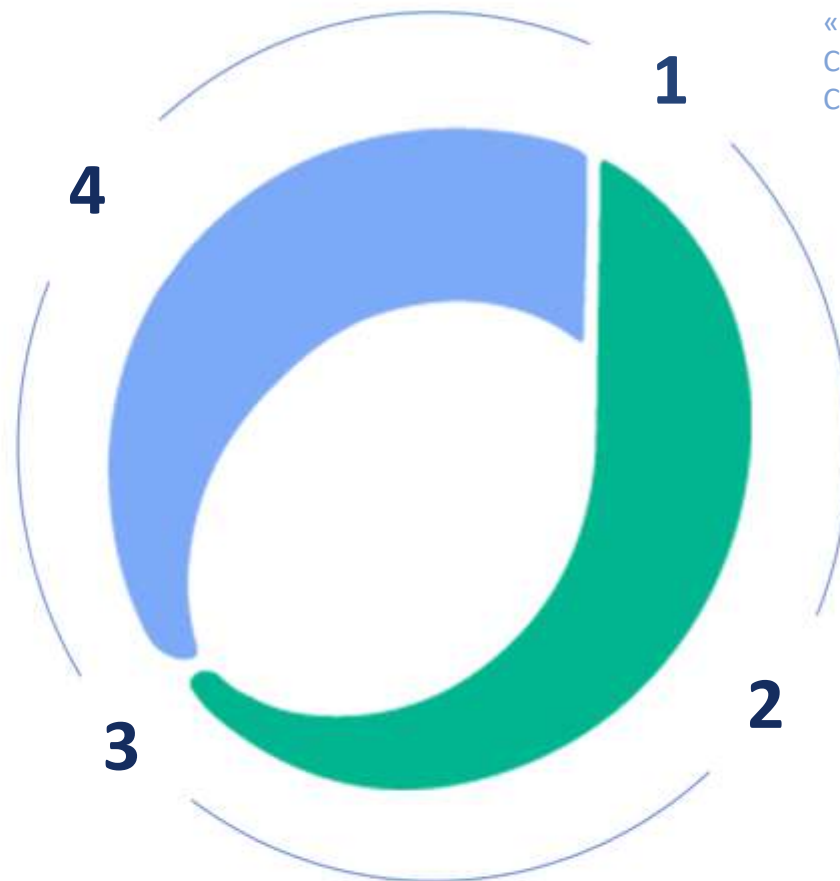
LE TRAVAIL DE PARAMETRAGE DE LA TAXE RESTE A CONDUIRE AVEC L'ETAT, POUR INITIER UNE TRAJECTOIRE EN VOLUMES QUI ACCOMPAGNE LE DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE BIOGNV (VEHICULES, RESEAU) D'ICI 2030 ET AU-DELA.

LA FILIERE AAMF PEUT CONTRIBUER A LA PROMOTION (ET AU SUCCES !) DU BIOGNV.

LES BPA CONTRIBUERONT A L'ESSOR DE LA BIOMASSE GAZEUSE NATIONALE.

CES CONTRATS ATTRACTIFS POUR LES PRODUCTEURS, ALLIANT SECURITE, VISIBILITE ET RENTABILITE, CONCERNERONT D'ABORD DE NOUVELLES CAPACITE ET CERTAINS SITES DE COGENERATION RECONVERTIS.

LES 1ers ARRIVES SERONT LES MIEUX SERVIS.



LA TIRUERT EST UNE TAXE ECOLOGIQUE DESTINEE A FAVORISER LES CARBURANTS RENOUEVABLES.

POUR NE PAS LA PAYER, LES DISTRIBUTEURS ASSUJETTIS PEUVENT INCORPORER PLUS DE RENOUEVABLES OU ACHETER DES CERTIFICATS A DES DISTRIBUTEURS « LONGS » EN RENOUEVABLES.

CES CERTIFICATS AUGMENTENT LA VALEUR DES CARBURANTS RENOUEVABLES QUI EN GENERENT.

PLF 2024 : LE BIOGNV EST INSCRIT DANS LA TIR-GEST (UNE ISO-TIRUERT ORIENTEE BAISSSE DES GES).

LE BIOGNV AIDERA LE TRANSPORT FRANCAIS A ATTEINDRE SES OBJECTIFS DE DECARBONATION.

LE BIOMETHANE NON SOUTENU A L'AMONT (BPA) GENERERA DES CERTIFICATS TIR-GEST, SURCROIT DE VALEUR QUI, REPARTI SUR TOUTE LA CHAINE, DONNERA UNE COMPETITIVITE DURABLE AU BIOGNV.

MERCI





France
mobilité
BIOGAZ

La décarbonation en route

POUR PROLONGER L'ÉCHANGE

- Régis GAIGNAULT

rgaignault@mobiogaz.fr

Pause Déjeuner



Pyrogazéification

Jean-Philippe Bechu – Verne Energie



Journée Valorisation Biogaz

9 janvier 2024



Verne Ingénierie : Qui sommes-nous ?

- Verne ingénierie, filiale du **groupe Azerad**, est une société spécialisée dans le **traitement des déchets & la production d'énergies renouvelables**.
- Nous concevons et réalisons des **installations clefs en main** de productions d'énergies renouvelables (électricité, énergie thermique ou hydrogène vert), seul ou associé à des partenaires techniques.
- Nous développons également **des solutions de valorisation** de produits spécifiques, telles que la laine de mouton, en partenariat avec les acteurs des filières.

Nos compétences :



Energies
renouvelables



Traitement
des
déchets



Projets
clef en main



Optimisation
financière



Installation &
maintenance

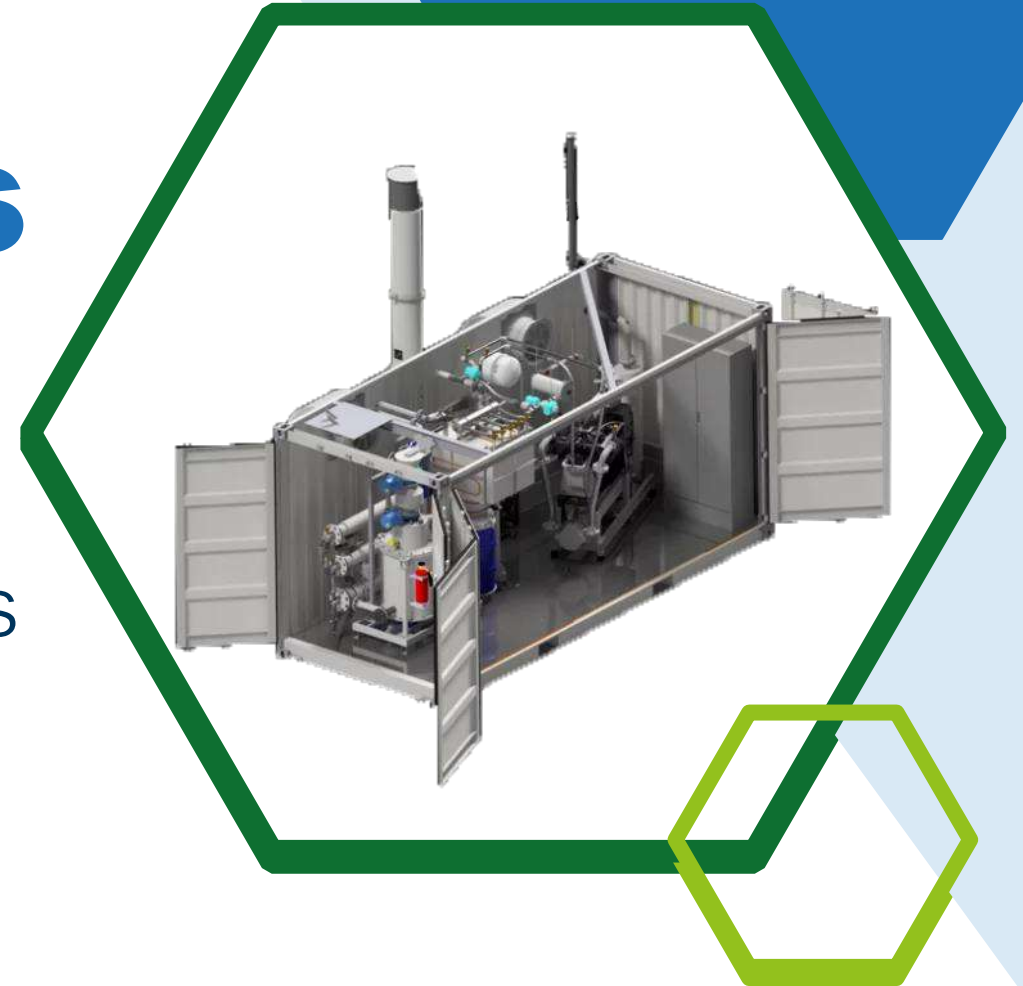


Exploitation



Bois2Energies

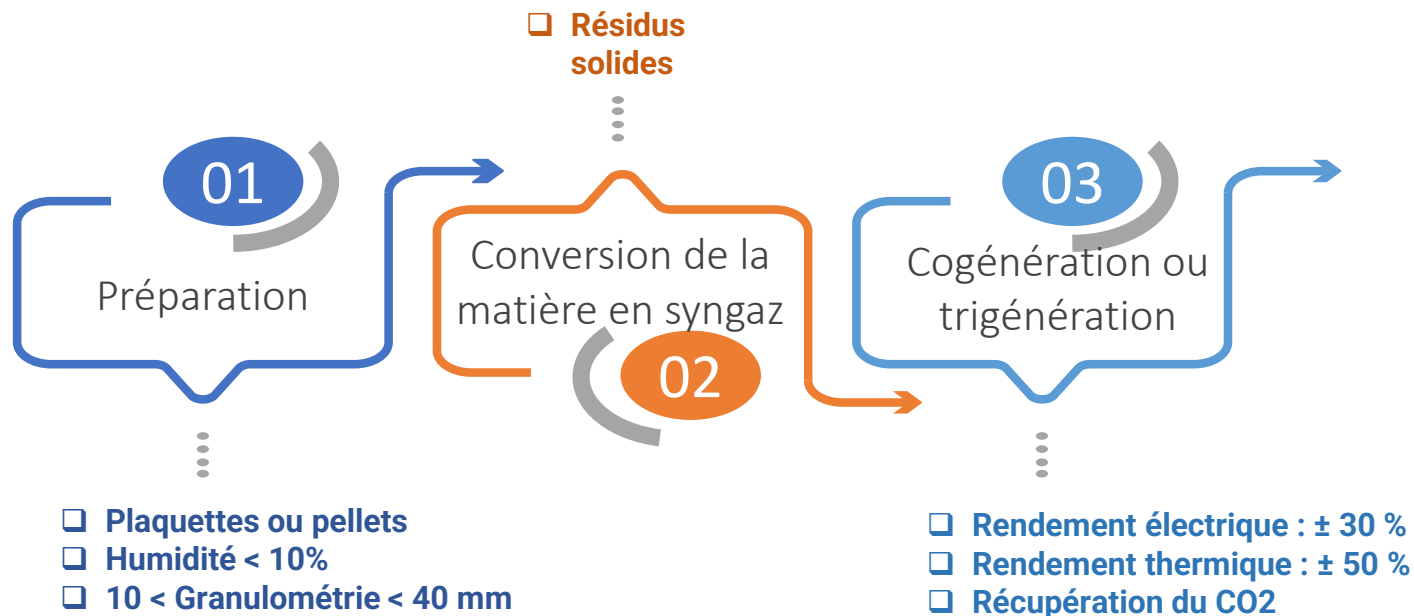
Production d'énergies renouvelables



La solution **Bois2Energies**

Bois2Energies est une solution de production d'énergies électrique et thermique à partir de biomasse, aussi appelé **procédé de cogénération**. Elle est décentralisée et peut fonctionner indépendamment des réseaux d'énergies.

Bois2Energies utilise la biomasse non traitée comme matière première. Seuls les résidus issus des filières agricoles, de la sylviculture, de l'industrie forestière seront acceptés.



Une solution flexible et modulable

Bois2Energies convient à tous types d'infrastructures cherchant une indépendance énergétique. L'unité de production a une capacité de fonctionnement de 70 à 100%. Elle permet donc de produire de l'énergie de manière constante et continue.

Cette solution peut être aussi complémentaire à une autre source d'énergie. Par exemple, lors des pics de consommation, l'unité peut fournir l'énergie pour limiter les coûts.

La solution s'adapte au mieux aux besoins en énergies électrique et thermique du consommateur.

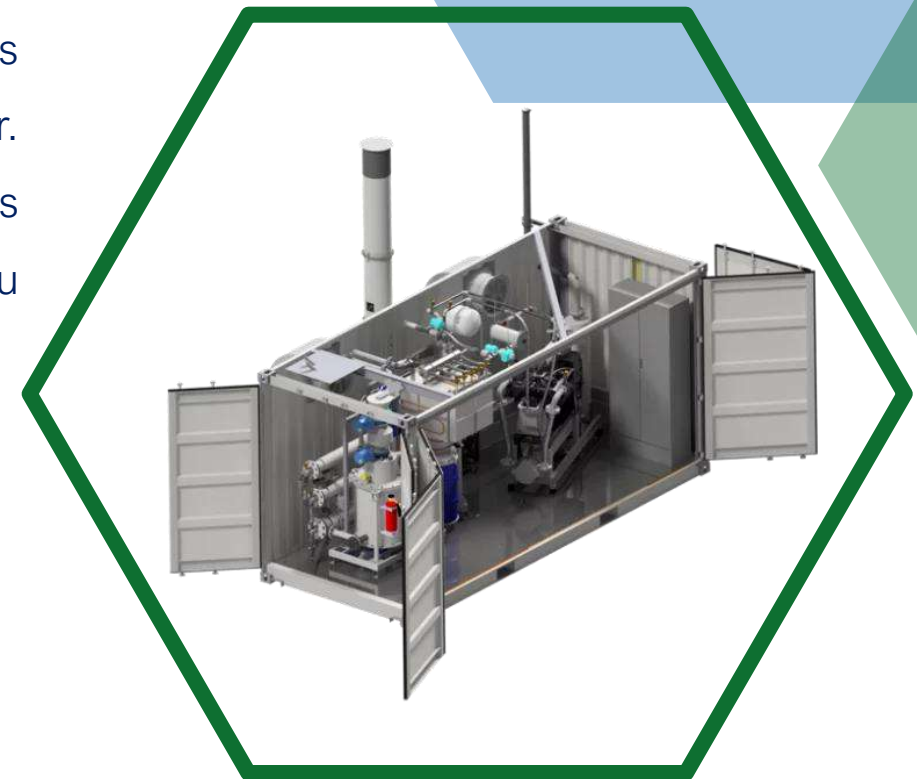


Une réponse aux enjeux économiques et environnementaux

Bois2Energies est une **solution à taille humaine et décentralisée**. Sa mise en service est simple et rapide, entre 6 et 12 mois selon les puissances demandées.

Elle peut convenir à tous les secteurs d'activité. L'installation ne nécessite pas une place importante puisqu'elle loge dans un espace de la taille d'un container. Elle est capable d'alimenter en continu des bâtiments industriels, des magasins, des serres, des lieux d'habitations collectifs, des locaux publics ou privés de loisirs, de santé...

Bois2Energies offre une **visibilité et une maîtrise de la production d'énergies et des tarifs sur plusieurs années**. De par sa constance de production, notre solution s'adapte aux besoins des consommateurs sur le long terme.



Quelques références



Wegscheid – Allemagne (2009)
Première installation 133
kWe & 260 kWth



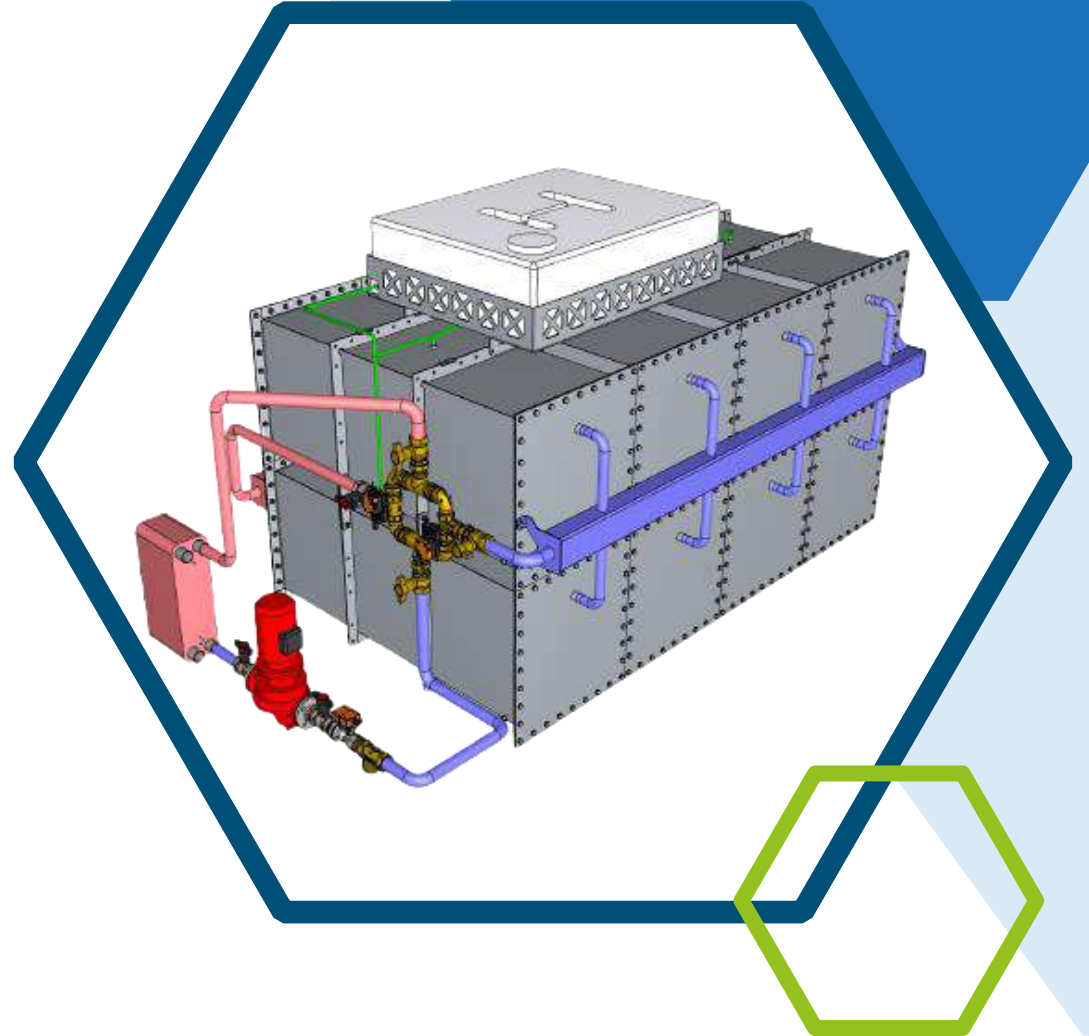
Dalquhandy – Ecosse (2017)

- 8 modules HVG 135
- Production:
 - Electricité : 1080 kWe
 - Thermique : 2130 kWth



WH2Energies

Valorisation de la chaleur fatale



WH2Energies

WH2 Energies est une solution de **récupération de la chaleur fatale** permettant **sa valorisation en énergie thermique**.

Les structures ciblées pour le captage de la chaleur fatale sont les sites industriels, les bâtiments du tertiaire, les datacenters, les unités de valorisation ou d'incinération des déchets...

Notre solution permet de valoriser la chaleur perdue ayant une température inférieure à 100C° en continue.

Pour les gisements industriels, sur 109,5 térawattheures, la chaleur fatale disponible et correspondante à notre dispositif s'élève à plus de **55 TWh** par an.

L'exploitation de ces gisements est une réponse aux enjeux économiques et de décarbonation de l'industrie.



WH2Energies : Comment ça marche ?

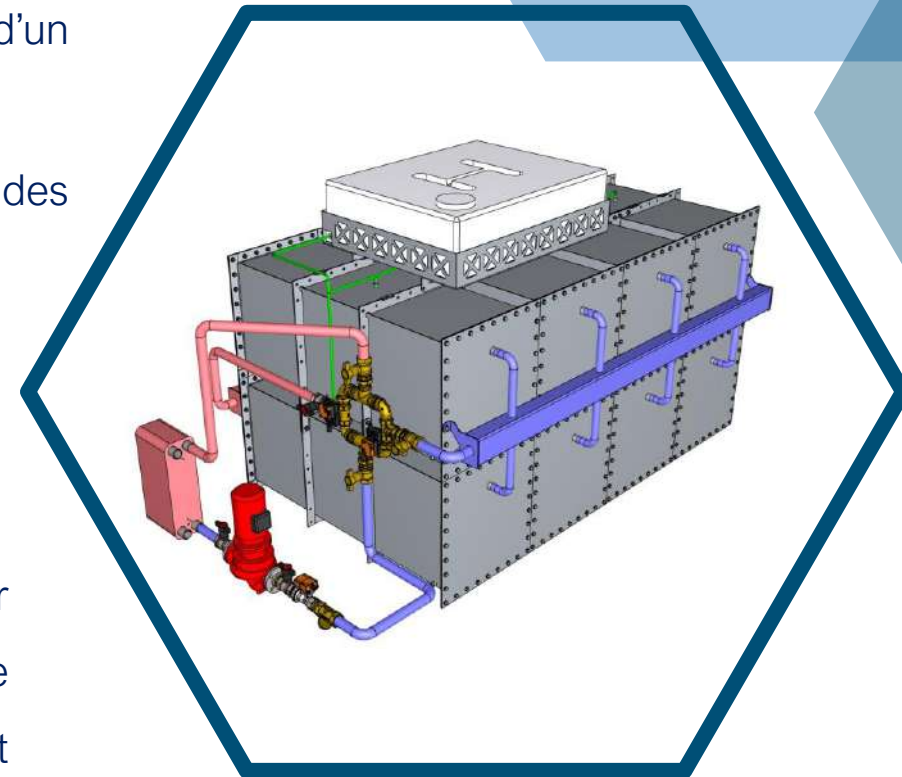
WH2Energies est un système de récupération et de valorisation de la chaleur basé sur l'utilisation de **matériaux à changement de phase**, les PCM. Ces matériaux ont la capacité de stocker une quantité importante d'énergie thermique. Au contact d'une source externe de chaleur, ils passent de l'état solide à l'état liquide.

Ce processus est réversible et permet de restituer l'énergie accumulée au contact d'un liquide à chauffer. Les PCM passent ainsi de l'état liquide à solide.

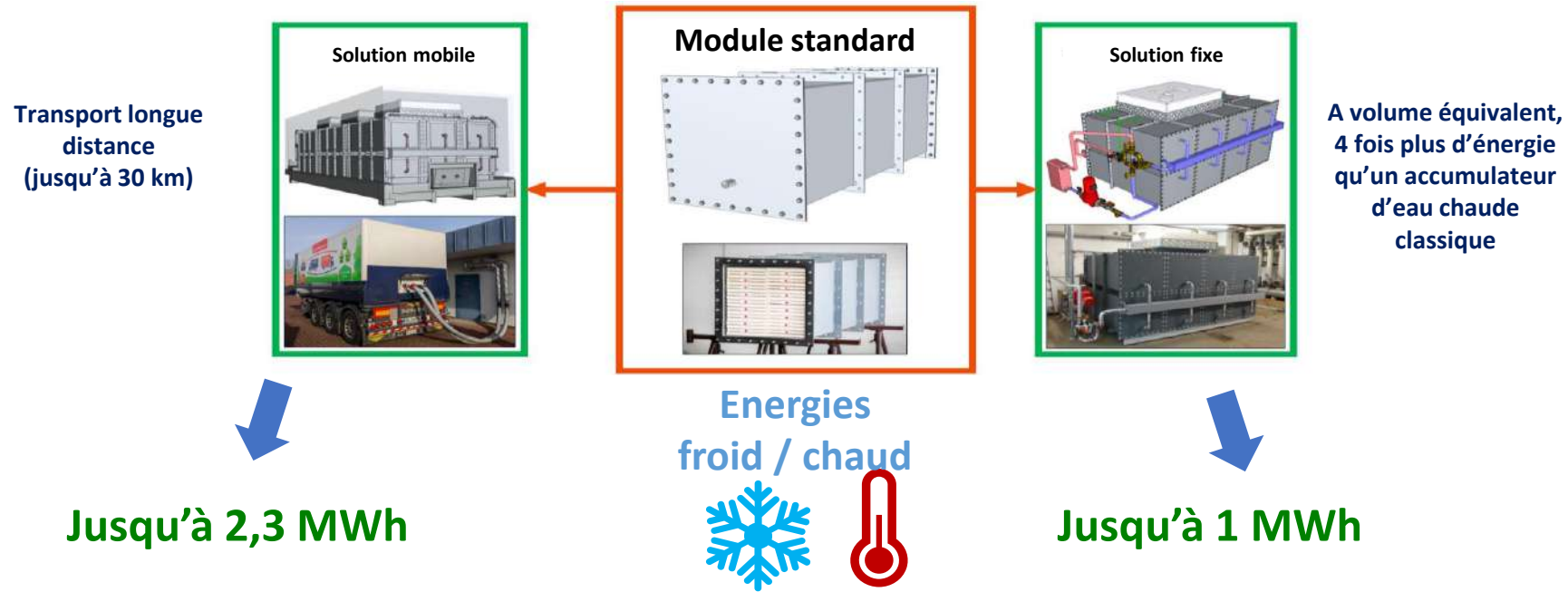
L'échange thermique s'effectue via un échangeur implanté à l'intérieur des batteries.

Pour capter la chaleur fatale (charger la batterie), cet échangeur est raccordé au réseau transportant la chaleur qui entre indirectement en contact avec les PCM. La batterie est totalement chargée quand ce changement de phase est terminé.

Pour consommer l'énergie thermique (décharger la batterie), un second échangeur est utilisé afin d'éviter toutes pollutions éventuelles entre chaque fluide. La batterie est déchargée quand la totalité des matériaux à changement de phase est solidifiée..



Une solution pour chaque utilisation



Economiser les ressources

Remplacement des combustibles fossiles

Utilisation de la chaleur fatale

Réseau de chaleur intelligent

Micro-réseau de distribution

Réseaux décentralisés et évolutifs

Durable

Réduction de l'empreinte carbone

Economie de CO > 170 t/an/unité

Fiable

Alimentation autonome

Durée de vie : 27 ans ou 10 000 cycles

Economique

Indépendance du prix des énergies fossiles et des taxes CO2

Peut générer des nouveaux revenus

Exemples d'utilisation

Chaleur issue d'un méthaniseur



Chauffage / Climatisation d'une école

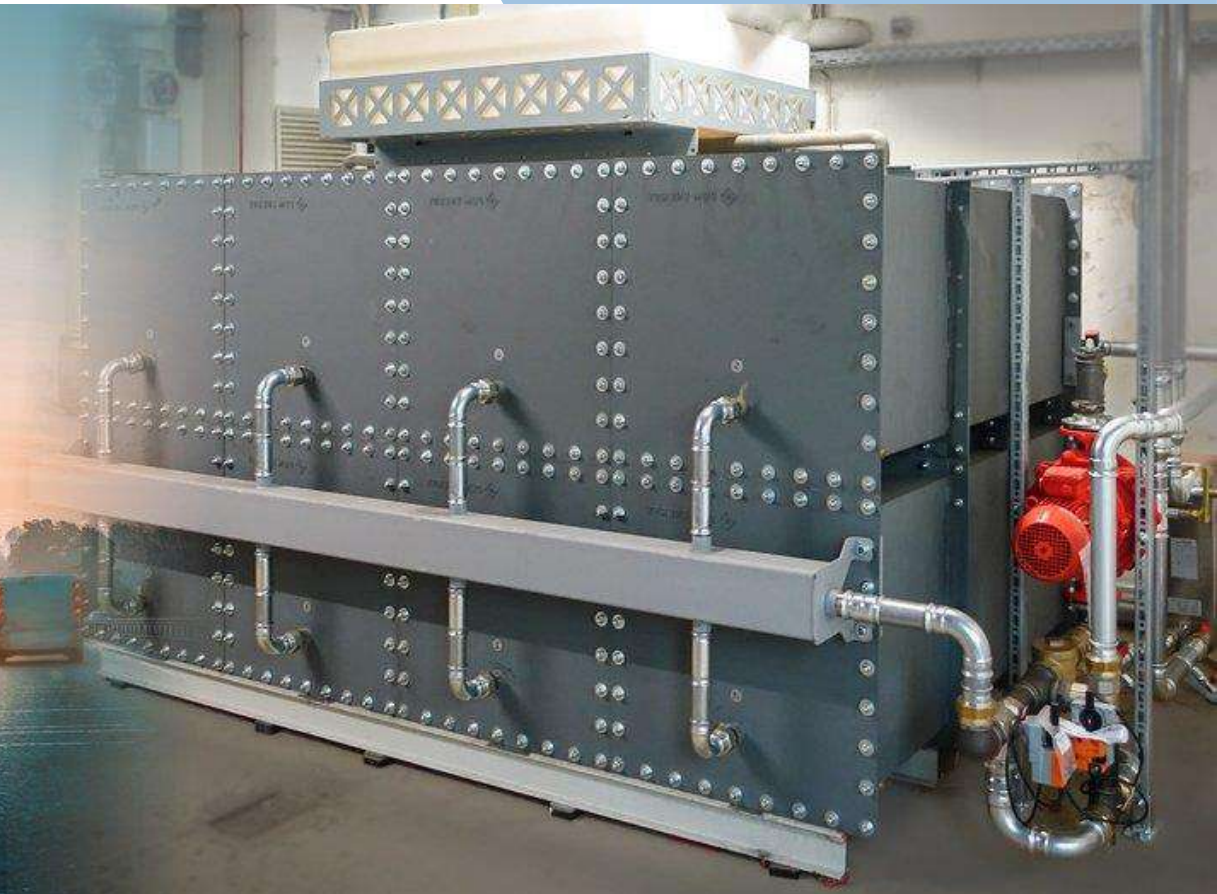


Chaleur issue d'un site industriel



Chauffage d'un centre aquatique





R2clim

Un air frais sans consommer
d'énergies



R2Clim

R2Clim est une solution de rafraîchissement de l'air ambiant d'une seule pièce à un bâtiment complet, efficace et économe en énergie.

Ce système de refroidissement simple et facile à mettre en œuvre, permet d'avoir une température intérieure agréable et confortable, réduit les coûts et l'empreinte écologique des dispositifs classiques de climatisation.

Ce procédé repose sur les propriétés particulières des PCM à absorber du froid durant la nuit et à restituer cette énergie thermique la journée, garantissant durablement une température.

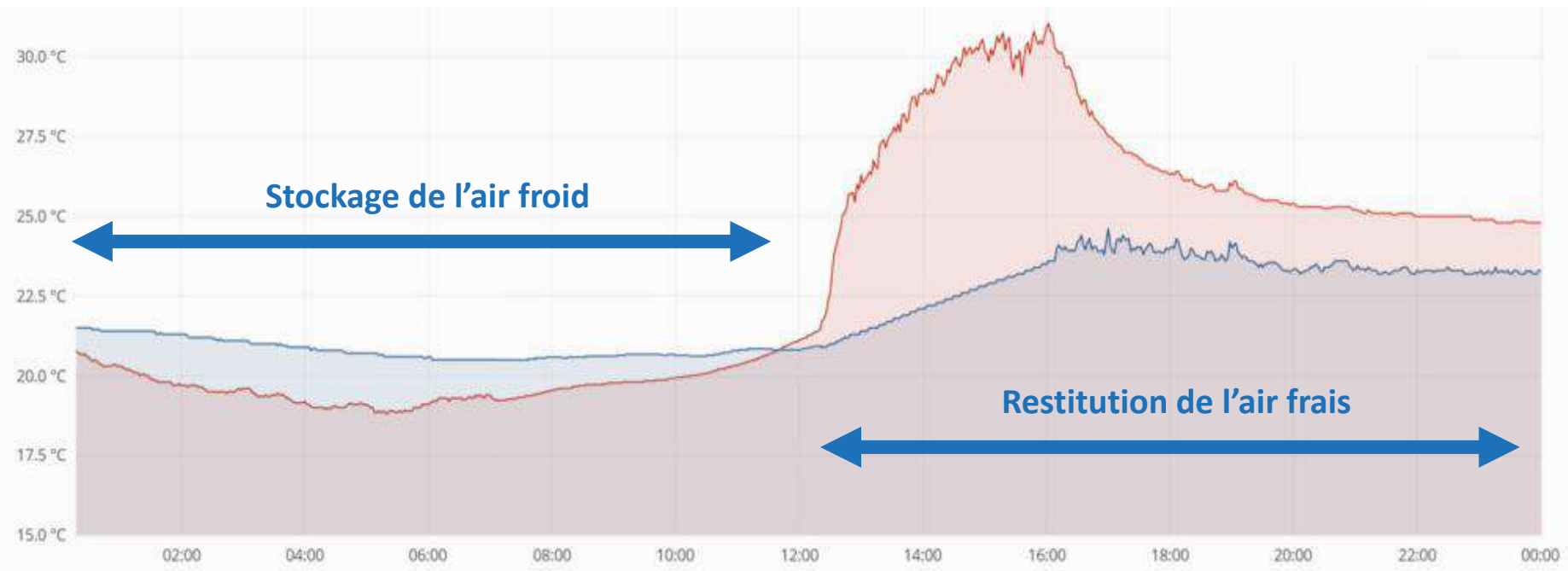
- ✓ **Facile à intégrer, même en le cas de rénovation**
- ✓ **Protège l'environnement dès sa mise en service**
- ✓ **Améliore durablement le confort**
- ✓ **Maintenance quasi-nulle**



Comment ça marche ?

Les PCM captent l'air frais durant la nuit, la batterie se recharge. Ce dernier est aspiré par un système de ventilation pour accéder à un réservoir de stockage. Au contact indirect de cet air, les PCM se solidifient et le conserve.

La journée, la chaleur extérieure aspirée fait fondre les PCM et libère le froid. L'air ainsi libéré, fait baisser jusqu'à 7 – 8 °C la température de l'air chaud extérieur.



Cycle de valorisation du froid sur une journée en fonction de la température

Exemple d'une installation dans un bâtiment tertiaire





Merci de votre attention!

Contacts :

Jean-Philippe BECHU

Tel : 06 88 57 42 44

jp.bechu@verne-ing.fr

Méthanation & Biogaz to fuel

Vincent Piepiora – Energo
Marion Guillevic – Energo

ENERGO

—

Une solution pour les unités de méthanisation

*9 janvier 2023
Salle Masséna
Hôtel CIS Paris Kellermann
17 Bd Kellermann, 75013 Paris*

ENERGO - Introduction

Jeune entreprise innovante – création en 2018 – 15 salariés –
12M€ levé en déc. 23 – 8 brevets

R&D → Projet → Opération

Première unité de méthanation utilisant notre technologie

Démonstrateur de 10Nm³/h: $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$
Ferme de Parvillers – Bioénergie de Parvillers, Sempigny (60)
En opération de 2020 à 2022.

1^{ère} injection de biométhane de synthèse dans le réseau
GrDF, le 04 juillet 2022 avec le soutien d'Engie et GRT Gaz.

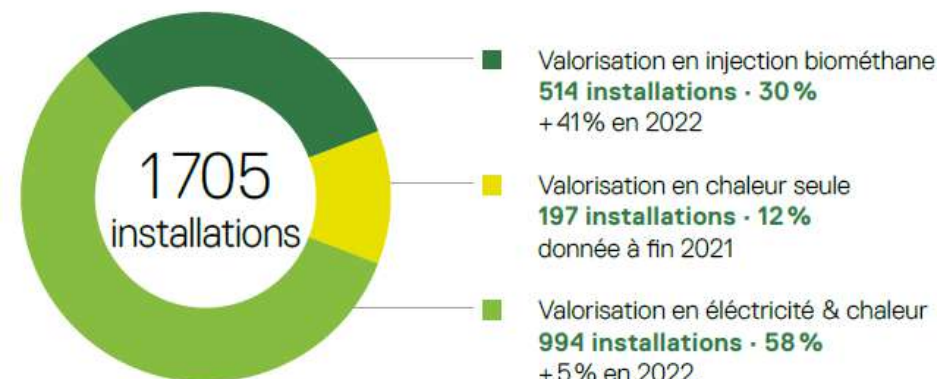


Analyse conformité du gaz.



Le biogaz en France

- Unités de méthanisation largement en cogénération, mais l'injection est en forte progression.
- L'injection concerne les unités proches des réseaux gaziers.
- Contrat d'achat d'électricité et de méthane injecté réglementé par le gouvernement à durée limitée.



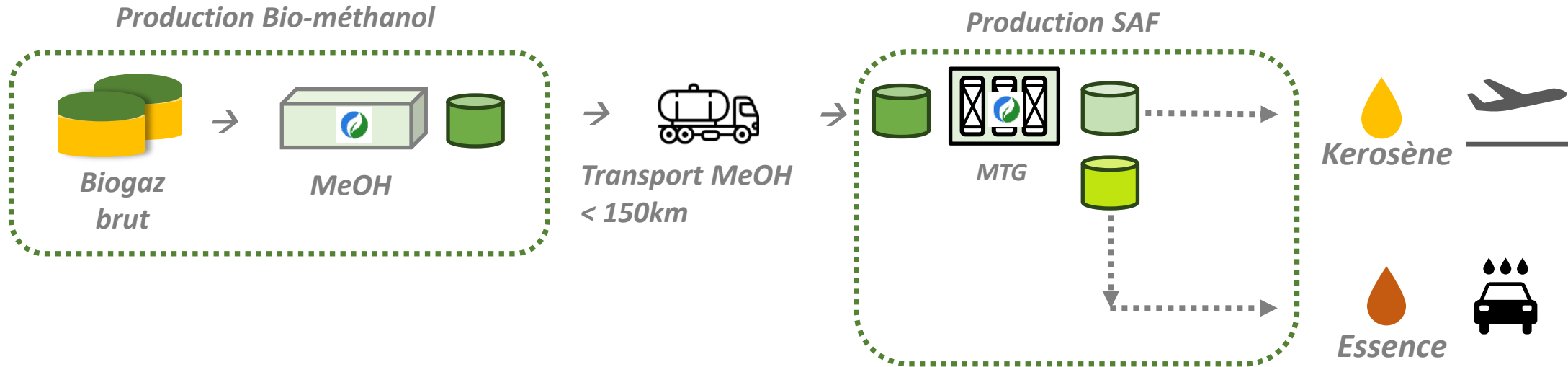
Source : SER d'après, ODRé décembre 2022 & Tableau de bord du MTE au 31/12/2022



- Quel avenir pour les unités après contrat?
- Comment favoriser l'émergence des projets loin des réseaux
- Comment valoriser le CO₂ contenu dans le biogaz



Solution ENERGO – Biogaz to biomethanol & SAF



- Contrat d'achat long terme
- Adaptable à tous les débits/localisation
- Valorisation des 2/3 jusqu'à 100% du CO₂ contenu dans le biogaz

Economie du biogaz

Quel revenu pour quel modèle?

Pour une unité produisant 200 Nm³/h de biogaz (1,2 MW CH₄):

Valeur de P _{max}	Valeur de T _{avenant} [c €/ kWh]
P _{max} ≤ 80 kWe	17,5
P _{max} = 500 kWe	15



Valeur de E f	Valeur de Pr _{avenant} [c €/ kWh]
0 %	0
≥ 60 %	5

CA annuel (M€)

Hypothèses

Cogénération

0,74 M€

435kW (eff. 33%)

Tarif de vente électricité à 200 €/MWh

Injection

1,1 M€

Achat biométhane à 100 €/MWh

Biocarburant

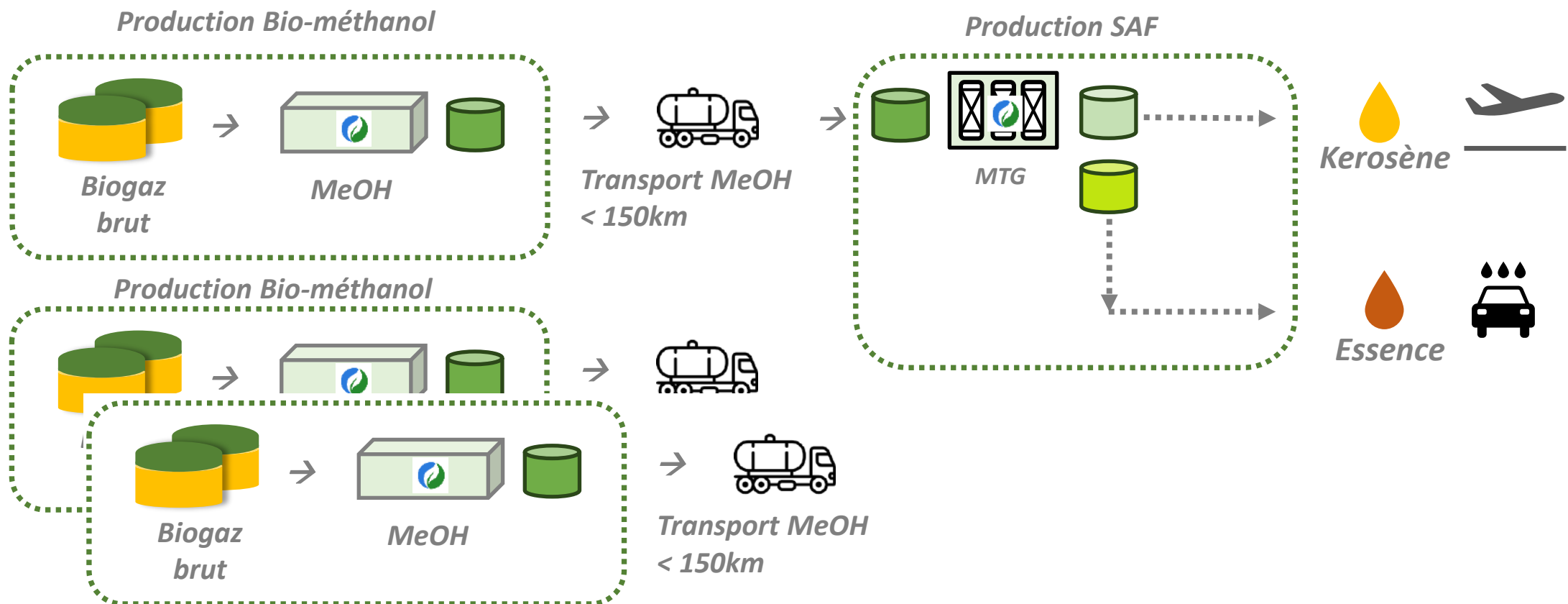
2,4 < 2,9 M€

Production de 2000t/an de biométhanol, puis 883t/an de SAF (biométhanol 1200€/t et SAF à 3300€/t)



Production annuelle prévisionnelle	Tbase (en c€/kWh PCS)
Inférieure ou égale à 5 GWh PCS par an	12,2
Comprise entre 5 et 10 GWh PCS par an	Interpolation linéaire entre 12,2 et 10,6
Comprise entre 10 et 15 GWh PCS par an	Interpolation linéaire entre 10,6 et 9,8
Comprise entre 15 et 20 GWh PCS par an	Interpolation linéaire entre 9,8 et 9,2
Comprise entre 20 et 25 GWh PCS par an	Interpolation linéaire entre 9,2 et 8,8


Modèle économique



- Besoin des aéroports 20-40kt/an de SAF jusqu'en 2030
- 20-40 exploitations/site de méthanisation
- Contrat unique vers le site de conversion en SAF

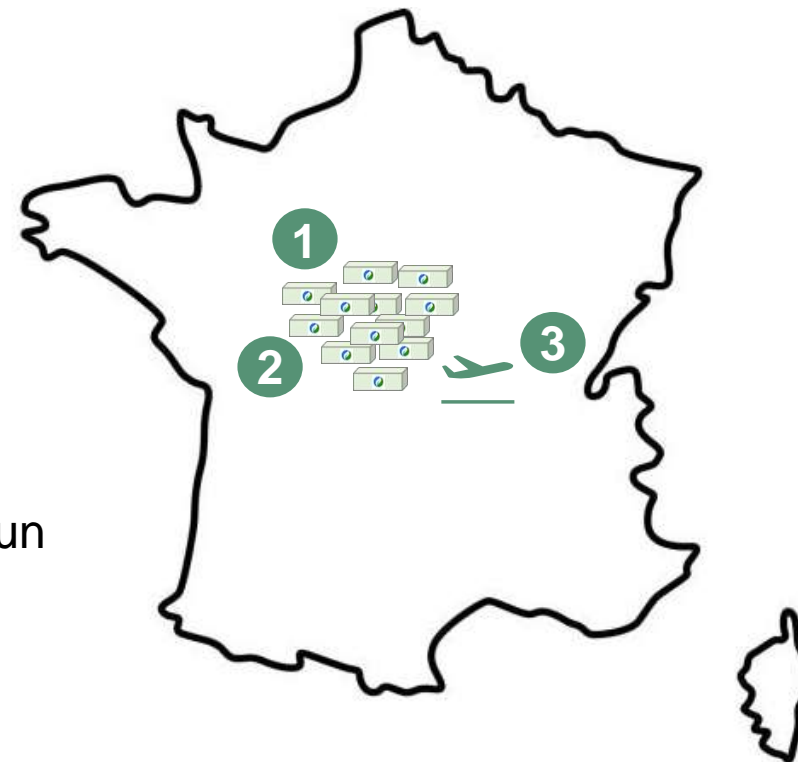
- ✓ Schéma « coopérative énergies verte »
- ✓ Répartition des risques marchés
- ✓ Intéressement au prix de vente de la molécule finale (SAF)

Prochaines étapes

- Etape 1**
Implanter des unités  de conversion de biogaz en biométhane à la ferme (dès 2025)
 - ✓ Simple
 - ✓ Rentabilité forte
 - ✓ Production d'un produit fini sur marché en forte demande

- Etape 2**
Créer des écosystèmes régionaux de production de biométhane

- Etape 3**
Transformer le biométhane en SAF (biokérosène) pour alimenter un aéroport local ou export



Merci pour votre attention



LILLE • LYON • PARIS
contact@energo.com • <https://energo.green>



i-Lab



bpifrance

BioCO₂

Marché et technologie

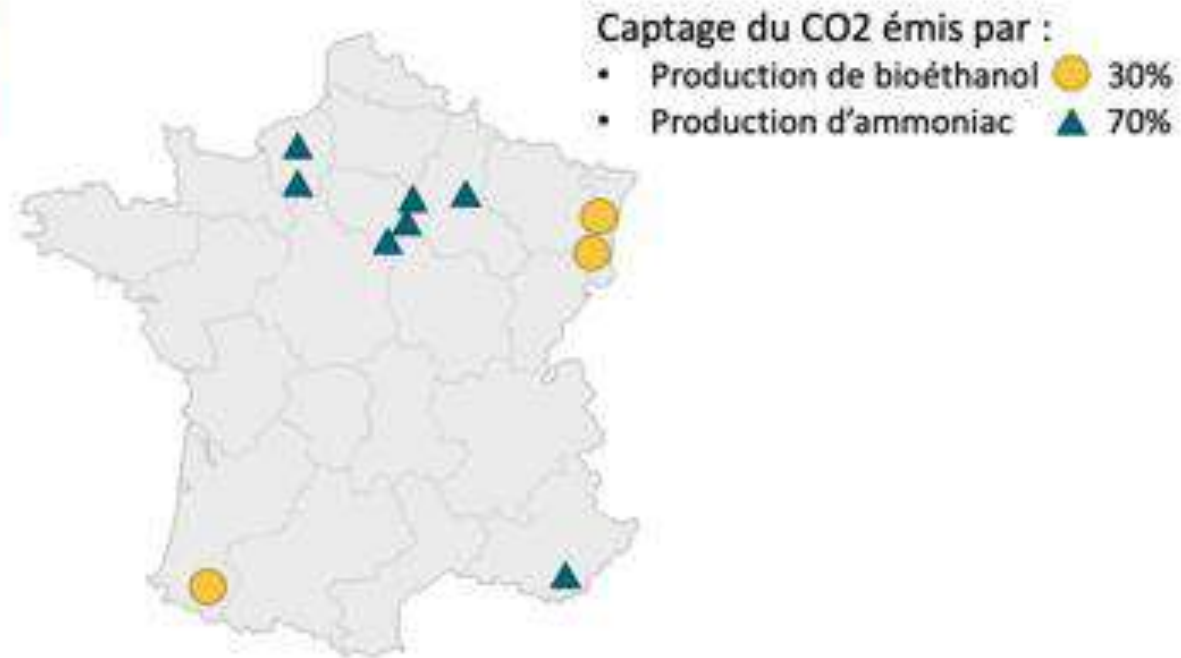
Simon méthivier – Solagro
Témoignage adhérent – MD Biogaz

Valorisation du bioCO₂

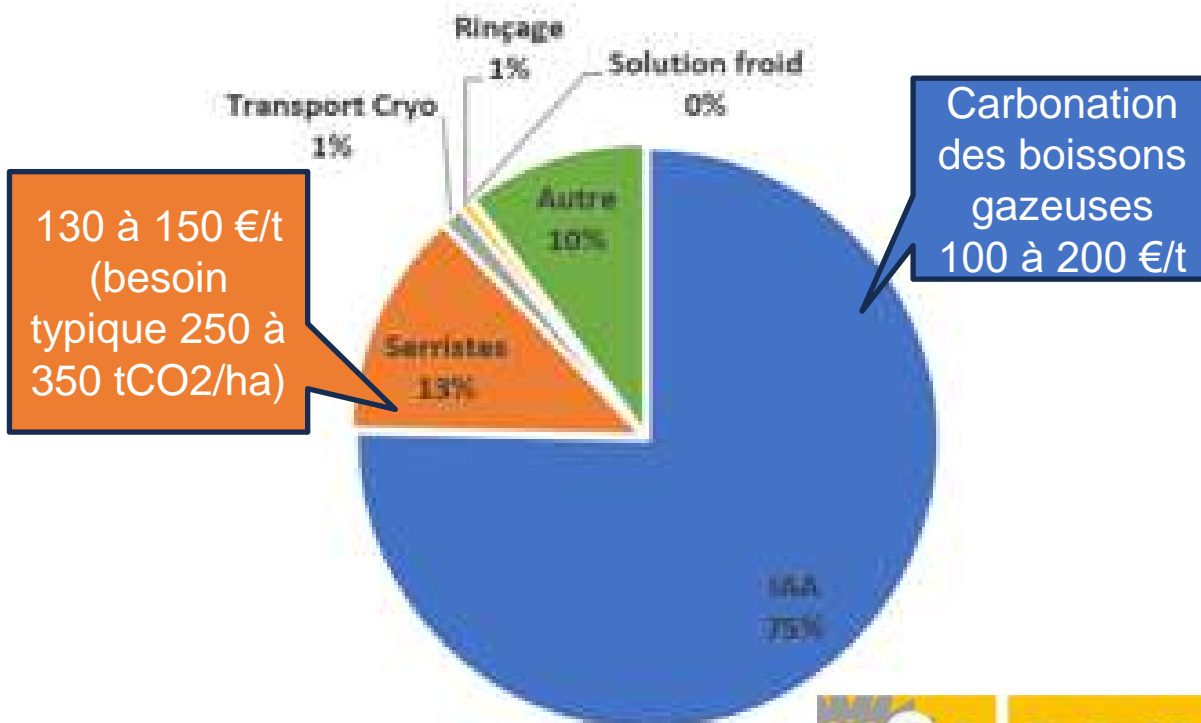
- Simon Métivier - Solagro

Le marché actuel du CO₂ : 1 100 000 t/an

Production sur une dizaine de sites
(producteur d'ammoniac ou bioéthanol)



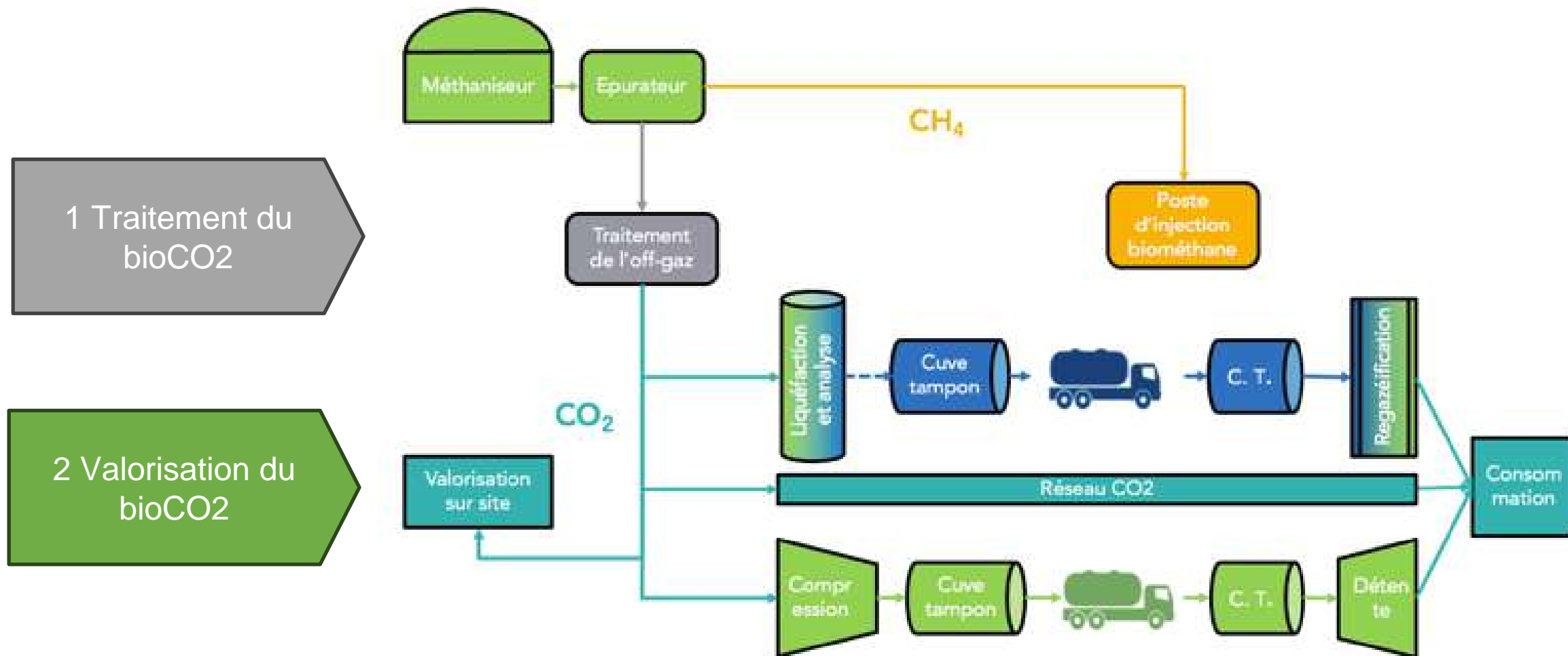
Consommation



Potentiel nouveaux marchés

- Maturation du béton
- Séchage du bois
- Production de bio-méthanol, ou de e-fuel

Valorisation bioCO₂ issu de méthanisation



Source : GRDF

Exemple pour une unité de méthanisation de 150 Nm³/h_{CH₄} (2000 t_{CO₂}/an)

CAPEX (k€HT)	1 000
Etudes	100
Raccordement	60
Equipement épuration, liquéfaction	470
Analyseur Qualité CO2 alimentaire	360

OPEX (k€HT/an)	235
Maintenance	55
Consommation électrique	73
Transport bioCO2	107

Distance consommateur : 60 km

Synthèse d'études de cas

Projets atteignant un TRI projet supérieur à 8% avec un prix de vente à 130 €/t_{CO2}
:

Valorisation CO2 qualité alimentaire, sous forme liquide

Valorisation CO2 qualité alimentaire, sous forme liquide + mutualisation logistique à plusieurs sites

Valorisation CO2 non épuré, par canalisation (4km)

100 Nm³/h_{CH4}

150 Nm³/h_{CH4}

250 Nm³/h_{CH4}



Projet MD CO₂

Réussir la transition écologique



19/12/2023

Cas concret : Valorisation du CO₂ biogénique sous certification ISBT (boissons pétillantes)

Matthieu MARISY – MD CO₂

Un projet familial

- Situé dans l'Aube, au sud de Troyes
- 1^{ère} injection Mars 2021, réseau de transport GRT GAZ
- Capacité d'injection biométhane : 300nm³/h
- 25 GWh en 2023
- Intrants majoritairement agricoles
- 3 ETP
- Réflexion valorisation CO₂ depuis 2021

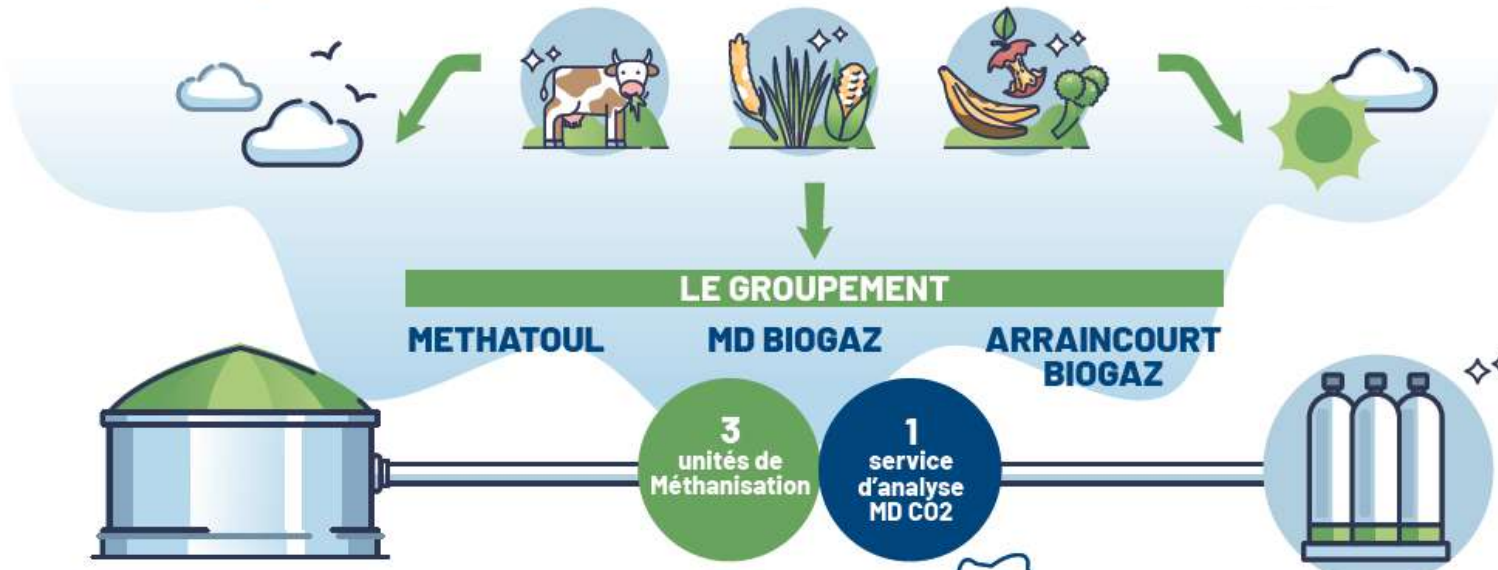


Une identification des besoins en CO₂ dans le Grand-Est:

- Société L2PI, leader français de l'embouteillage CO₂ pour la distribution des boissons, 15.000T/an
- CO₂ fatal et fossile majoritaire
- Une attente importante auprès des méthaniseurs de son secteur
- Spécification ISBT



Nos partenaires...



METHATOUL
Energie Vert

AgriEnergies

MD BIOGAZ

C'EST...

1 000 m³
de débit d'injection par
heure

12 000 tonnes
de CO₂ par an

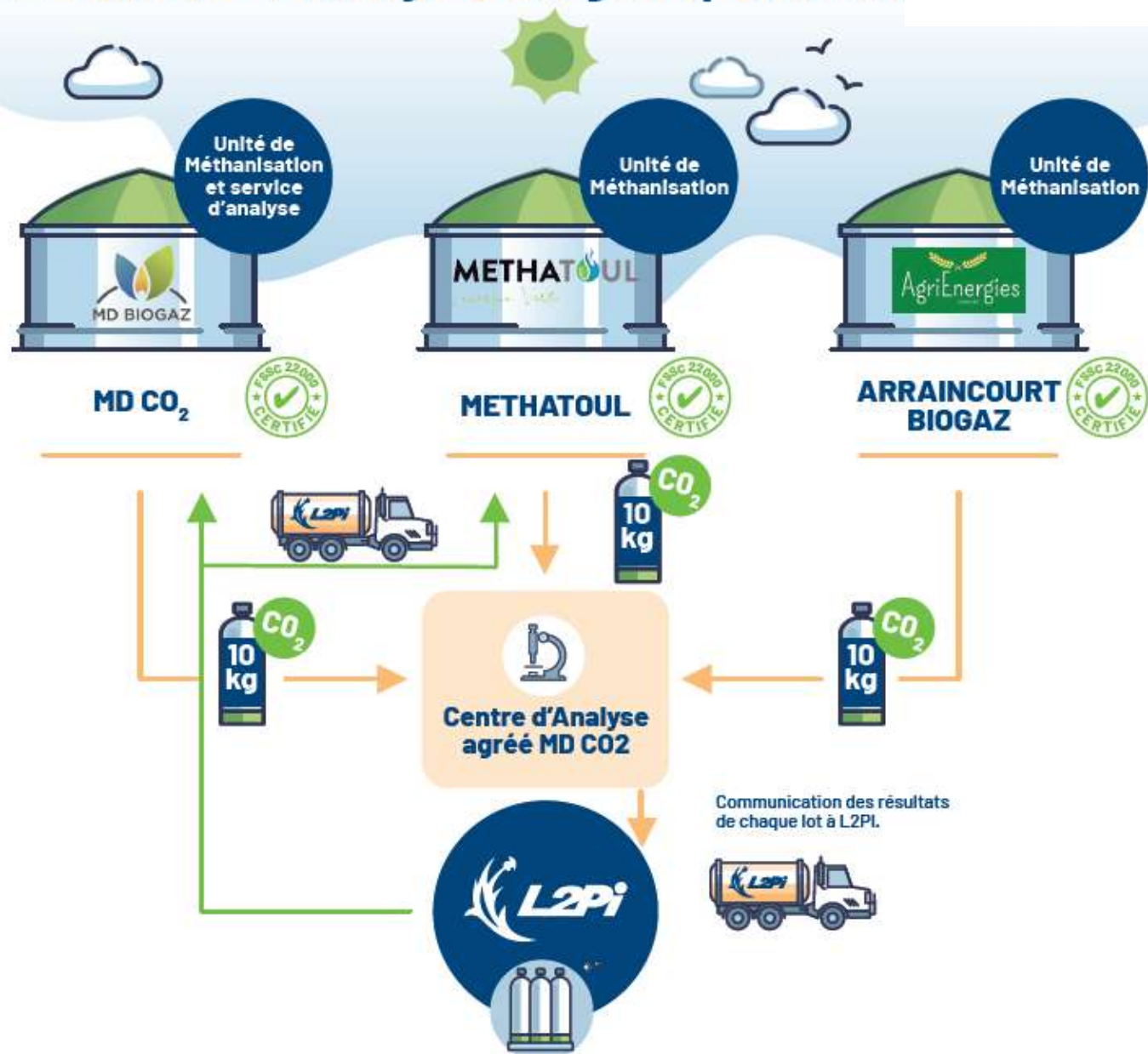
10 000 foyers
équipés au gaz (chauffage,
feux de cuisson, etc.)

80 000 tonnes
de déchets valorisés

Une première en France
pour ce projet de valorisation du CO₂ biogénique.



Méthode d'analyse du groupement





CONCLUSION

Capture, traitement et Valorisation du CO₂ biogénique de méthanisation dans l'industrie agroalimentaire en Grand-Est.

Laboratoire d'analyse disruptif du CO_{2b} destiné à la filière des gaz vert.

Mise en place d'un protocole permettant l'émergence rapide de la valorisation du CO_{2b}

Sensibilisation des industriels sur l'impact neutre en carbone du CO_{2b}

Constitution et chef de file d'un consortium pour accélérer la défossilisation

MARISY Matthieu

mdbiogaz-co2.fr

En partenariat avec :



BioGNV - Tracteurs

Nicolas Morel – New Holland

Captage et valorisation du méthane fugitif des stockages d'effluents



- **VISION** : lancer la révolution de l'énergie propre et locale
- **Economie circulaire basée sur la capture du méthane fugitif** (80 fois plus impactant que le CO₂ sur 20 ans)
- Production et consommation locale d'une énergie au **bilan carbone négatif**
- **Indépendance énergétique** des agriculteurs non reliés aux réseaux de gaz
- Modèle de partage des bénéfices qui **augmente et diversifie les revenus des agriculteurs**
- **Réduction des émissions de CH₄, de CO₂, de NH₃, de N₂O** et du recours aux fertilisants de synthèse



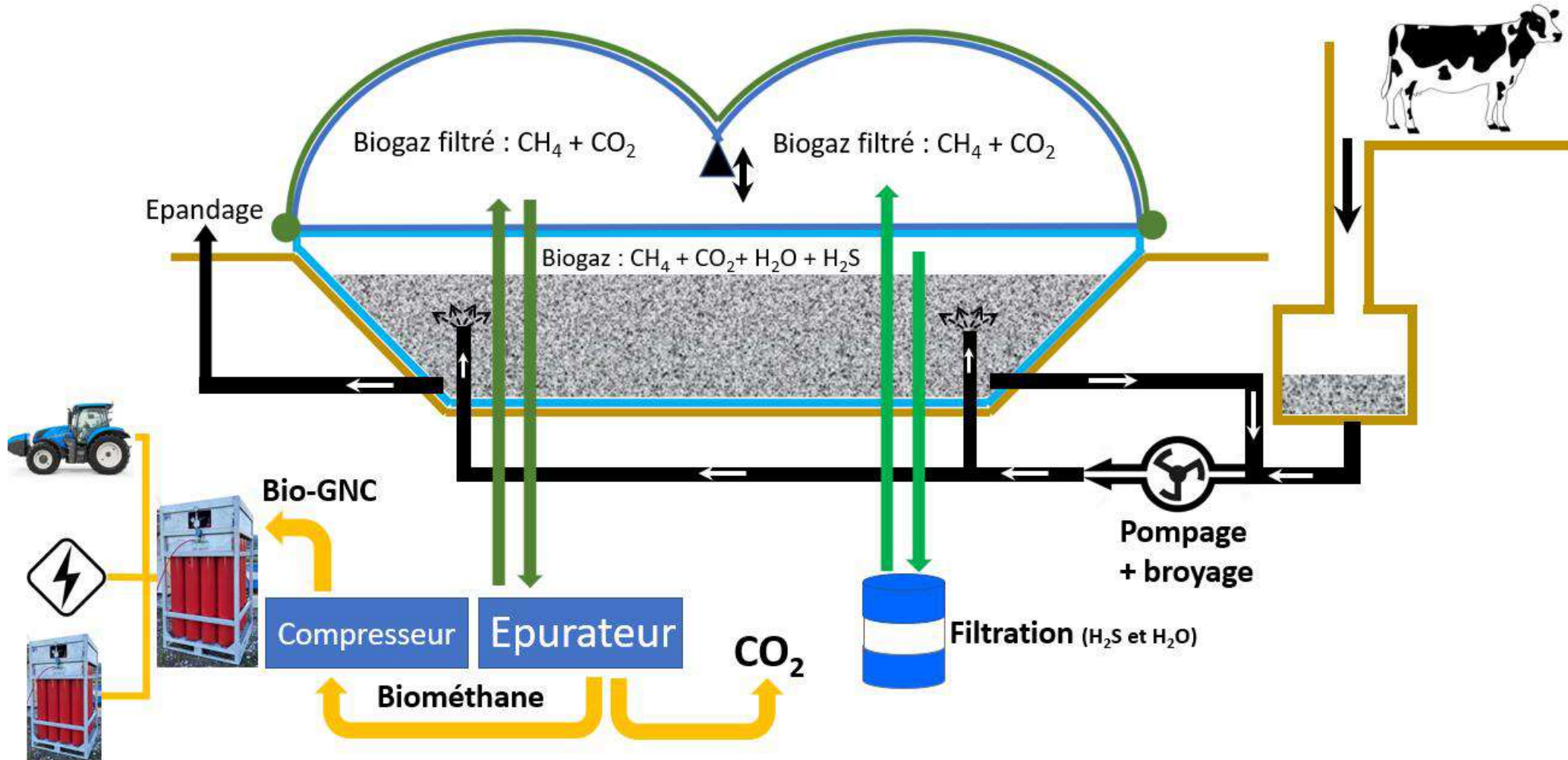
Captage et valorisation du méthane fugitif des stockages d'effluents

Des solutions brevetées de la capture à la distribution du biométhane



Une économie circulaire pour tous les éleveurs

L'innovation développée par Bennamann



Solution compatible avec des solutions extérieures

Capture par bâche existante et stockage du biogaz filtré par poche au sol



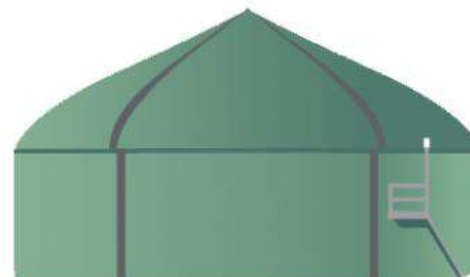
Solution compatible avec une grande diversité de situations



Bâche existante
(collecte biogaz)



Méthanisation voie
sèche (collecte biogaz)



Méthanisation
cogénération



Bâche sur nouvelle lagune
(collecte + stockage)



Stockage biogaz filtré



Epuration mobile

Des coûts d'investissement limités par le partage de l'épurateur

L'épurateur circule sur un réseau de fermes

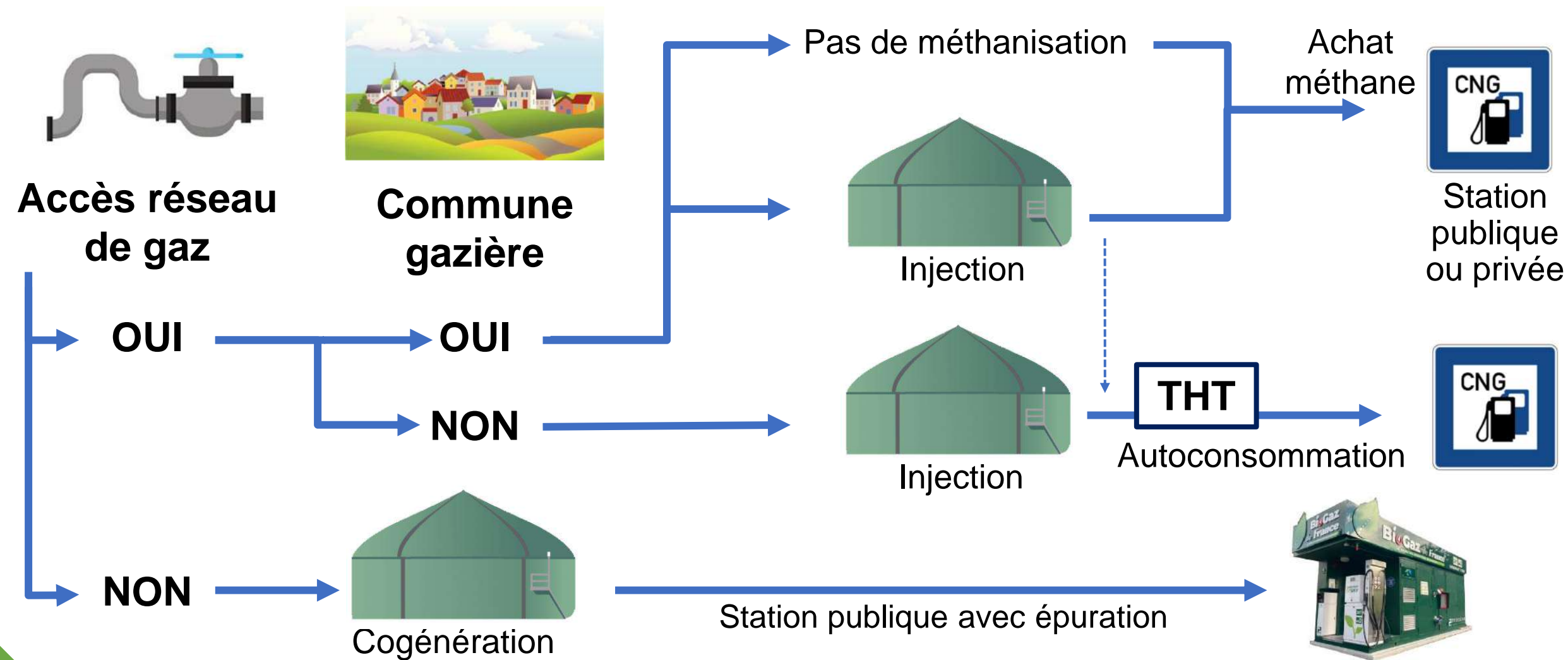


Retour d'expérience d'un site pilote (120 vaches laitières)



- La fosse à lisier, sans crouste émettait environ 23,1 t de CH_4 fugitif par an avec des vaches à l'étable 7.75 mois/an (Hiver + traites). Cela équivaut à 650t/an de CO_2e (impact sur 100 ans)
- Avec la couverture de fosse, la capture et l'épuration du biogaz permettent de produire environ 17,5 t de Bio-GNC/an (50kg/j ou 250 $\text{Nm}^3 \text{CH}_4/\text{j}$)
- Ce Bio-GNC peut alimenter un T6.180 Methane pendant 1000h et fournir 25 MWh d'électricité (soit 60% de la traite à raison de 30 kWh sur 4h/jour)
- La couverture de la fosse récupère les eaux de pluie soit 821 m^3/an qui 1) sont utiles pour d'autres usages et 2) ne sont pas à transporter vers les champs (45 voyages de 18 m^3 économisés)
- Le bilan carbone de l'exploitation est ainsi passé de 875 tCO_2e à 175 tCO_2e (20 à 40 k€/an en crédit carbone)

Carburants alternatifs au diesel : le Bio-GNV



Carburants alternatifs au diesel : le Bio-GNV

Un tracteur configurable en fonction des usages



Carburants alternatifs au diesel : le Bio-GNV

New Holland: T6.180 Methane Power de série

Transmission Electro Command

Boite 16x16 4 rapports sous charge

Distributeurs à commande mécanique

Accoudoir « Classique »



Transmission Dynamic Command

Boite 24x24 8 rapports sous charge

Distributeurs électrohydrauliques

Accoudoir et poignée multifonctions



Carburants alternatifs au diesel : le Bio-GNV

Subventions à l'investissement

Matériel éligible au dispositif « **équipements pour la troisième révolution agricole** » du plan France 2030

- **20% à 30% de subventions**
- Guichet France Agrimer pour la télédéclaration des demandes d'aide ouvert en mars 2023
- Retour des demandes validées mi-décembre 2023
- 10 dossiers validés
- Pas de crédit-bail ni de location possible
- Plus de dispositif en 2024



Actualité chez IVECO

Grand routier : passage de 460 à 500ch sur le Cursor 13

Porteur : arrivée du Tector 7 de 220 à 280 ch



Lancement du T7.270 Methane Power

T7.270 Methane Power

- Bio-GNC (Gaz comprimé)
- 200 kg/plein
- 70% de l'autonomie du diesel
- 1ères livraisons début 2025



Lancement du T7.270 Methane Power

Le meilleur des T7 PLMi

- Moteur NEF 67 GNC sans système de dépollution (pas d'AdBlue)
- Transmission variation continue AutoCommand super efficace
- Roues arrière en 2,05m
- PTAC 15t
- Relevage arrière 10t
- Suspension de cabine hydraulique
- Eclairage de travail full LED

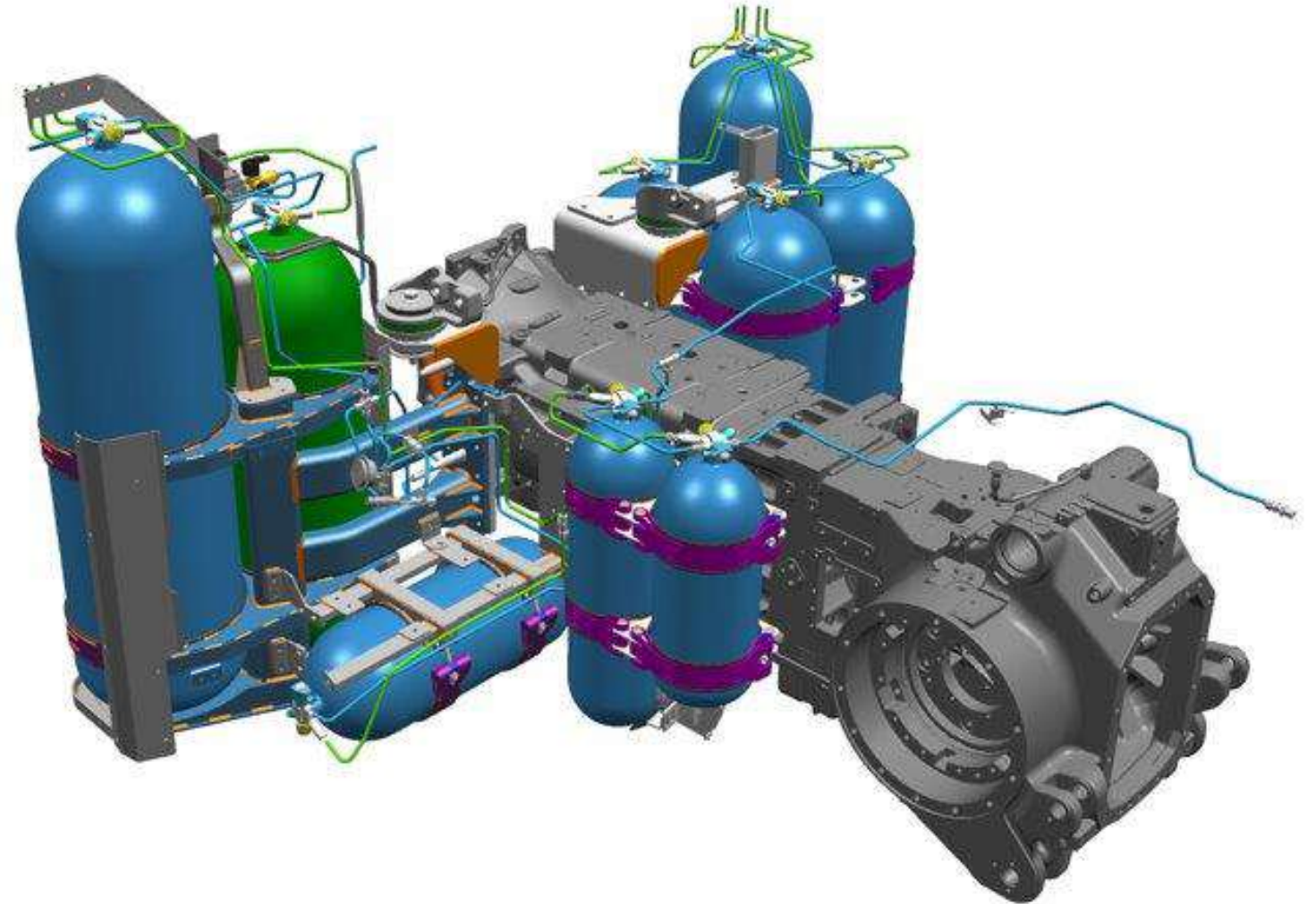


Lancement du T7.270 Methane Power

T7.270 Methane Power

- 9 bouteilles sur le tracteur (665L / 115kg)
- 5 bouteilles à gauche (333L / 57,5kg)
- 4 bouteilles à droite (332L / 57,5 kg)

Pour rappel :
190L / 35 kg sur T6



Lancement du T7.270 Methane Power



Carburants alternatifs au diesel : le Bio-GNV

Consommation en carburant et autonomie

Impact de la consommation sur l'autonomie

L/h diesel	Kg/h GNC	Conso GNC sur 8h	Nb pleins T6 sur 8h	Nb pleins T7 sur 8h	Nm3 / 8h	MWh / 8h
10	9,3	75	1,1	0,4	90	1,0
15	14,0	112	1,6	0,6	134	1,5
20	18,7	149	2,1	0,7	179	2,0
25	23,3	187	-	0,9	224	2,5
30	28,0	224	-	1,1	269	3,0
35	32,7	261	-	1,3	314	3,5
40	37,3	299	-	1,5	358	3,9
45	42,0	336	-	1,7	403	4,4

Et après demain...

T7.270 Methane Power

- Bio-GNL (Gaz liquéfié)
- Autonomie triplée vs GNC
- Projet à long terme



Soutien aux activités de promotion de la filière

Station de ravitaillement mobile

- Daily GNC floqué
- 4 racks 320L / 50 kg = 1280L / 200 kg
- Compresseur 15 Nm³h (380V / 20A)
- Ravitaillement partout



Comparaison économique et technique des méthaniseurs

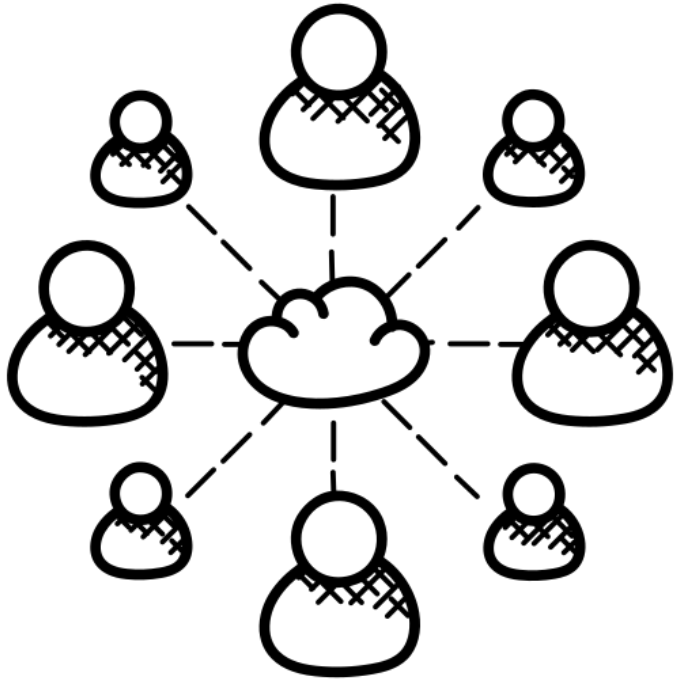
Adrien Dain – AAMF

Comparaison économique et technique des méthaniseurs

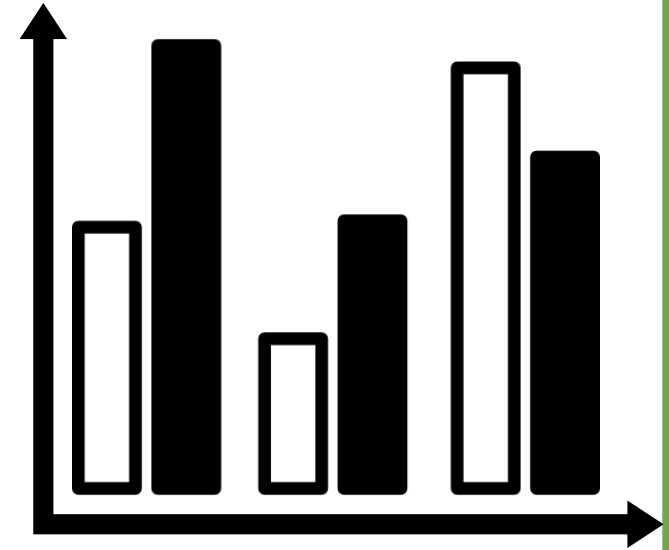
10 indicateurs AAMF dans PRODIGE 2	Moy cogé (57 sites entre 2017-20)	Moy Injection (27 sites entre 2019-20)
Investissements Inv.– Subvention	7 700 € / kwé 6 000 € / kwé	31 500 € / Nm³/h 26 800 € / Nm ³ /h
Produits	233 €/MWHé vendu	121 €/MWH vendu
Charges (= Exploitation + Travail + Invest)	191 €/MWHé vendu	90 €/MWH vendu
EXPLOITATION	94 € / MWHé vendu	54 € / MWH vendu
Dont intrants	35 € / MWHé vendu	22 € / MWH vendu
Dont électricité	10 € / MWHé vendu	8 € / MWH vendu
Dont E&M	22 € / MWHé vendu	7 € / MWH vendu
TRAVAIL	15 € / MWHé vendu	6 € / MWH vendu
INVEST	81 € / MWHé vendu	30 € / MWH vendu
Marges	+ 42 €/MWHé vendu De -91 à + 132 €/MWHé vendu	+ 31 €/MWH vendu De -11 à + 70 €/MWh vendu

METHACOMPARE

En quelques mots



- Outil collaboratif /anonyme
- Suivi technique mensuel = pilotage
- Suivi économique annuel = gestionnaire
- Comparaison **instantanée avec des installations similaires et avec les références Prodigé**



METHACOMPARE

En image


Saisie de mes données Mes indicateurs Indicateurs comparatifs

Discutez de vos indicateurs d'exploitation
avec la communauté des agri-méthaniseurs !



Caractéristiques du site [Voir](#)


À faire 43 [Changer la date de 1ère saisie](#)

 Saisies annuelles

Année 2019 [Commencer](#)

Année 2020 *En attente validation année précédente*

Année 2021 *En attente validation année précédente*

 Saisies mensuelles

Janvier 2019 12% [Continuer](#)

Février 2019 *En attente validation mois précédent*

Mars 2019 *En attente validation mois précédent*

Avril 2019 *En attente validation mois précédent*

Historique

- 2019
- 2020
- 2021
- 2022

Pour en savoir plus : adrien@aamf.fr ou contact.methacompare@gmail.com

METHACOMPARE

En image

			DERNIÈRE SAISIE
Intrant 9	Type	Déchet végétal	Déchet végétal
	Nom	Déchets Pomme de te	Déchets Pomme de terre
	Quantité incorporée	45 TMB/ mois	50 TMB/ mois
	BMP (de biométhane) (pouvoir méthanogène)	50 Nm ³ CH ₄ /TMB	50 Nm ³ CH ₄ /TMB
	TMS	12 %	12 %
Intrant 10	Type	Aucun	Aucun
POSTE 3 : VALORISATION ÉNERGÉTIQUE			DERNIÈRE SAISIE
Volume de biogaz produit*	42 253 Nm ³ biogaz/mois	45 848 Nm ³ biogaz/mois	
Taux de CH ₄ dans le biogaz brut*	53 % <small>Min: 40 - Max: 70</small>	53 %	
Quantité d'électricité autoconsommée*	3 912 kWh/mois	4 746 kWh/mois	
Quantité d'électricité injectée en kWh/mois*	84 116 kWh/mois	95 518 kWh/mois	
Quantité de chaleur valorisée	97 720 kWh/mois	112 400 kWh/mois	
Nombre d'heures de torchage*	0 h/mois <small>Max : 672h</small>	0 h/mois	

Pour en savoir plus : adrien@aamf.fr ou contact.methacompare@gmail.com

Indicateurs secondaires ^

Ma production

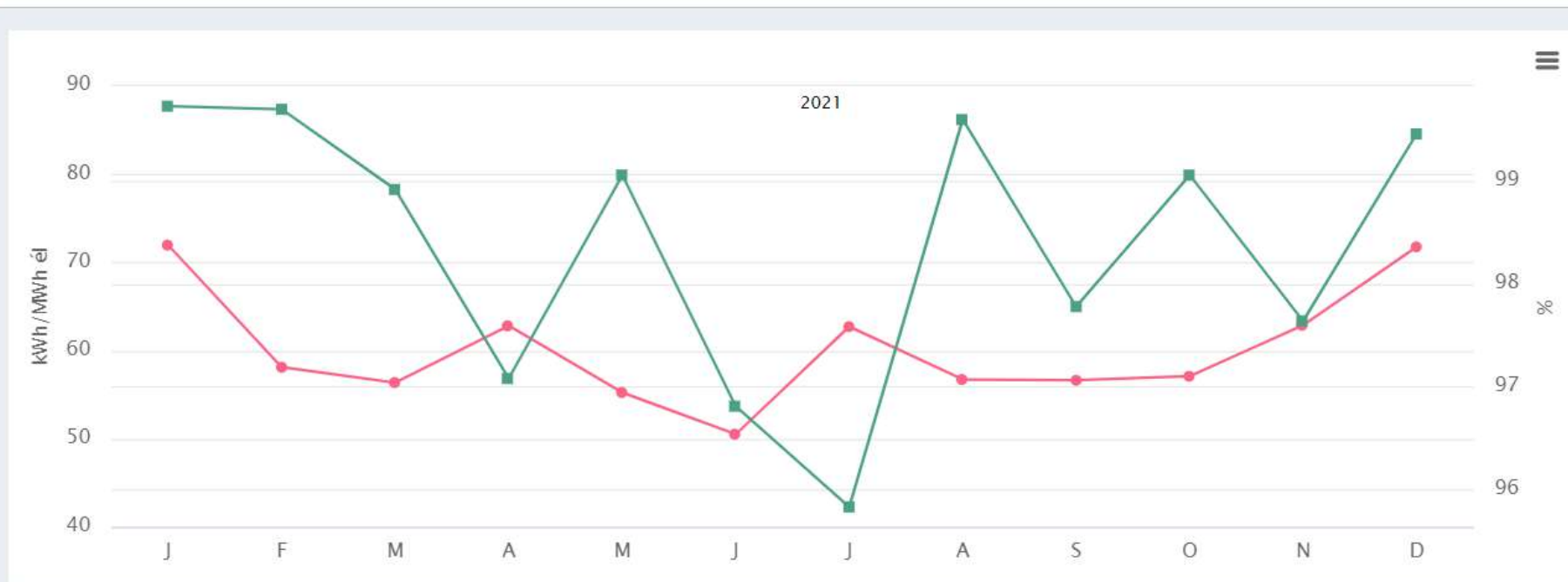
- Productivité électricité
- Productivité biogaz
- Production électricité

Mes consommations

- Efficacité électrique
- Cons. élec. générale par MWh injecté
- Cons. élec. process méthanisation par MWh injecté
- Cons. élec. Cogé. / épuration par MWh injecté

Mon efficacité

- Prod réelle / Prod théorique (BMP)
- Taux d'injection effective
- Autoconsommation d'électricité
- Taux de perte de biogaz
- Taux de disponibilité



Comparaison économique et technique des méthaniseurs

- Saisie en autonomie avec des tutoriels en ligne
- Extraction de données possible
- Simplification possible -> un lot mensuel x12
- Évolution de la plateforme selon les demandes si les utilisateurs sont au rdv
- Trouver de la ressource d'animation pour exploiter les données collectivement

Bilan de la journée

Merci pour votre participation

