



TERRITOIRE D'ÉNERGIE ALSACE

COMMISSION CONSULTATIVE PARITAIRE DE L'ÉNERGIE



INTRODUCTION DE LA MATINÉE

Jean-Luc BARBERON

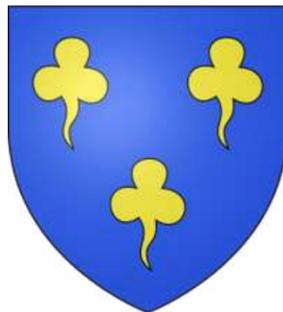
Président de Territoire d'Énergie Alsace





MOT D'ACCUEIL

Jean-Claude MENSCH
Maire d'Ungersheim



OPTIMISATION OU RECONVERSION : L'USAGE DES RÉSEAUX DE GAZ EN QUESTION



Jérôme GUICHARD

Responsable Développement Territorial Grand Est

naTran

"Présentation du Projet RhYn"

Echange Territoire d'Energie d'Alsace/ NaTran

Projet Réseau H2 RHYn

03/04/2025

NaTran est propriétaire et opérateur du principal réseau de transport de gaz français

NaTran est propriétaire et opérateur du principal réseau de transport de gaz français

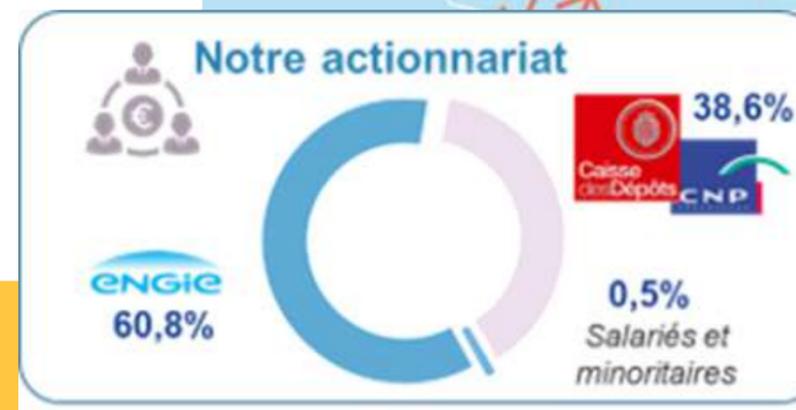
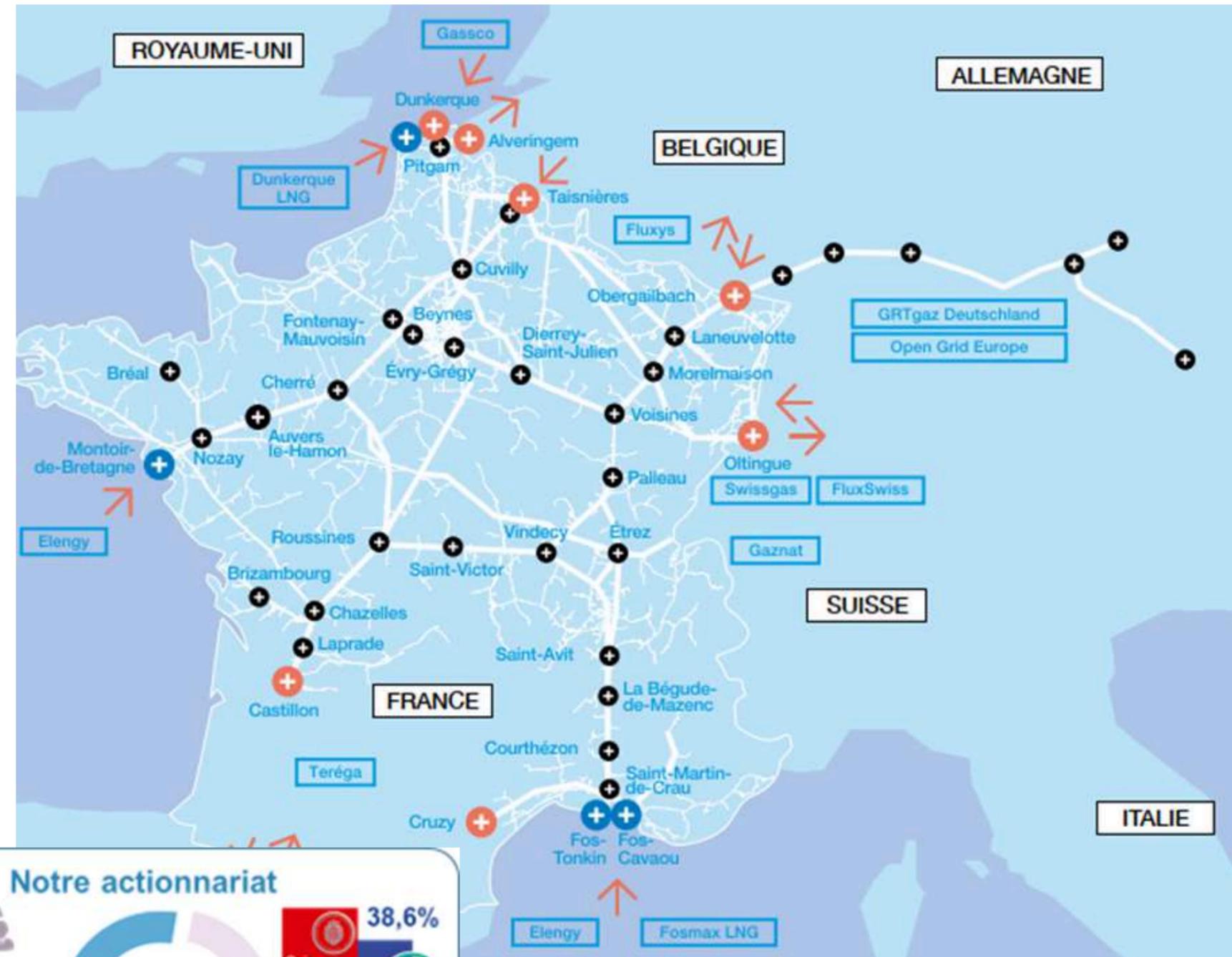
L'activité de NaTran est régulée

- Directives et règlements européens
- Code de l'énergie
- Commission de régulation de l'énergie

NaTran dispose d'un Contrat de Service Public avec l'État

Chiffres clés 2023 (périmètre groupe: NaTran, Elengy, NaTran Deutschland)

- CA: 2 623 M€
- Résultat net: 407 M€
- Investissement: 473 M€
- 3 791 salariés
- 693 clients industriels raccordés
- 156 clients expéditeurs
- 19 gestionnaires de réseau de distribution raccordés
- 680 TWh gaz transporté
- 381 TWh gaz consommé en France

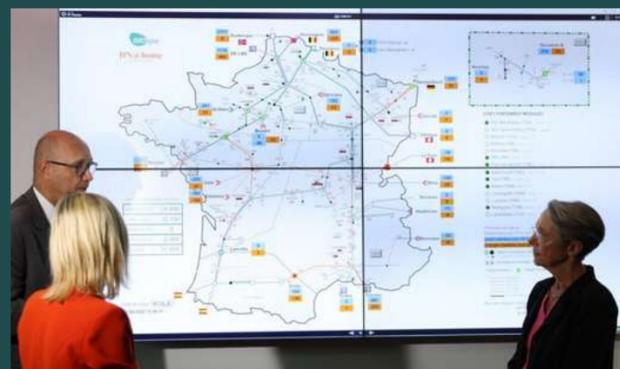


Nos principales missions en tant que transporteur de gaz

Opérateur d'un actif industriel majeur



Acteur de la sécurité d'approvisionnement



Organisateur de marché et tiers de confiance



OPEN DATA / RÉSEAUX ÉNERGIES

Engagé résolument pour la transition énergétique





NaTran, un nouveau nom qui évoque :

Notre cœur de métier d'opérateur **NATional** de **TRANsport**

Notre engagement sociétal tourné vers le respect de la **NATure** et la **TRANsition** énergétique

La couleur rappelle les bornes jaunes qui indiquent la présence du réseau sur le territoire.

Une ambition : relever le défi du transport de tous les gaz qui participent à la transition énergétique et accompagner la neutralité carbone à l'horizon 2050 (biométhane, hydrogène et CO₂).

5 objectifs majeurs d'ici 2030 :

Consacrer plus de 50 % de nos investissements annuels à la transition énergétique

Multiplier par 5 le volume des gaz renouvelables dans les réseaux

Faire émerger plus de 1000 km de réseaux H₂ et CO₂ en Europe

Réduire notre empreinte carbone de 40%

Attirer et développer les compétences nécessaires à notre transformation

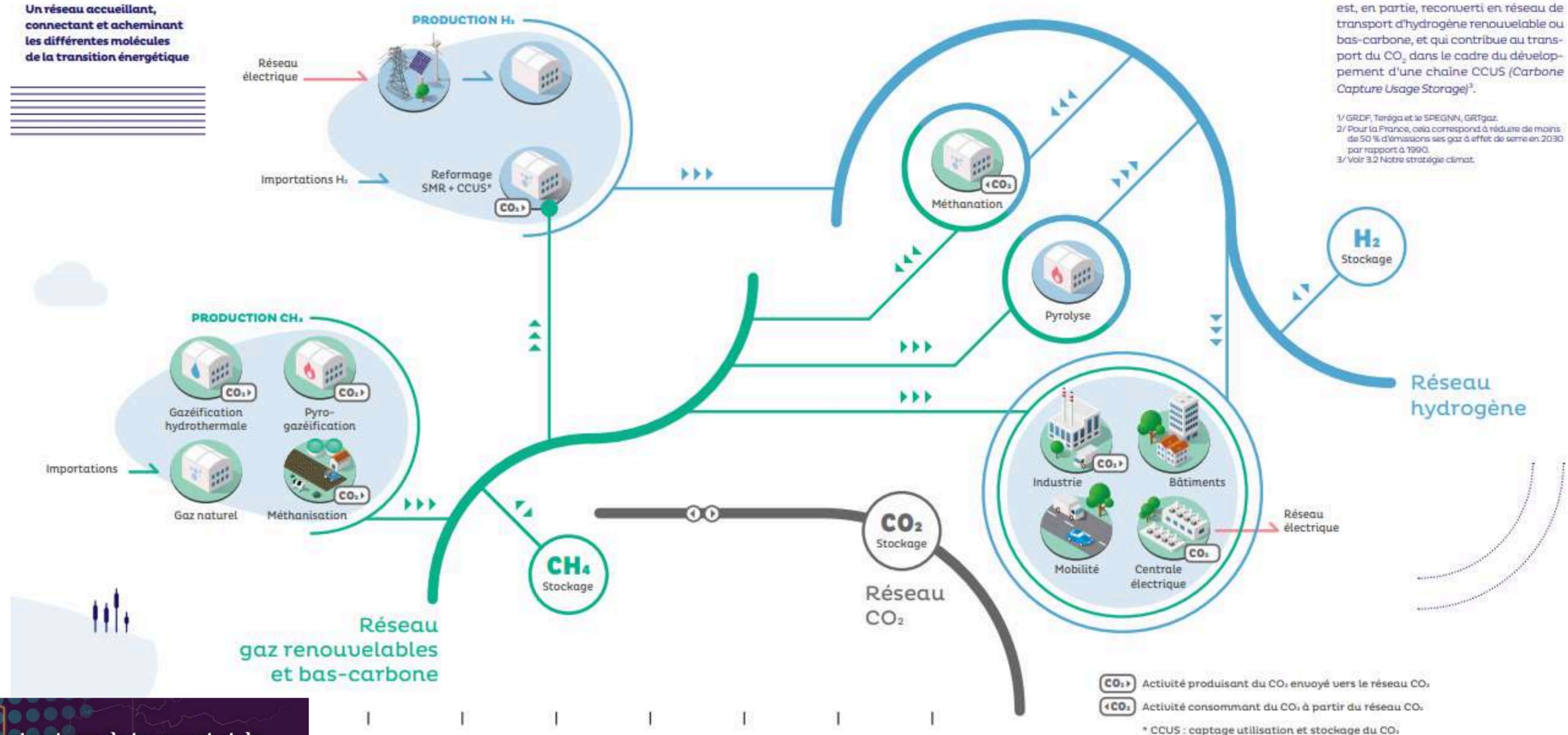
Notre vision du réseau en 2050: des réseaux distincts pour offrir de multiples choix de solutions de décarbonation

Notre vision des infrastructures est fondée sur un scénario prospectif de consommation et de production de gaz renouvelables et bas-carbone, co-construit avec les opérateurs de réseau de gaz¹, présenté dans un document paru en juillet 2022. Ce scénario est compatible avec l'atteinte de la neutralité carbone en France en 2050.

En 2050, l'intégralité des consommations de gaz sera d'origine renouvelable ou bas-carbone, dans le respect des gisements disponibles de biomasse tels que confirmés par plusieurs études récentes (Solagro, France stratégie, Ademe). Ce scénario est également compatible avec l'objectif européen *Fit for 55*². Cette vision 100 % gaz renouvelables à l'horizon 2050 s'associe à une évolution du réseau de transport de gaz, qui devient un réseau transportant uniquement des gaz renouvelables ou bas-carbone et qui est capable de relier de multiples points de consommation et de production et les stockages. C'est également un réseau qui développe sa complémentarité avec les autres réseaux. C'est enfin un réseau qui est, en partie, reconverti en réseau de transport d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone, et qui contribue au transport du CO₂ dans le cadre du développement d'une chaîne CCUS (Carbone Capture Usage Storage)³.

uelables à l'horizon 2050 s'associe à une évolution du réseau de transport de gaz, qui devient un réseau transportant uniquement des gaz renouvelables ou bas-carbone et qui est capable de relier de multiples points de consommation et de production et les stockages. C'est également un réseau qui développe sa complémentarité avec les autres réseaux. C'est enfin un réseau qui est, en partie, reconverti en réseau de transport d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone, et qui contribue au transport du CO₂ dans le cadre du développement d'une chaîne CCUS (Carbone Capture Usage Storage)³.

1/ GRDF, Teréga et le SPEGNN, GRTgaz.
2/ Pour la France, cela correspond à réduire de moins de 50 % d'émissions ses gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 1990.
3/ Voir 3.2 Notre stratégie climat.



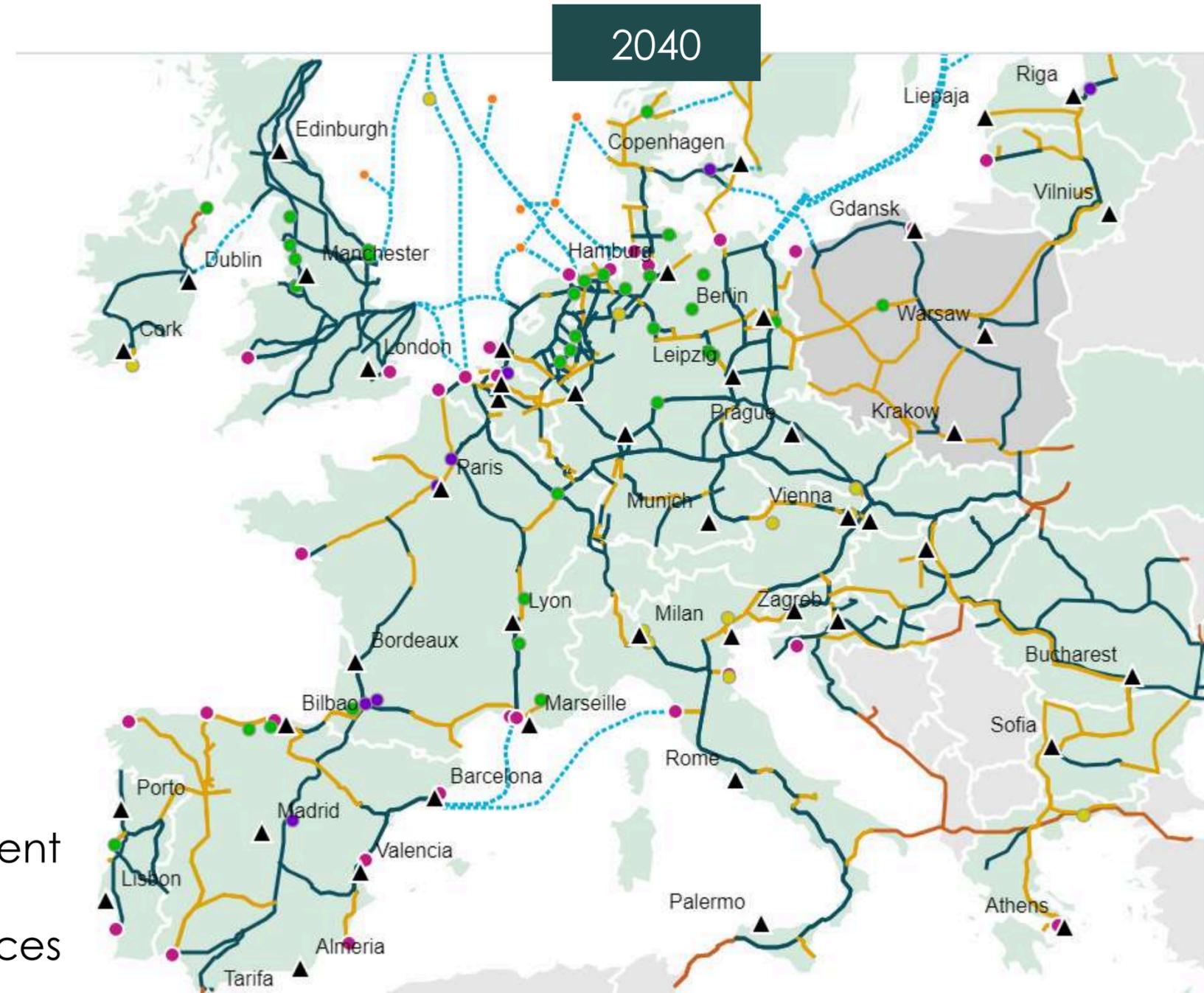
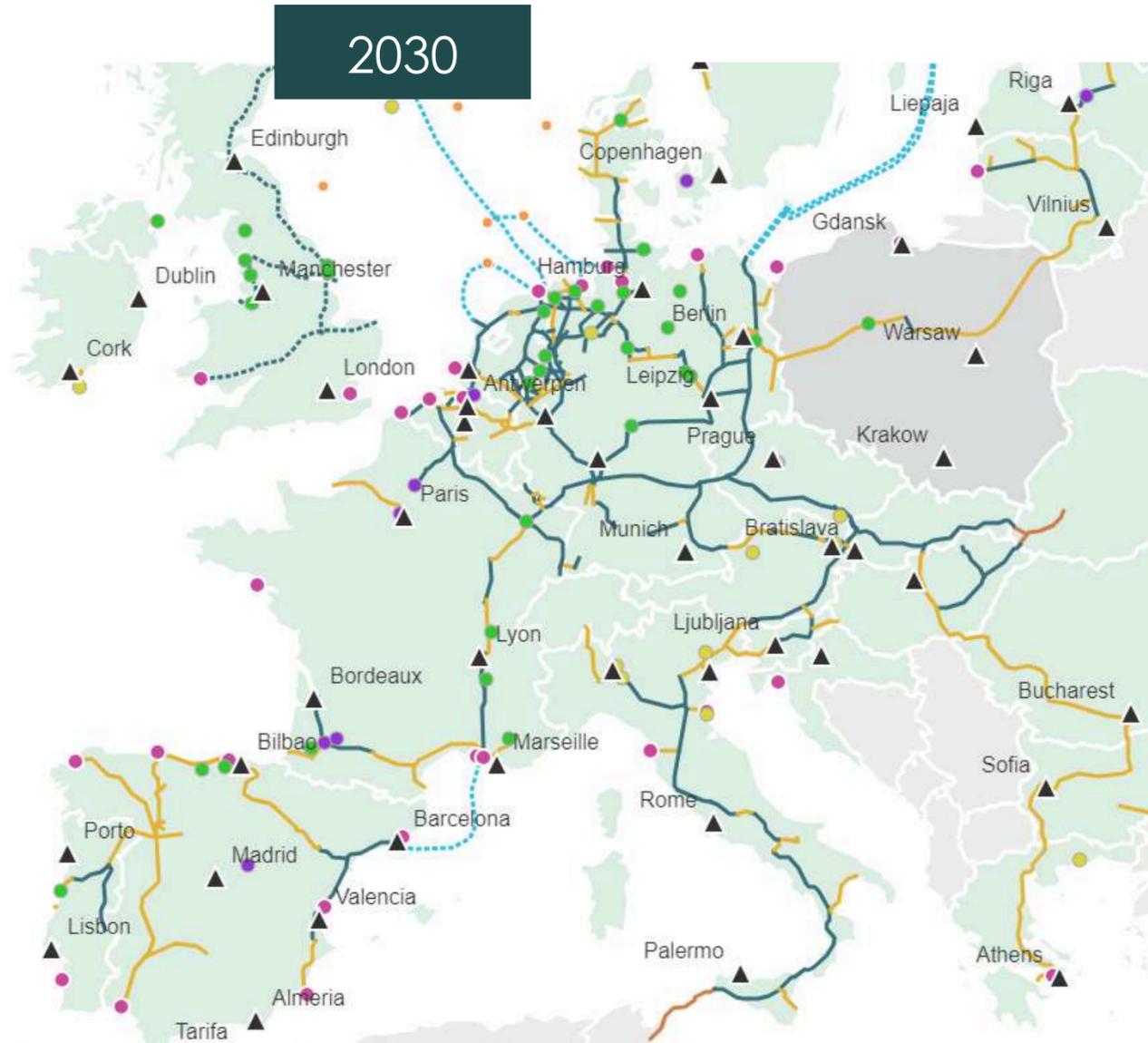
Nouveaux Systèmes Énergétiques
Comité stratégique de filière

Le rôle des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène : un enjeu de compétitivité industrielle

Pour aller plus loin : [le rôle des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène : un enjeu de compétitivité industrielle](#)

Classif... entiel entreprise []

« European hydrogen backbone » <https://ehb.eu/>



- Consommations d'hydrogène encore majoritairement locales et concentrées dans des zones industrielles
- Développement de réseaux locaux (~1000 km) dans ces premiers clusters industriels
- Plus de 50% de conversion d'ouvrages existants

Appel à Manifestation d'Intérêt H2Med fin 2024

L'AMI H2med a reçu une participation et un soutien importants tout au long du corridor

Inscriptions à la plate-forme internet :



168 entreprises

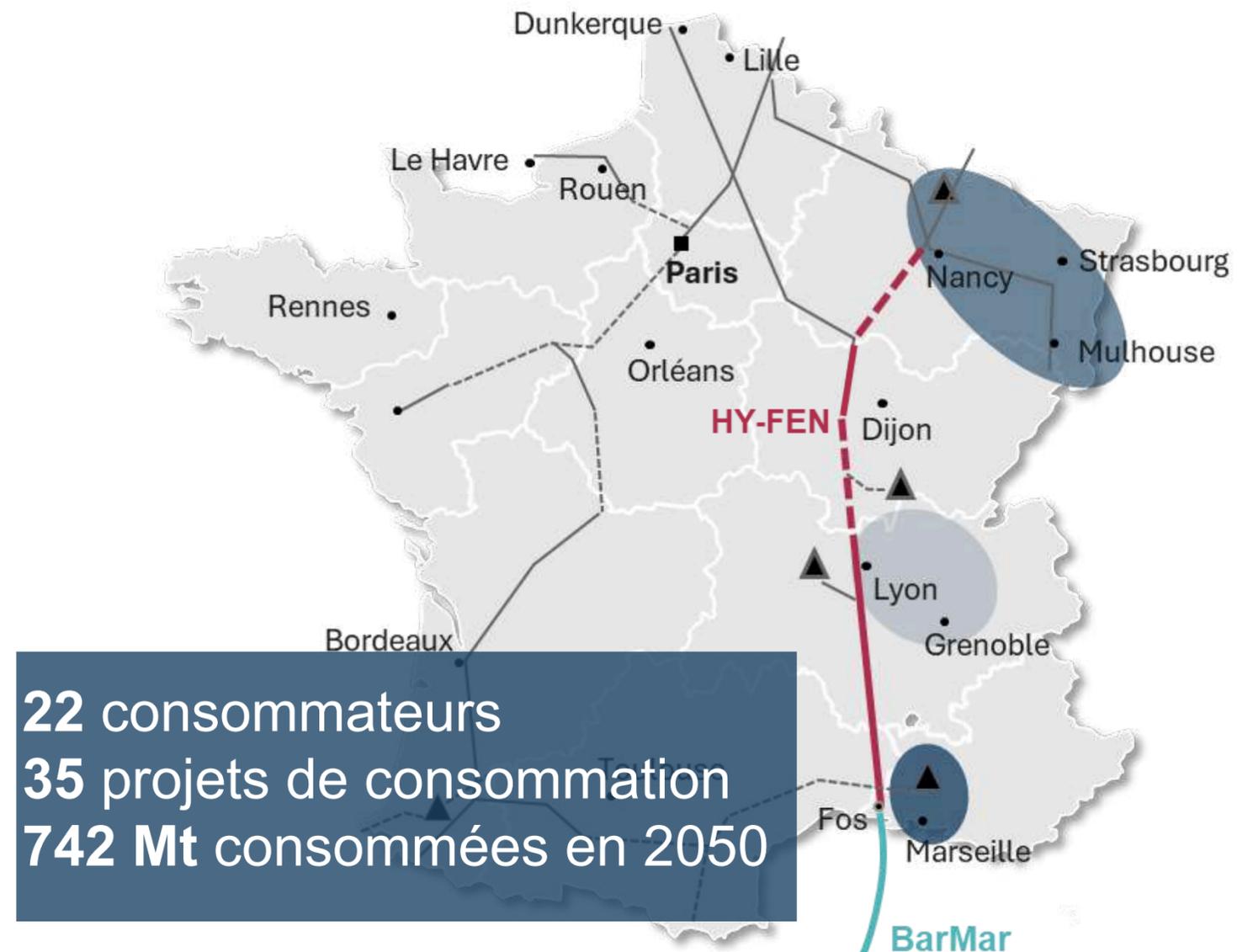
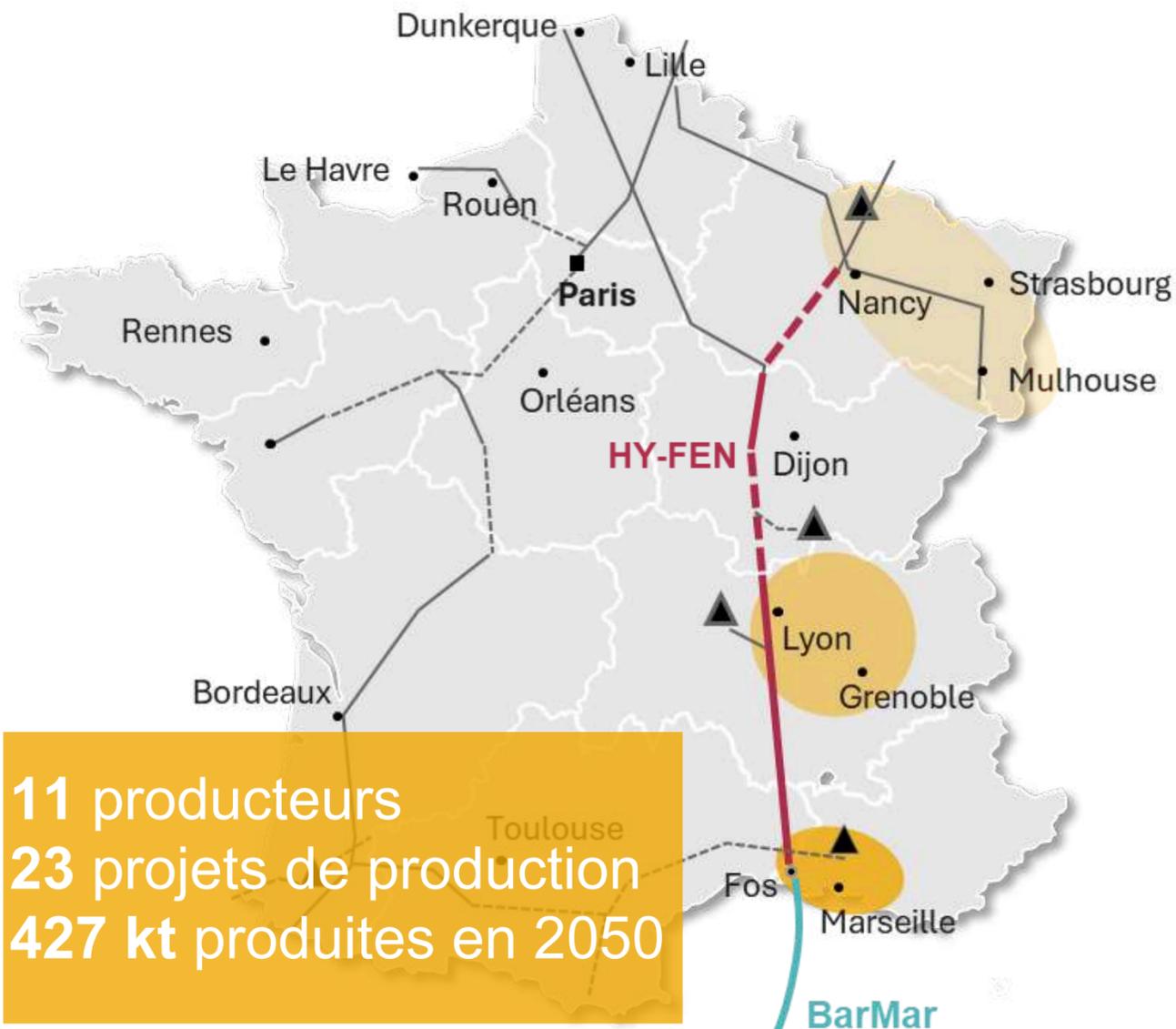


528 projets



Les répondants sont majoritairement concentrés autour d'HYnframed, la Vallée de la Chimie, RHYN et mosaHYc

Avec leurs **hubs** stratégiquement placés tout au long de HY-FEN, les régions **Provence-Alpes-Côte d'Azur**, **Auvergne-Rhône-Alpes** et **Grand Est** se distinguent par le volume de capacité déclarée qu'elles abritent, en production comme en consommation.



En Grand Est: 27 projets déclarés pour 23 entreprises

Projet RHYN



- 100 km de réseau hydrogène dont deux tiers de conversion des canalisations de gaz naturel existantes.
- Capacité de 190 000 T/an d'H₂, l'équivalent de la production d'environ 1400 MW d'électrolyse.
- Collaboration avec les opérateurs allemands Terranets bw et BadenovaNETZE (AMI commun en novembre 2023).
- Intégré au projet ZIBAC COB30 (PF chimique Chalampé/Ottmarsheim)
- Lauréat des fonds CEF UE en janvier 2025;
- Fin des études de faisabilité en mai 2025;
- Réalisation de l'étude de Contexte au T1 2025;
- Lancement des études de raccordement S2 2025 pour MES fin 2029.



Actualité des projets H2 de NaTran en Grand Est

H2Med / HY-FEN:

- Lauréat des fonds CEF UE;
- Etudes de faisabilité terminées. Cible MES fin 2030 (1ers tronçons);
- 10/02/25: webinaire de restitution de l'AMI de décembre 2024.

MosaHYc:

- Réalisation d'une tierce expertise en S1 2025 + Dépôt du Dossier Administratif (DACE) début mars ;
- En fonction du fournisseur retenu par SHS (fin mai) :
 - Renégociation des contrats avec Creos et SHS en juin;
 - Finalisation des études et signature d'un contrat de raccordement avec le/les producteur(s) retenu(s);
- Mise en service: S1 2028.

RHYN:

- Lauréat des fonds CEF UE;
- Fin des études de faisabilité en mai 2025 dans le cadre du ZIBaC COB30;
- Réalisation de l'étude de Contexte au T1 2025;
- Lancement des études de raccordement S2 2025 pour MES fin 2029.

HY4Link:

- Dépôt d'un dossier au guichet PCI en novembre 2024;
- Etudes de faisabilité en cours au Luxembourg;
- En fonction des résultats de l'AMI H2Med/HY-FEN et des attributions PCI, lancement des études de faisabilité en France S1 2026;
- MES phase 1: fin 2030.



Projet MosaHYc

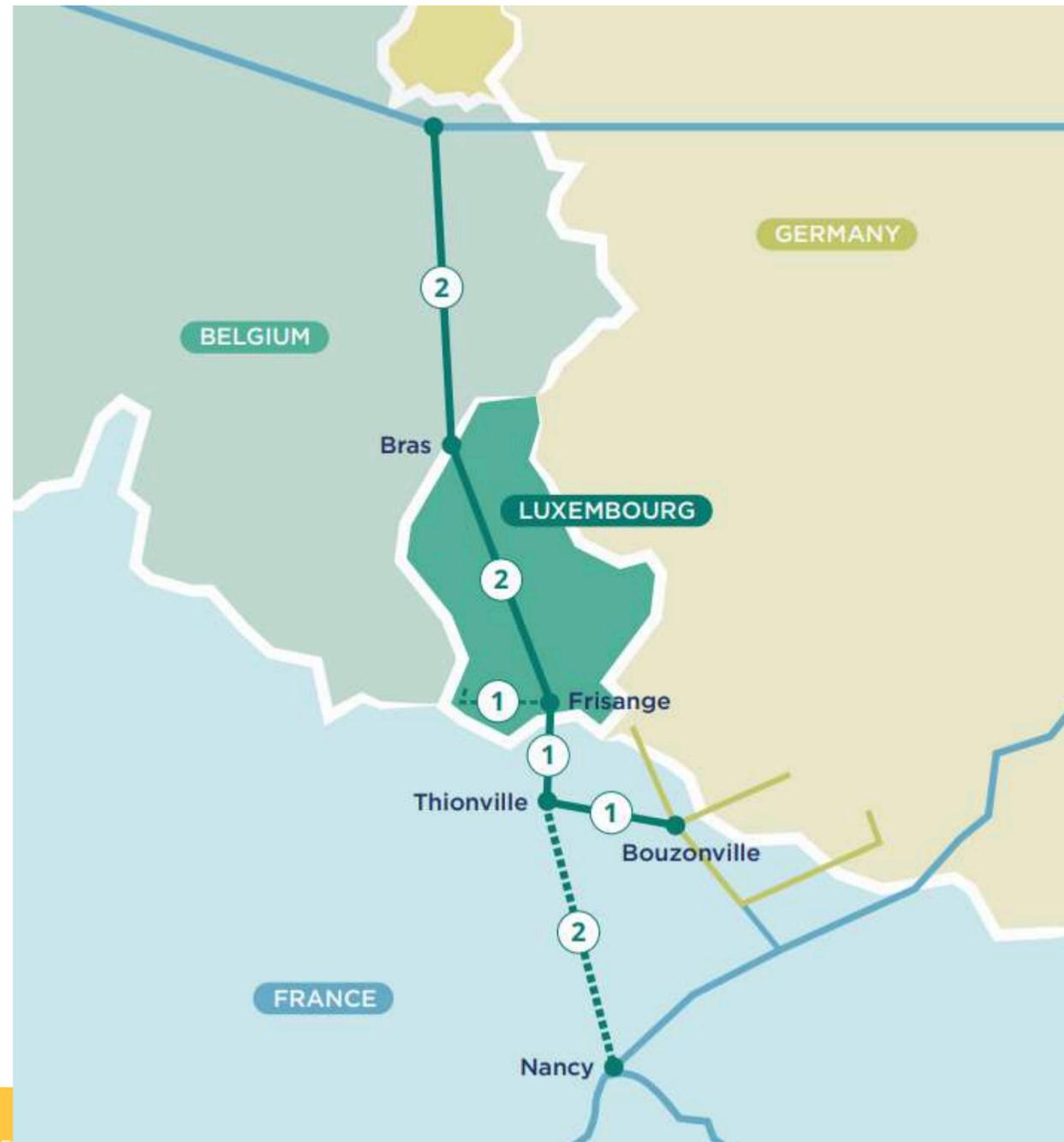
- 1ère infrastructure ouverte et transfrontalière H2 en Europe
- Projet reconnu «Projet d'Intérêt Commun» (PIC) par l'UE le 8/04/2024
- 110 M€ d'investissement (40 M€ NaTran)
- 90 km de réseau dont 70 km de conversion (50 km NaTran dont 45 km de conversion)
- Capacité d'environ 65 000 T H2/an (90 000 nm3/h d'H2 en pointe)
- - 750 000 T CO2/an



Projet HY4Link

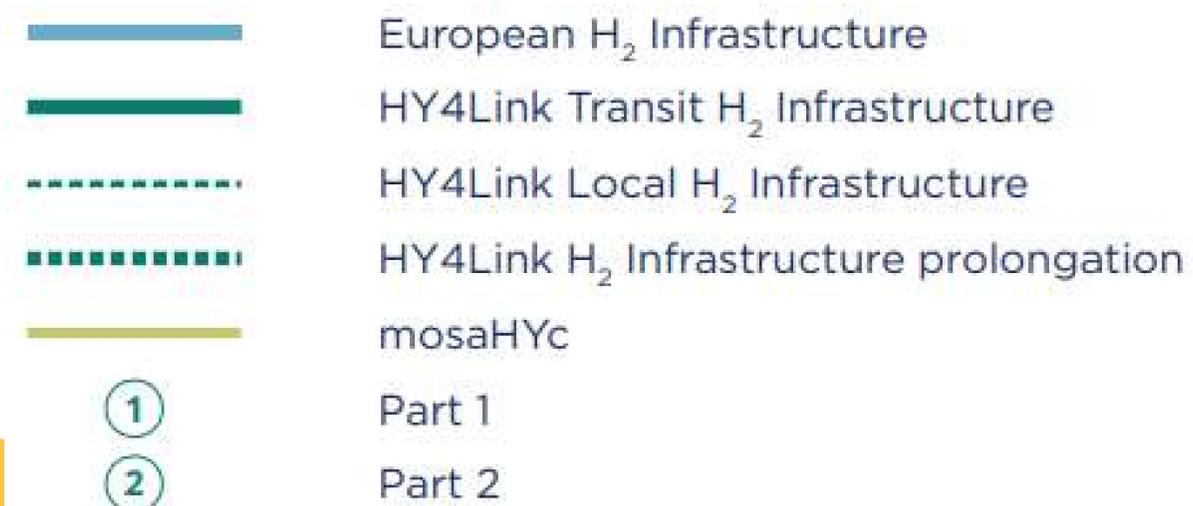


Projet transfrontalier entre la France, le Luxembourg et la Belgique



Creos Luxembourg, Fluxys hydrogen et NaTran ont inscrit le projet d'infrastructure de transport d'hydrogène HY4Link dans le Plan de Développement Décennal du Réseau Européen Hydrogène (TYNDP), première étape pour devenir Projet d'Intérêt Commun.

Longueur du réseau hydrogène: 230 km
Mises en service prévues entre 2030 et 2035.





natran

Siège social

Immeuble Bora
6, rue Raoul Nordling
92270 Bois-Colombes

Tél. : 01 74 65 76 87
contact@natrangroupe.com
www.natrangroupe.com

OPTIMISATION OU RECONVERSION : L'USAGE DES RÉSEAUX DE GAZ EN QUESTION



Cécile FONTAINE

Cheffe du département Affaires Publiques et Juridiques



"Le plan d'optimisation des réseaux gaz"



SERVICES PUBLICS LOCAUX
DE L'ÉNERGIE, DE L'EAU,
DE L'ENVIRONNEMENT ET
DES E-COMMUNICATIONS



territoire
d'énergie

Commission Consultative Paritaire de l'Énergie Territoire d'Énergie Alsace

Optimisation ou reconversion : l'usage des réseaux de gaz en question

3 avril 2025

Cécile Fontaine
Cheffe du Département Affaires publiques et juridiques



**Le contexte : anticipation de la transposition de la nouvelle
directive gaz**



Transposition de la directive Gaz

Le contexte

- **Le rapport de la Commission de régulation de l'énergie aux horizons 2030 et 2050 :**
« (...) l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 nécessite une mutation en profondeur du mix énergétique, [susceptible] de générer des bascules de grande ampleur entre énergies »
➔ La contraction progressive de la demande en gaz naturel appelle donc une adaptation raisonnée des réseaux
- **Un 2ème volet de cette étude est en préparation**
Il vise à évaluer la soutenabilité économique à l'horizon 2050 des infrastructures gazières et à questionner la pérennité du cadre de régulation actuel:
 - De la maille nationale à la maille locale, probablement de manière statistique
 - Définition des schémas de réseau et des évolutions du cadre réglementaire législatif et tarifaire

Transposition de la directive Gaz

Le contexte

- **La Directive Gaz du 13 juin 2024 :**

Son art. 57 prévoit l'établissement par le gestionnaire de réseau de distribution de gaz (GRD) de plan de déclassement sous certaines conditions ainsi que l'adoption par le régulateur de lignes directrices relatives à l'amortissement des actifs qui seraient déclassés avant la fin de leur cycle de vie initialement prévu

- **Les enjeux de la transposition :**

- Définir le cadre relatif au plan de déclassement des réseaux en y associant les autorités organisatrices (AODG),
- Améliorer l'articulation avec la planification énergétique locale,
- Prévoir une coordination entre les différents réseaux d'énergie,
- Mettre en place une nouvelle instance de concertation nationale ?



**Les travaux en cours : note de positionnement commune
FNCCR - Gaz et Territoires**



Les travaux en cours

Nos actions

- Lancement de discussions entre la FNCCR et Gaz et Territoires (représentant des entreprises locales de distribution de gaz), d'une part, GRDF, d'autre part
- Validation d'une note de positionnement commune FNCCR - Gaz et Territoires par le CA de la Fédération le 13 mars dernier
- Engagement de négociations dans le cadre du comité de suivi avec GRDF et France urbaine
- Un double objectif :
 - défendre la position de la FNCCR auprès des pouvoirs publics (Ministère, Commission de régulation de l'énergie) pour **définir un nouveau cadre réglementaire** prenant en compte les intérêts des collectivités
 - **faire évoluer le cahier des charges des concessions** pour tenir compte de l'optimisation des réseaux concédés

Note de position commune

Une nouvelle gouvernance à mettre en place

Proposition 1 :

Promouvoir le recours aux conférences « Nome » s'agissant de la politique d'investissements sur les réseaux de distribution de gaz et **renforcer le rôle des commissions mixtes consultatives** visées à l'article L. 2224-37-1 du code général des collectivités territoriales pour améliorer la coordination entre collectivités

Proposition 2:

Réfléchir à l'opportunité de **mettre en place au niveau national une instance consultative** réunissant les représentants des AODG, des gestionnaires de réseaux de gaz et de l'Etat en vue d'examiner les différentes politiques d'investissements sur les réseaux de distribution de gaz. Le cas échéant, prévoir des échanges entre cette instance et le CSDPE afin d'améliorer la coordination des politiques d'investissements des différents réseaux

Note de position commune

Une approche nécessairement locale

Proposition 3 :

Le plan de déclassement doit se fonder sur des orientations énergétiques au niveau local. Imposer l'élaboration d'un document de planification locale de l'énergie de type **schéma directeur des énergies à la maille du syndicat d'énergie**, établi en concertation les différents concessionnaires, avant l'élaboration d'un plan de déclassement des réseaux de distribution de gaz.

Proposition 4 :

Le plan de déclassement doit s'inscrire dans les orientations fixées dans le cadre d'un document de planification, type schéma directeur des énergies adopté à l'échelle locale. Dans le cadre de l'exercice de ses compétences, **la Commission de régulation de l'énergie doit tenir compte des orientations locales.**

Note de position commune

Les critères de déclassement

Proposition 5 :

La décision de déclasser doit être vue principalement comme un **levier d'optimisation tarifaire** de la concession. Elle doit être fondée sur un raisonnement économique permettant de retenir l'option la moins couteuse à long terme entre le maintien de l'ouvrage ou son déclassement, **en tenant compte également du potentiel de développement du biogaz et du caractère assurantiel du réseau de gaz.**

Proposition 6 :

Dans le cadre **des grands principes définis au niveau national** concernant notamment les éléments à prendre en compte dans l'analyse économique, les modalités de mise en œuvre seront **précisées par les modèles de contrat de concession.**

Proposition n°7 :

Veiller à une **répartition juste et équilibrée des conséquences financières** d'une décision de déclassement lorsque celle-ci ne relève pas d'une logique d'optimisation du réseau de gaz concerné.

Note de position commune

Mise en œuvre d'une décision de déclassement

Proposition 8 :

Le plan de déclassement doit être **élaboré et proposé par le GRD gazier**, en se fondant sur les orientations énergétiques décidées au niveau local, puis **soumis pour approbation à l'AODG**. Les consommateurs doivent être accompagnés quant aux conséquences, notamment financières, d'un dé raccordement. Le plan de déclassement spécifie, le cas échéant, **les modalités d'indemnisation des consommateurs de gaz concernés**.

Champ d'application du dispositif

Proposition 9 :

Afin d'alléger la gestion de ce dispositif, ne prévoir dans un premier temps une obligation d'élaboration d'un plan de déclassement seulement pour les GRD desservant plus de 45.000 clients gaz. Ce qui ne s'oppose nullement à la **possibilité d'établir un plan de déclassement pour des « petites » concessions ou délégations de service public**.

Note de position commune

Les impacts sur le contrat de concession

➡ Importance de départementaliser la compétence pour une meilleure optimisation des réseaux

Proposition 10 :

Conformément à des principes généraux déterminés au niveau national, préciser par avenant dans les cahiers des charges de concession **les conditions dans lesquelles d'éventuels déclassements d'ouvrages pourraient être opérés.**

Proposition 11 :

Insérer dans les cahiers des charges de concession **une clause permettant d'établir des liens avec d'autres réseaux d'énergie concédés.**

Proposition 12 :

Travailler à la **rédaction d'une clause de revoyure ainsi que d'une clause de sortie** qui prenne en considération d'éventuels déclassements d'ouvrages concédés dans le modèle de cahier des charges de concession de distribution publique de gaz.



SERVICES PUBLICS LOCAUX
DE L'ÉNERGIE, DE L'EAU,
DE L'ENVIRONNEMENT ET
DES E-COMMUNICATIONS



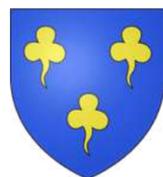
territoire
d'énergie

Merci de votre attention

TABLE RONDE :
QUELLE PLACE POUR LE GAZ DANS LA STRATÉGIE NATIONALE BAS CARBONE ?
Le point de vue des territoires.



Jean-Claude MENSCH
Maire d'Ungersheim



Denis NASS
1er Vice-Président



PAYS DU SUNDGAU



Serge JANUS
Vice-Président



Bastien REGNIER
Directeur Territorial
Régional Grand Est





PAUSE

Reprise à 11h30

LE GAZ EN CIRCUIT COURT : L'AUTOCONSOMMATION ET LA MÉTHANISATION



Camille DOLINAR
Ingénieure Biométhane



"L'autoconsommation en gaz"

An aerial photograph of a biogas production facility. In the foreground, there are several large, white, dome-shaped digesters. To the left, there are solar panels. In the background, there are green fields and a blue sky with clouds. The GDF logo is overlaid in the center.

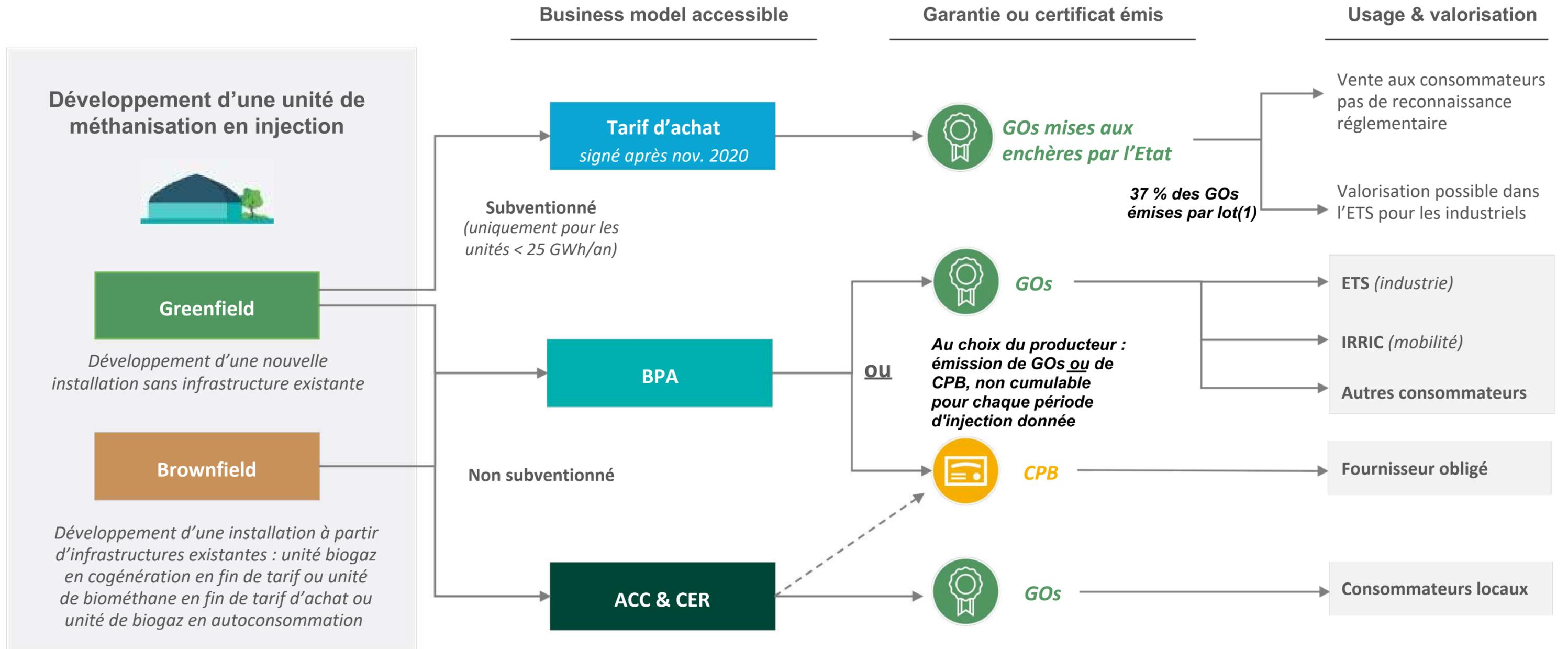
GDF

Consommer du gaz vert

Avril 2025

Produire du gaz vert...

Synthèse des voies de production et de consommation du gaz vert



Pour bien démarrer....

L'attestation d'utilisation des GOs, preuve de consommation du gaz vert

Le système de garanties d'origine (GOs) permet de décorréliser la consommation physique de la molécule de gaz vert de sa vente contractuelle à un consommateur tout en assurant une traçabilité.

Plusieurs sources pour obtenir des garanties d'origines:

+ Établir un contrat de gré à gré (BPA, ACC)

+ La souscription d'un contrat individuel comportant tout ou partie de gaz vert auprès des fournisseurs (possible avec un groupement d'achat)



Les offres fournisseurs sont disponibles en comparaison sur le site du Médiateur national de l'énergie (comparateur gratuit et indépendant)

+ Se sourcer directement en GOs sur le RGO opéré par **eex**

Coût à l'entrée du dispositif : 1000 €HT/an

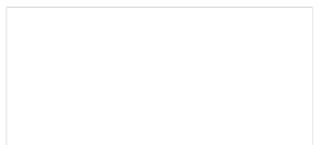
- auprès des vendeurs (producteurs, fournisseurs, traders...). Les phases amonts d'échange et de négociation se déroulent en gré à gré entre l'acheteur et les vendeurs. *Début 2025, le prix de la GO entre 10 et 25 €/MWh.*
- les enchères de l'état *En décembre le prix de référence est de 9,5€/MWh. Droit de préemption des territoires*

La Garantie d'Origine biométhane...

- Correspond à 1 MWh de gaz vert produit
- Présente une durée de validité de 12 mois
- Renseigne le lieu de production et la période d'injection
- Est détruite une fois valorisée et permet l'obtention d'une attestation d'utilisation des GOs
- Depuis le 1er juillet 2021, elle est reconnue partout dans l'UE
- Peuvent être utilisées pour partie au titre du règlement sur le partage de l'effort mais également pour l'EU-ETS

Indépendamment des GOs, la consommation physique du gaz vert injecté sur le périmètre d'une maille de distribution peut être mise en avant, par une collectivité par exemple.

On peut disposer des données de % de gaz vert sur un territoire (Open Data): [Indicateur Gaz Renouvelable des territoires par EPCI](#)



Dispositifs fonctionnels à droit constant...

Le droit de préemption

Principe

Les communes, groupements de commune (EPCI) et métropoles bénéficient d'un accès privilégié et gratuit aux GOs produites sur leur territoire respectif²⁾ par des installations ayant conclu un contrat d'achat à compter du 9 novembre 2020. Le droit de préemption s'exerce uniquement pour leur propre consommation de gaz, les GOs préemptées ne pouvant être ni cédées, ni vendues.

Fonctionnement

Mois d'enchère	Période de production	Période de consommation à déclarer	Date limite pour déposer la demande de préemption
Mai 2025	Oct. À Déc. 2024	Oct. À Déc. 2024	18/04/2025
Aout 2025	Janvier à Mars 2025	Janvier à Mars 2025	23/07/2025
Novembre 2025	Avril à Juin 2025	Avril à <u>Juin</u> 2025	05/11/2025



Au plus tard à J-10 avant l'enchère, **l'entité préemprice émet une demande de préemption d'une partie des GOs¹⁾** pour ses propres consommations de gaz trimestrielles.



A J-9, les GOs non EU-ETS sont **transférées vers le compte de l'entité préemprice et sont annulées automatiquement**. Une attestation d'utilisation est ensuite téléchargeable. Dans le cas où un groupement de communes et une commune sont en concurrence sur les GOs à attribuer, l'allocation se fait au prorata de leur demande.



Fonctionnel et facilité



Avec GO



Pas de soutien extrabudgétaire



Conditions à remplir pour bénéficier du droit de préemption

- ✓ L'entité préemprice (commune/EPCI/métropole) doit disposer d'un compte en propre sur le Registre National des GOs biométhane
(tarif annuel de tenue de compte : 1000 €HT + frais de gestion communes : 500 €HT/an + transfert des Gas 0,02€HT/GO + 0,01€HT/GO pour l'utilisation)
- ✓ **La part des GOs non EU-ETS est préemptée** en priorité par les communes/EPCI/métropoles¹⁾.
- ✓ **Le mécanisme d'achat préférentiel est prioritaire**. Si l'ensemble des volumes de GOs non-ETS et ETS ont été achetés préférentiellement par le producteur, il ne peut y avoir de préemption de ces GOs.

1) GOs non-ETS attribuées en priorité puis GOs éligibles à l'ETS si tous les volumes non-ETS ont déjà été achetés préférentiellement ou préemptés

2) L'unité doit se situer sur le territoire de l'entité demandeuse, i.e. une commune ne peut pas préempter des GOs issues d'une unité sur une commune voisine (même issue du même groupement).

L'autoconsommation collective

Le mécanisme d'ACC a été étendu au gaz par la loi d'Accélération de la production des Energies Renouvelables en mars 2023 ([L448-1 à 5](#)). Plusieurs décrets d'application ont ensuite été publiés en mars 2024 ([décrets](#)) et donnent les modalités opérationnelles du dispositif.

- mise à disposition d'une production locale de gaz vert directement par **un ou plusieurs producteurs auprès de plusieurs consommateurs finaux**
- Consommateurs et producteurs sont liés entre eux au sein d'une **personne morale organisatrice (PMO)**
- Comme pour un BPA, **l'échange se fait en gré à gré selon une formule de prix négociée entre le vendeur et l'acheteur.**



Puissance maximale

25 GWh/an



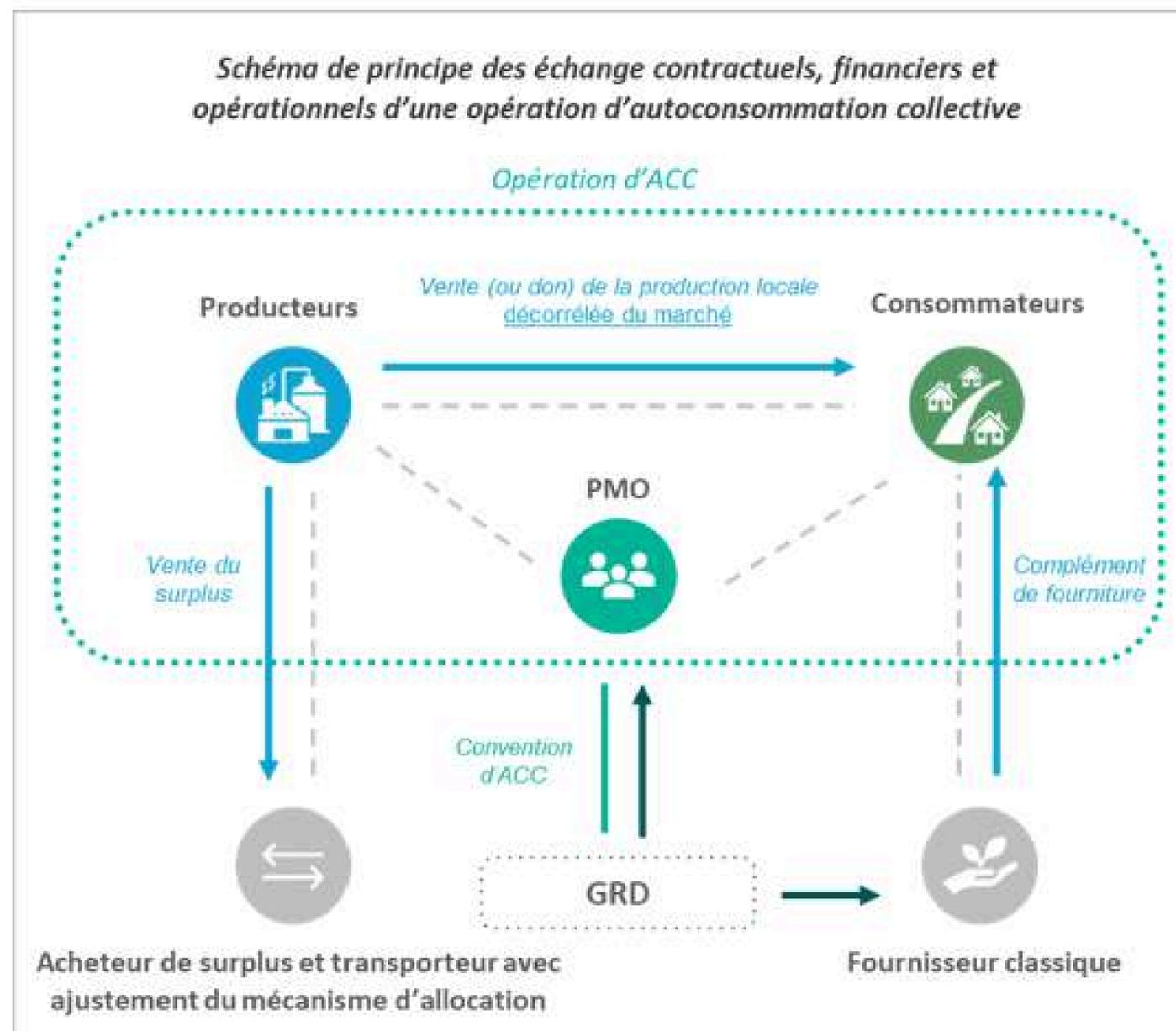
Périmètre géographique

2 km entre la production et le point de livraison du gaz. Dérogations prévues pour les zones périurbaines (10km) ou les communes rurales (20km).



Raccordement

Producteurs et consommateurs connectés au même réseau de distribution (GRDF ou ELD).



--- Contrat d'ACC

→ Données de comptage

→ Facturation d'énergie

Les différents rôles dans une ACC gaz



Producteur(s)

- Signe un contrat d'injection avec le distributeur
- Dispose d'une autorisation de fourniture de gaz ou donne mandat à un fournisseur
- Revend le gaz en surplus à un fournisseur ou le cède gracieusement au distributeur
- Signe, si nécessaire, un contrat de fourniture de gaz avec les consommateurs



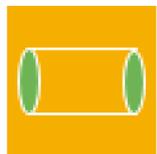
Consommateurs

- Choisi librement un fournisseur de complément
- Dispose d'un compteur Gazpar



PMO

- Garanti la circulation des informations auprès de tous les participants
- Conclue un contrat avec le distributeur pour encadrer l'opération
- Choisi les clés de répartition des quantités auto consommées
- Gère avec le distributeur les entrées et sorties de participants à l'opération



Distributeur

- Compte la production
- Communique les quantités autoconsommées, notamment à destination des fournisseurs de complément



Fournisseur de complément

- Assure l'approvisionnement du complément de conso nécessaire

L'ACC gaz : un dispositif fonctionnel à instruire

Les trois modèles types de l'autoconsommation électrique devraient être transposables



Le modèle « patrimonial »

Une même personne morale est à la fois consommateur, producteur et PMO. Par exemple, cela permettrait à des collectivités d'autoconsommer le gaz qu'elles produisent à fin de décarboner ses bâtiments communaux

Etudes en cours avec le SDE35, Grand Poitiers Communauté, SYDEV (Vendée), EPN (Evreux), SPL Confluence Seine Essonne (appel à projets « territoire engagé gaz vert »)

Le bailleur social s'impliquerait dans la production et dans la consommation, en pouvant également impliquer ses locataires

Etudes en cours avec les lauréats de l'appel à projets « logement social engagé gaz vert »



Le modèle « social »



Le modèle « ouvert »

Les participants à l'opération sont de nature différentes (industrie, bâtiments, mobilité)

Etude en préparation avec des spécialistes de l'autoconsommation

Tarif d'achat BPA

– Les principes du BPA

- les BPA sont des contrats d'achat de biogaz, librement négociés entre un producteur de biogaz et un consommateur final pour une livraison de la molécule sur une période donnée et selon un prix négocié à la date du contrat, en identifiant l'unité de production de biogaz et le ou les sites de consommation.
- **Produit vendu** : molécule de gaz + GO (ou CPB) + PoS.
- C'est un contrat de droit privé ouvert à la commande publique

1 – Avantages acheteur

- **Décarbone** le processus d'une entreprise (grâce à RED II)
- **Visibilité à long terme** du prix de l'énergie
- Des contrats **librement négociés** entre producteur et client.

(Tarif d'achat et durée du contrat)

2 – Avantages producteur

- **Sécurité à long terme** sur le prix et les volumes vendus
- **Flexibilité contractuelle** en cas d'évolution des installations
- **Perspectives** pour les installations ayant déjà bénéficié d'un tarif d'achat ou en fin de contrat de cogénération ou ayant déjà utiliser le biogaz en autoconsommation ou en cogénération
- Avec l'abandon des AOs CRE, **seul mécanisme de financement des unités > 25 GWh/an** (valorisation en GO ou en CPB)

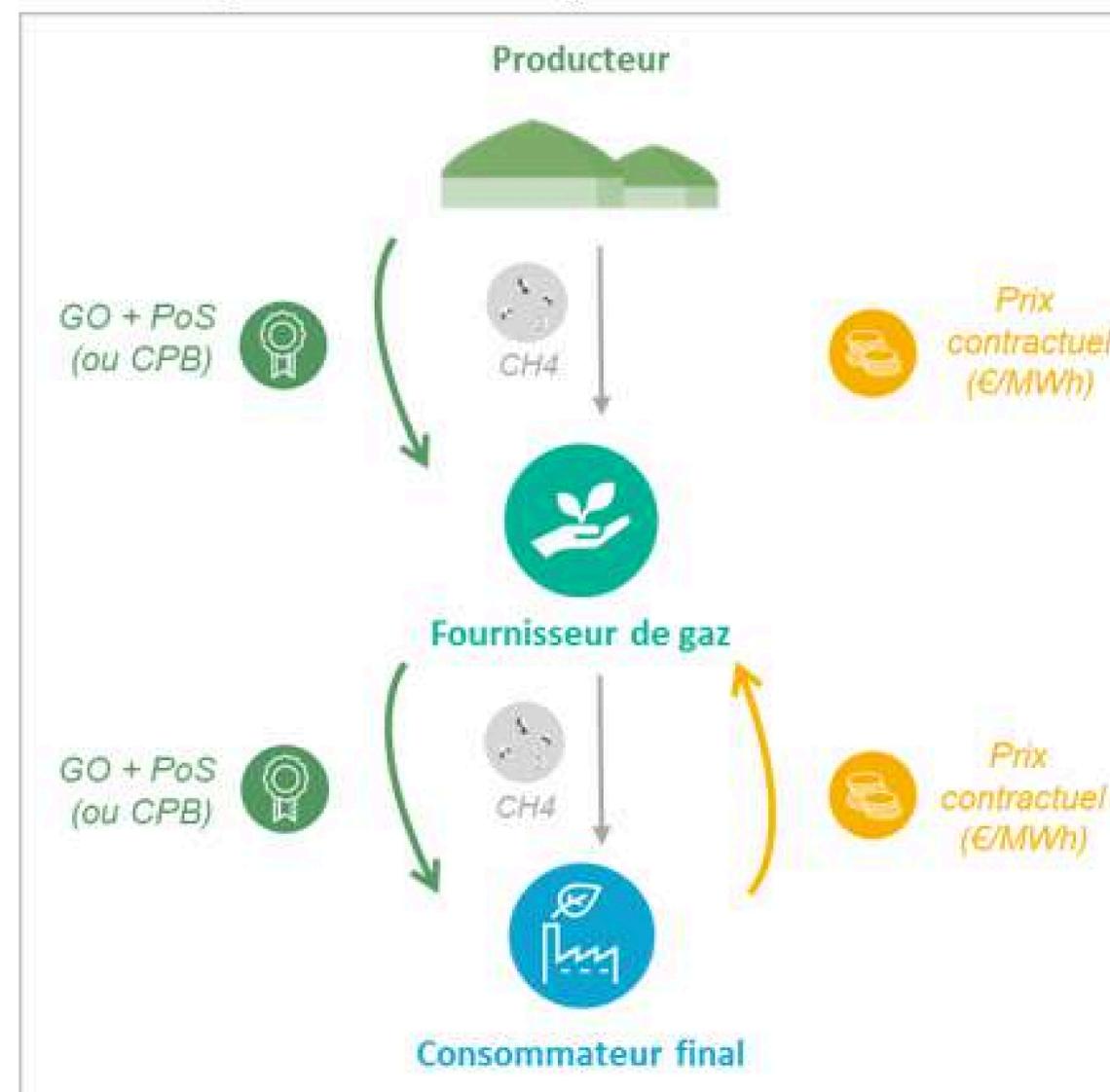


Schéma de fonctionnement d'un BPA indirect

Les schémas de fonctionnement des BPA directs et financiers sont présentés dans la suite.

Conclusion

Pour consommer du gaz vert sur les territoires, il existe :

- BPA
- Contrat de fourniture gaz vert
- Achat de GO

Si une nouvelle unité est présente sur le territoire

- Unité post 9 nov 2020 : Prémption de GO
- Nouveau projet & dans un périmètre restreint : ACC



LE GAZ EN CIRCUIT COURT : L'AUTOCONSOMMATION ET LA MÉTHANISATION



Quentin BOURÉ
Responsable Transition



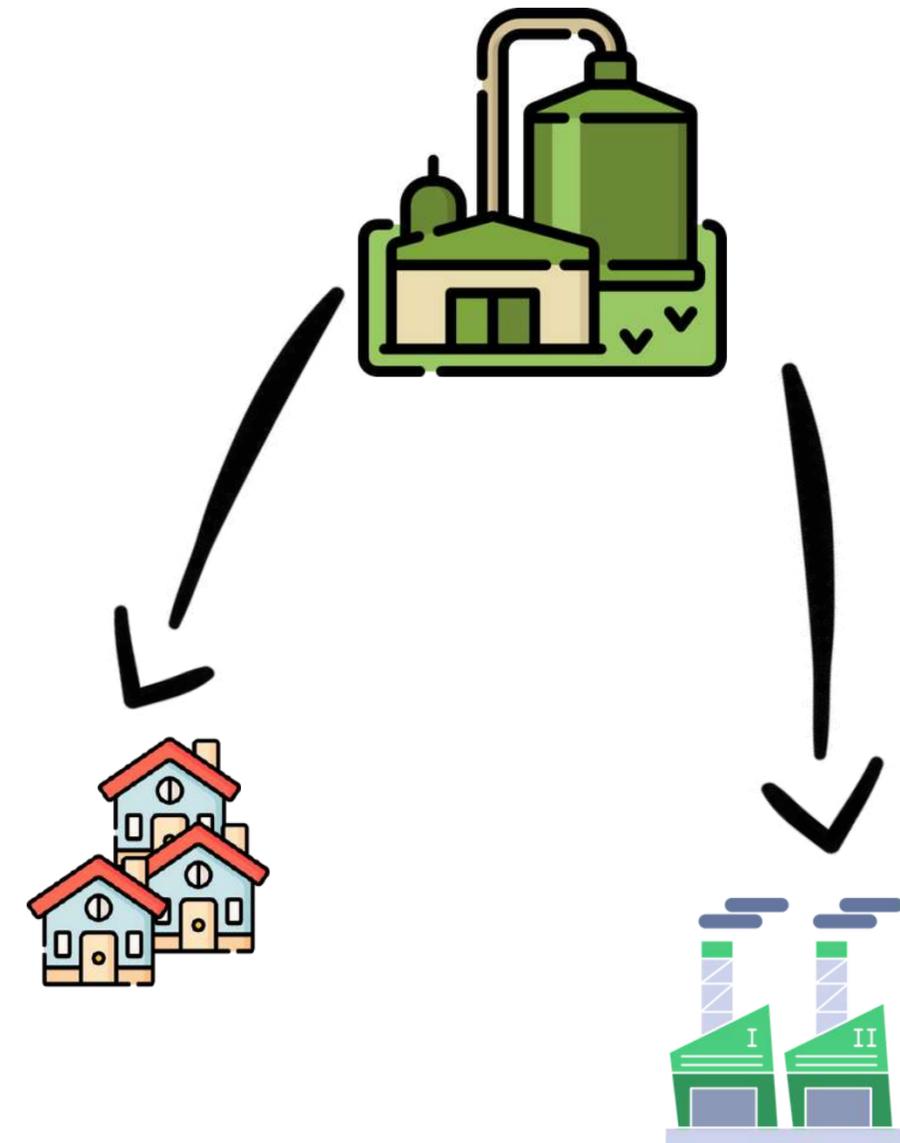
"Création d'une PMO par TEA"

La Personne Morale Organisatrice territoriale

L'autoconsommation collective

L'autoconsommation collective (ACC) permet à des producteurs d'énergie renouvelable (gaz ou électricité) de revendre directement leur énergie à des consommateurs situés à proximité (2 km jusqu'à 20 km par exception). On parle alors de boucle d'ACC.

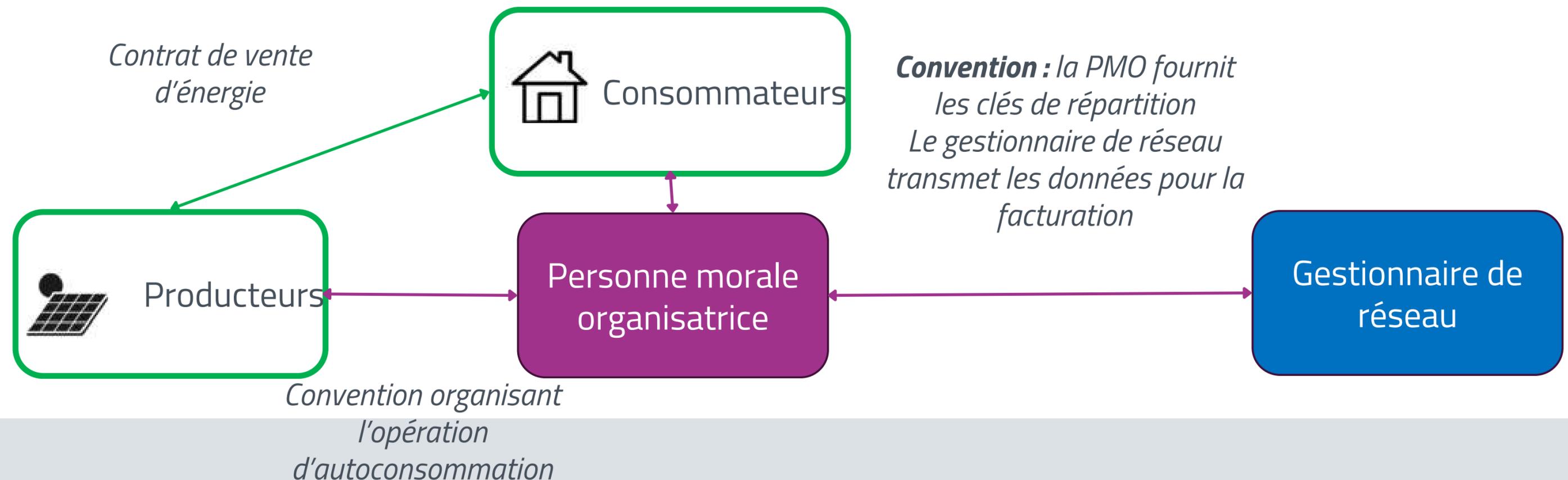
Tous les participants doivent être regroupés au sein d'une entité, **la personne morale organisatrice (PMO)**, gestionnaire de la boucle et chargée d'être l'interlocuteur du gestionnaire de réseau de distribution local (GRDF, Caleo etc pour le gaz, Enedis, Vialis, SER etc pour l'électricité)



Personne morale organisatrice (PMO)

Dans un schéma d'autoconsommation collective, tous les participants doivent être regroupés au sein d'une même personne morale, la personne morale organisatrice. Cette dernière gère :

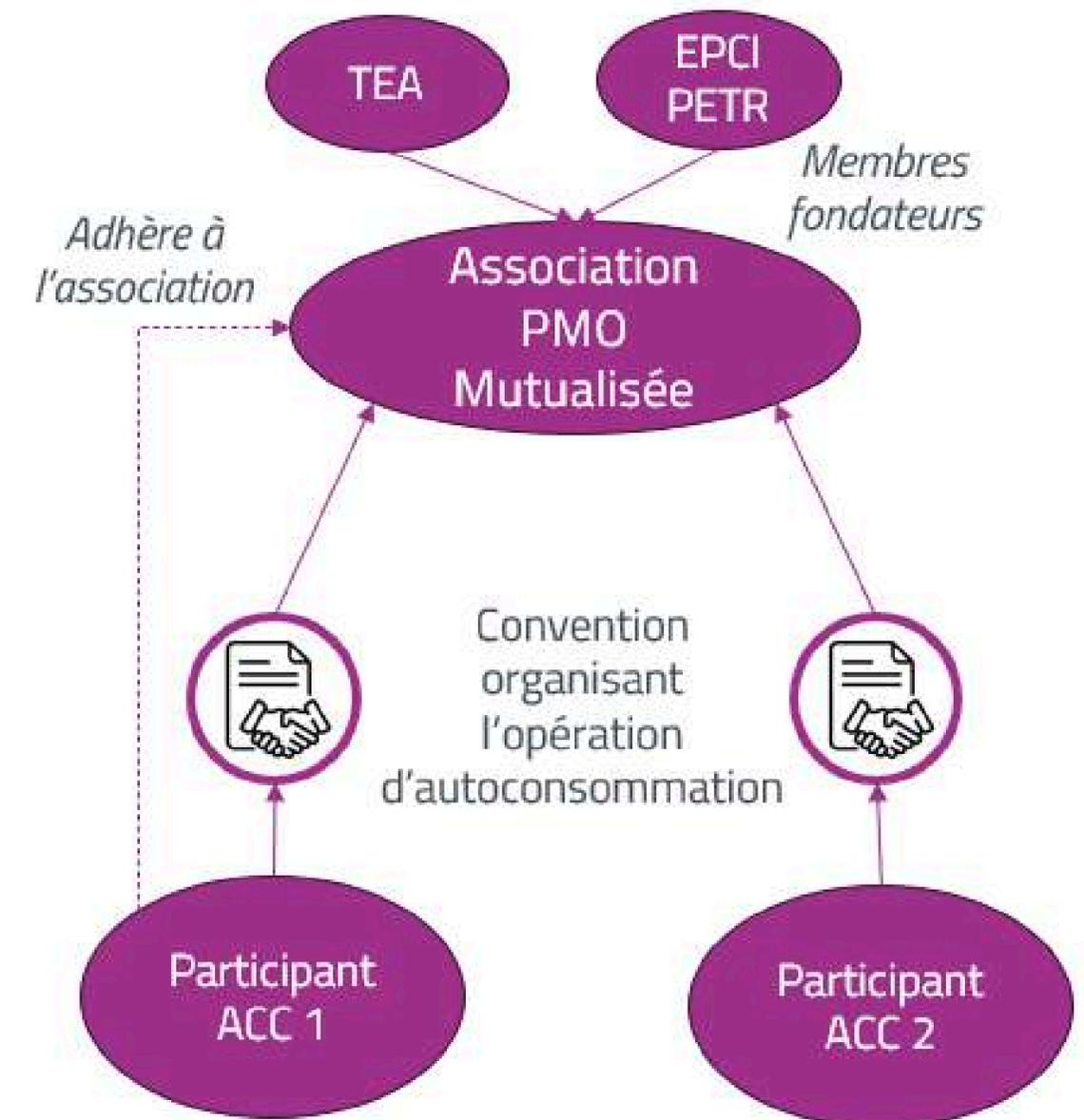
- les relations avec le gestionnaire de réseau de distribution ;
- la répartition des flux d'énergies entre les producteurs et consommateurs ;
- les entrées et sorties d'utilisateurs.
- *éventuellement la facturation des clients et des producteurs ;*



La PMO territoriale

Pour faciliter le déploiement des opérations d'autoconsommation collective, Territoire d'Énergie Alsace va créer mi-avril 2025 **une PMO territoriale sous forme associative.**

Cette PMO **sera ouverte à tous les porteurs de projets d'opération d'autoconsommation collective (ACC) qui en feront la demande.** Elle assurera la relation entre les participants et le gestionnaire de réseau, et pourrait fournir un éventail de services pour gérer les opérations d'autoconsommation collective (logiciel de suivi par exemple).

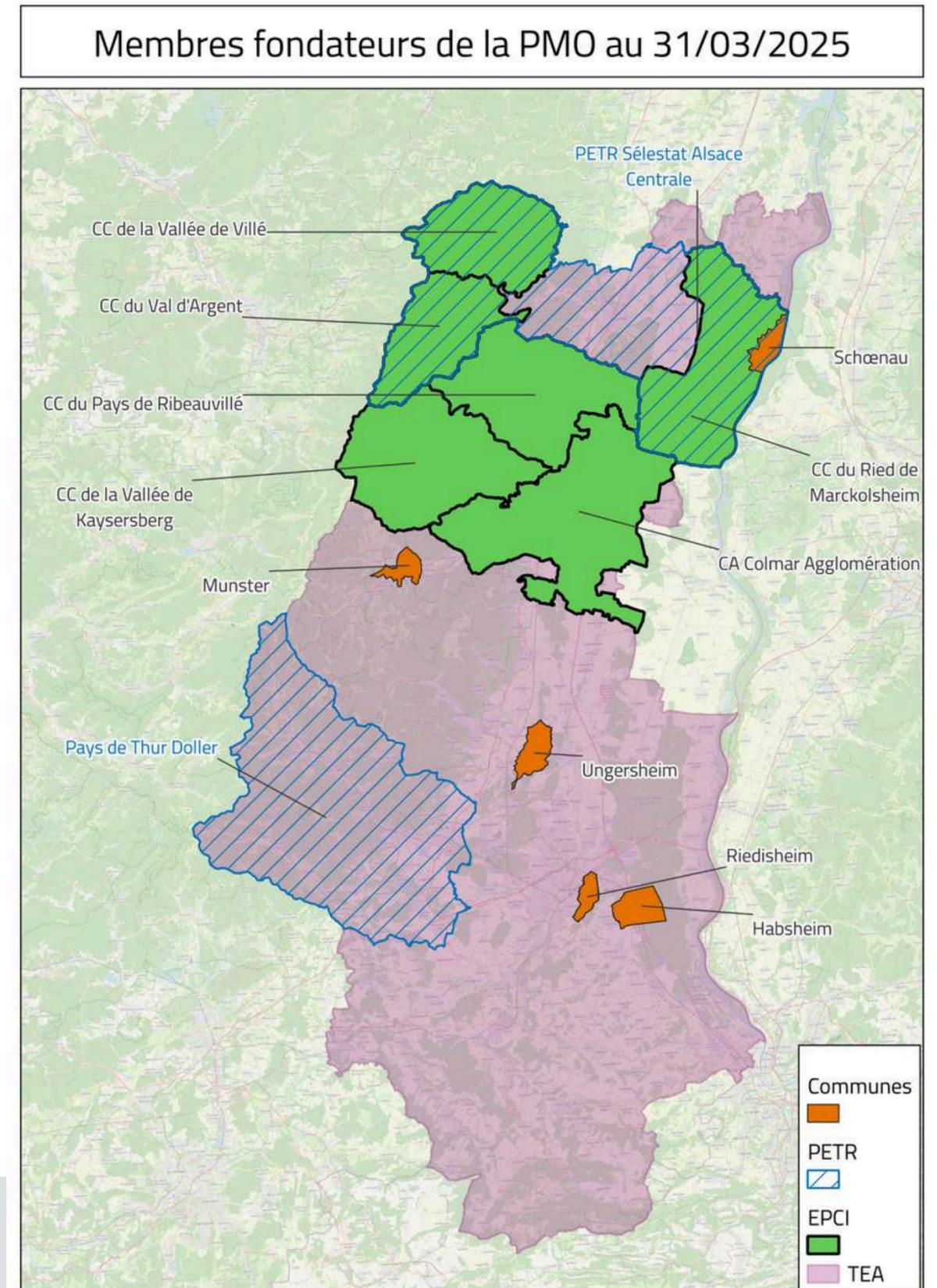


La PMO territoriale

Au 31 mars, **15 collectivités se sont déclarées intéressées** pour être membres fondateurs de la PMO territoriale.

L'entrée dans la PMO reste possible à tout moment, sur simple demande ou délibération pour les collectivités. L'adhésion est gratuite, il n'y a pas de cotisation.

Seuls les membres utilisant le service de PMO seront facturés, pour couvrir les coûts afférents (logiciel, temps administratif). La première année, TEA prend en charge intégralement le temps administratif dédié à la gestion de la PMO et des opérations d'ACC.



LE GAZ EN CIRCUIT COURT : L'AUTOCONSOMMATION ET LA MÉTHANISATION



Fabrice AICHELMANN

Producteur du méthaniseur M'TA d'Ungersheim

"La méthanisation, mode d'emploi"



LE B.A. BA DU BIOMETHANE

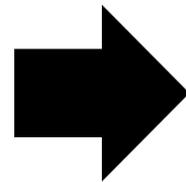


Qu'est-ce que la méthanisation?

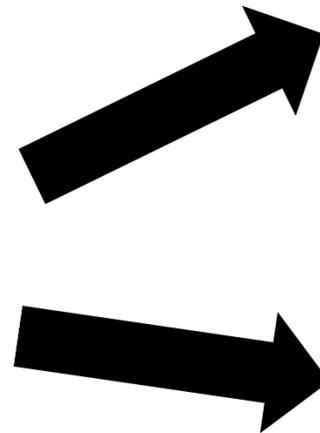
La méthanisation est un processus de **dégradation de la matière organique** en l'absence d'oxygène. La matière organique est alors transformée en biogaz et en digestat.



Matière organique
(= intrants)



Digestion anaérobique
(= sans oxygène)



Production de biogaz (5%)

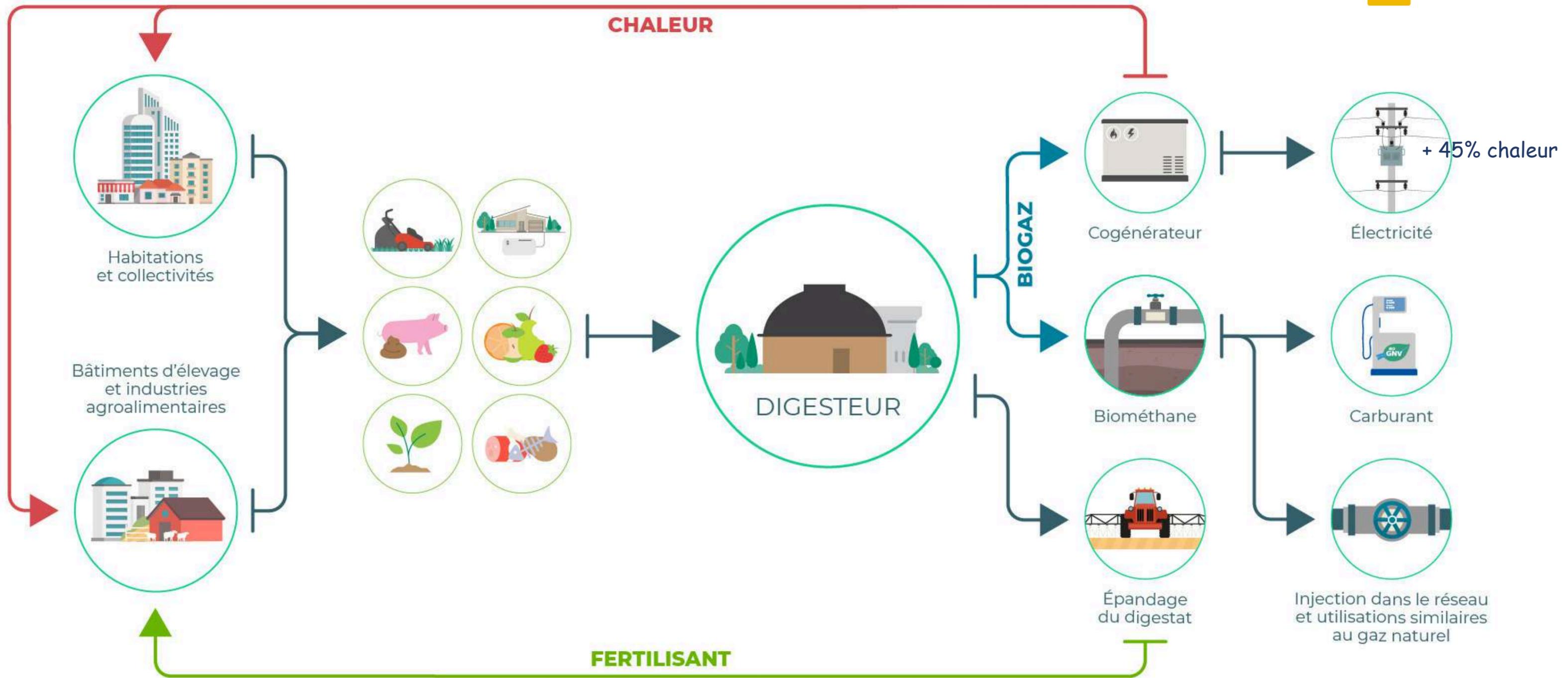


Production de digestat
(95%):

- Fraction solide (20%)
- Fraction liquide (80%)



La méthanisation.



La méthanisation. Les matières entrantes



Les déchets urbains

- Déchets ménagers
- Déchets verts (entretien des espaces verts publics et privés)
- Boues de stations d'épuration des eaux usées



Les déchets de l'Industrie Agroalimentaire (IAA)

Ils proviennent des abattoirs, des laiteries, des brasseries, des conserveries, etc.

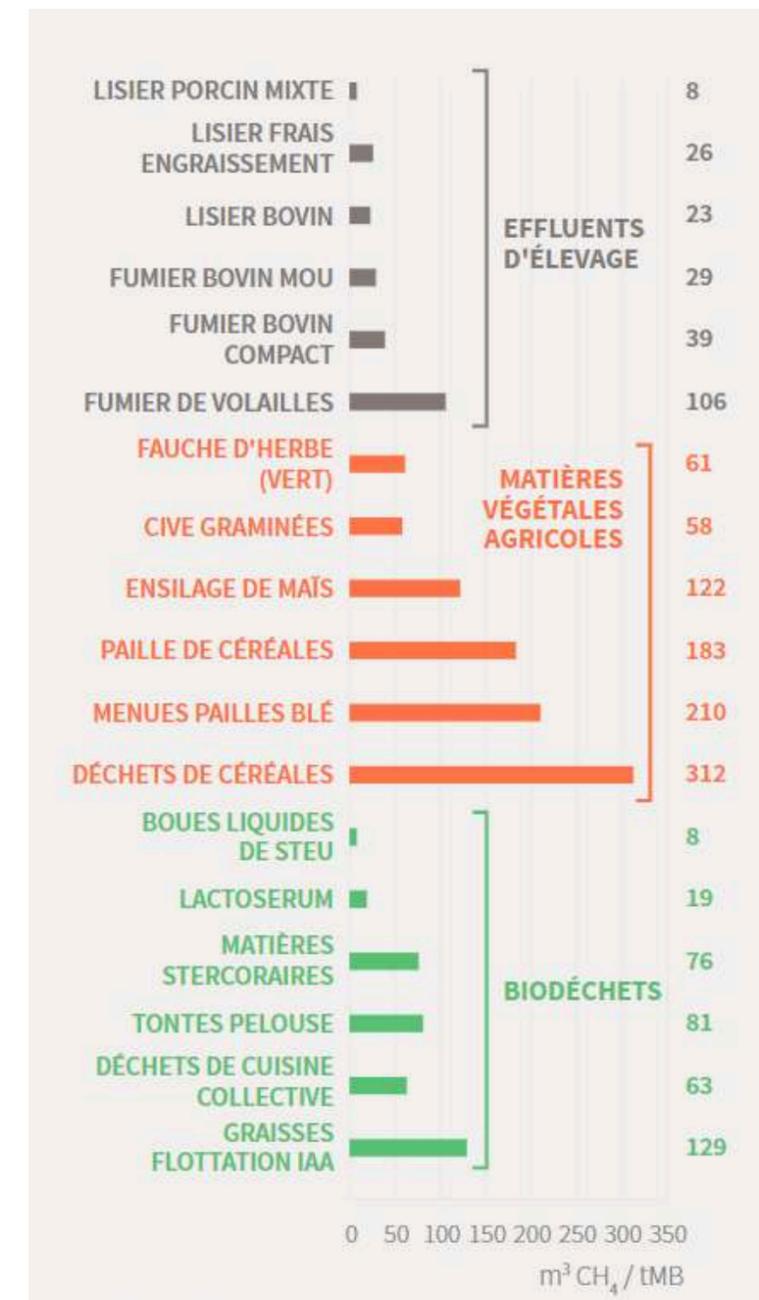
- Graisses
- Pulpe de betterave
- Sous-produits animaux (SPA)



Les déchets et produits agricoles

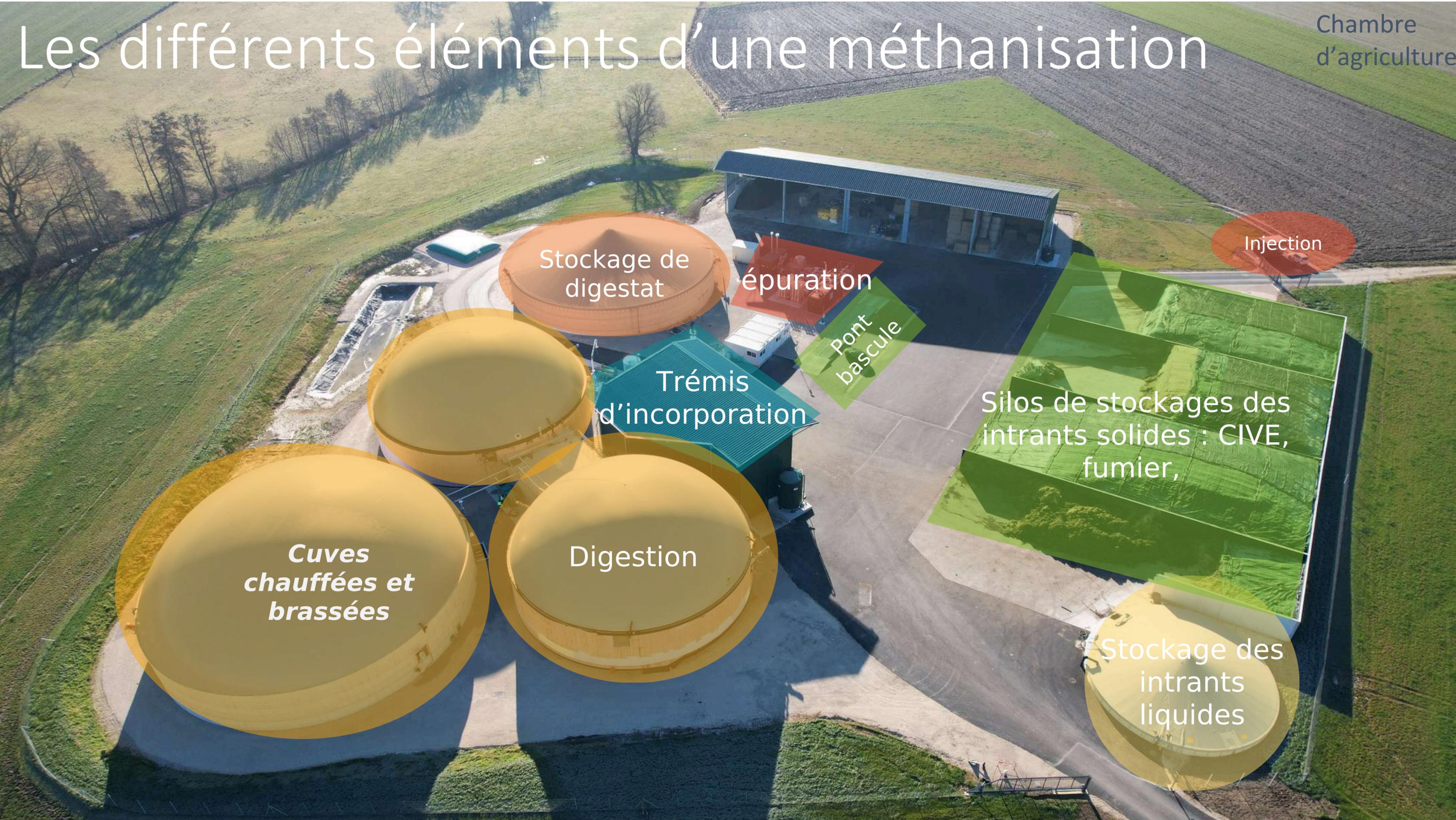
- Effluents d'élevage : fumiers, lisiers
- Résidus de cultures
- Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE*)

* Une CIVE est une culture implantée et récoltée entre deux cultures principales. Elle protège le sol de l'appauvrissement par les eaux de pluie ou la pollution des nitrates. Elle minimise la concurrence avec les cultures alimentaires.



Les différents éléments d'une méthanisation

Chambre
d'agriculture



Stockage de
digestat

épuration

Injection

Pont
bascule

Trémis
d'incorporation

Silos de stockages des
intrants solides : CIVE,
fumier,

***Cuves
chauffées et
brassées***

Digestion

Stockage des
intrants
liquides

Méthanisation : Différents types d'unités



- **Unité individuelle :**

- avec matières de l'exploitation agricole (effluents d'élevage, CIVE, résidus de cultures,...)
- avec contrats d'approvisionnement de matières extérieures

- **Unité collective agricole :**

- Collectif de plusieurs agriculteurs
- Majorité d'intrants agricoles ☑ sécurisation de l'approvisionnement
- Optimisation de l'installation et du suivi technique
- Permet le recrutement de salariés
- Nécessite souvent un accompagnement et une coordination des acteurs

- **Unité industrielle territoriale:**

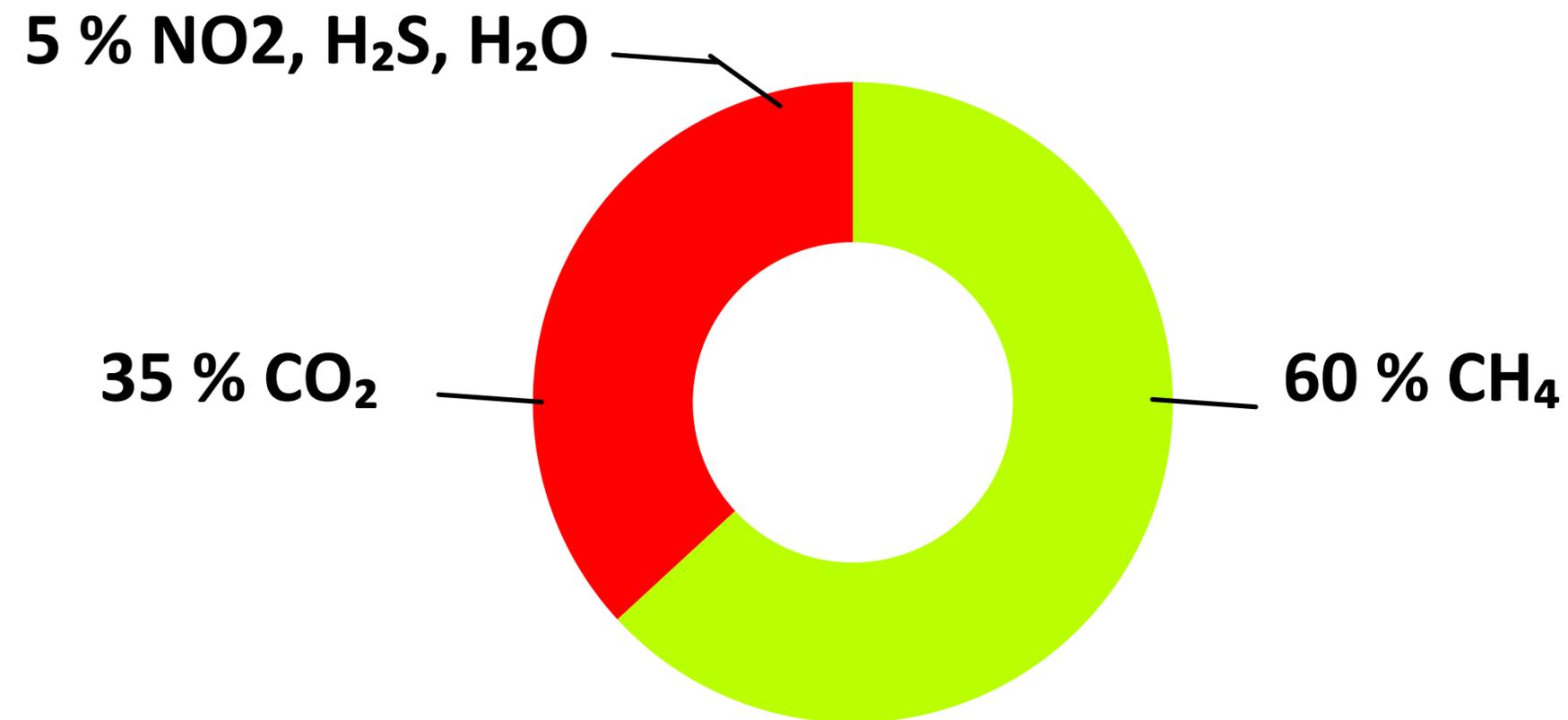
- Investissements portés par des industriels
- Intrants principalement basé sur des co-produits, déchets industriels
- Les agriculteurs sont apporteurs de matière, utilisateur de digestat

- au sein du **site de production industrielle**

- **Unité des collectivités** : station d'épuration ou traitement des déchets

Le biogaz

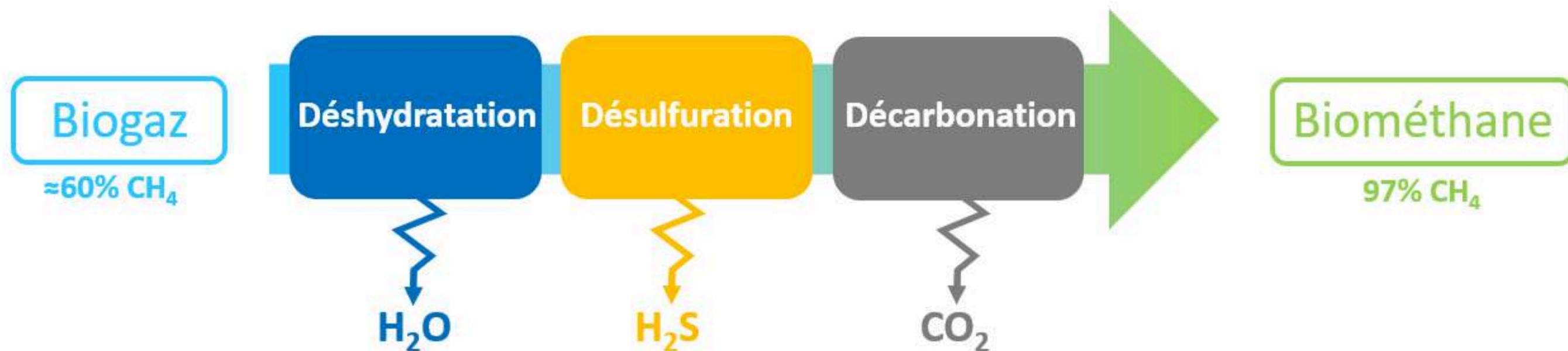
Le biogaz est composé principalement de **méthane (CH₄)** et de **dioxyde de carbone (CO₂)**.
Sa composition varie légèrement en fonction du type d'intrants et du digesteur.



L'épuration du biogaz pour en faire du biométhane



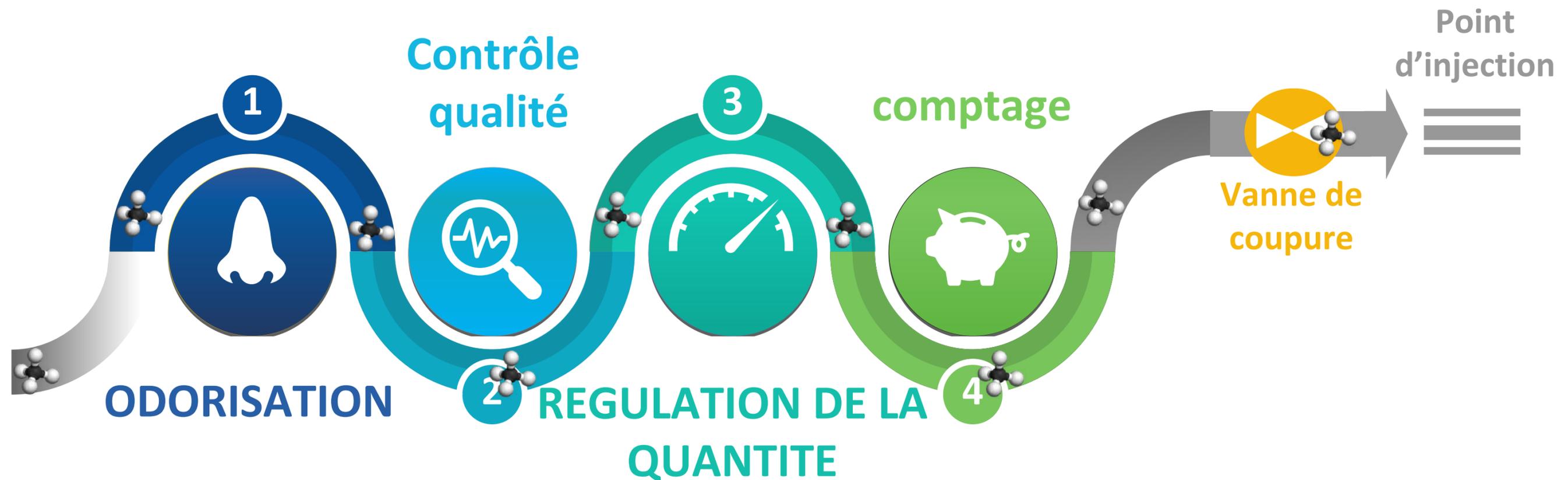
Le biogaz doit être injecté dans le réseau avec les **mêmes propriétés que le gaz naturel** fossile, c'est-à-dire être composé à 97% de méthane (CH_4) et débarrassé des impuretés.



L'injection du biométhane dans les réseaux de gaz GRDF



Le poste d'injection permet d'envoyer le biométhane dans le réseau en **contrôlant sa qualité et la quantité** d'énergie injectée.



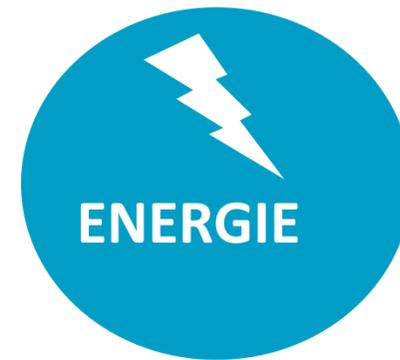
Les avantages du gaz vert



Les gaz verts présentent des avantages qui se traduisent par des **co-bénéfices** et **externalités positives** nombreuses.



- Valorisation accrue des déchets
- Réduction des coups et volumes de traitement



- Production d'énergie constante et stockable à coût réduit
- Valorisation des réseaux gaz



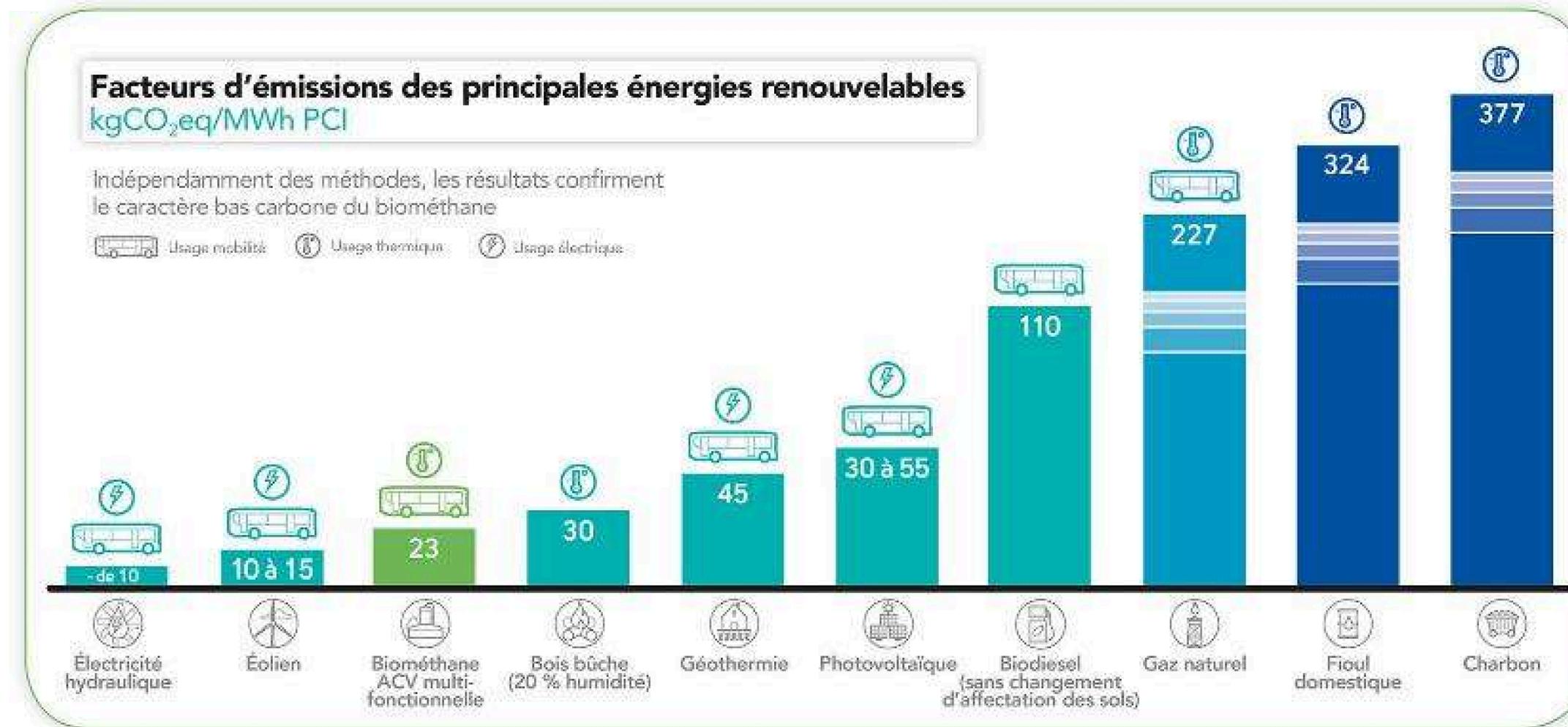
- Emissions de GES évitées
- Pollution et coûts associés évités
- Créations d'emplois (50 000 en 2050)
- Dynamisme rural
- Indépendance énergétique & balance commerciale



- Recours aux engrais minéraux azotés réduit
- Adoption de pratiques agricoles vertueuses (CIVE, digestat...)
- Diversification des sources de revenus

Une empreinte carbone très compétitive par rapport aux autres ENR

Le biométhane est une énergie quasiment neutre en carbone



> Le biométhane est **10 fois moins émetteur de gaz** à effet de serre que le gaz fossile ou que d'autres énergies (charbon, fioul...)



L'autoconsommation collective en passe d'être étendue en gaz vert

L'ACC gaz vert :
consommer du gaz
renouvelable sur une
boucle locale du réseau
de distribution



Les textes réglementaires restent à paraître

Principaux points sur les projets de textes :

- Puissance annuelle prévisionnelle maximale : 25 GWh
- Pas de temps d'équilibrage à la journée
- Modalités spécifiques pour les bailleurs sociaux, notamment d'information des locataires
- Critère de proximité géographique : point d'entrée copier/coller de l'ACC élec (2 km et 10 à 20 km par dérog)

Etat des lieux en Alsace



GRDF région EST
154 sites dont 101 GRDF



263 500 logements neufs ou 3520 Bus

ALSACE : 41 unités en fonctionnement

- 21 en cogénération : 10 040 kWe
- 20 en injection : 355 GWh/an
- 7 unités sont équipées d'une hygiénisation



16,1% de la
consommation
de gaz** annuelle
du Bas-Rhin



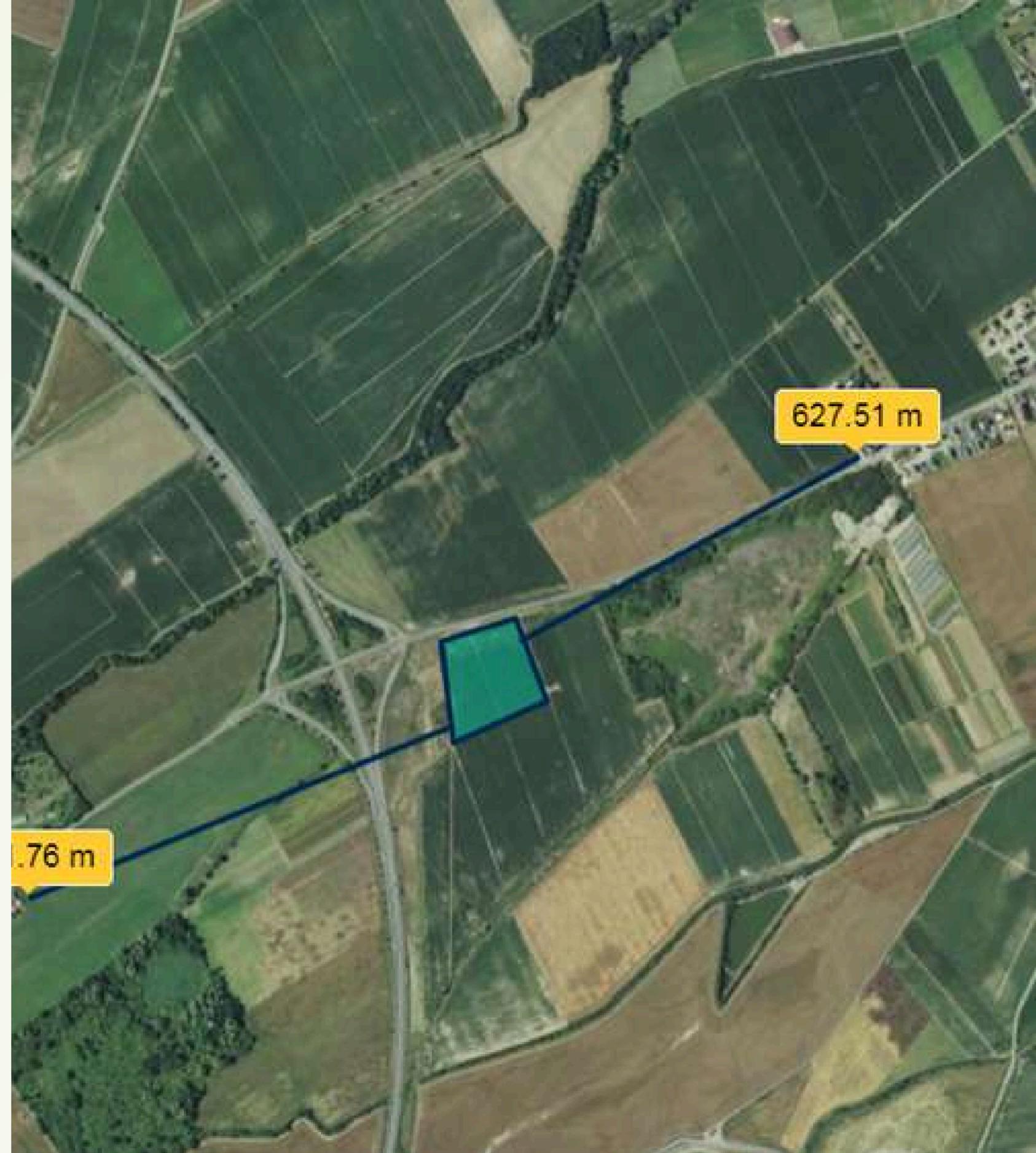
2,2% de la
consommation
de gaz** annuelle du
Haut-Rhin



Présentation du projet M'TA à UNGERSHEIM

• Critères d'implantation:

- Ressources méthanisables
- Un réseau de gaz à proximité
- Un accès routier facilité
- Une implantation éloignée des premières habitations



Le choix technologique: La voie sèche continue flux piston





Des intrants tournés vers le végétal:

Tonnage annuel:

- 10900 tonnes par an (évolution vers 15000 tonnes)

Natures:

- Résidus pailleux: Cannes de maïs, paille de céréales et menues pailles
- Effluents d'élevage: fumiers pailleux (Equins)
- CIVES: Maïs, Seigle, autres
- Produits fortement méthanogènes: issus de silos, céréales déclassées, Solubles de blé

Résultats:

Mise en service de l'unité:

Octobre 2023: Ouverture de la vanne d'injection après 2,5 ans de développement/construction

2024: Une année d'optimisation des procédés et processus

2025: Un régime de croisière

Production de biométhane:

170Nm³/heure soit 16Gwh/an

Digestats solides:

Amendement organique assimilé à un compost normé 8000 tonnes/an

Digestats liquides:

Engrais Riches en azote minéralisé 3500 tonnes/an

**Substitution aux engrais conventionnels
Utilisables en agriculture biologique**



Les points forts du projet:

- Implantation à distance de toute habitation
 - Accès au site par réseau routier donc pas de nuisances liées au transports
 - Projet construit sur des approvisionnements en végétal et fumiers avec des gisements inexploités (couverture des sols, résidus cannes de maïs, fumiers etc...)
 - Revenus complémentaires et économies pour le monde agricole
 - Une production presque exclusive de digestats solides dont l'usage est très souple et faisant l'objet d'une forte demande.
 - Réseau de gaz avec des fortes capacités d'accueil
 - Couverture totale des besoins en gaz de la commune (démarche TEPOS)
 - Possibilité de basculer des parcelles en agriculture biologique avec la labélisation des digestats.
- 



CONCLUSION DE LA MATINÉE

Jean-Luc BARBERON

Président de Territoire d'Énergie Alsace



MERCI DE VOTRE ATTENTION

**RAPPEL : Visite du méthaniseur d'Ungersheim à 14h.
Rendez-vous sur place.
*Pensez à covoiturer!***

territoire
d'énergie
ALSACE