



RÉGION  
BOURGOGNE  
FRANCHE  
COMTE



# Sites en cogénération, Et maintenant ?



Journée technique du 23 septembre 2025

10-12H

Comprendre le marché de l'électricité  
Les solutions de valorisation post-OA  
Mise en œuvre pour les méthaniseurs

Avec Grégory GOUBET, ENERBIOFLEX

Sortir du contrat de cogénération  
Se raccorder au réseau gazier  
Les modes de commercialisation du biogaz  
Premiers REX de sites de la cogénération à l'injection

Avec Stéphanie GANDET, LEXION AVOCATS  
David CHAUVIN, GRDF  
Thomas FILIATRE, SOLAGRO

Association des Méthaniseurs de Bourgogne Franche-Comté

Avec Christophe ROUSSEAU, Président

# L'AVENIR DE MA COGÉNÉRATION – POST OA

INTERVENTION DU 23/09/2025 – METHA BFC



Spécialiste énergétique pour le monde agricole

Je réduis mes factures d'énergie Je produis de l'énergie Je me forme





# POINTS PRÉSENTÉS

- Introduction et présentation rapide d'EnerBIOFlex
- **PARTIE 1 – COMPRENDRE LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ**
- **PARTIE 2 – LES SOLUTIONS DE VALORISATION POST-OA**
- **PARTIE 3 – MISE EN ŒUVRE POUR LES MÉTHANISEURS**





# GROUPE JE2D

## LES MARQUES

AGRICOLE  
&  
METHANISATION

TERTIAIRE,  
COLLECTIVITES,  
INDUSTRIEL



**EnerBIOFlex**

Spécialiste énergétique pour le monde agricole



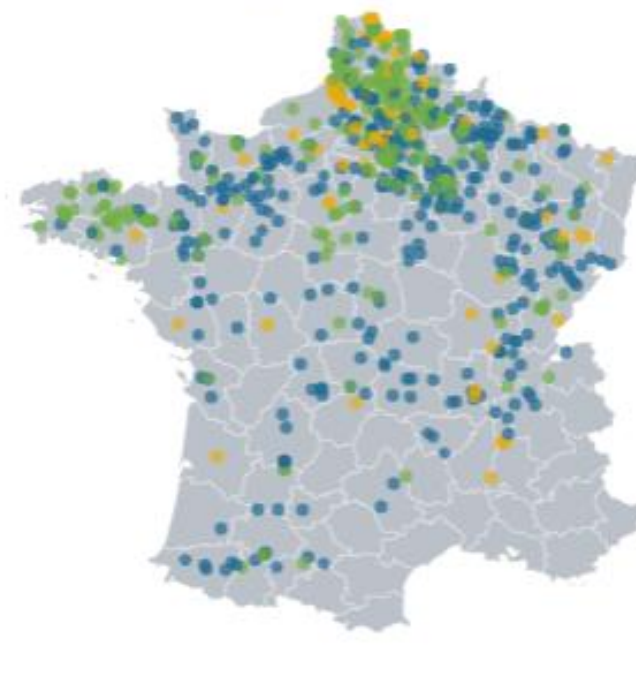
Spécialiste énergétique

Professionnels  
Collectivités

## REFERENCES

+ DE 1000  
CLIENTS  
ACCOMPAGNES

■ Méthanisation ■ Industrie collectivité tertiaire  
■ Exploitation agricole





# NOTRE APPROCHE DE STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE



Acheter l'énergie  
au prix juste

**OPTIMISATION  
DES CONTRATS  
D'ÉNERGIE**



Réduction des  
consommations  
&  
Consommer au  
bon moment

**AUDITS  
ÉNERGÉTIQUES**

**RÉSILIENCE  
ÉNERGÉTIQUE**



Autoconsommer  
& Vendre son énergie

**PRODUCTION  
D'ÉNERGIE  
RENOUVELABLE**

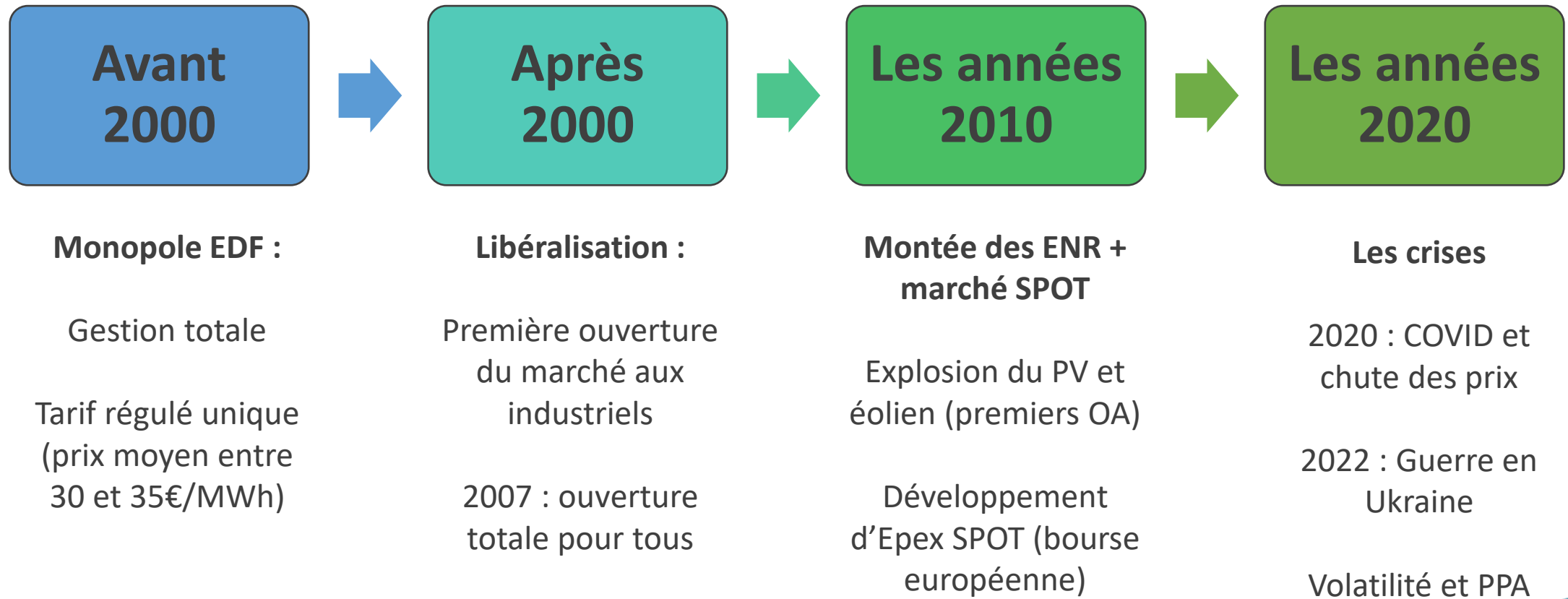


# PARTIE 1 - LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ



# PARTIE 1 – LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

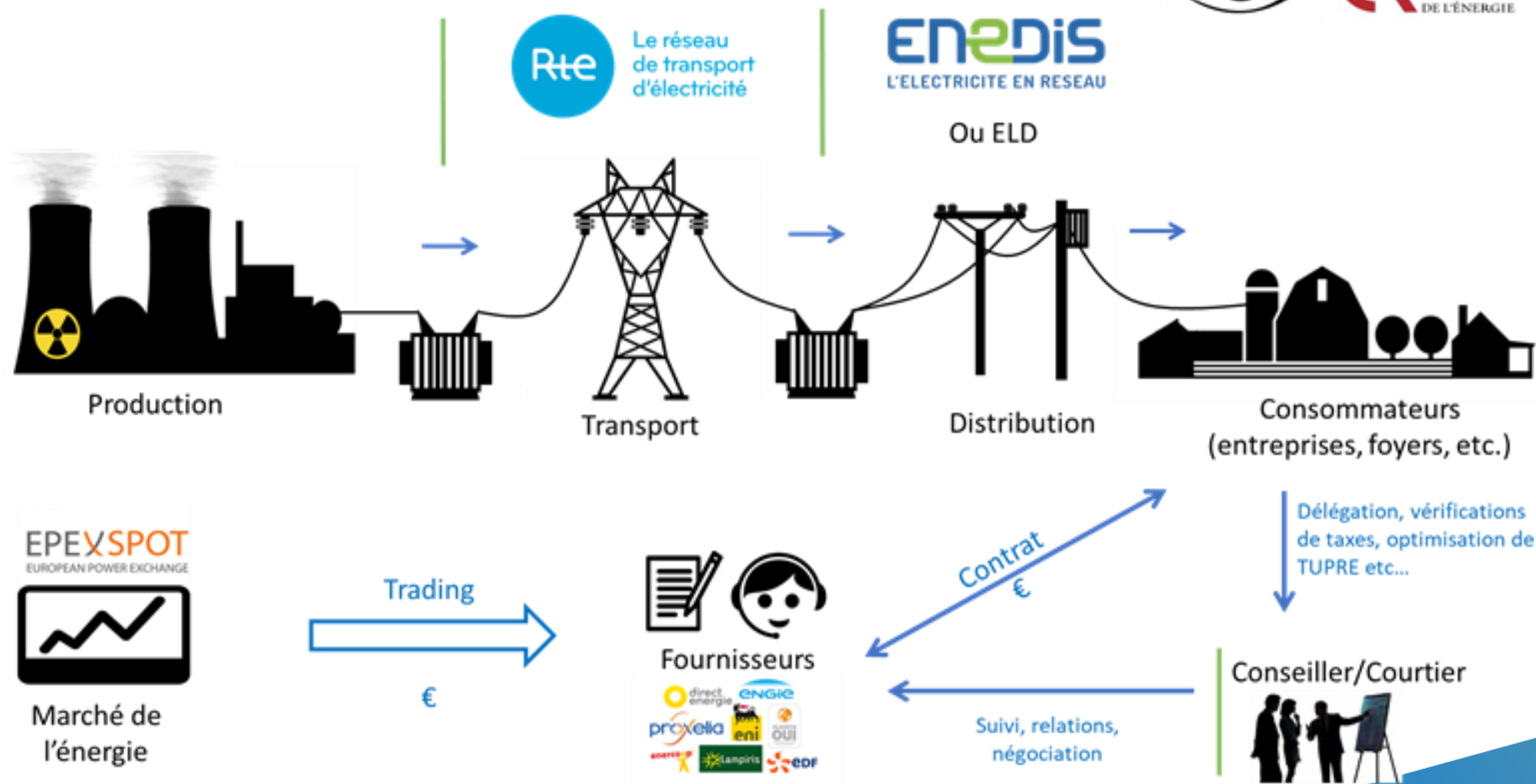
## Historique et évolution du marché de l'électricité





# PARTIE 1 – LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

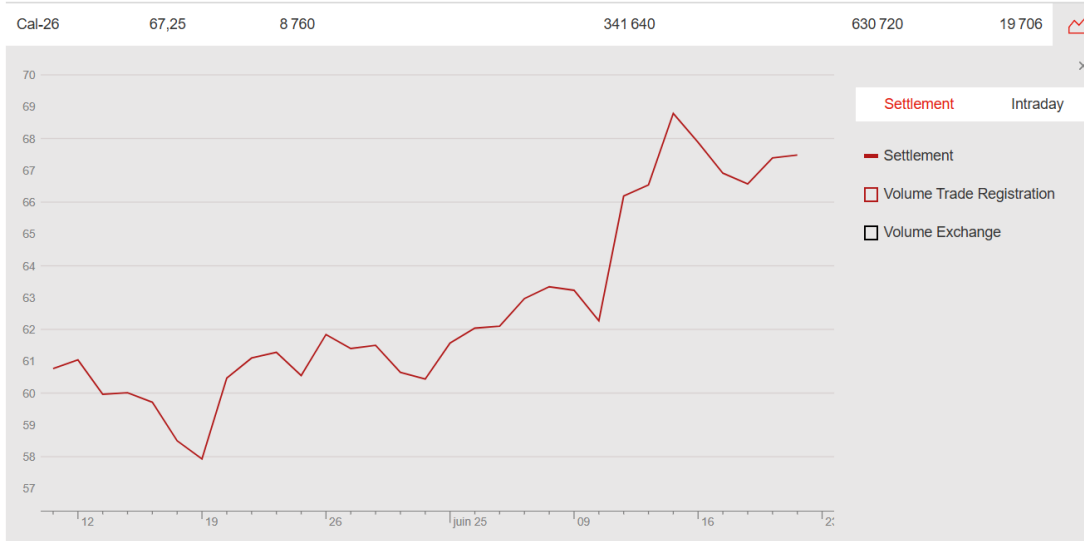
## Fonctionnement général en France





# PARTIE 1 – LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

## Les marchés de gros



Marchés à terme (N+1/N+2...)

<https://www.eex.com/en/>



Auction > Day-Ahead > SDAC > FR > 24 Juni 2025

Time Range Tag

Ausblenden Baseload

Ausblenden Peakload

Letzte Aktualisierung: 23 Juni 2025 (12:47:25 CET/CEST)

Price



Marchés SPOT (J / J+1 / J+2)

<https://www.epexspot.com/de/node/180>





# PARTIE 1 – LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

## Caractéristiques du marché actuel

### Prix volatils

- 40€ à 600 €/MWh en 3 ans
- Corrélation forte avec le gaz & CO<sub>2</sub> qui tirent les prix de l'électricité

### ENR intermittentes

- Prix négatifs en jours venteux /ensoleillés (env 500h cette année)
- Prix supérieurs à 400 €/MWh en creux de production

### Valeur de la flexibilité

- Cogénération pilotable = avantage compétitif
- Marché de capacité en augmentation pour les consommateurs hivernaux = + 5 à 10 €/MWh



# **PARTIE 2 – LES SOLUTIONS DE VALORISATION POST- OA**



## PARTIE 2 – LES SOLUTIONS DE VALORISATION POST-OA

### Vente sur le marché (spot)



**Pour qui ? : Producteurs autonomes, ouverts à la volatilité.**

- Agrégateur qui vous connecte au marché.
- Revenu = prix spot – commission (~3 à 5 €/MWh).

Exemple : prix moyen 2024 = ~95 €/MWh, mais peut aller de 60 à 180 €/MWh.

**→ Risque prix fort, mais aussi potentiel de gain en cas de crise énergétique.**



**à savoir :**

- Signature d'un contrat avec agrégateur.
- Prévisions de production à fournir.
- Sortie complète du contrat OA.





## PARTIE 2 – LES SOLUTIONS DE VALORISATION POST-OA

### PPA (Power Purchase Agreement)

# PPA

**Pour qui ? : Méthaniseurs avec bonne stabilité, souhaitant sécuriser.**

- Contrat de vente directe avec un acheteur : industriel, collectivité, ou fournisseur.
- Durée variable : 5 à 15 ans.
- Prix fixe ou indexé, négocié hors marché



**à savoir :**

- Être en capacité de garantir le volume.
- Négociation juridique plus lourde.
- Possibilité d'y inclure les garanties d'origine.

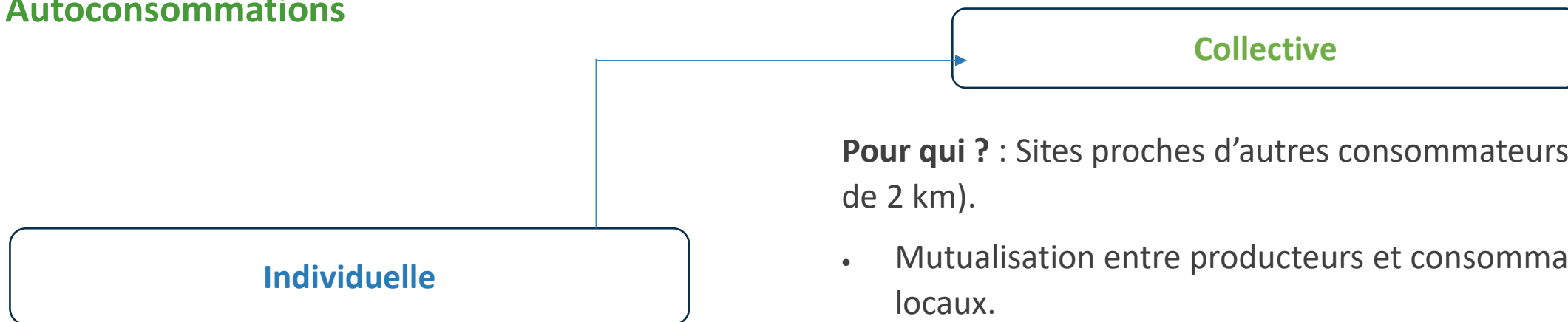
**Stabilité financière → rassure les banques pour d'autres projets.**





## PARTIE 2 – LES SOLUTIONS DE VALORISATION POST-OA

### Autoconsommations



**Pour qui ?** : Sites proches d'autres consommateurs (moins de 2 km).

- Mutualisation entre producteurs et consommateurs locaux.
- Le producteur injecte, les voisins consomment.
- L'énergie est répartie par Enedis selon un schéma prédéfini.
- Projet territorial, collaboratif, mais complexe à mettre en œuvre.





## PARTIE 2 – LES SOLUTIONS DE VALORISATION POST-OA

### Vente à un fournisseur alternatif

**Pour qui ?** : Producteurs souhaitant une alternative plus souple qu'un PPA.

- Contrat commercial simple avec un fournisseur d'électricité.
- Durée : 1 à 3 ans.
- Moins sécurisé qu'un PPA, mais plus flexible que le marché spot.

→ Bonne solution **transitoire** en sortie d'OA.



# **PARTIE 3 : CONCRÈTEMENT... COMMENT METTRE EN PLACE CES MODÈLES ?**



## PARTIE 3 – MISE EN ŒUVRE POUR LES MÉTHANISEURS

### Vendre en SPOT

#### Étapes principales :

1. **Choisir un agrégateur** (Ex : TotalEnergies, Engie, Agregio, Hydronext, etc.).
2. **Signer un contrat d'agrégation** : ce contrat inclut la gestion de l'équilibre et souvent la valorisation de GO (garantie d'origine).
3. **Réaliser la bascule technique avec Enedis** (possible modification du contrat CARD)
4. **Déclarer l'installation** sur les plateformes de marché et de garanties d'origine (Registre EEX ou Powernext).



#### À prévoir :

- Suivi de la production pour prévisions quotidiennes (obligatoire).
- Compteur avec télé-relève validé pour le marché.
- Délai minimum de mise en œuvre : **3 à 6 mois**.





## PARTIE 3 – MISE EN ŒUVRE POUR LES MÉTHANISEURS

### PPA

#### Étapes concrètes :

##### 1. Identifier un acheteur potentiel :

- Industrie locale, collectivité, ou fournisseur d'énergie (ex : ekWateur, Planète Oui, etc.).
- Possibilité de passer par un courtier ou plateforme de PPA

##### 2. Négocier un contrat de vente :

- Durée, volume, prix, indexation, pénalités en cas de non-livraison...
- Éventuelle fourniture de garanties d'origine.

##### 3. Faire une analyse juridique (avec un expert ou avocat) pour sécuriser les clauses.



#### À prévoir :

- Preuve de stabilité de production (courbes, historique...).
- Frais à la mise en place du contrat (conseil, accompagnement, avocats...)
- Délai de mise en œuvre minimum : **6 à 12 mois**.





## PARTIE 3 – MISE EN ŒUVRE POUR LES MÉTHANISEURS

### Autoconsommation individuelle

#### Étapes :

##### 1. Faire un bilan conso / production :

- Identifier les usages consommateurs d'électricité et les projeter sur les années à venir.

##### 2. Contacter un installateur ou bureau d'études pour vérifier faisabilité technique.

##### 3. Mettre en place les équipements nécessaires :

- Tableau de couplage, protections, parfois système de pilotage...

##### 4. Notifier Enedis via le portail autoconsommation.



#### À prévoir :

- Attention à l'alignement entre production et consommation (horaire et saison).
- Investir éventuellement dans du stockage (batteries, chaleur, air comprimé...).
- Délai de mise en œuvre minimum : **6 mois**.





## PARTIE 3 – MISE EN ŒUVRE POUR LES MÉTHANISEURS

### Autoconsommation collective

#### Étapes concrètes :

1. **Identifier des voisins consommateurs** dans un rayon de 2 km (sur la même boucle BT).

*Ex : mairie, école, artisans, bâtiments communaux, agriculteurs, industries, coopératives...*

1. **Créer une Personne Morale Organisatrice (PMO)** : association, coopérative, ou société dédiée à la gestion du partage d'électricité.

2. **Définir un schéma de répartition** de l'électricité : selon des clés horaires, des profils, ou des forfaits.

3. **Déposer le dossier sur le portail Enedis** "autoconsommation collective".

4. **Signer un contrat avec un gestionnaire de répartition d'énergie** (optionnel si gestion autonome).



#### À prévoir :

- Communication avec les parties prenantes.
- Gestion juridique + administrative.
- Possible accompagnement par une société spécialisée
- Délai de mise en œuvre minimum : **12 mois**.





## PARTIE 3 – MISE EN ŒUVRE POUR LES MÉTHANISEURS

### Vente à un fournisseur alternatif (hors PPA long)

#### Étapes concrètes :

1. **Contacter des fournisseurs acheteurs** (ekWateur, Urban Solar, Soregies, etc.) → ces contrats sont plus simples que les PPA
2. **Signer un contrat de rachat :**
  - Durée souvent courte (1 à 3 ans).
  - Prix fixe ou indexé.
3. **Effectuer les démarches techniques via Enedis** pour mise à jour du point de production (si nécessaire).
4. **Fournir les relevés de production**, télétransmis via Enedis.



#### À prévoir :

- Facturation régulière (mensuelle ou trimestrielle).
- Garantie d'origine parfois valorisable séparément.
- Délai de mise en œuvre minimum : **2 à 4 mois**.





## PARTIE 3 – MISE EN ŒUVRE POUR LES MÉTHANISEURS

### Synthèse générale

| Modèle                        | Interlocuteur principal   | Délai moyen | Dossier technique ? | Dossier juridique ? |
|-------------------------------|---------------------------|-------------|---------------------|---------------------|
| Marché via agrégateur         | Agrégateur + Enedis       | 6 mois      | Oui                 | Non                 |
| PPA industriel ou fournisseur | Acheteur privé / courtier | 12 mois     | Oui                 | Oui (contrat)       |
| Autoconsommation individuelle | Électricien / BE / Enedis | 6 mois      | Oui (raccordement)  | Non                 |
| Autoconsommation collective   | Voisins + PMO + Enedis    | 12 mois     | Oui (comptage)      | Oui (statuts PMO)   |
| Fournisseur alternatif        | Fournisseur + Enedis      | 4 mois      | Basique             | Non (ou simple)     |



## PARTIE 3 – MISE EN ŒUVRE POUR LES MÉTHANISEURS

Et les tarifs ?... À quels prix peut-on revendre ?

| Modèle de valorisation                       | Fourchette de prix estimée de revente (€/MWh) hors GO et <b>sans valorisation de chaleur</b> |
|----------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| Marché spot                                  | 60 ↔ 180 €/MWh (moyenne 2024 env 95€)                                                        |
| PPA (contrat long terme)                     | 100 ↔ 150 €/MWh                                                                              |
| Autoconsommation individuelle                | <i>votre coût de revient</i>                                                                 |
| Autoconsommation collective                  | 120 ↔ 160 €/MWh                                                                              |
| Vente fournisseur alternatif / contrat court | 90 ↔ 130 €/MWh                                                                               |



Les prix indiqués sont des ordres de grandeur à titre informatif, issus de données publiques et d'échanges avec des fournisseurs





## CONCLUSION

- ❑ **Fin OA** → préparer la suite
- ❑ **Choix du modèle** → profil & stratégie
- ❑ **Anticiper** → temps & préparation
- ❑ **Cogénération** → pilotable et linéaire = atout majeure pour une ENR
- ❑ **Valorisation de la chaleur** → un enjeu pour la rentabilité

*La limite ? Le prix de valorisation du MWh à négocier...*



# MERCI DE VOTRE ATTENTION

**Maîtrisez votre énergie :**

Achat | Optimisation | Production | Stratégie énergétique



**EnerBIOFlex**

Spécialiste énergétique pour le monde agricole

Une marque du groupe **JE2D** 



**Grégory GOUBET**

Responsable commercial

**06 41 98 06 04**

[gregory.goubet@enerbioflex.fr](mailto:gregory.goubet@enerbioflex.fr)



RÉGION  
BOURGOGNE  
FRANCHE  
COMTÉ



# Temps d'échanges



Journée technique du 23 septembre 2025

## Valorisation de l'énergie produite par unités en fin de contrat cogé : quelles possibilités juridiques ?

- ❖ Une des perspectives envisagées par certains producteurs : **basculer en injection biométhane**
- ❖ Mais cette piste soulève **trois séries principales de questions** :
  - 1) Comment « sortir » du contrat de vente d'électricité en cogé ? Y'a-t-il des indemnités dues?
  - 2) En cas de vente au tarif aidé: quelles conditions pour « entrer » dans le régime de la vente de biométhane injecté en tarif aidé?
  - 3) En l'absence de tarif aidé: quelles autres possibilités de valorisation: BPA, CPB, Pos, GO...?

# 1- Sortie du contrat de cogénération

Réglementation actuelle, issue de l'arrêté du 8 septembre 2025

## Vérifier le contrat

Selon les contrats BG, une indemnité de résiliation peut-elle être due ?

|   |                                                                                                                 |
|---|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Vérifier le type de contrat dont relève l'installation en cogénération: BG01, BGM6, BG11, BG16                  |
| 2 | Vérifier ensuite les versions des conditions générales (signées en même temps que les conditions particulières) |
| 3 | Si une indemnité est due : anticiper les conditions pour être exempté                                           |



Pour tous les contrats : résiliation par LRAR à l'acheteur légal avec préavis de 3 mois

## Typologie des contrats BG en cas de résiliation anticipée

|                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>BG01</b>                                                                                                                        | <b>Oui</b> Indemnité due (Sauf cas de force majeure à démontrer)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| <b>BGM6</b>                                                                                                                        | <b>Non</b> Pas d'indemnité due                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| <b>BG11</b><br>signés avant le 29 mai 2016 (ou signés après mais dont la demande de récépissé ADEME est antérieure au 30 mai 2016) | <div>CG V01 / V02 : <b>Non</b><br/>Pas d'indemnité due</div> <div>CG V03 / V04 : <b>Oui</b><br/>Indemnité due<br/><br/>Sauf en cas<br/> <ul style="list-style-type: none"> <li>de démantèlement de « l'installation de production »</li> </ul> ET<br/> <ul style="list-style-type: none"> <li>d'arrêt définitif de l'activité</li> </ul> <b>Pas d'exemption préfectorale requise</b> </div>  |
| <b>BG11</b><br>signés à compter du 29 mai 2016 (inclus)                                                                            | <b>Oui</b> indemnité due<br><br>Sauf en cas de conversion (injection biométhane, carburant alternatif ou valorisation du biogaz pour la production de chaleur)<br>→ <b>Nécessite une exemption préfectorale</b>                                                                                                                                                                              |
| <b>BG16</b>                                                                                                                        | <b>Oui</b> indemnité due<br><br>Sauf en cas :<br><ul style="list-style-type: none"> <li>d'arrêt indépendant de la volonté du producteur</li> </ul> OU<br><ul style="list-style-type: none"> <li>de conversion (injection biométhane, carburant alternatif ou valorisation du biogaz pour la production de chaleur)</li> </ul> → <b>Dans les 2 cas : nécessite une exemption préfectorale</b> |

# Sortie du contrat de **cogénération**

— Réglementation actuelle, issue de l'arrêté du 8 septembre 2025

**Pour les contrats concernés : Anticiper et préparer les justificatifs pour être exempté de pénalités**

**BG11 : deux situations à distinguer, selon la date de signature**

## **BG11 V03/V04**

signés avant le 29 mai 2016 (ou signés après mais dont la demande de récépissé ADEME est antérieure au 30 mai 2016)

### **Preuve de l'arrêt définitif (= arrêt de l'activité de cogénération)**

La preuve peut être apportée par tous moyens

Constat d'huissier

Attestation de tiers (rapport du  
motoriste)

### **Preuve du démantèlement (= évacuation de l'installation de cogénération)**

La preuve peut être apportée par tous moyens

Constat d'huissier

Attestation de tiers (rapport du  
motoriste ayant démantelé)

Bon d'évacuation ou d'élimination du  
moteur et de ses équipements

## **BG11**

signés à compter du 29 mai 2016 (inclus)

L'exemption de pénalité suppose

- une condition de fond : l'arrêt de la cogénération doit se faire au profit de de l'injection du biométhane produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute dans le réseau de gaz naturel ou dans un point d'injection distant, ou de la valorisation du biométhane produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute en tant que carburant alternatif, ou de la valorisation du biogaz pour la production de chaleur
- une condition de forme : une demande d'exemption au Préfet de Région, avec les pièces justificatives

Le silence au terme de 2 mois vaut rejet.

# Sortie du contrat de **cogénération**

■ Réglementation actuelle, issue de l'arrêté du 8 septembre 2025

**Pour les contrats concernés : Anticiper et préparer les justificatifs pour être exempté de pénalités**

## **BG16 : Exemption pour cause d'arrêt indépendant du producteur**

**Dossier de demande d'exemption préfectorale**, démontrant avec justificatifs techniques et économiques le caractère de l'arrêt « indépendant de la volonté du producteur » (déséquilibre économique, dysfonctionnements majeurs...)

Rapport d'un expert comptable démontrant la non-viabilité en cas de maintien en cogénération

Rapport technique d'un tiers démontrant les dysfonctionnements majeurs non résolubles en cogénération

Courrier décrivant le contexte

**Après vérification des pièces justificatives**, le Préfet de région informe le cocontractant que le producteur est dispensé du versement de l'indemnité :

- Intégrer une période de **deux mois au minimum avant de recevoir la décision préfectorale**
- **L'exemption préfectorale intervient en principe après le versement de l'indemnité** par le producteur (mais il est arrivé que l'acheteur attende de connaître la décision du Préfet avant de demander l'indemnité)

### Conseils pratiques

1. Réaliser une analyse économique du maintien en cogénération
2. Réunir un diagnostic technique démontrant que l'arrêt de la cogénération s'impose au producteur
3. Anticiper la demande d'exemption au Préfet dans le rétroplanning

# Sortie du contrat de **cogénération**

■ Réglementation actuelle, issue de l'arrêté du 8 septembre 2025

Pour les contrats concernés : Anticiper et préparer les justificatifs pour être exempté de pénalités

## BG16 : Exemption pour cause de **conversion**

**Dossier de demande d'exemption préfectorale**, démontrant avec justificatifs techniques l'arrêt de l'installation.\*

Il est recommandé d'expliquer et de justifier du projet de conversion au profit

- soit de l'injection de biométhane
- soit de la valorisation en carburant alternatif
- soit d'une valorisation du biogaz en production de chaleur

et d'anticiper la preuve du démantèlement de l'installation.

Le Préfet peut enjoindre le producteur d'apporter ces preuves de conversion et de démantèlement.

Le silence vaut rejet au bout de deux mois.

### Conseils pratiques

1. Réunir les preuves de l'arrêt de la cogénération
2. Anticiper les demandes de preuves de la conversion, avec étude économique, demande de raccordement au réseau de gaz, commande de l'épurateur (ou autre équipement)
3. Anticiper la demande d'exemption au Préfet dans le rétroplanning



GAZ RÉSEAU  
DISTRIBUTION FRANCE



Acteur engagé



100% local et renouvelable

# GRDF, QUI SOMMES-NOUS?

Une entreprise régulée dont l'activité est régie par une mission de service public

Mémo :

Les **5 acteurs clé**  
de la chaîne gazière

Exploration



Transport



Stockage



Distribution



Fourniture



## Activité de GRDF

- est régie par un **Contrat de Service Public** signé avec l'État,
- s'exerce sous une triple autorité : **État + Collectivités + Commission de régulation de l'énergie (CRE).**

## GRDF en chiffres :

- GRDF gère le réseau de gaz le plus long d'Europe : **200 715 km** soit l'équivalent de près de 5 fois le tour de la terre !
- Plus de 11 000 salariés œuvre à la bonne distribution du gaz auprès de 11 millions de clients.

## Principales missions de GRDF:

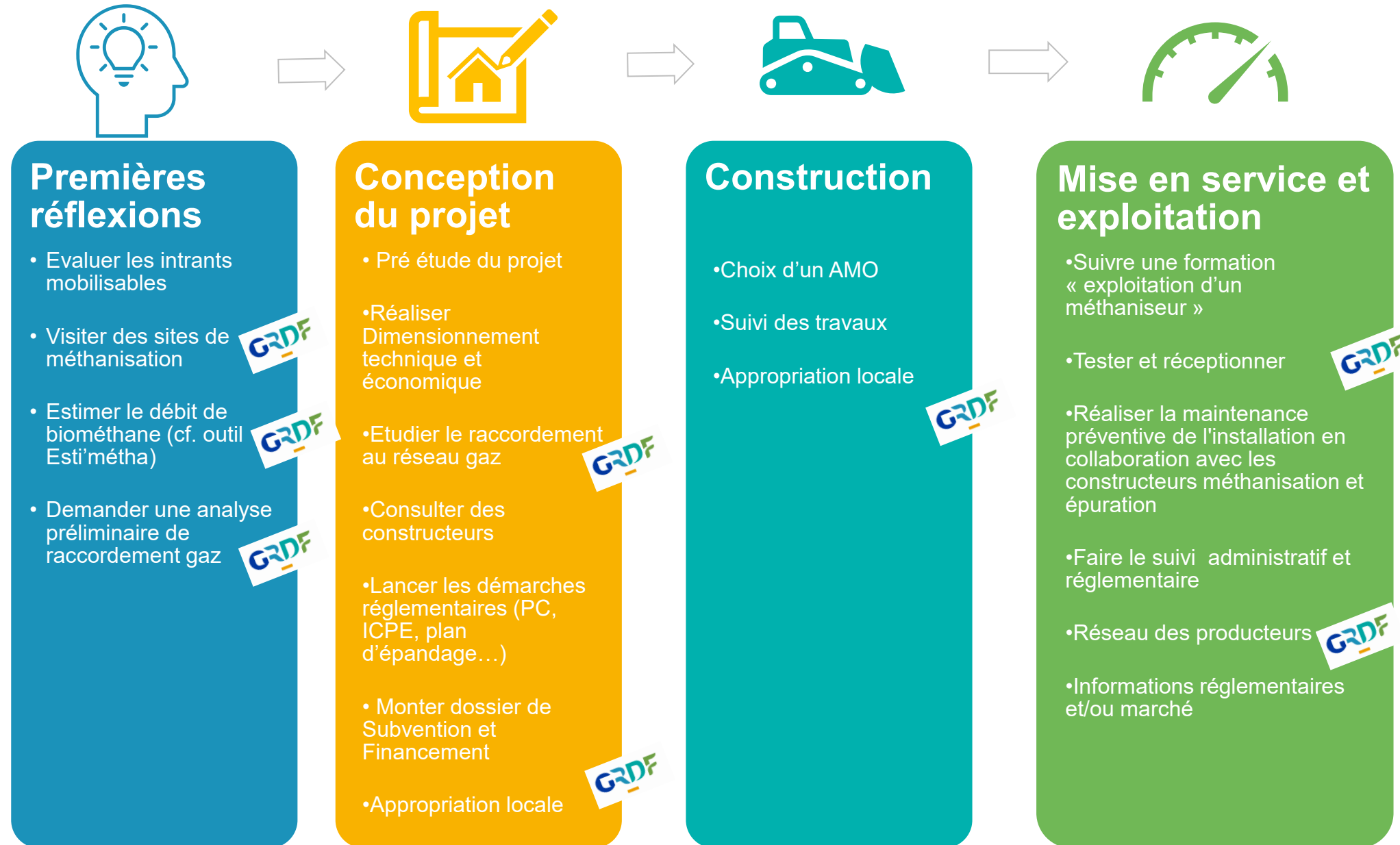
- **Construit et Exploite** le réseau gaz
- **Achemine le gaz** pour le compte d'une 50aine de fournisseurs
- **Accompagne la transition énergétique** en participant au développement du **biométhane** et du **BioGNV**

## Des objectifs ambitieux :

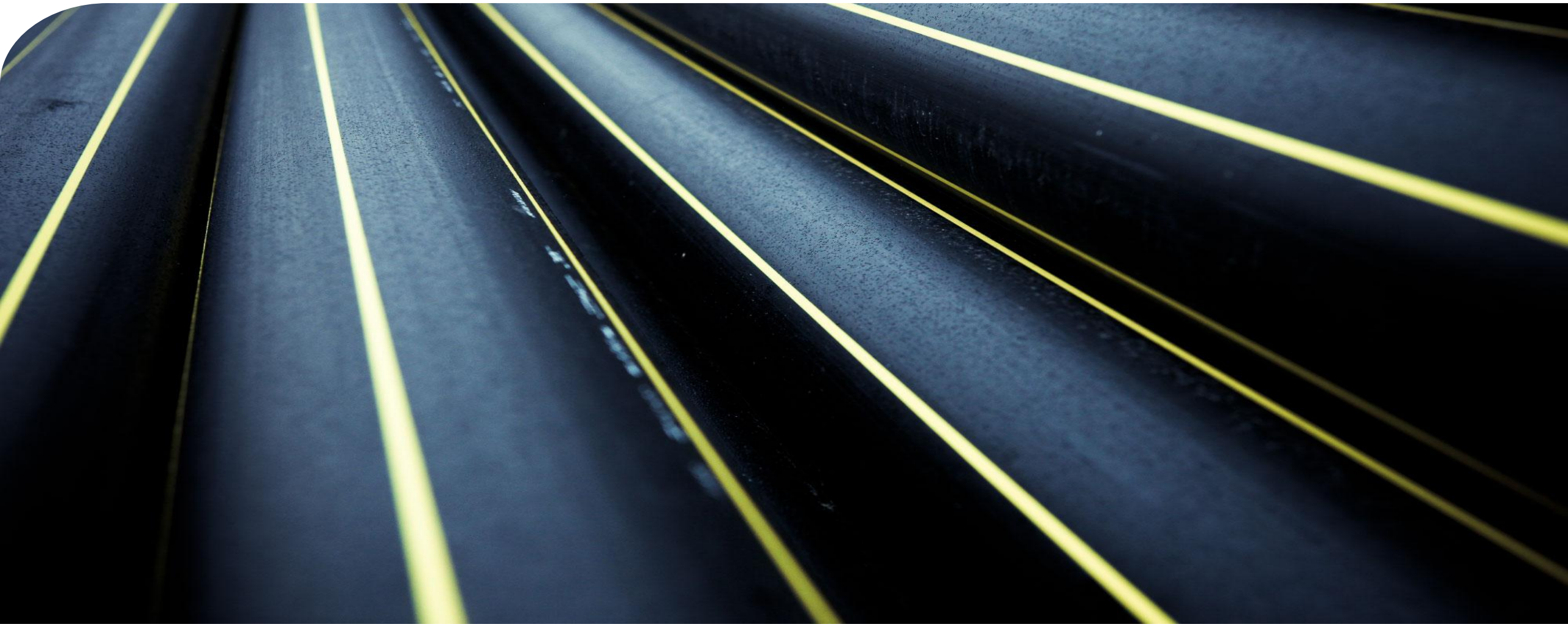
- **20% de Gaz Vert** dans notre réseau **en 2030** (25% pour les régions Grand Est & BFC) ;
- **100% de Gaz Vert en 2050 !**



# GRDF Accompagne depuis les premières réflexions jusqu'à la première injection :



# Comment se raccorder aux réseaux gaziers ?



## Bon à savoir :

- Il n'est pas indispensable que la commune soit alimentée en gaz pour raccorder un projet ;
- Il n'y a pas de distance au réseau minimale ou maximale pour accueillir un projet ;
- La présence d'un réseau ne garantit pas la capacité de ce dernier à accueillir un projet ;
- Le porteur de projet ne choisit pas le réseau sur lequel il va injecter (GRDF/Natran).

Avant toute autre chose, n'hésitez à solliciter votre interlocuteur GRDF ou NATRAN pour obtenir une analyse préliminaire gratuite !

# Comment se raccorder aux réseaux gaziers ?

Les 2 étapes incontournables :

- 1 Demander une analyse préliminaire (gratuite) pour estimer le coût de raccordement et la capacité d'accueil du réseau.
- 2 Demander un devis d'étude détaillée (Env. 14k€ HT) qui une fois signé, fera entrer votre projet et sa future production dans le registre des capacités du zonage concerné.

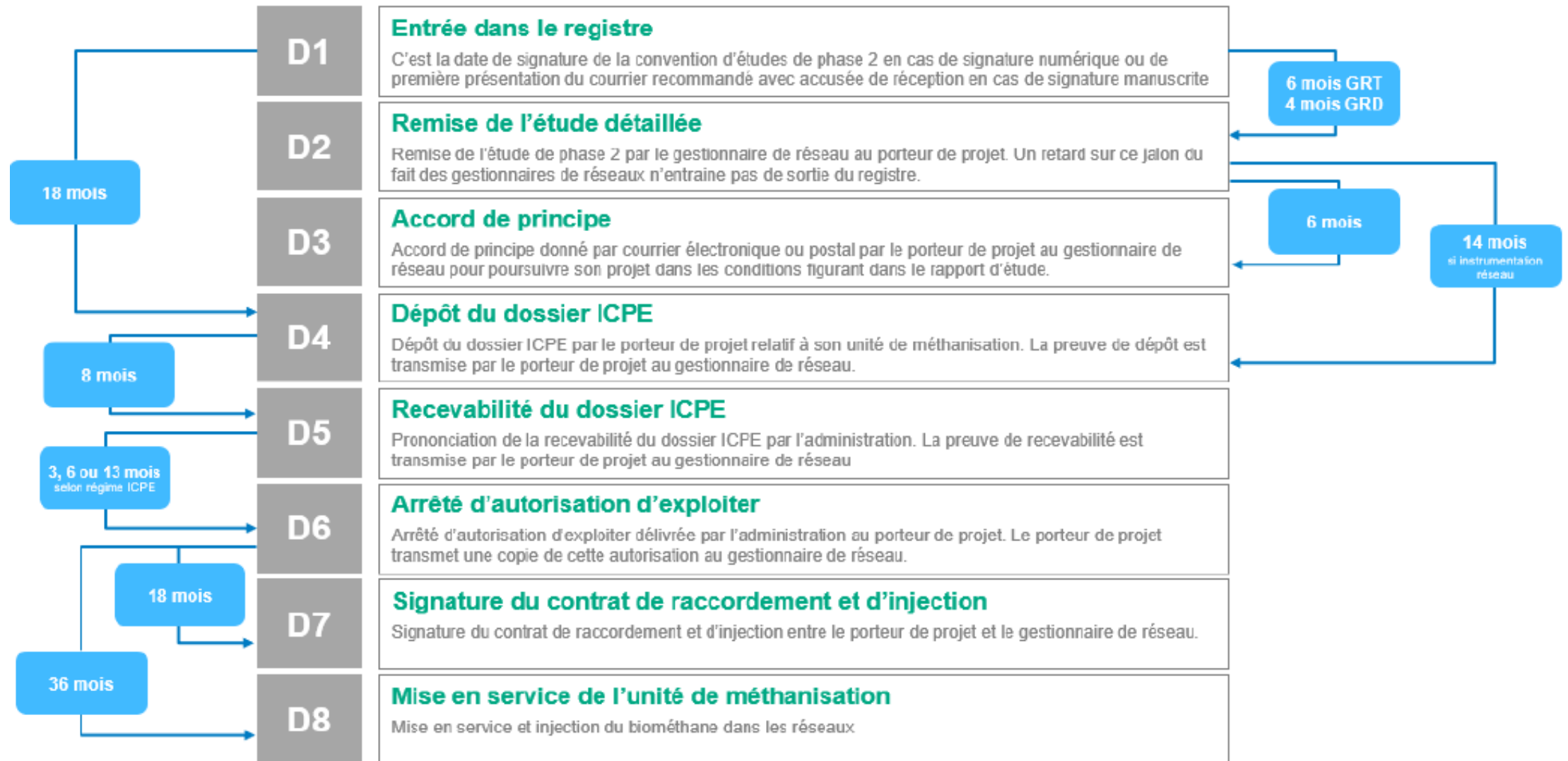
Le droit à l'injection, permet aux porteurs de projet de bénéficier d'une réfaction de 60% sur les coûts de raccordement. Cette dernière est capée à 600k€.

Exemple 1 : Coût de raccordement avant réfaction : 700k€ Reste à charge producteur : 280k€

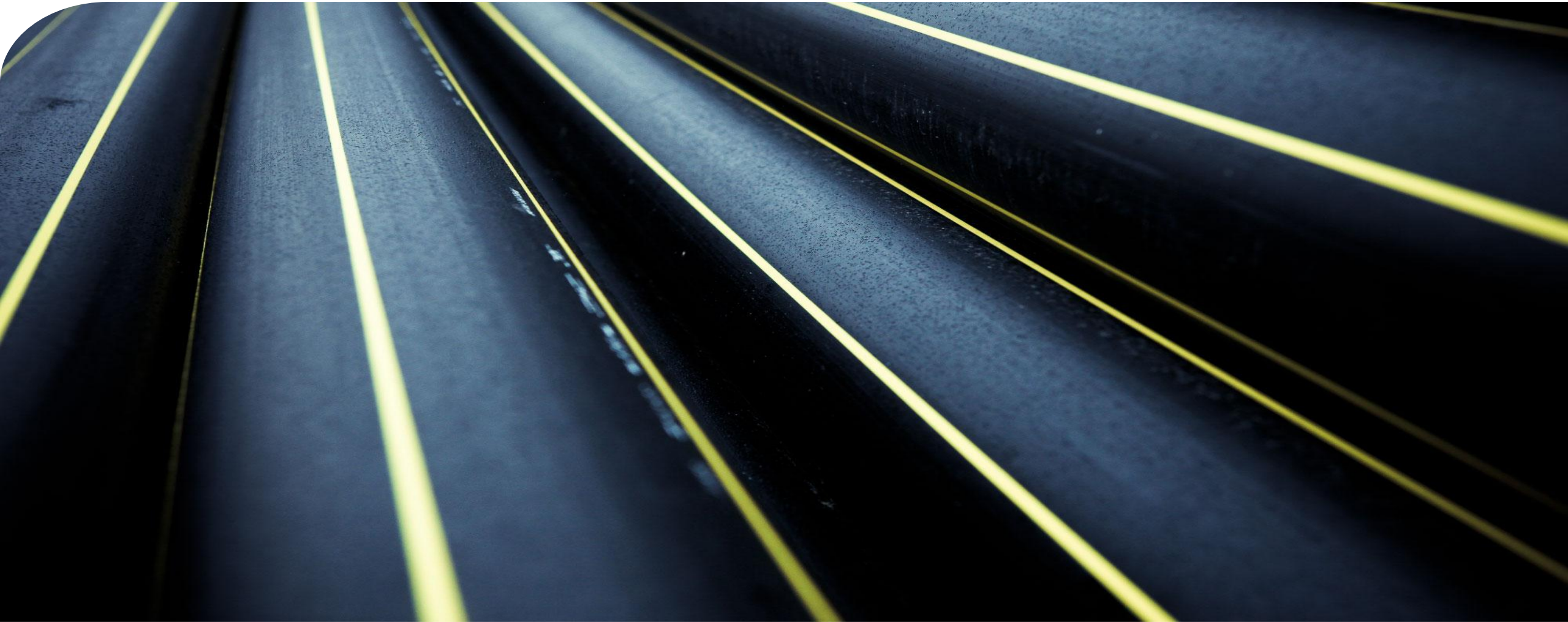
Exemple 2 : Coût de raccordement avant réfaction : 1500k€ Reste à charge producteur : 900k€

# Comment se raccorder aux réseaux gaziers ?

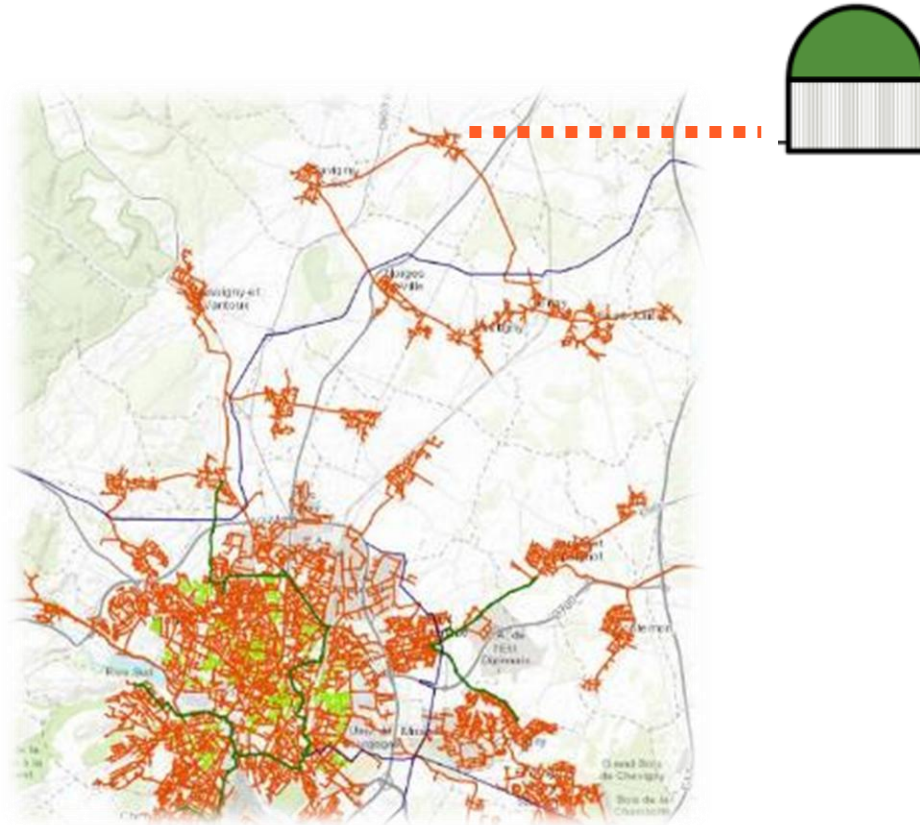
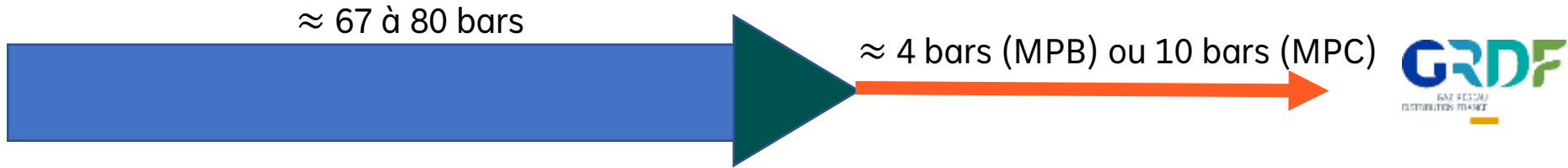
Un accompagnement des premières réflexions jusqu'à la première injection :



# Comment évoluent les réseaux gaziers pour accueillir les productions locales ?

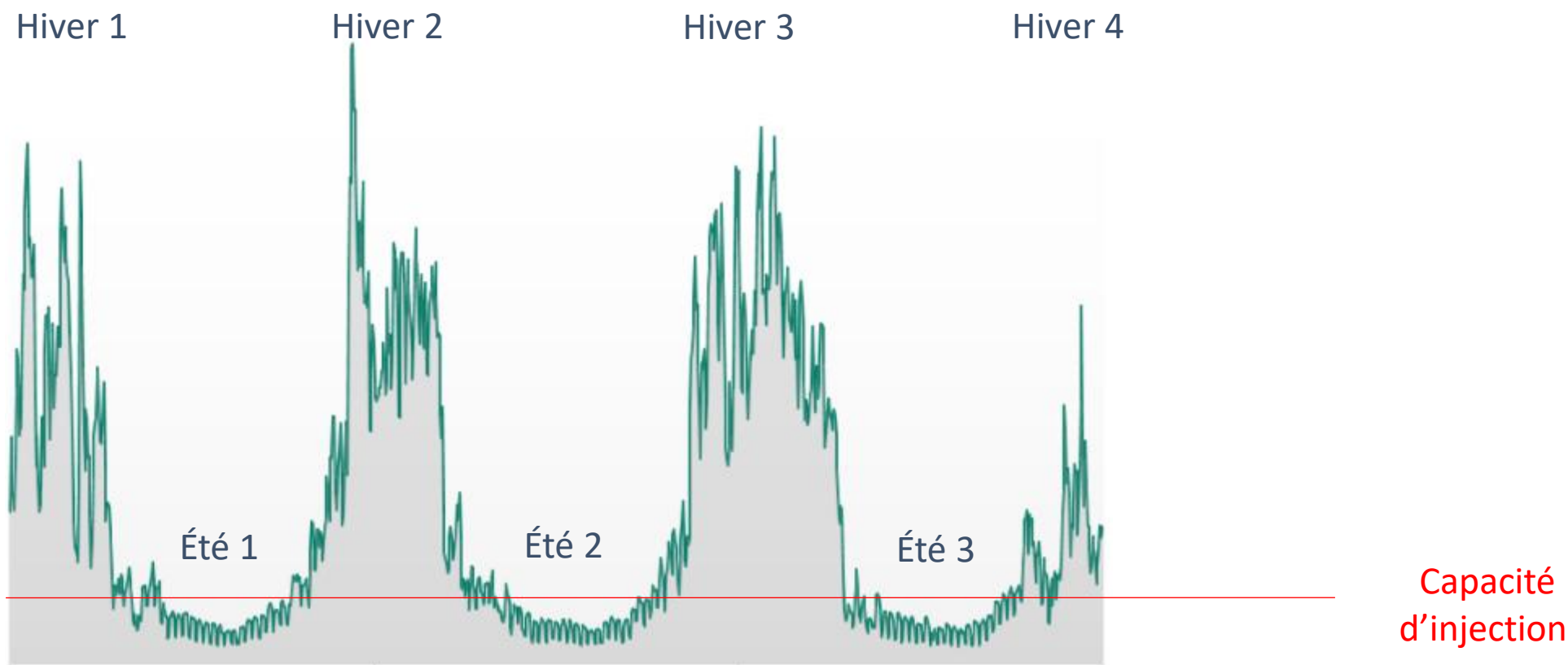


# Fonctionnement du réseau gaz en France

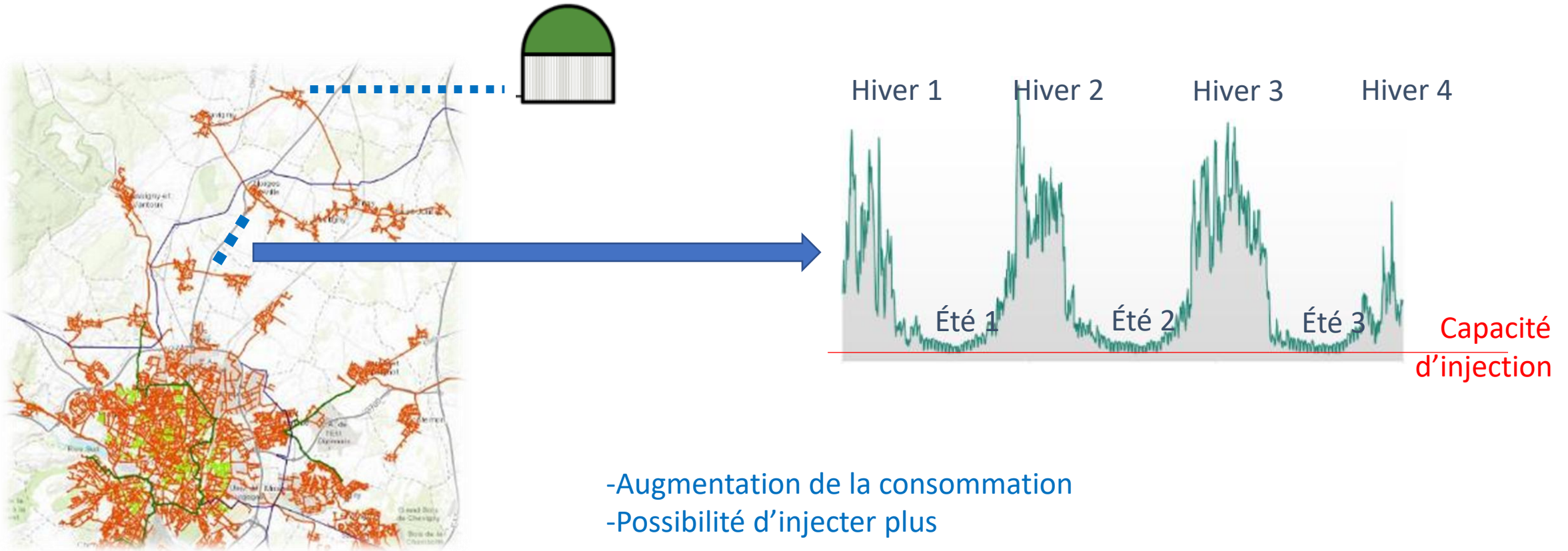


## *Injection VS. Consommation*

Pour que l'injection soit possible, il faut de la consommation (surtout l'été)



## *Solution de maillage*



# Extensions mutualisées

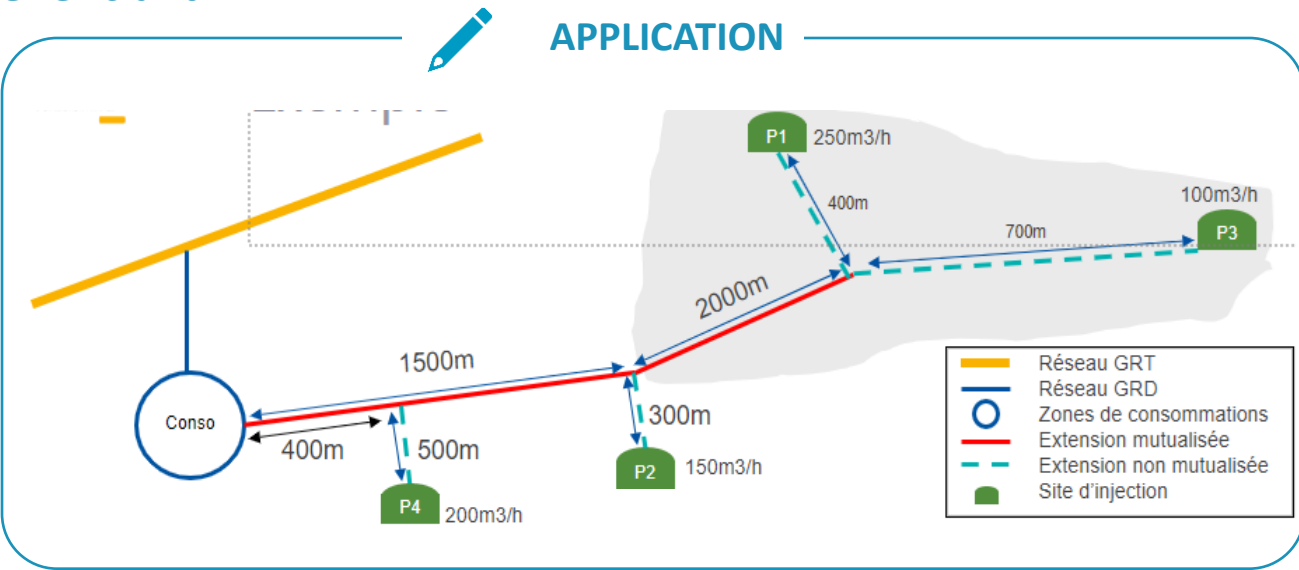
## 2 Possibilité de répartir les couts des raccordements bénéficiant à plusieurs producteurs

- Longueur minimum tronçon mutualisé : 2 km
- Avec au moins 1/3 des Cmax en étude détaillée
- Quote-part à appliquer pendant 5 ans après réalisation
- Le tarif prend le risque de non réalisation/retard

Devis de raccordement

| Nom du projet                             | Coût sans réfaction (k€) | Coût avec réfaction (k€) | Pa |
|-------------------------------------------|--------------------------|--------------------------|----|
| EARL LE CANUT                             | 868.7                    | 347.5                    |    |
| GAEC DE RUMINY                            | 752.5                    | 301                      |    |
| MONTERFIL - GAEC de Kermuse - 2018-35-58  | 192.1                    | 76.8                     |    |
| Treffendel - Gaec Cotto - 2019-35-87      | 601                      | 240.4                    |    |
| Treffendel - Gaec Cotto - 2019-35-87      | 71.7                     | 28.7                     |    |
| Treffendel Gaec de la Ruelle - 2018-35-67 | 319.1                    | 127.7                    |    |

### APPLICATION



$$C_j = \left[ C_{-b_j} + \sum_i \frac{Q_j}{q_i} * C_{-a_i} \right] \times 0,4$$

Coût non mutualisé

Taux de prise en charge (propre à chaque projet)

Coût du tronçon mutualisé

Réfaction



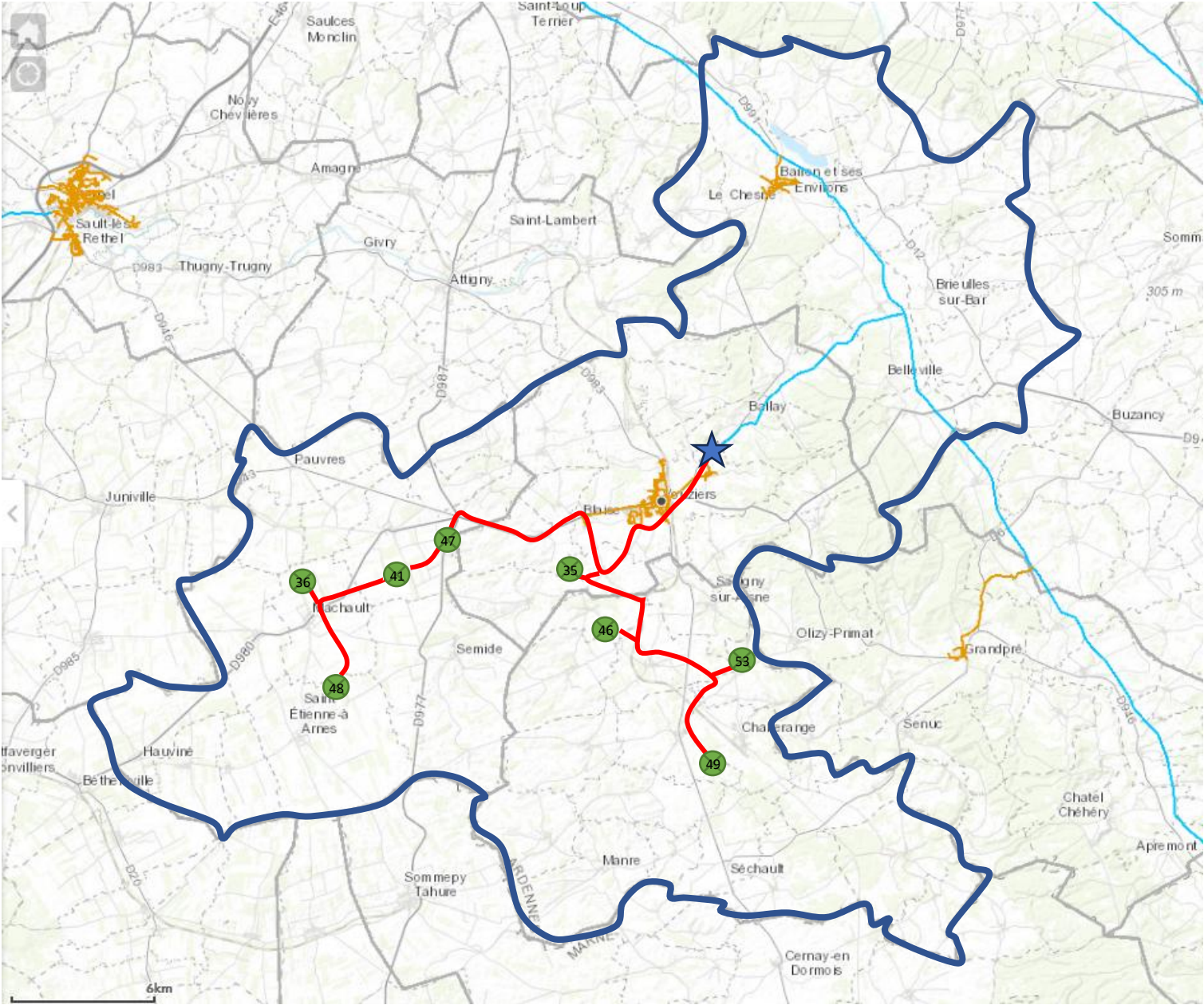
### BOÎTE À OUTILS

[Méthodo extensions mutualisées](#)

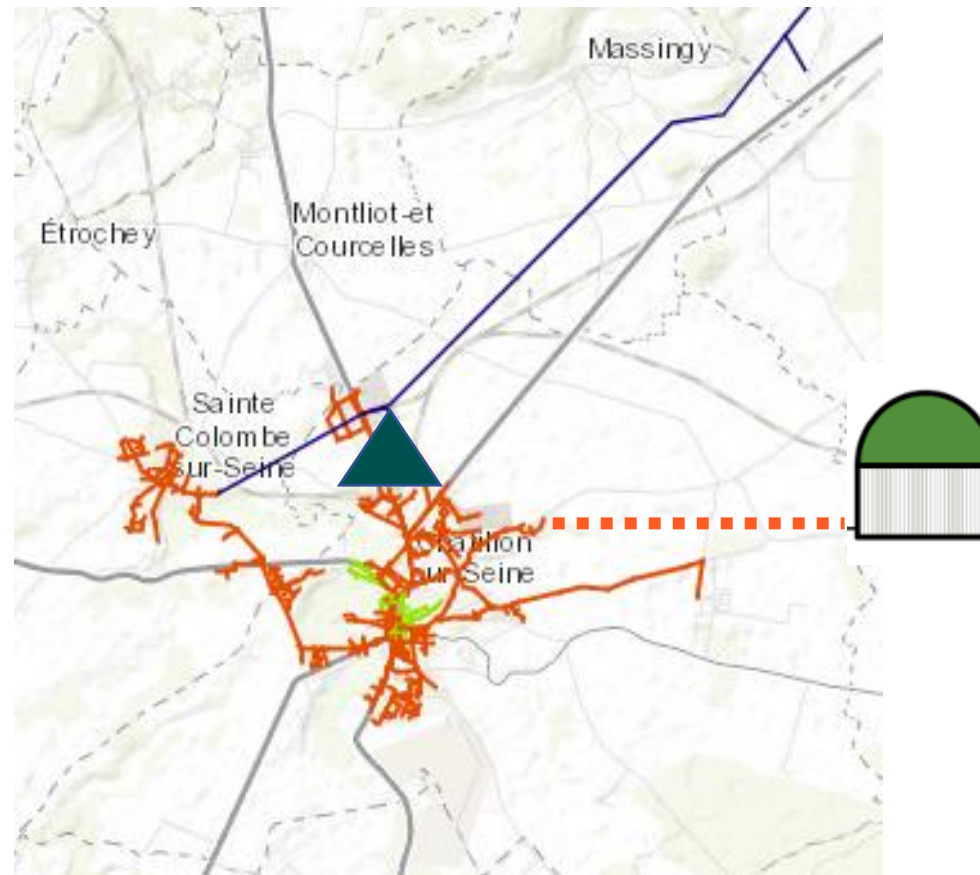
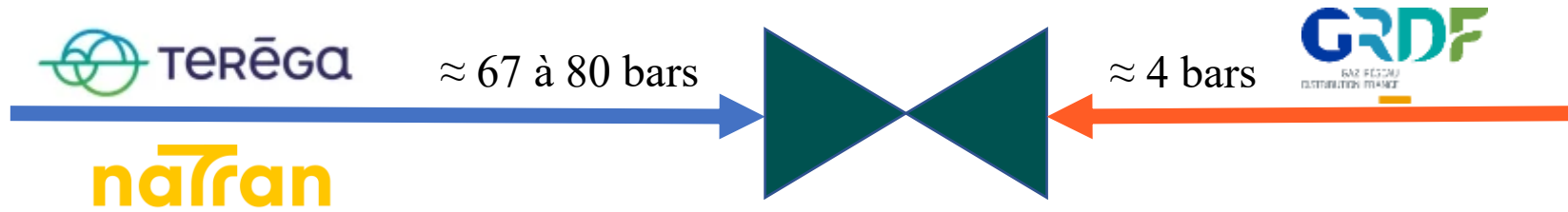
[FAQ](#)

Vouziers

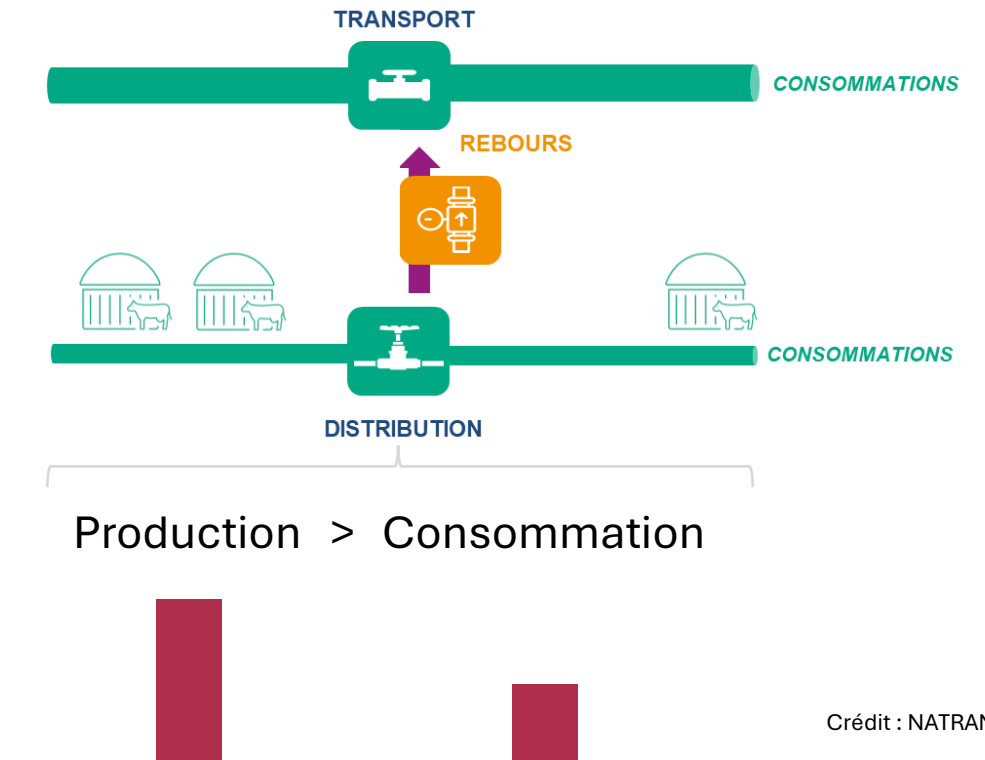
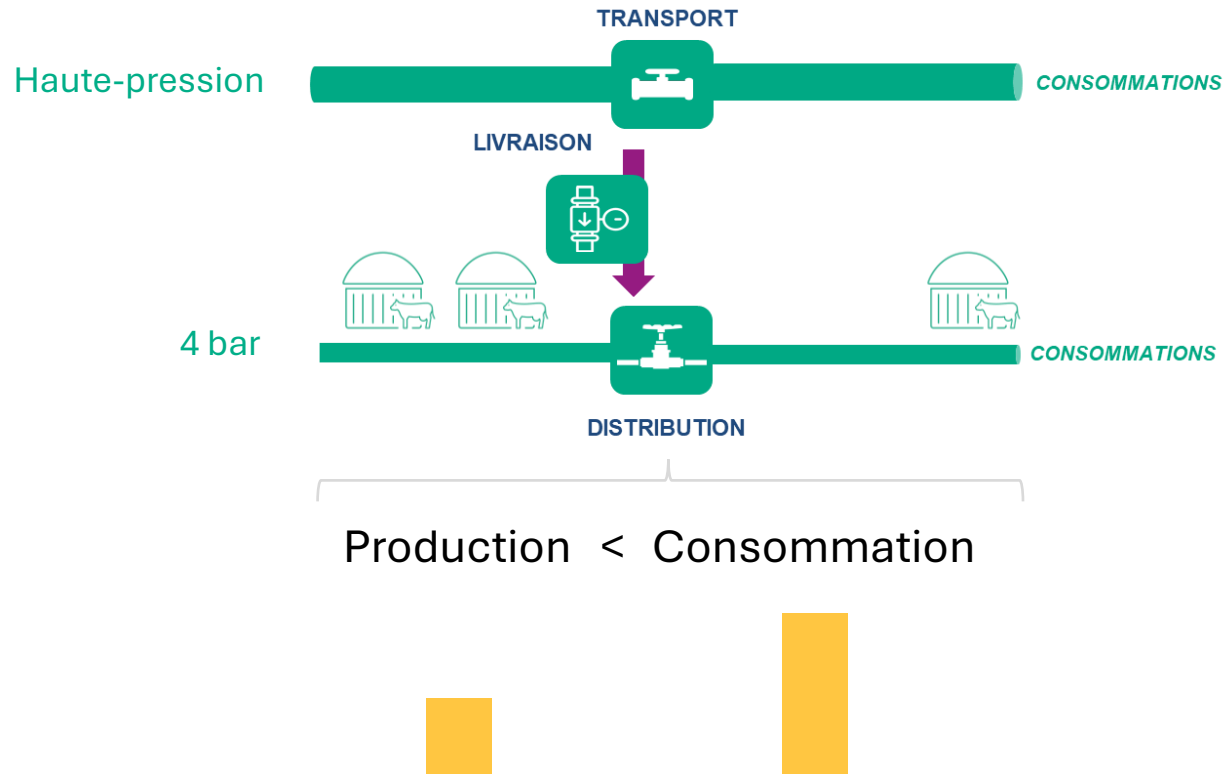
- Cantons 2010
- MPB
- MPC
- GRT
- Rebours
- Projet biomethane GRDF  
(uniquement dans le registre)
- Site biomethane en service
- Projet NaTran
- Maillage /  
Renforcement  
canalisation
- Raccordement
- Contours zonage de  
raccordement
- M01
- M02



## *Solution de rebours*



# Le rebours est la garantie pour un méthaniseur de valoriser son gaz vert dans la durée



Crédit : NATRAN

Un rebours distribution / transport remonte le surplus de gaz vert du réseau de distribution vers le réseau de transport lorsque la production dépasse la consommation locale

# Un rebours NATRAN en image

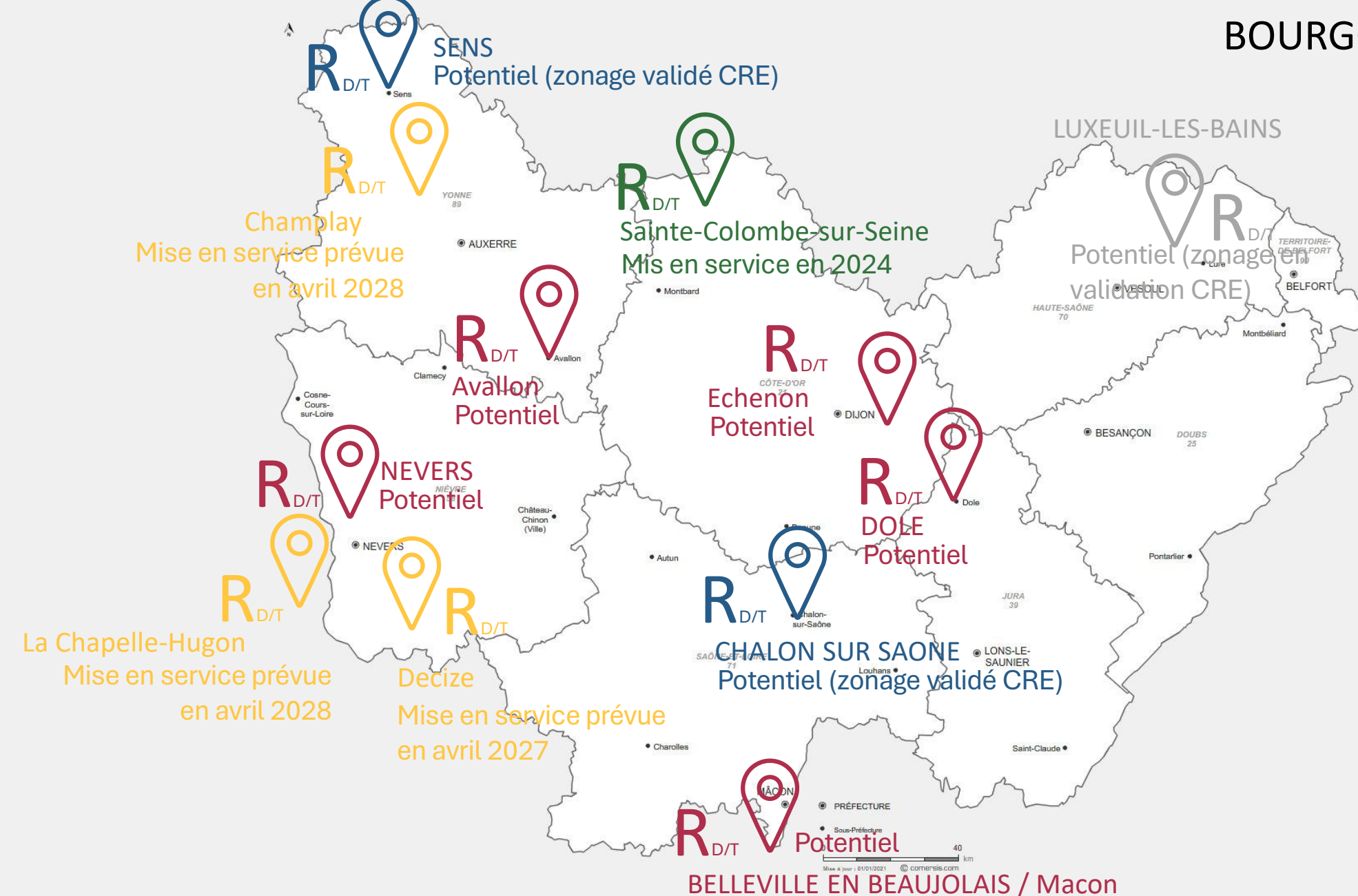


**Saint-Victor  
(03)  
Distribution-  
transport**

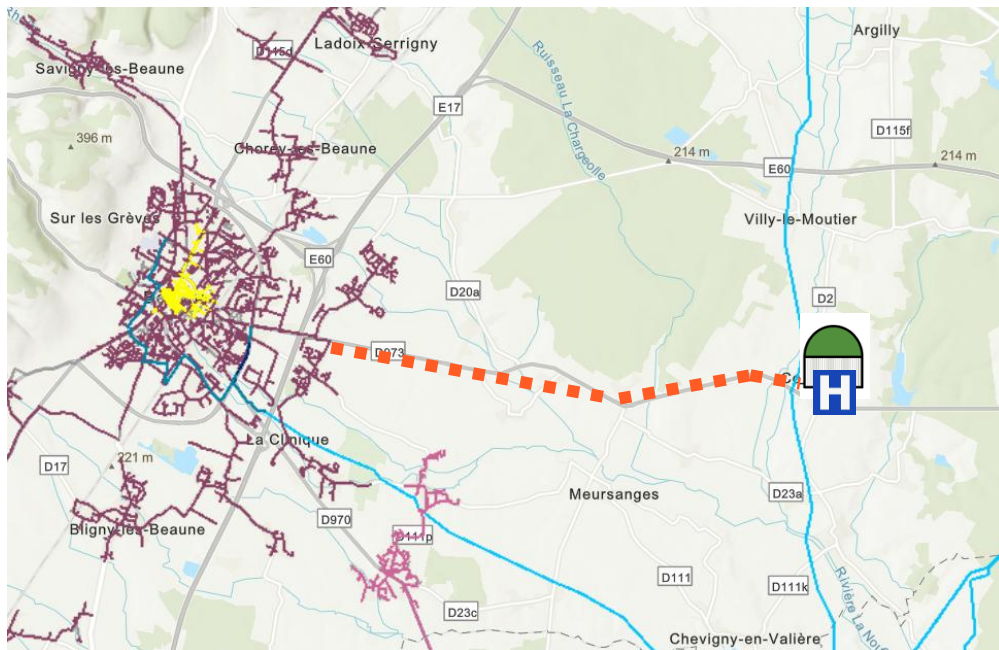


Crédit photos : NATRAN, Benjamin BECHET





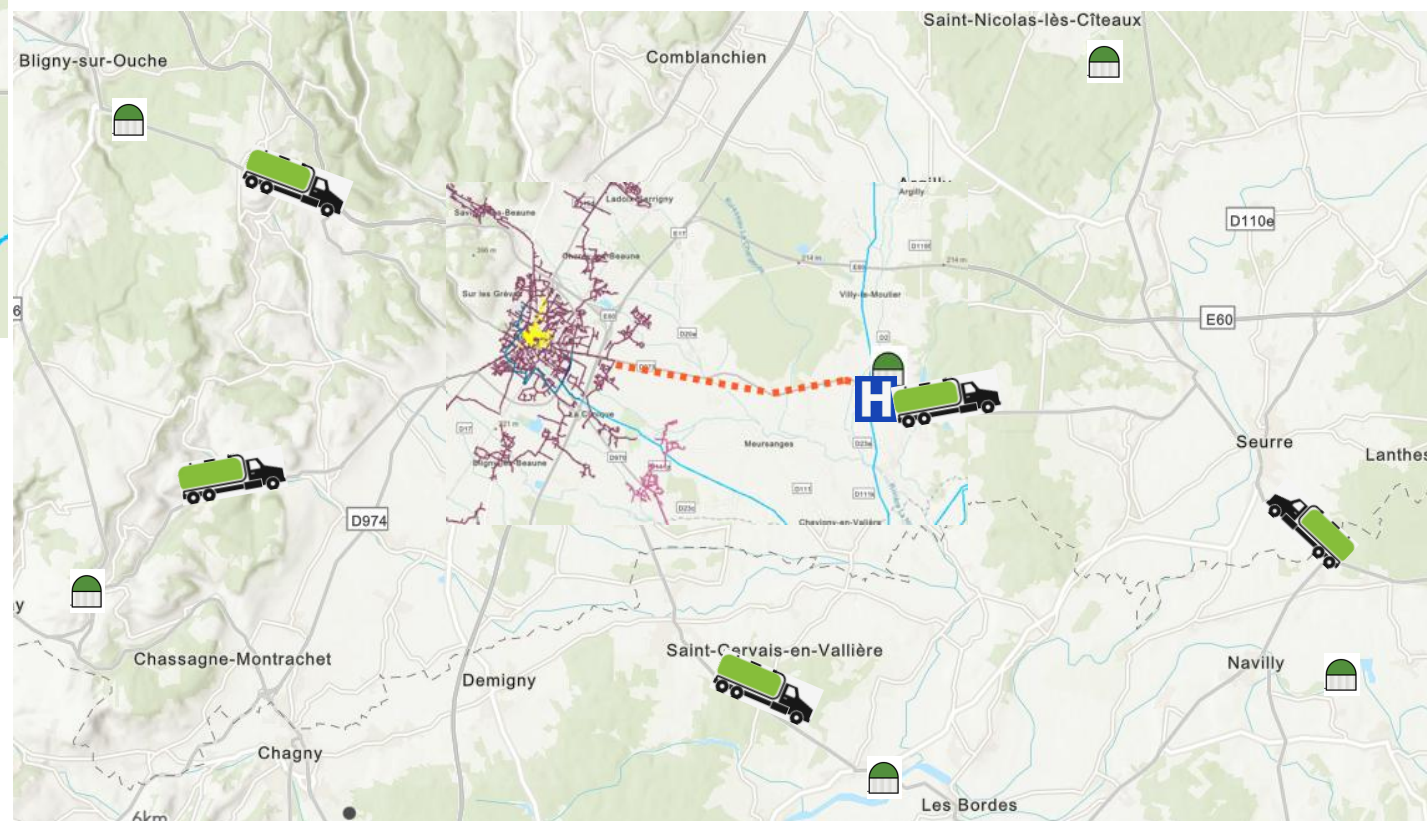
## Solution de gaz porté



**Un site « mère » bénéficiant d'un hub raccordé au réseau gazier**

**Des sites « filles » dont le biogaz est épuré par Méthagora pour être transformé en biométhane avant d'être chargé dans un camion pour être véhiculer jusqu'au hub du site « mère ».**

**methagora**





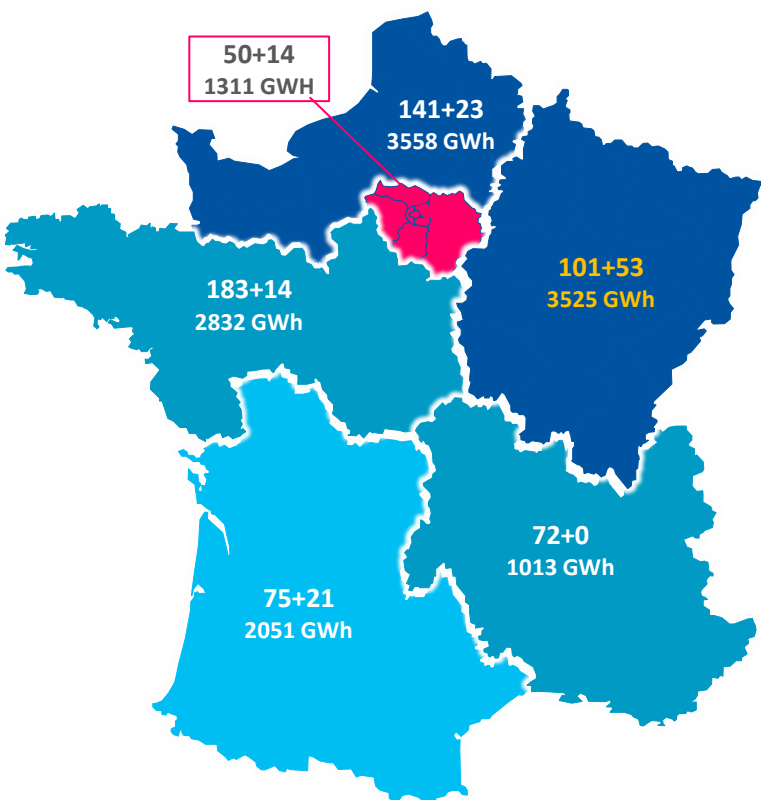
Le développement du



En France & en région.

# Où en sommes-nous?

Etat des lieux des injections au 30 Juin 2025



**771** dont 645 GRDF

Unités de méthanisation injectent dans les réseaux gaz au 15 mars 2025

**14,83 TWh**

C'est la capacité maximale annuelle d'injection installée en France)

**124 sites en construction**

+

**Stock de 408 projets en études détaillées**

+

**1066 projets en émergence**



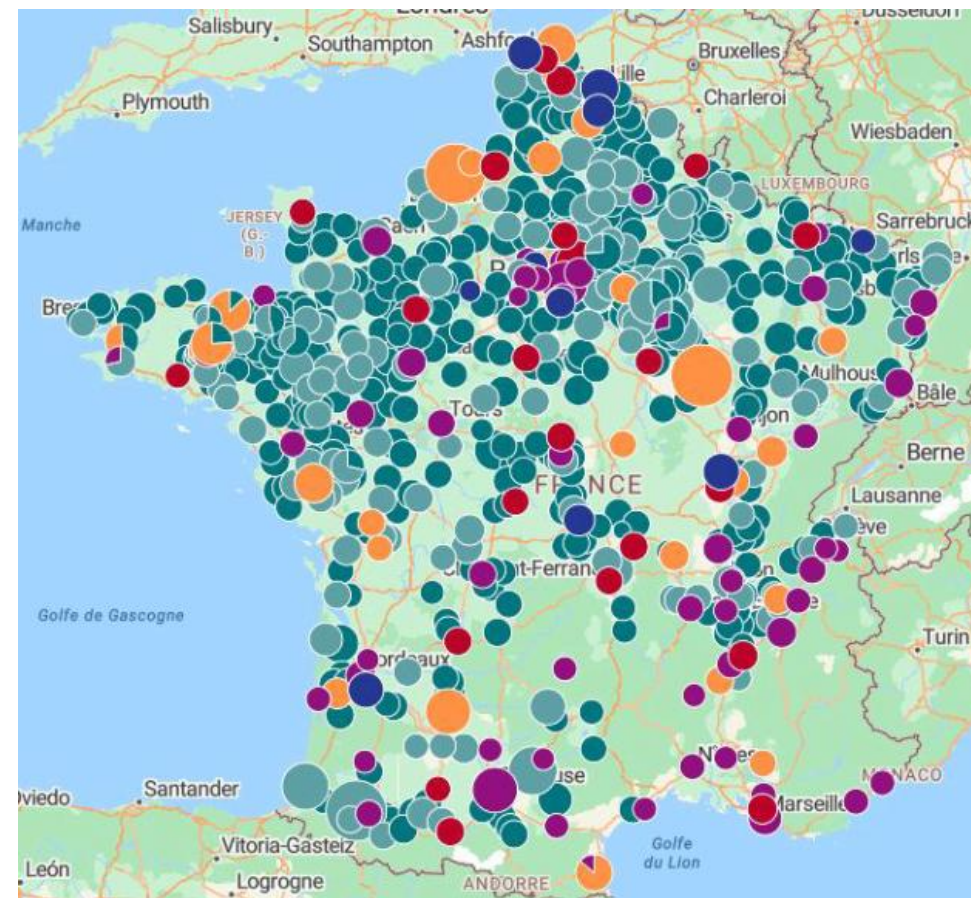
**GRDF région EST**  
**154 sites dont 101 GRDF**



**3 525/2 105 GWh/an**



**294 000 logements existants ou 14 110 bus**



**654 agricoles**

- 502 type « autonome »
- 152 type « territorial »

**10 déchets ménagers**

**24 ISDND**

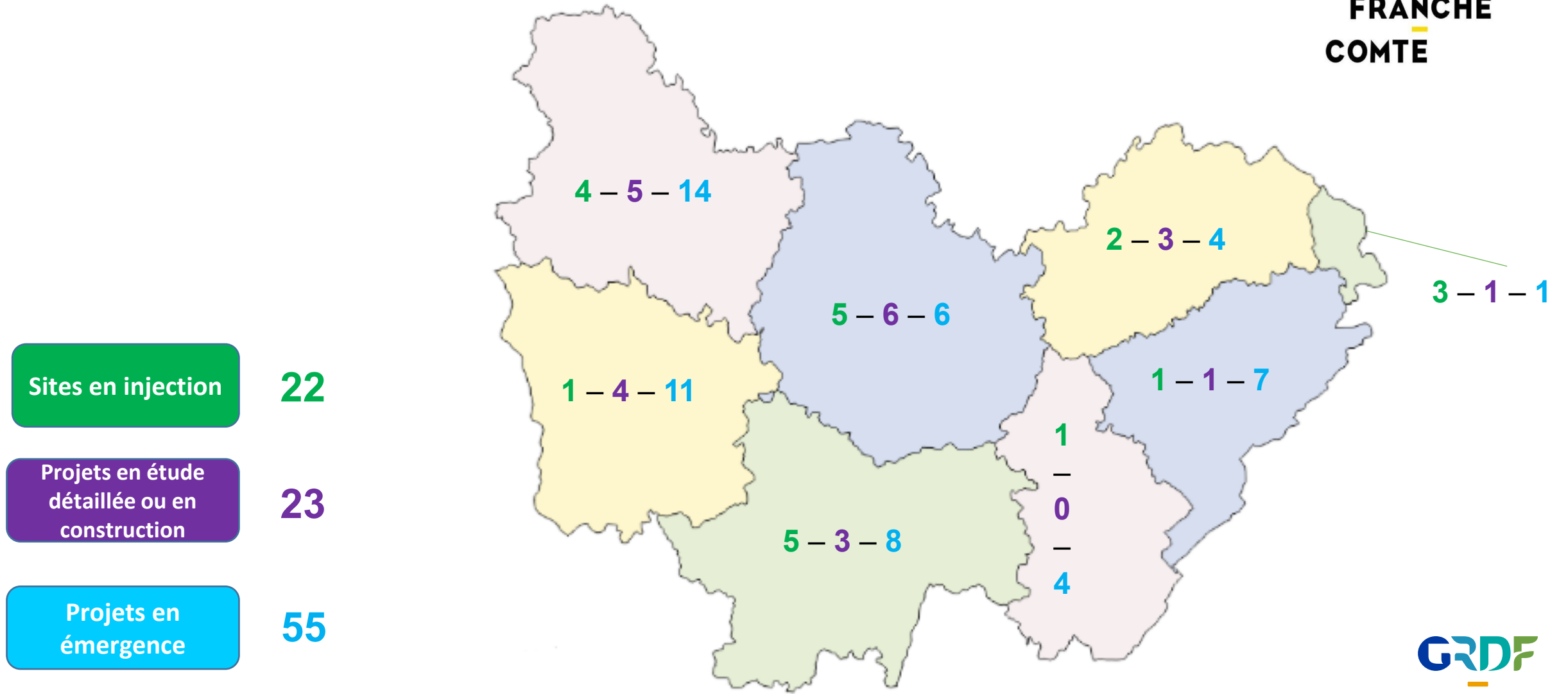
**27 industriels**

**56 stations d'épuration**

# LE GAZ VERT AU SERVICE DE L'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE

## L'émergence de projets et le parc actuel en

RÉGION  
BOURGOGNE  
FRANCHE  
COMTÉ





# La troisième révolution gazière ! Le Gaz Vert !

Une marque pour sensibiliser tous les acteurs !



Les producteurs de Gaz Vert  
Les commercialisateurs de gaz  
Les transporteurs et distributeurs de gaz  
Les plombiers-chauffagistes  
Les constructeurs / promoteurs / aménageurs  
Les fabricants de matériels  
Les collectivités locales

Jusqu'aux clients finaux  
professionnels et particuliers





**Merci**

## 2 - Puis-je bénéficier du tarif d'achat aidé en biométhane ?

### Oui si le site respecte 3 conditions

Arrêté ministériel tarifaire du 23 juin 2023

- 1) Caractère nouveau de l'installation
- 2) Absence de cumul avec d'autres dispositifs de soutien public pour les mêmes volumes injectés
- 3) Respect de prescriptions techniques et environnementales

**NB:** La CRE souhaite porter l'attention des pouvoirs publics sur la nécessité d'éviter que les installations nouvellement converties puissent bénéficier d'un nouveau soutien public. En ce sens, la définition du critère de nouveauté de l'installation lors de l'attribution de contrats de soutien en application de l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023 pourrait être renforcée afin d'exclure explicitement les installations ayant déjà bénéficié d'un contrat de soutien pour la production d'électricité à partir de biogaz.  
(avis CRE du 24/07/25)

**Le tarif d'achat est réservé aux nouvelles installations en injection avec une production annuelle prévisionnelle < 25 GWh**

**Certains sites qui basculent de la cogénération vers l'injection peuvent prétendre à ce tarif s'ils démontrent le caractère nouveau de leur installation :**

Aucun des **éléments principaux suivants de l'unité en injection ne doit avoir déjà été utilisé antérieurement à la signature du contrat :**

- les digesteurs ou post digesteurs (éléments principaux de production de biogaz) ;
- les équipements d'épuration du biogaz ;
- les dispositifs de stockage du biogaz (ex : membranes) ;
- les équipements de valorisation énergétique (ex : chaudière).

### Autres conditions à remplir

- Respect d'une distance minimale de 500 mètres avec toute autre installation disposant d'un contrat d'achat de biométhane récent ou en cours de validité. Cette distance se mesure entre les éléments principaux nécessaires à la production, à l'épuration et au stockage du biogaz ;
- Obtention d'une attestation de déclaration du projet d'installation de la part du Préfet ;
- Interdiction de cumuler d'autres systèmes de soutien.

En cas de conversion de la cogénération vers l'injection sur le site de production, la majorité des sites ne respecteront pas les critères pour bénéficier du tarif d'achat (exemple : unité qui continuerait à utiliser ses digesteurs existants).

Le producteur devra se tourner vers **d'autres mécanismes** de vente du biométhane : les contrats gré-à-gré (BPA) → voir slide suivant

### 3- Autres mécanismes de vente du biométhane ?

#### Avantages

#### Points d'attention

#### Contrat d'achat subventionné

- Contrat type d'une durée fixée à 15 ans
- Garanti un niveau de rémunération fixe
- Garanti une équité entre les sites de production

- Uniquement pour les sites produisant moins de 25 GWh/an
- Eligibilité sous condition de nouveauté de l'installation

#### BPA (avec CPB)

- Contrat négocié (donc important de bien définir les modalités du contrat en amont)
- Prix à minima équivalent au montant de la pénalité pour le fournisseur de gaz

Projet d'arrêté présenté au CSE du 04/09/2025 sur l'évolution des coefficients de modulation des CPB pour les unités de méthanisation > 15 ans

- Accompagnement juridique recommandé pour analyser les contrats et rédiger le Term Sheet
- Formules de prix et offres variables en fonction des fournisseurs donc prendre le temps de comparer
- Exigence éventuelle des fournisseurs sur un volume de production minimum

#### BPA (avec GO)

- Contrat négocié (donc important de bien définir les modalités du contrat en amont)
- Possibilité de dissocier la vente de la molécule et la vente de la GO et donc d'optimiser les bénéfices pour chaque acteur

- Accompagnement juridique recommandé pour analyser les contrats et rédiger le Term Sheet
- Dans le cas d'un BPA direct entre un producteur et un consommateur, une autorisation ministérielle de fourniture de gaz est nécessaire (obtention de l'autorisation par le producteur ou association avec un fournisseur de gaz déjà titulaire d'une telle autorisation)

# Conversion d'unité en cogénération à l'injection

Premiers retours d'expérience

Thomas FILIATRE - SOLAGRO

*Saint Baraing – 23 septembre 2025*



# Rappel du contexte



# Contexte

L'ADEME BFC a lancé un AMI début 2025 à destination d'unités de méthanisation en cogénération qui souhaitent réfléchir à l'après tarif d'achat.

4 Lauréats :

- SAS RBB Energie
- SAS Fèvre Energie
- Gaec des Plots
- Gaec Bio de They

Pour certains sites, le travail est encore en cours

En parallèle, Solagro accompagne plusieurs unités dans leur réflexion dans la conversion à l'injection (principalement dans le Sud Ouest)

# Contexte

Typologie de site étudiés :

Contrat BG 11 et BG 16 → donc des âges différents

De 150 à 500 kW

De quelques kilomètres à plusieurs dizaines du réseau de gaz

Des sites individuels ou collectifs

Avec rations très hétérogènes

Des sites intégrés ou non dans les exploitations agricoles (d'un point de vue juridique)

# Repères économiques

## La conversion implique obligatoirement :

- L'investissement dans un épurateur et équipement connexes (900 à 1 400k€)
- Le coût de raccordement (très variable)
- Avoir une alternative pour la partie valorisation de chaleur (pour les unités qui la valorisait)

## La conversion implique souvent :

- Une mise aux normes du site, pour prise en compte de la révision des AMPG 2781 (de plusieurs k€ à plusieurs centaines)
- Une mise à jour de la partie réglementaire (du simple Porté à Connaissance au dépôt d'un nouveau dossier ICPE)

## La conversion implique parfois :

- Un agrandissement de l'unité (un cas avec 2 000k€ sur le process, stockages intrants et digestat)

# Repères économiques, quelques exemples

## Exemple 1, site en cogénération 250 kW, BG 16

- Raccordement après réfaction : 290 k€
- Indicateurs économiques OK si le site injecte 120 Nm<sup>3</sup>/h, soit environ x2 par rapport à la situation actuelle (vente en CPB)
- Investissement (agrandissement, épurateur, mise aux normes) : 3 700 k€ (dont mises aux normes : 280 k€)
- Besoin de nouveaux silos et d'ouvrage de digestion
- Gros enjeux sur la capacité à avoir les intrants
- Capital restant dû de l'emprunt initial : 1 300k€

**CONCLUSION :** Site en réflexion pour sécuriser la partie approvisionnement

# Repères économiques, quelques exemples

## Exemple 2, site en cogénération 500 kW, BG 11

- Raccordement après réfaction : 130 k€
- Investissement (épurateur et travaux connexes) : 1 700 k€
- Projet facile à convertir car pas de besoin d'augmentation de puissance pour atteindre des indicateurs économiques viables
- Capital restant dû de l'emprunt initial : 720 k€
- Vente en CPB

**CONCLUSION :** Site qui va se convertir à l'injection

# Repères économiques, quelques exemples

## Exemple 3, site en cogénération 265 kW, BG 11

- Raccordement après réfaction : inconnu, point d'injection à plusieurs dizaines MAIS une démarche de mutualisation a été enclenchée avec d'autres sites en cogénération qui se montrent intéressés pour mutualiser le raccordement
- Investissement (épurateur, mise aux normes) : en cours de détermination
- Première évaluation de la mise aux normes : 500 k€
- 2 hypothèses à date : vente en CPB, poursuite en cogénération (besoin de chaleur pour le séchage de fourrage)

**CONCLUSION** : Site encore en réflexion

# Repères économiques, quelques exemples

## Exemple 4, site en cogénération 104 kW, BG 16

- Raccordement après réfaction : 238 k€
- Débit : 80 Nm<sup>3</sup>/h
- Investissement (nouveau site, démolition ancien site, épurateur, mise aux normes) : 4 200k€
- Nécessité d'augmenter l'approvisionnement en matière
- Capital restant dû : 1 000k€
- Site initial arrêté (sans pénalité sur autorisation du préfet), construction d'un nouveau site vendant en TA

**CONCLUSION** : Site convertit en injection

# Les autres enjeux

## Financer la conversion

- Les principaux établissements bancaires rencontrés ont les mêmes attentes sur les principaux indicateurs économiques que sur un projet neuf :
  - Une visibilité du prix sur la durée de l'emprunt sollicité
  - Un DSCR de 130% (taux de couverture de la dette)
  - Un TRI autour de 8%

S'ajoute à cela les liens contractuels entre le producteur de biométhane et l'acheteur

- L'enjeu dans la négociation du contrat de vente du biométhane repose donc sur :
  - Le prix d'achat du biométhane
  - Sa visibilité dans le temps
  - La durée d'engagement du contrat
  - Les différentes clauses portant sur les engagements

# Points d'attention

- Intrants et digestat
  - Pour les sites autonomes, initialement conçus autour de la valorisation des effluents d'une exploitation, le passage en injection requiert souvent une montée en puissance qui n'est pas toujours possible avec les ressources de l'exploitation seule.
  - L'augmentation de puissance nécessaire à certains sites se traduit également par une augmentation des surfaces nécessaires à l'épandage du digestat
  - La conversion en injection est une opportunité de mise aux normes du site, notamment pour la couverture des stockages de digestat liquide

# Observations

- Observations générales :
  - En contrat CPB, sont des contrats de droit privé, sans trame imposé, ils nécessitent donc une discussion précise entre le producteur de biométhane et l'acheteur
  - L'exonération des pénalités pour résiliation anticipé se feront sur justificatifs à présenter au préfet
  - La rentabilité d'une conversion n'est pas systématique
  - Des solutions de type gaz portée se développent et peuvent être une alternative à une conversion à l'injection « classique »
  - Les solutions pour les sites non éligibles à l'injection ne sont pas évidentes : autoconsommation collectives, contrat PPA,...

# Conclusions

- La conversion peut être une opportunité pour les unités de méthanisation MAIS un accompagnement technico-économique et juridique est indispensable pour en mesurer tous les tenants et aboutissant
- Pour les sites « non convertibles » il existe des pistes mais qui manquent encore de maturité pour permettre de les standardiser



RÉGION  
BOURGOGNE  
FRANCHE  
COMTE



# Temps d'échanges



Journée technique du 23 septembre 2025



RÉGION  
BOURGOGNE  
FRANCHE  
COMTE



# Christophe ROUSSEAU

## Président de l'AMBFC

### Association des Méthaniseurs de Bourgogne Franche-Comté



Journée technique du 23 septembre 2025