Le gaz vert

Perspectives pour les filières industrielles et agricoles

26 février 2021

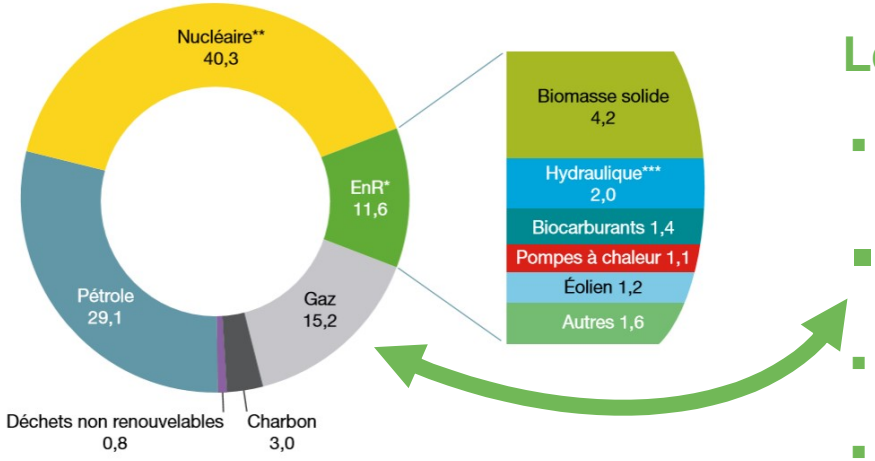
Sommaire

- ✓ La place du gaz dans le mix des énergies
- ✓ Le gisement de gaz renouvelable
- ✓ Le process de méthanisation
- ✓ Le coût de production du biométhane

Le mix énergétique en France

Bilan 2019 en % énergie primaire

RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE EN FRANCE
TOTAL : 245 Mtep en 2019 (données brutes)
En % (données non corrigées des variations climatiques)



L'énergie finale = énergie consommée par les utilisateurs
L'énergie primaire = énergie puisée sur els ressources naturelles

En France

Le Pétrole et l'Electricité nucléaire représentent 70% des besoins et consomment ≈ 70% des ressources

Les besoins en énergie finale :

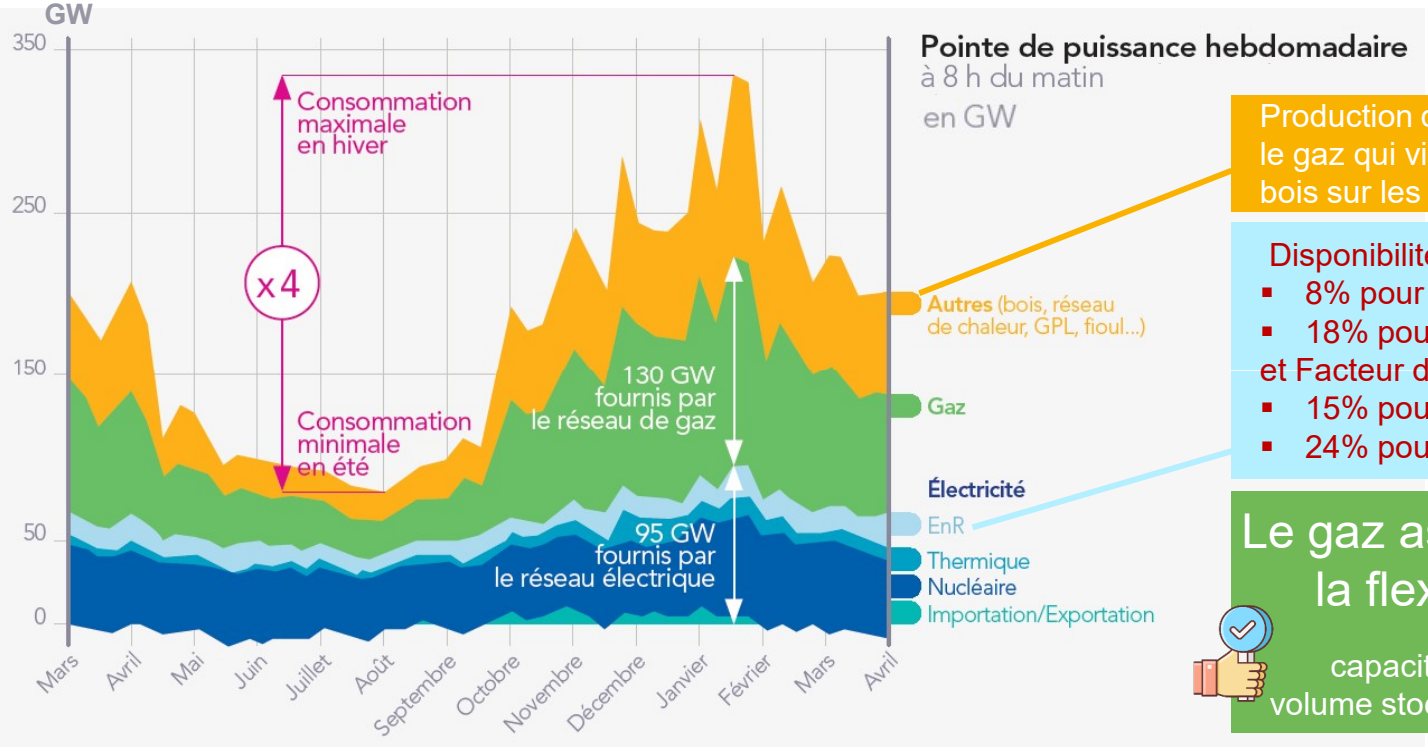
- Les EnR 17,2 % (y compris la production élec)
- Le gaz 19% ⇢ une place modeste
- L'électricité 25%
- Le pétrole 43%

Pourrait-on se passer du gaz ?

Un besoin d'énergie très thermosensible

Besoin de pointe 3 à 4 fois supérieur à la capacité de production du système électrique

Hors mobilité



Production de chaleur via les RCU :
le gaz qui vient en appoint et secours du bois sur les RCU

Disponibilité en pointe des ENR Elec :
- 8% pour le PV
- 18% pour l'Eolien

et Facteur de charge :
- 15% pour le PV
- 24% pour l'Eolien

Le gaz assure l'essentiel de la flexibilité en pointe

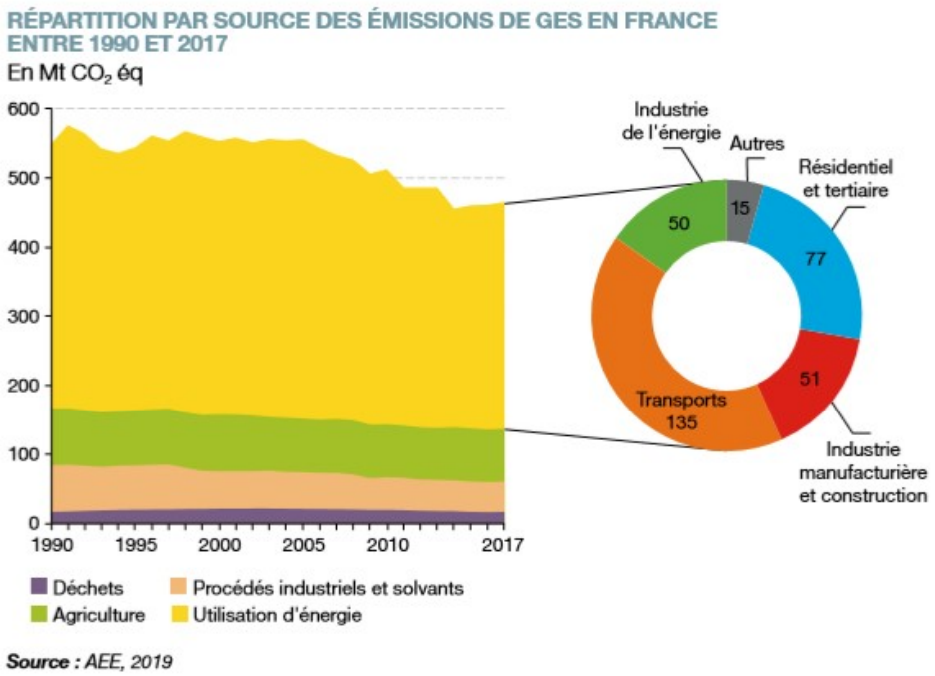
capacité en pointe = 220 GW
volume stockage =1/3 conso annuelle

Le système électrique a une capacité en pointe de 95 GW
pour une Puissance installée : nucléaire 63 GW – Hydro 25 GW– Eolien 16 GW – Solaire 9 GW – Thermique à flamme 19 GW
La capacité max décarbonée atteinte par le système électrique était de 83,4 GW le 17/01/18 à 9h00
Le fioul représente une capacité en pointe de 50 GW et les RCU (y compris gaz) à peu près autant

Il parait donc difficile de se passer du gaz pour les usages hors mobilité

Et pour la mobilité ?...

Emissions de GES par secteur
(source Ministère de la Transition écologique)

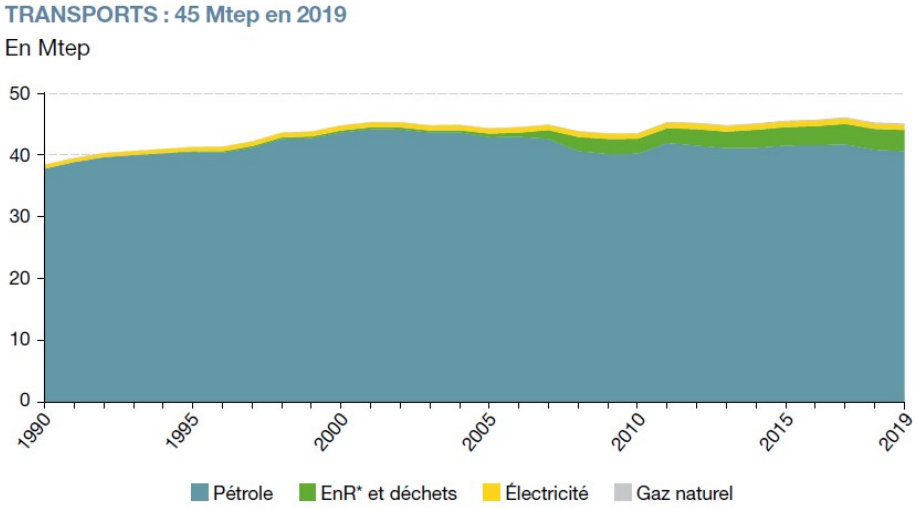


***Source :** AEE, 2019*

41% Transport
Émissions GES liées aux usages énergétiques

40% VLourds et VUL
Émissions GES du Transport

Conso par nature de carburant
(source Ministère de la Transition écologique)



** EnR : énergies renouvelables.*
Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DOM.
***Source :** SDES, Bilan énergétique de la France*

La consommation reste stable et dominée largement par les carburants pétroliers

Le Transport (notamment Véhicules Lourds et VUL) devrait être une priorité pour réduire les émissions de GES

Quels carburants alternatifs dans la mobilité ?

Hydrogène

- Véhicules légers urbains
- Pas d'émission de polluants locaux
- Infrastructure d'avitaillement
- Coût des véhicules
- Production H2 renouvelable

Agro-carburants

- Pas de surcoût véhicule
- Solution mature
- Infrastructure d'avitaillement
- Emissions de GES
- Concurrence usage surfaces agricoles

Electricité

- Véhicules légers urbains
- Pas d'émission de polluants locaux
- Autonomie
- Durée avitaillement
- Capacité production de l'électricité
- Problématique des batteries
- Véhicules Lourds

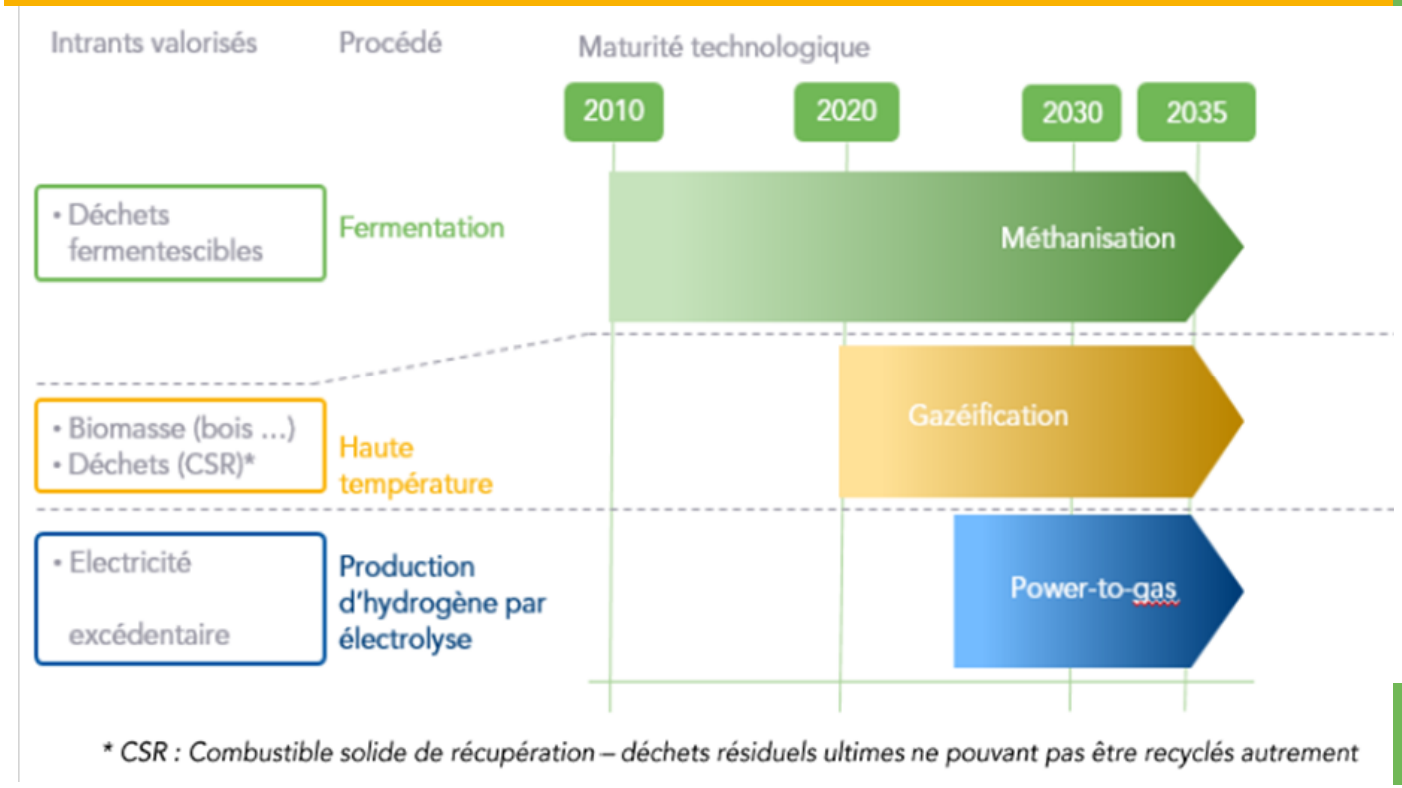
GNV et BioGNV

- Adaptée tous véhicules
- Coût du GNV
- ACV en BioGNV (*)
- Faible rejets particules et NOx
- Infrastructure d'avitaillement

* Etude ACV gaz véhicules – du puits à la roue IFPEN sept 2019

Filières de production de gaz renouvelable

3 grandes filières de production de gaz vert	Potentiel de production



140 TWh

180 TWh

140 TWh

Total 460 TWh

(Etude ADEME – SOLAGRO 2018 - Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?)

Conso Gaz 2019
499 TWh

Conso Gaz 2050
≈ 334 TWh

La méthanisation

Fermentation anaérobie de matières organiques « digérables »
- ✓ Effluents agricoles
- ✓ Résidus de culture
- ✓ Cultures intermédiaires
- ✓ Biodéchets
- ✓ Boues de station d'épuration

Production d'un biogaz valorisable
- ✓ en cogénération
- ✓ en injection dans le réseau de gaz après épuration

Production d'un digestat qui permet à la matière organique de retourner au sol

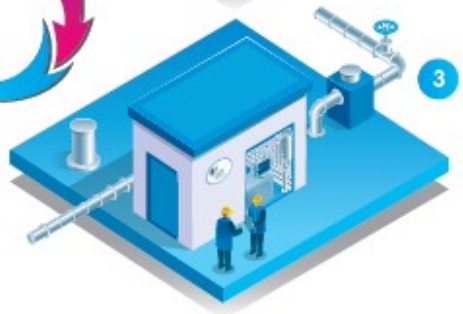
LES ÉTAPES DE LA TRANSFORMATION

COLLECTE

Les déchets sont collectés et transportés sur le site de méthanisation.

MÉTHANISATION

Les déchets sont triés, préparés et introduits dans le méthaniseur. Ils sont mélangés et chauffés. Les bactéries les transforment en biogaz et digestat.



VALORISATION

Le digestat, engrais naturel, peut être épandu sur les terres agricoles.
Le biométhane est injecté dans le réseau pour une utilisation similaire à celle du gaz naturel : chauffage, eau chaude sanitaire, cuisson, électricité, carburant…

INJECTION

Dans le poste d'injection, GrDF odorise et contrôle la qualité du biométhane.
Sa pression est ensuite régulée avant injection dans le réseau de distribution de gaz naturel.
C'est la mesure du volume injecté qui détermine votre rémunération.

Les intérêts de l'injection du biométhane

1. Valorisation de l'intégralité de l'énergie produite

- ✓ Bon rendement de production
- ✓ Pb du besoin de chaleur en cogénération

2. L'accès aux consommateurs distants

- ✓ Infrastructure publique existante: 290 000 kms de réseau
- ✓ Coût de réseau faible : 10 x moins cher qu'un Réseau de Chaleur

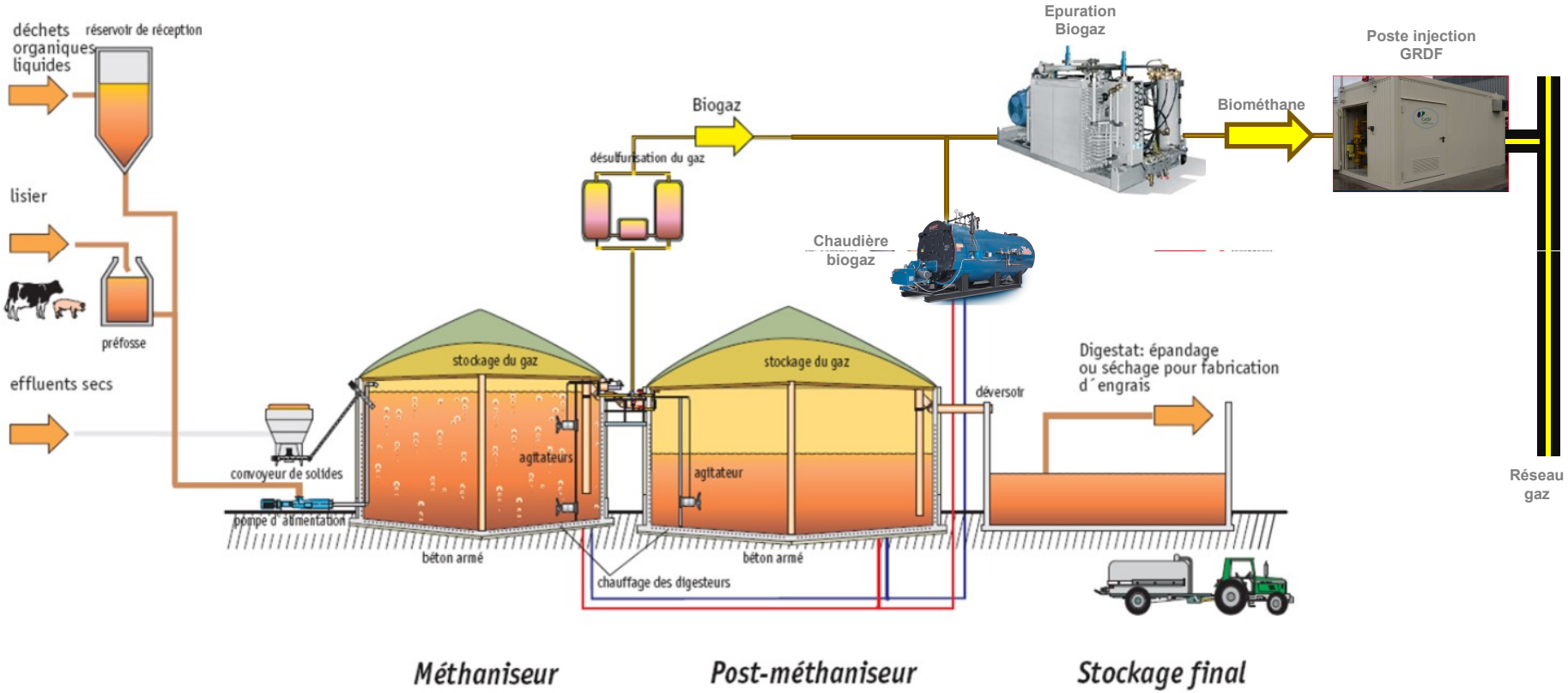
3. Efficacité énergétique

- ✓ L'énergie utile jusqu'à l'utilisateur final : pas de perte de distribution
- ✓ Solutions performantes à haut rendement

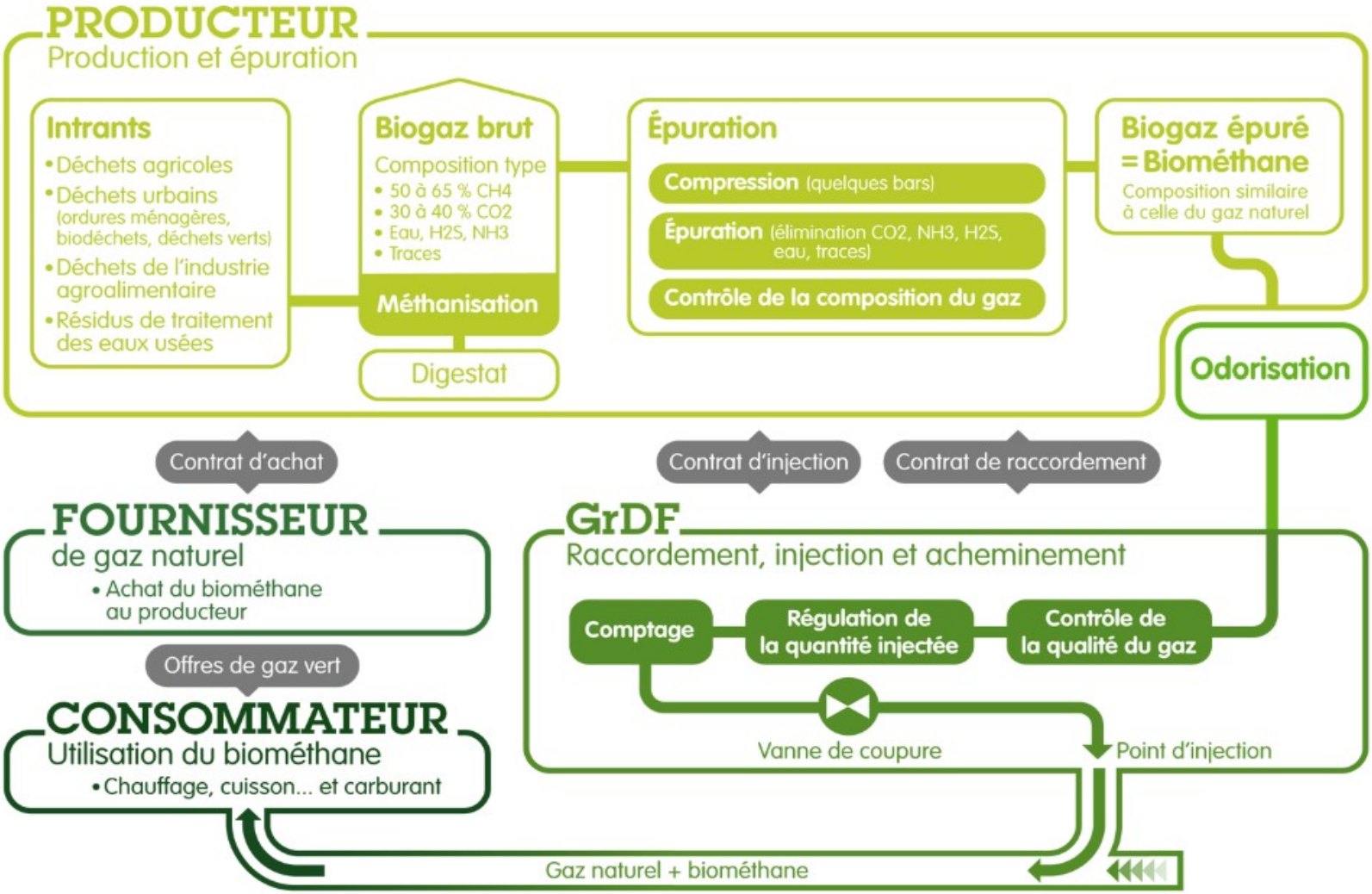
4. Diversité des utilisations aval du biométhane (ENR locale)

- ✓ Chaleur (chauffage + ECS)
- ✓ Process industriel notamment sur les Hautes Températures
- ✓ Cogénération sur site (smartgrid) au plus près des besoins
- ✓ Solutions de Mobilité propres

Les étapes de la méthanisation

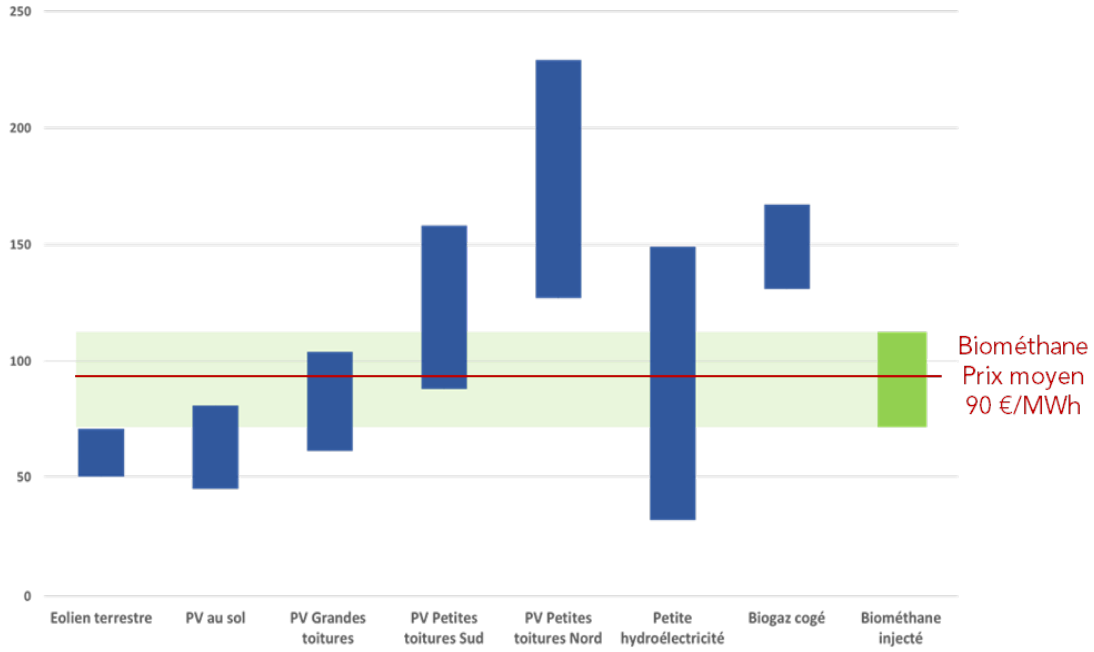


Le Schéma contractuel



Le biométhane est il compétitif ?

Coût moyen de production des EnR



Source : Étude ADEME 2020 sur les Coûts des énergies renouvelables et de récupération

Externalités positives du biométhane

Etat

33 à 35 €/MWh

- Emissions GES évitées*
- Pollution des nappes évitées
- Création d'emploi
- Bénéfices additionnels non monétisés :
  - *-30 % importation de NG (indépendance et balance commerciale)*
  - *Dynamique TE au sein des territoires et du monde agricole*
  - *Création d'emploi en territoire rural*

Consommateurs d'énergies

21 €/MWh

- Production d'une énergie non variable et stockable (coût d'adaptation du réseau réduit)
- Valorisation des réseaux gaz (limitation de l'augmentation des coûts de distribution et de transport)

Producteurs de déchets (IAA, collectivités)

0 a 24 €/MWh

- Réduction des coûts de traitement des biodéchets

Agriculteurs

3 à 4 €/MWh

- Diminution du recours aux engrais minéraux azotés
- Bénéfices additionnels non monétisés
  - *Diminution du recours aux intrants minéraux (phosphore, potassium, etc.)*
  - *Impact positif des CIVE sur la culture principale*
  - *Préservation de la biodiversité (pollinisateur)*
  - *Diversification des sources de revenus*

57 à 84 €/MWh

Etude ENEA 2019

Pour les EnR électriques intermittentes, nécessité de rajouter le coût à terme de solutions de stockage

A l'horizon 2030-2035, l'ADEME estime ces coûts à

- ✓ **à 60 €/MWh en stockage électrochimique (100 KW x 2 h/j sur PV)**
- ✓ **entre 54 et 111 €/MWh en stockage par vecteur Hydrogène**

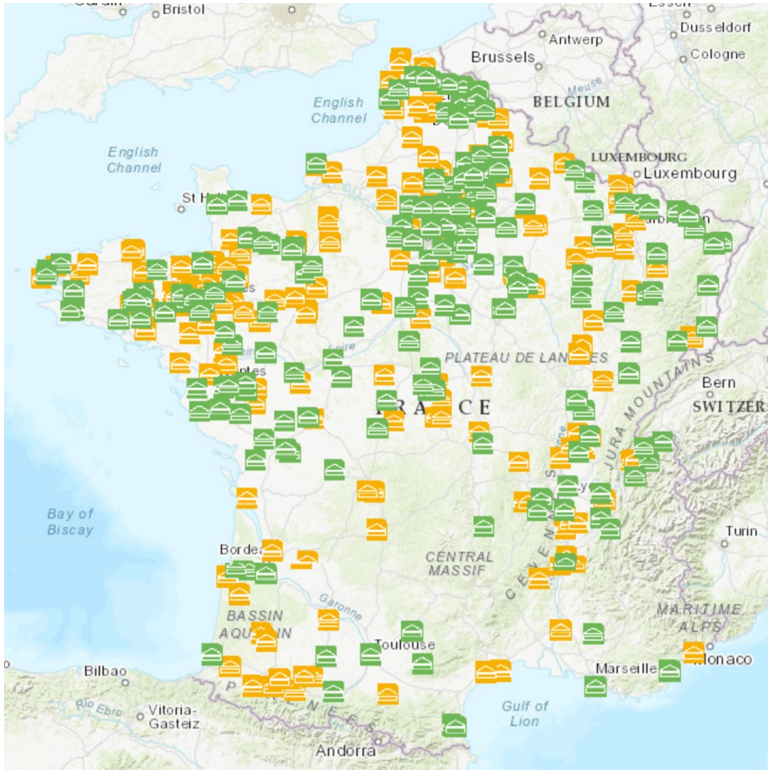
Le Biométhane pâtit des prix particulièrement bas du gaz naturel

et assure en plus d'autres fonctions que la production d'énergie renouvelable

199 sites injectent dans les réseaux de gaz

Dont 169 sur réseau GRDF

Au 01/02/2020



EFFLUENTS AGRICOLES ET AGRO-ALIMENTAIRES

164 sites

DECHETS URBAINS

4 sites

BOUES DE STATIONS D'EPURATION (STEP)

20 sites

INSTALLATIONS DE DECHETS NON-DANGEREUX (ISDND)

11 sites

188 Sites en construction

770 Sites ont réservé des capacités

3054 GWh/an
= la consommation** de 500 000 foyers ou 12 000 bus au BioGNV

Perspectives :
12 TWh/an en 2023

** 01 octobre 2020*
***Hypothèses :*
8200 heures de fonctionnement en année pleine.
Consommation du client moyen GRDF
= 6 MWh/an ; d'un bus = 256 MWh/an