



Guide conversion cogénération en injection

Guide réalisé pour le compte de GRDF par S3d ingénierie, avec l'expertise juridique de Lexion Avocats et en collaboration avec l'AAMF et le Club Biogaz de l'ATEE.



MAJ 10 février 2026

Avant-propos



Objectifs du guide

Ce qu'est ce guide

Ce guide propose d'accompagner les porteurs de projets dans leurs réflexions et leurs démarches pour convertir leur cogénération en injection. Il s'agit d'un outil d'aide à la décision et de décryptage afin de se poser les bonnes questions pour instruire ce type de dossier.

Ce guide aborde les principaux aspects juridiques, réglementaires, techniques, met en exergue les points d'attention, et propose quelques exemples d'approches économiques sur des cas types de conversion de cogénération vers l'injection.

Ce que n'est pas ce guide

Ce guide n'a pas vocation à remplacer une étude de faisabilité technico-économique approfondie, indispensable pour intégrer les spécificités de chaque site.

Chaque porteur de projet souhaitant étudier un projet de conversion en injection doit faire appel aux expertises techniques, financières et juridiques adaptées.

Par ailleurs, certaines dispositions législatives et réglementaires étant encore en cours de publication, les informations présentées ici sont susceptibles d'évoluer.



Introduction : la cogénération en quelques chiffres

992 Installations

de méthanisation en cogénération sous contrat BGM6 (55), BG11 (370) ou BG16 (567)

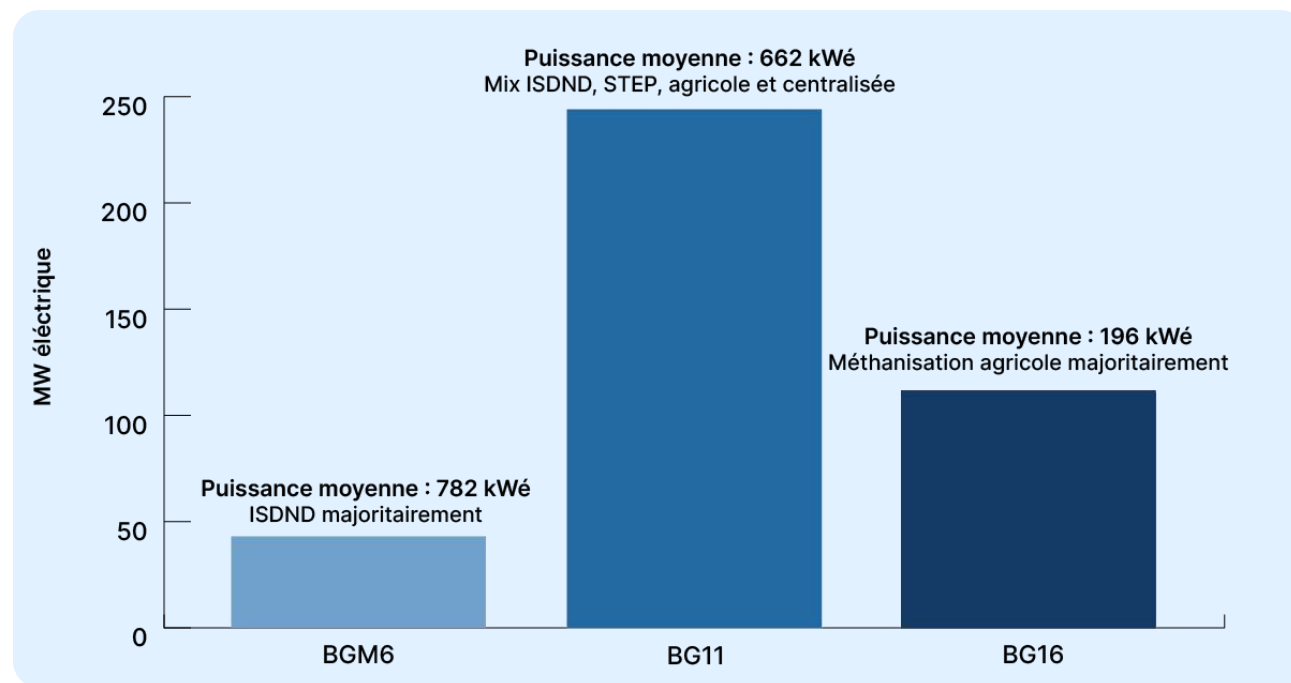
400 kW_e ~ 100 Nm³/h de biométhane

Puissance moyenne des méthanisations en cogénération sous contrat BGM6, BG11 ou BG16

8 ans

Age moyen des méthanisations en cogénération (hors ISDND)

Puissance électrique des installations bénéficiant d'un contrat de soutien (BGM6, BG11, ou BG16)



5% des sites sont en contrat BGM6, 35% en contrat BG11 et 50% en contrat BG16.

En 2030, plus de 35% de la puissance installée actuelle hors ISDND aura plus de 15 ans

Introduction : de la cogénération vers l'injection

44 TWh

Objectif de biométhane injecté dans les réseaux de gaz en France d'ici 2030
(Projet de PPE 2025-2035)

15,5 TWh

Capacité installée des sites en injection début 2026
(Données GRDF)

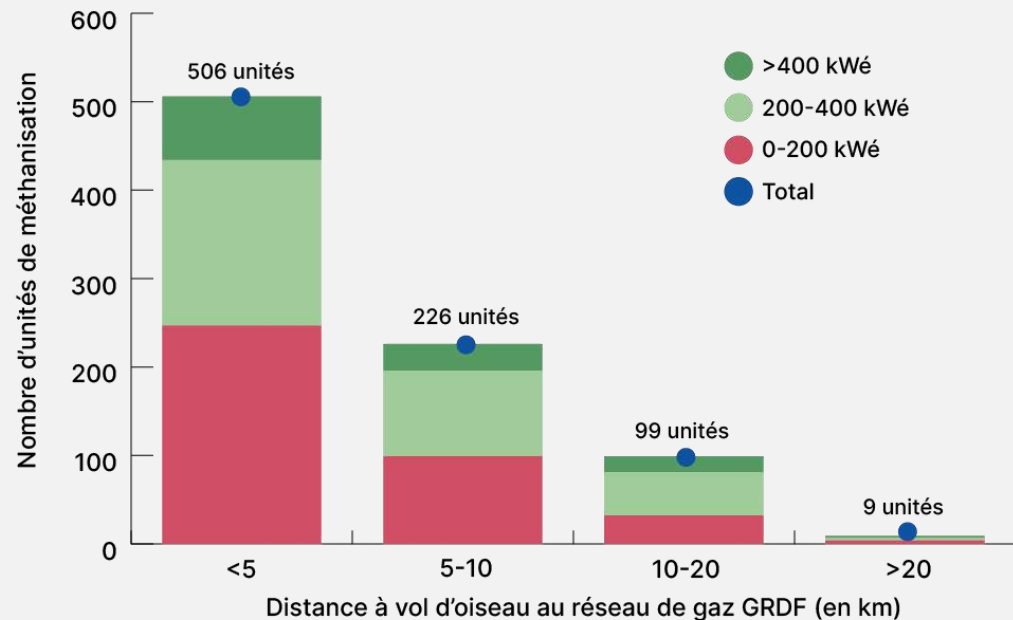
4 TWh

Dans sa délibération, la CRE estime le potentiel raccordable de 2,5 à 4,9 TWh_{PCS}
([Délibération CRE 2023-370](#))

7 TWh

Capacité équivalente des sites en cogénération hors ISDND en 2025
(estimation S3d)

Nombre d'unités de méthanisation en cogénération par gamme de puissance électrique installée en fonction de la distance au réseau GRDF



80% des unités en cogénération sont à moins de 10 km d'un réseau de gaz à vol d'oiseau

La conversion des installations de cogénération vers l'injection est à ce jour encadrée par **3 principales mesures réglementaires** :

- **Levée des pénalités** en cas de sortie anticipée des contrats biogaz en cogénération - BG11 et BG16 pour basculer en injection (notamment via le mécanisme de **vente en CPB** prévue sur le biométhane)
Arrêté du 8 septembre 2025 pour les contrats BG16 et BG11
- **Evolution du coefficient de modulation** pour la vente de Certificat de Production de Biogaz (CPB) - *Arrêté du 26 décembre 2025*
- **Dépôt de garantie financière pour les sites existants** en cas de renforcement du réseau de gaz nécessaire au raccordement I (Décret et Arrêté du 26 décembre 2025)

Introduction : conversion d'une unité de méthanisation en cogénération vers l'injection

De quoi parle t-on ?

La conversion de la cogénération vers l'injection pour un site de méthanisation correspond à un **changement du mode de valorisation de l'énergie** qui inclut :

- L'arrêt total de l'activité de cogénération ;
- L'épuration du biogaz en biométhane ;
- Le raccordement au réseau de gaz naturel ;
- La vente du biométhane injecté sur le réseau de gaz via un des mécanismes possibles (détaillés dans le guide).

Au titre de cette définition, **les cas suivants ne sont pas considérés dans ce guide :**

- Conversion d'une cogénération sur le site d'une ISDND ;
- Maintien de l'activité de cogénération ET ajout d'une activité d'épuration du biogaz pour injection (double valorisation) ;
- Arrêt de l'activité de cogénération sans conversion vers l'injection ;
- Production de biométhane pour autoconsommation (ex : station bioGNC) sans passage par le réseau de gaz naturel.

Modalités d'injection :

Les éléments présentés dans ce guide portent sur **l'injection sur le réseau de distribution exploité par GRDF.**

La conversion d'une unité de cogénération vers l'injection de biométhane sur le réseau de gaz naturel à un endroit différent du site de production est un cas de conversion (« **gaz porté** »). Il s'agit d'un **cas particulier** dont les principes sont expliqués en slide 26.

Sommaire



01.

Les démarches

Quel est le macroplanning type d'un projet de conversion ?
Quelles sont les démarches par thématiques (réglementation, juridique, travaux, financement...)?

02.

Dimension technico-économique

Quels investissements ? Quelles charges en injection ? Quelles évolutions de fonctionnement ?

03.

Vente du biométhane

Quels sont les différents mécanismes de vente du biométhane qui sera produit ? Conditions d'accès, avantages et points d'attention ?

04.

Etude de cas de 3 projets de conversion

Analyse de 3 cas de conversion cogénération vers injection : éléments techniques, juridiques, financiers et points d'attention

01.

Les démarches



Faisabilité du projet

Les questions clés à se poser

L'étude de faisabilité du projet de conversion est la **première étape** à mener pour clarifier les orientations à donner en fonction des spécificités du site et des évolutions potentielles.

Elle permet de **confirmer ou non la possibilité de réaliser la conversion.**

Mon installation est-elle de taille suffisante pour basculer en injection ?

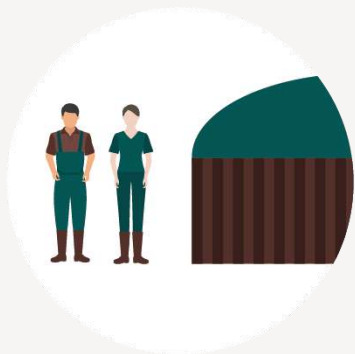
Quelle est ma distance au réseau de gaz ? Le réseau a-t-il la capacité d'absorber ma production de biométhane ?

Ordre de grandeur de conversion

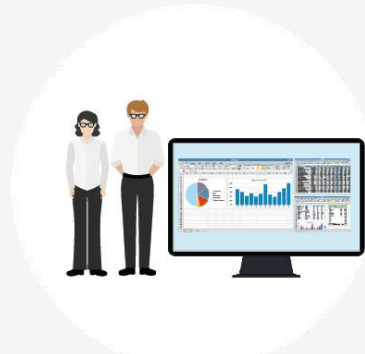
Une unité de cogénération avec une puissance électrique installée de 250 kW_e équivaut à une unité en injection de 60 Nm³/h de biométhane.

L'écosystème des acteurs pour y répondre

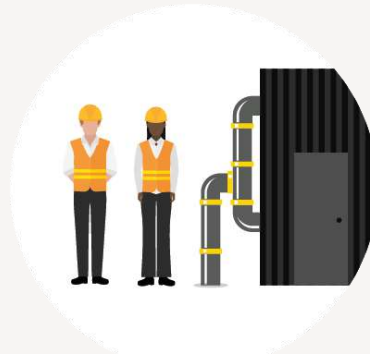
Producteurs de gaz renouvelable



Bureaux d'étude



Gestionnaires et opérateurs des réseaux de gaz



Bon à savoir

Le passage à l'injection requiert, d'une part la présence d'un réseau de gaz avec une capacité d'injection suffisante, et d'autre part de générer un débit minimal de biométhane valorisable en injection de l'ordre de 60 Nm³/h de biométhane (soit au moins 250 kW_e) pour des raisons techniques et économiques.

De nouvelles technologies de micro-épuration (débit de quelques dizaines de Nm³/h) se développent sur le marché. Ces systèmes cherchent à réduire les CAPEX de l'épuration pour les petites unités afin de leur rendre accessible cette voie de valorisation.

Faisabilité du projet

Les questions clés à se poser



Est-il économiquement intéressant de prolonger la durée de vie de mon installation avant de basculer en injection ?

Est-ce que je souhaite augmenter la capacité de mon installation ? Et si oui, mes intrants sont-ils sécurisés ?

Comment vais-je assurer le chauffage de mon unité de méthanisation en injection ?

Comment est-ce que je valorise ma chaleur aujourd'hui et auprès de qui ? Quelles perspectives si je bascule en injection ?

Quel est le mécanisme de vente du biométhane adapté à ma situation et est-ce que je remplis les conditions ?

L'écosystème des acteurs pour y répondre

Constructeurs



Consommateurs de gaz renouvelable



Fournisseurs de gaz



Faisabilité du projet

Les questions clés à se poser

Selon mon contrat BG en cogénération : comment puis-je en sortir? Quelle est la version de mes conditions générales ?

En cas de sortie anticipée, suis-je soumis au versement d'indemnités ?

Quelles démarches et planning sont à prévoir si je dois justifier d'une exemption de pénalités ?

Est-ce que je vais devoir changer mon ICPE en cas de conversion ?

Quelle sont mes capacités financières ?

L'écosystème des acteurs pour y répondre

Financiers



Experts financiers



Experts juridiques

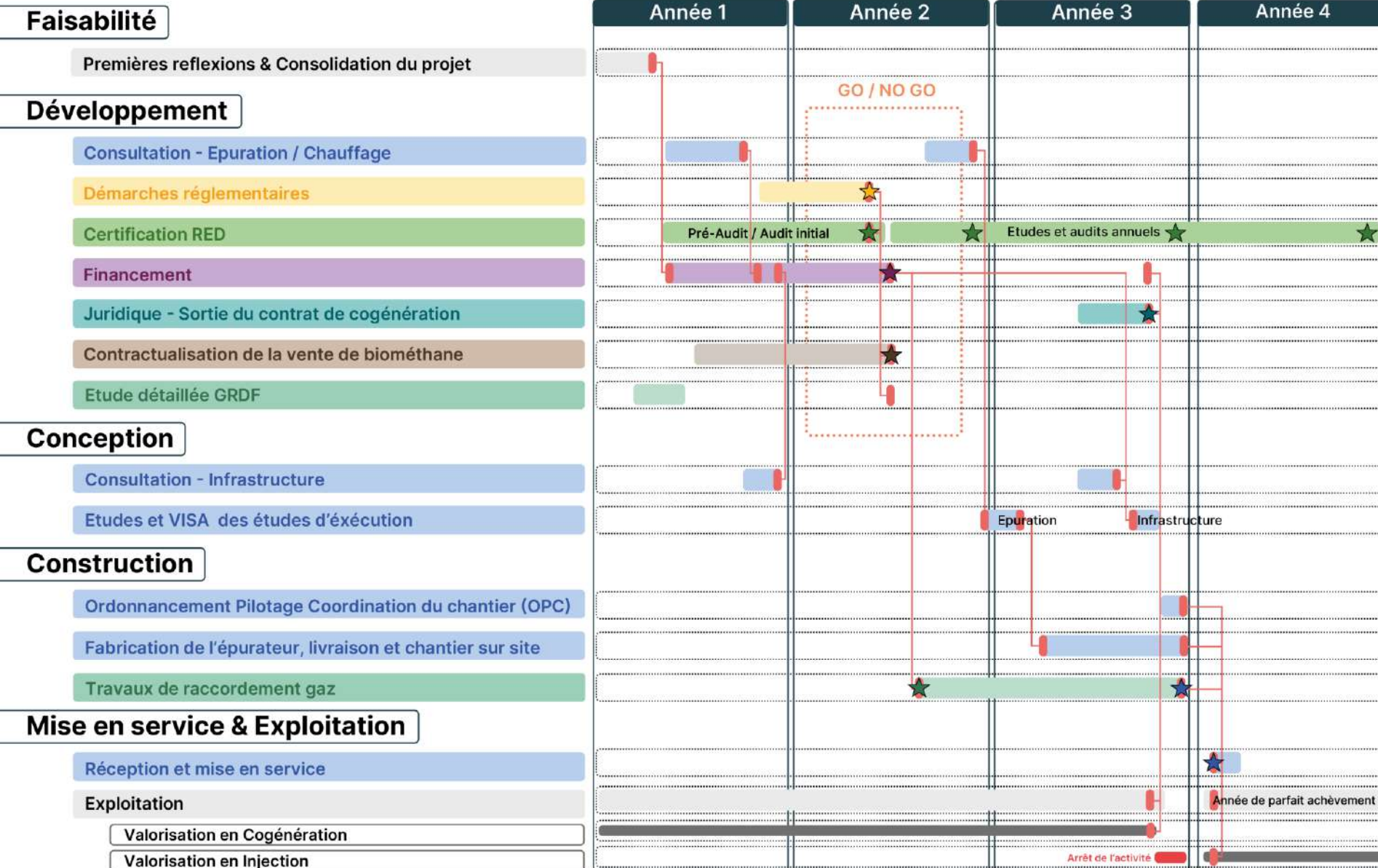


Services de l'Etat



Macroplanning d'une conversion

Exemple pour une injection sur le réseau GRDF - Délais variables en fonction du site



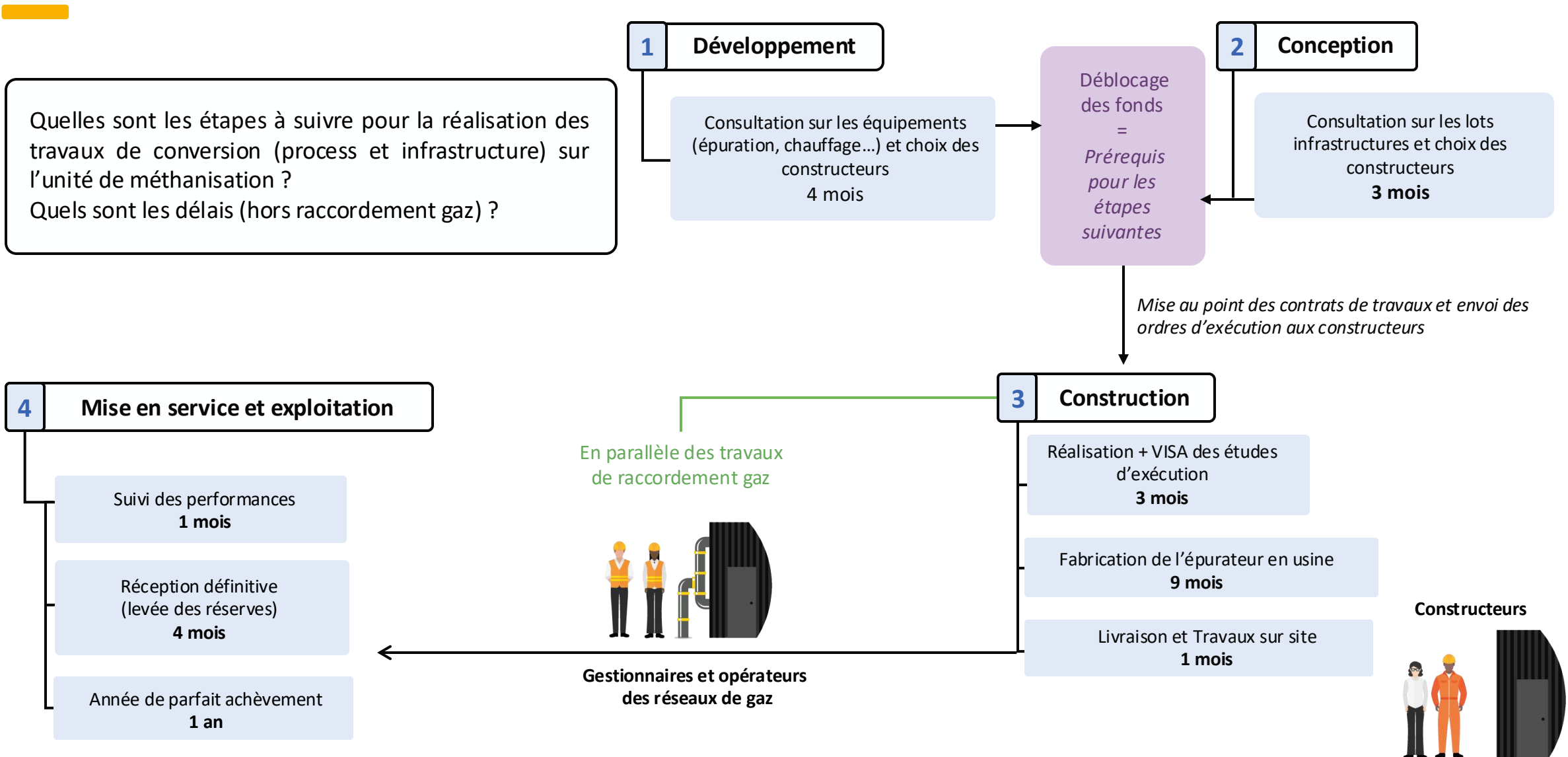
Comment naviguer dans le guide ?

Chaque thématique est représentée par une couleur (ex : ● Financement) et fera l'objet d'une ou plusieurs slides avec le même code couleur.

Légende

- Conception et réalisation des travaux
- Démarches réglementaires
- Certification environnementale
- Financement
- Juridique
- Contractualisation biométhane
- Démarches raccordement
- Points d'étape
- ★ Livraison du poste d'injection et Injection
- ★ ICPE + PC purgés de tous recours
- ★ Audit RED : Initial, à 6 mois en année 1 et tous les ans en année 2, 3 et 4
- ★ Déblocage des fonds
- ★ Résiliation avec exemption de pénalités
- ★ Signature du contrat CPB
- ★ Signature du contrat de raccordement et d'injection et versement de l'acompte (30%)

Conception et réalisation des travaux



Réglementation ICPE

A démarrer une fois les modifications prévues sur site déterminées. Un échange en amont avec la DREAL / DDPP est nécessaire pour cadrer les attentes du service instructeur.

Toute modification notable apportée à une installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE) doit être portée à la connaissance du préfet en vertu des articles L.181-14, R.181-46 et R.512-46-23 du code de l'environnement.

1) Porter à connaissance

Dans le cadre du projet, il faut à **minima réaliser un dossier de porter à connaissance (PAC)** pour indiquer les modifications envisagées dans le cadre de l'ICPE 2781. Ceci afin de permettre à l'administration de déterminer s'il s'agit d'une modification substantielle ou non et de statuer sur le besoin d'une nouvelle évaluation environnementale. Pour certains sites, la cogénération est classée en rubrique 2910 : dans ce cas, une cessation d'activité partielle pourrait être requise.

2) Les cas de figure possibles

Délais estimatifs

A	Modification jugée non substantielle sans nécessité de prescriptions	Donné acte - Pas de modification de l'arrêté encadrant l'exploitation	3 mois
B	Modification jugée notable et non substantielle	Arrêté de prescriptions complémentaires (APC)	6 mois
C	Modification jugée notable et substantielle	Nouveau dossier ICPE (avec étude d'impact ou d'incidence)	> 8 mois

Services de l'Etat



CAS B = Le plus probable

Une mise à jour des risques liés à l'installation peut être demandée dans le cadre du PAC. Les suivis spécifiques de l'unité de cogénération n'ayant plus lieu d'être, il faudra un APC afin d'ajuster les nouvelles prescriptions applicables au site, en particulier les suivis.

Autres démarches réglementaires et contractuelles

En parallèle de la démarche ICPE, d'autres démarches peuvent être à effectuer en fonction des caractéristiques du projet et des contrats auxquels est liée l'installation de cogénération. Un contrôle systématique de conformité de l'installation est à prévoir à la mise en service de l'installation, puis tous les 4 ans.

Permis de construire

1

Elaboration et dépôt du dossier (plans du process, aménagement envisagés, respect du PLU)

2

Instruction du dossier et décision

3

Affichage sur site du permis accordé

Autres contrats en lien avec l'unité de cogénération ?

1

Le cas échéant : Diagnostic de l'ensemble des contrats de vente de chaleur conclus

2

Analyse des clauses de résiliation : Résiliation libre par le producteur ? Avec pénalités ? Avec justifications à apporter ?

3

Anticiper les justificatifs et les démarches à intégrer au planning

Subventions liées à mes équipements de cogénération ?

1

Diagnostic des accords de subventions et aides

2

Vérifier si des règles de modification de l'unité (ex : arrêt de la cogénération) sont prévues dans les accords de subventions

3

Se rapprocher des financeurs de ces aides (Régions, FEDER, ADEME...) pour étudier les solutions

Mise à jour des assurances

Modification des polices pour couvrir le nouveau risque (poste d'injection, épuration, arrêt des équipements de cogénération).

Mise à jour du contrat électrique

Les équipements d'épuration vont augmenter la puissance installée sur site, ce qui peut obliger à changer l'abonnement électrique.

Prêt(s) en cours ?

Le financement de la conversion en injection doit tenir compte des contrats bancaires en cours, auxquels viendront s'ajouter les nouveaux contrats.

En cas de prêt en cours sur le moteur de cogénération, il convient de se rapprocher d'experts juridiques pour connaître les conditions de sortie.

Experts juridiques



Financeurs

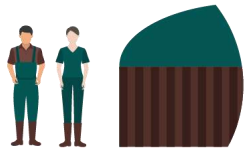


Certification RED

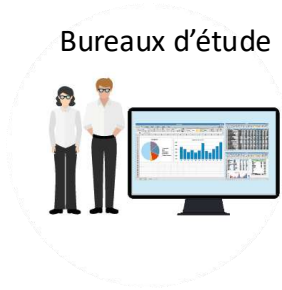
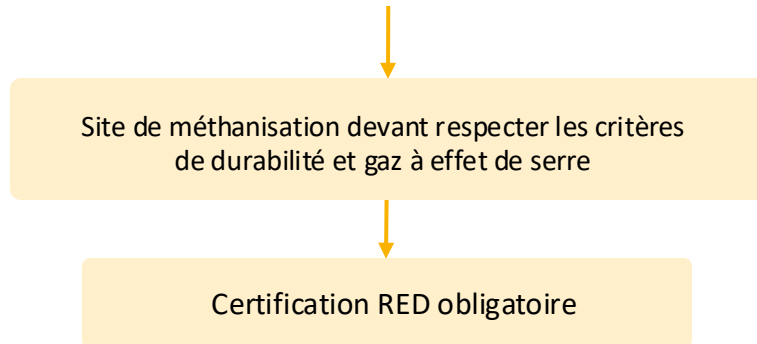
Qui est concerné ?

La directive européenne RED définit un ensemble d'objectifs pour les producteurs d'énergies renouvelables à l'échelle européenne. Plusieurs versions de la directive RED se sont succédé depuis sa création. La version actuellement en vigueur est la directive RED III.

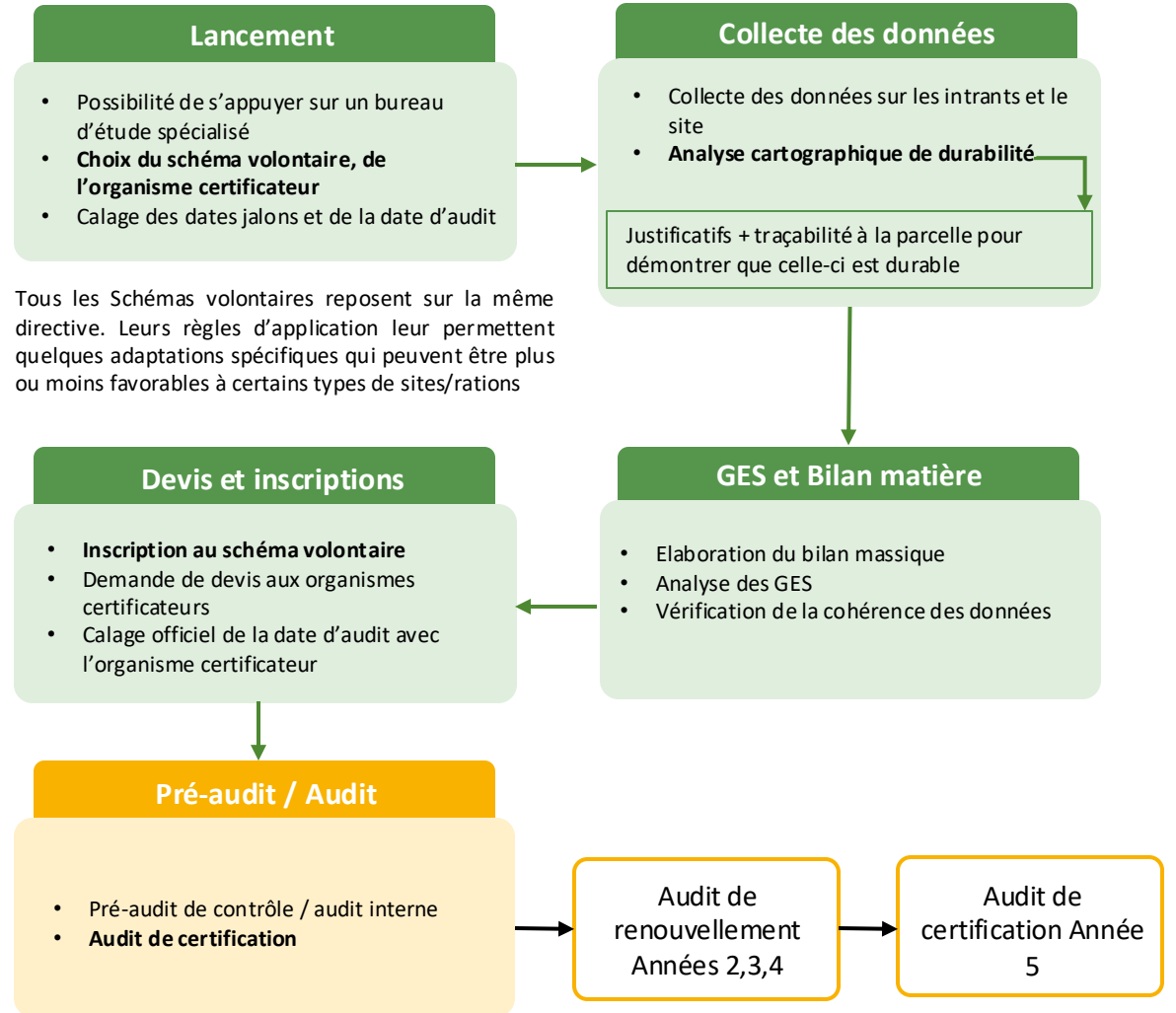
La valorisation du biométhane hors contrat d'obligation d'achat (BPA avec GO ou BPA avec CPB) nécessite une certification RED.



Installation en injection hors contrat d'obligation d'achat



Quelles sont les démarches pour être certifié ?



Certification RED


Quels sont les changements et coûts à prévoir ?

Année 1 (préaudit/audit) : 10 à 40 k€ (fonction de la taille du site et du type de ration)

Années suivantes

Etudes annuelles (à minima)

Bilan massique : Bilan GES + Analyse de durabilité


 **Coût :** 5 – 15 k€/an
Temps à passer : 15 à 20 j/an



Elaboration de PoS* mensuelle

* Preuve de durabilité

A déposer auprès de votre acheteur de biométhane
préalablement à la facturation du gaz (et à la création des CPB dans le registre si concerné).

 **Temps à passer :** 5 j/an

Déclaration annuelle auprès des services de la DGEC

Lot de biométhane produit du 1^{er} janvier au 31 décembre année N

Déclaration au maximum le 30 juin de l'année N+1



Avec intervention d'un Bureau d'études. Temps et prix indicatifs, fortement dépendants des intrants traités, de la prise en main et de la compréhension du sujet par l'exploitant et des outils de suivi déjà en place (logiciels).

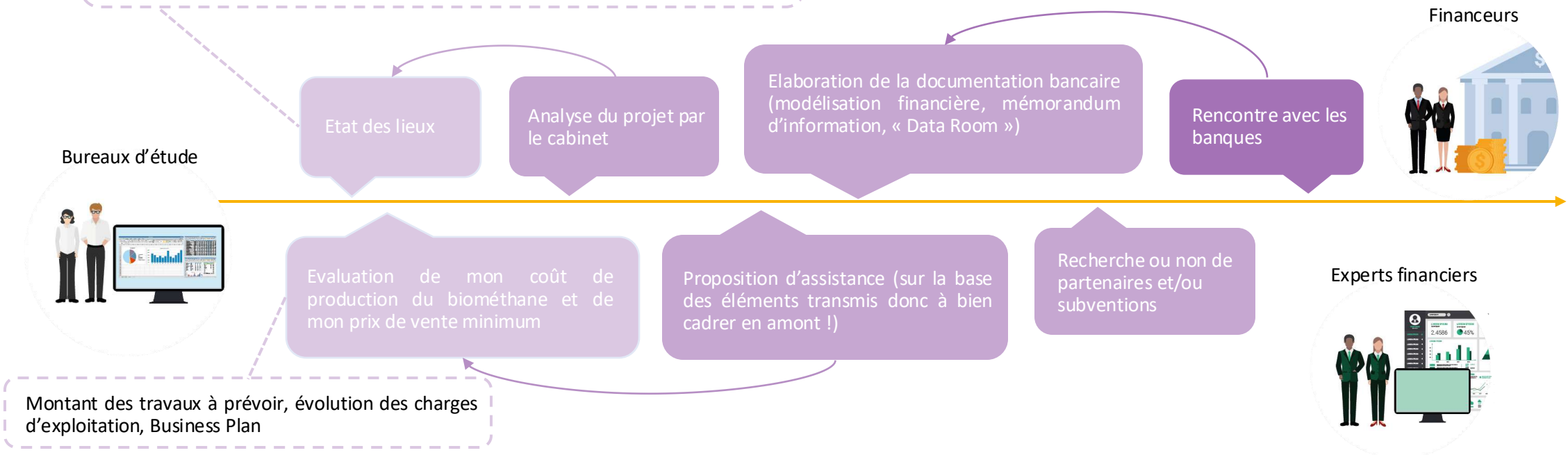
Financement

L'état actuel de l'installation est déterminant pour le financement

Liste non exhaustive de facteurs d'influence

Prêt(s) en cours, âge des équipements de cogénération et de chauffage, capacités financières (fonds propres), poids des charges et sur qui elles reposent (la méthanisation ? l'exploitation ? ...), mode de gouvernance...

1. Préparation de la documentation
2. Sollicitation d'un cabinet de conseil financier et/ou juridique
3. Echanges avec le(s) financeur(s)
4. Pilotage du déblocage des fonds



Le financement du projet est fait sur-mesure : il tient compte de la situation actuelle de l'installation et des montants d'investissement évalués pour la conversion.

Financement

Prérequis identiques à ceux demandés pour une nouvelle installation de méthanisation : autonomie sur les intrants, conformité réglementaire (installation purgée de tous recours), besoin minimum en fonds propres (variable en fonction de l'installation)

+ Contrat d'achat de biométhane signé avec un acheteur

+ Notification d'exemption de pénalités (si concerné) en cas de sortie de contrat de cogénération (*)

1. Préparation de la documentation
2. Sollicitation d'un cabinet de conseil financier et/ou juridique
3. Echanges avec le(s) financeur(s)
4. Pilotage du déblocage des fonds



(*) Pour la réalisation du planning projet, l'hypothèse a été prise de pouvoir bénéficier des accords de financement sans attendre le document officiel de notification d'exemption de pénalités sur le contrat cogénération, dont la transmission peut-être décalée dans le temps et sera à fournir avant la mise en service de l'injection. Un point d'actualisation sur la sécurisation du financement est précisé page 22

Cette hypothèse permet d'éviter un arrêt prolongé de l'activité de valorisation (arrêt de la cogénération avant déblocage des fonds pour la réalisation des travaux) mais reste soumise à échange avec l'organisme financeur.



Un appui juridique lors des démarches de financement est indispensable.

Sortie du contrat de cogénération

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

Vérifier le contrat

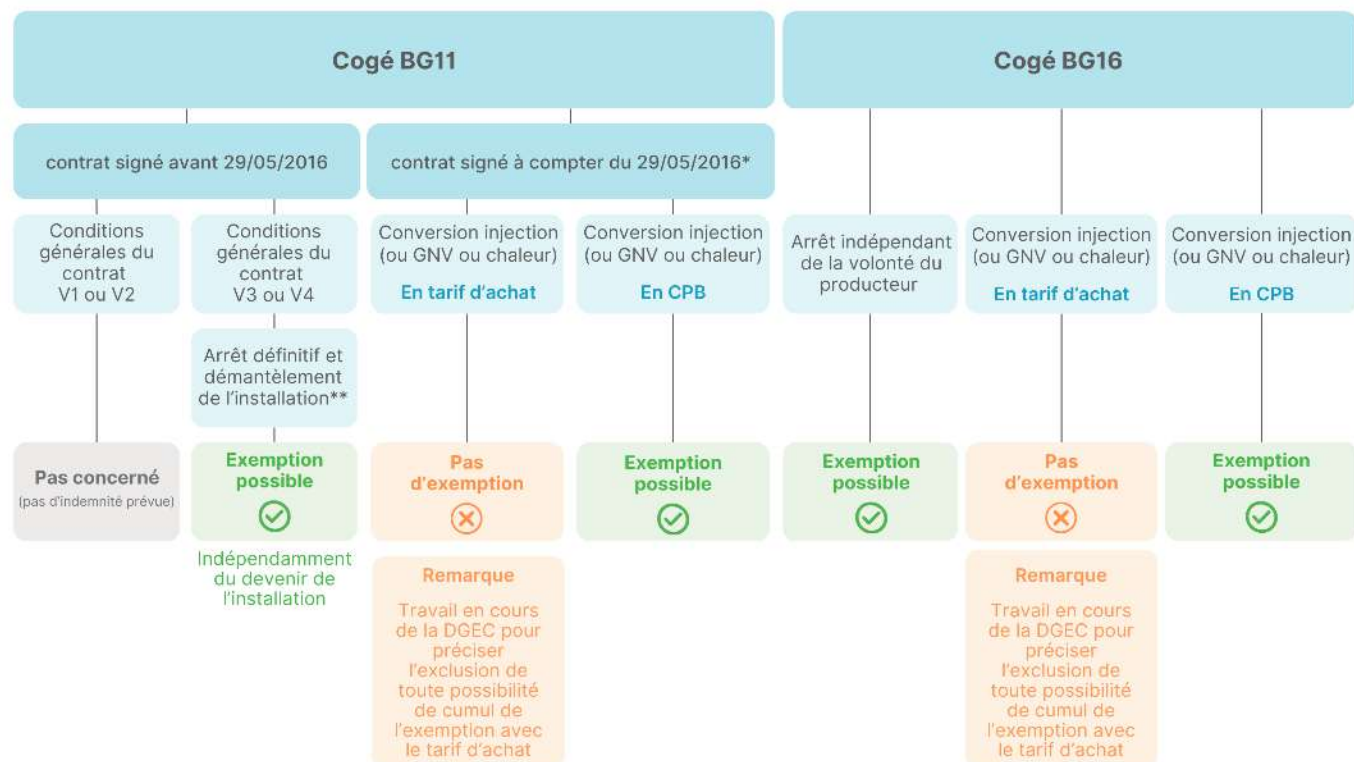
Selon les contrats BG, une indemnité de résiliation peut-elle être due ?

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

L'arrêté ministériel du 8 septembre 2025 prévoit une exemption de pénalité de résiliation anticipée pour les unités de cogénération en cas de conversion à l'injection. Suite à précision par la DGEC il est entendu qu'il ne sera pas possible pour un producteur de bénéficier à la fois de l'exemption et du tarif d'achat du biométhane.

Typologie des contrats BG en cas de résiliation anticipée

Dans quel cas puis-je bénéficier d'une exemption de pénalité ?
(analyse au 15/10/2025, sous réserve de nouvelles informations)



*hormis ceux dont la date de dépôt de dossier complet d'identification auprès de l'ADEME est antérieure au 30 mai 2016.

**on entend par installation le moteur de cogénération.

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

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

(en attente de la note d'instruction DGEC :

procédure simplifiée de demande d'exemption de pénalités entre le producteur et EDF OA ?)

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 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.



Un appui juridique lors des démarches de sortie du contrat de cogénération est indispensable.

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 minimums 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



Un appui juridique lors des démarches de sortie du contrat de cogénération est indispensable.

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.

MAJ du 09/02/2026 : Un modèle type de « courrier de confort » du Préfet pouvant être adressé aux financeurs en amont de l'arrêt de la cogénération est en cours d'élaboration. Il permettrait de sécuriser les financeurs pour accélérer le déblocage des fonds afin que le producteur puisse démarrer ses "travaux" liés à l'injection et optimiser au maximum le délai entre arrêt de la cogénération et début de l'injection. Le producteur devra fournir ensuite les documents définitifs justifiant sa conversion vers l'injection (dont exemption de pénalités, démantèlement moteur)

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



Un appui juridique lors des démarches de sortie du contrat de cogénération est indispensable.

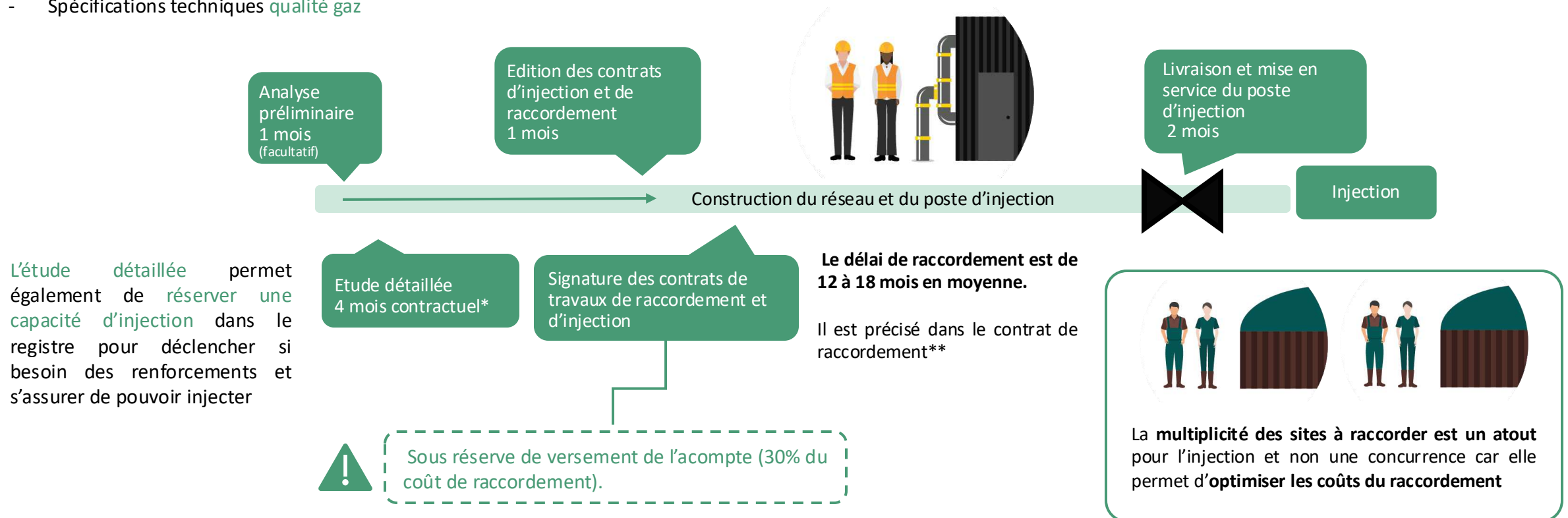
Raccordement pour injection sur le réseau de gaz

Zoom pour un raccordement sur le réseau exploité par



L'étude détaillée donne rapidement accès à des informations importantes à prendre en compte pour cadrer le planning projet, notamment :

- Coût et délais de raccordement.
- Besoin ou non de renforcement du réseau pour pouvoir injecter à la capacité désirée ($=C_{max}$).
- Etude de la zone d'injection et consommateurs prépondérant
- Spécifications techniques qualité gaz



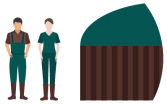
*Sous réserve de validation de la zone de raccordement par la CRE (+ 2 à 3 mois possible).

** Sous réserve de validation de l'ensemble des autorisations administratives pour la réalisation du raccordement (ex : accord de la SNCF si proximité ferroviaire).

Garantie financière

Décret 2025-1360 du 26/12/2025 et arrêté du 25 /12/2025 fixant le montant de la garantie financière

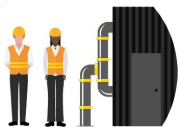
Qui est concerné ?



Installation de méthanisation en conversion de cogénération et dont la conversion en injection déclenche un renforcement réseau

A l'issue de l'étude détaillée :
Si le raccordement nécessite un renforcement du réseau

Obligation de fourniture d'une garantie au Gestionnaire du Réseau de Transport ou de Distribution (GRT ou GRD)



ETAPE 1

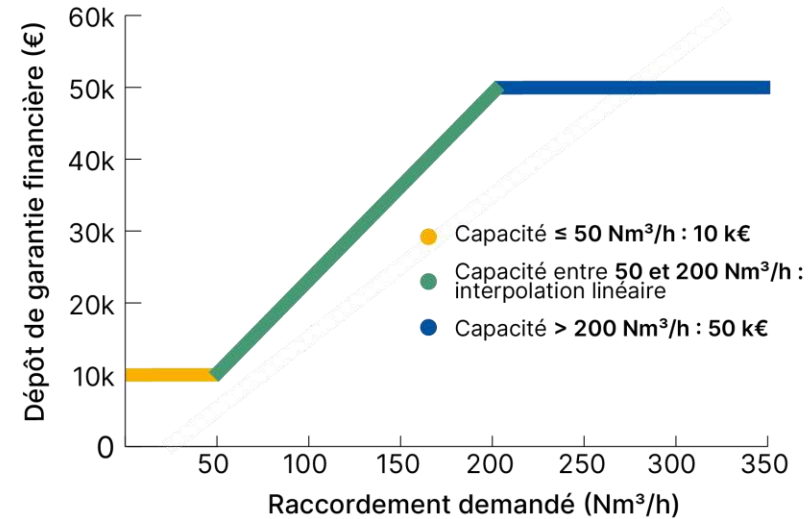
Deux formes possibles

Dépôt de garantie auprès du gestionnaire de réseau (GRT/GRD)

OU

GAPD (Garantie à première demande) par un établissement bancaire

Montant de la garantie en fonction de la capacité demandée



Quelles sont les démarches ?

ETAPE 2

Le gestionnaire de réseau fait la demande auprès de la CRE pour le renforcement une fois qu'il dispose du dépôt de garantie

ETAPE 3

Levée de la garantie au paiement de la part des coûts de raccordement à la charge du demandeur

OU

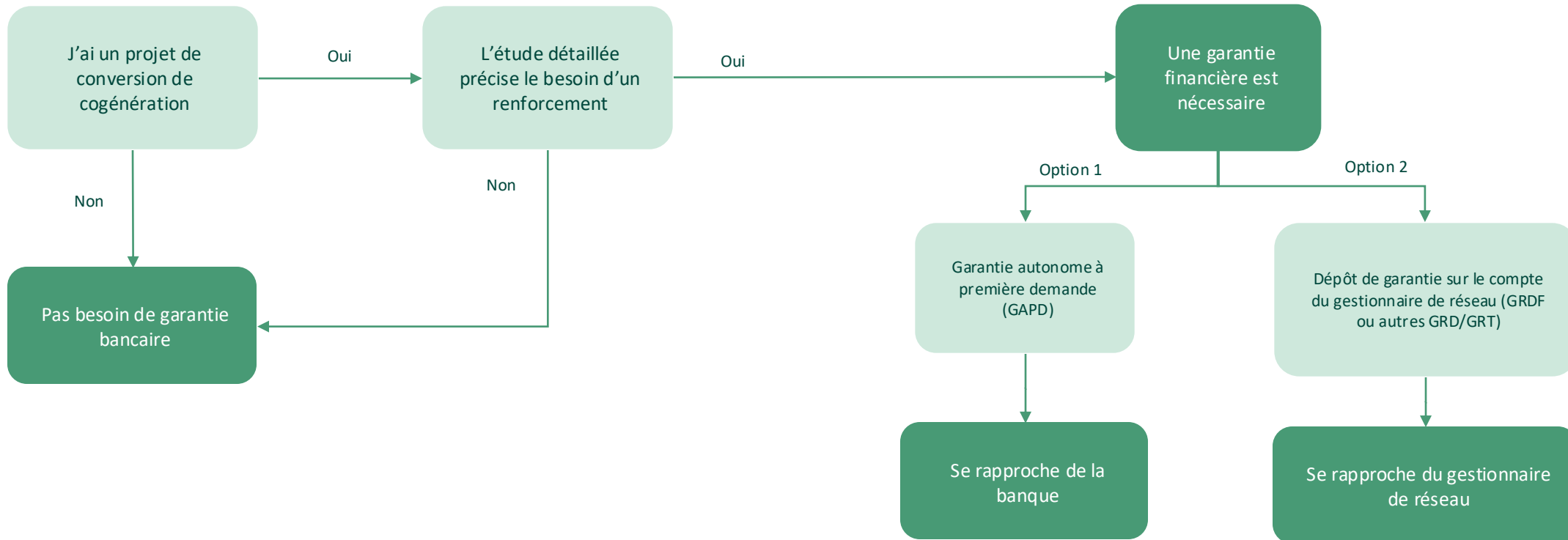
**Le délai de 2 ans peut être prolongé en cas de recours administratifs contre les autorisations de l'installation*

Possibilité 1 : Mise en œuvre si le contrat de raccordement n'est pas conclu dans les 2 ans après réalisation du renforcement*

Possibilité 2 : Si le demandeur ne règle pas sa part des coûts de raccordement

Garantie financière

Décret 2025-1360 du 26/12/2025 et arrêté du 25 /12/2025 fixant le montant de la garantie financière



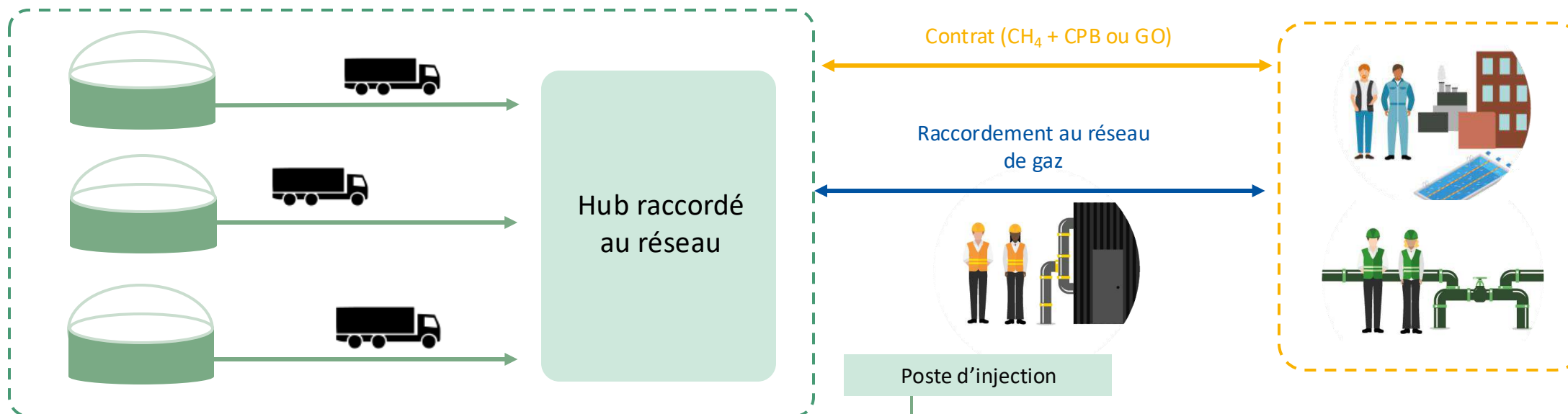
Raccordement pour **injection indirecte**

En gaz porté, le biométhane est produit sur site puis transporté jusqu'à un point d'injection sur le réseau de gaz. Avant injection, ce biométhane peut être mutualisé avec d'autres sites. Il existe plusieurs modèles de gaz porté en fonction des choix techniques pour le transport et la mutualisation du biométhane jusqu'au réseau de gaz naturel.



bioGNC OU bioGNL OU Biogaz liquéfié OU Biogaz comprimé

Les sites peuvent être regroupés au sein d'une société de projet



1^{er} hub de 5 unités inauguré en **2025** et prévu pour injecter 35 GWh/an.
Le biométhane est produit sur chaque site, compressé puis transporté par camion et mutualisé sur une unité de méthanisation raccordée au réseau de gaz.

La capacité maximale d'injection (C_{max}) est unique et est fixée au point d'injection.

Les étapes de raccordement sur le réseau GRDF sont les mêmes qu'en injection directe.

Les démarches : que retenir ?

— L'élaboration d'un planning des démarches et sa mise à jour tout au long du projet permettra d'anticiper et donc éviter des blocages qui pourraient rallonger la durée de réalisation de la conversion vers l'injection.

Elaboration du planning

- Pour chaque étape du planning, se poser la question des prérequis nécessaires à sa réalisation :

Financement accordé ?	■	—	■	Conditionne la passation des contrats de travaux
Démarches ICPE validées ?	■	—	■	Conditionne la signature du raccordement gaz
Unité certifiée RED ?	■	—	■	Conditionne l'achat du biométhane en contrat de gré-à-gré
Preuve de sortie du contrat de cogénération ?	■	—	■	Conditionne l'exemption de pénalités (si présentes)
...				...

- S'appuyer sur les informations de l'étude détaillée GRDF pour anticiper le planning de raccordement + injection
- Optimiser le planning pour limiter la durée de l'arrêt d'activité de valorisation du biogaz (ni cogénération, ni injection)
- Fixer rapidement une date d'injection prévisionnelle, à mettre en parallèle de l'arrêt de l'activité de la cogénération

Délais de mise en œuvre du projet (de la réflexion à l'injection) : 2 à 3 ans

Points de vigilance

- Anticiper les évolutions du site nécessaires pour obtenir la certification RED
- En cas de modification jugée substantielle de l'ICPE (cf. page 13), et donc de nouveau dossier ICPE, les délais peuvent être fortement augmentés
- Anticiper les délais de fabrication, livraison et pose pour chacun des travaux prévus une fois la commande passée

02.

**Dimension
technico- économique**



Bilan estimatif des investissements et charges liés à la conversion

Avec injection sur le réseau GRDF

Les investissements indispensables (€HT)

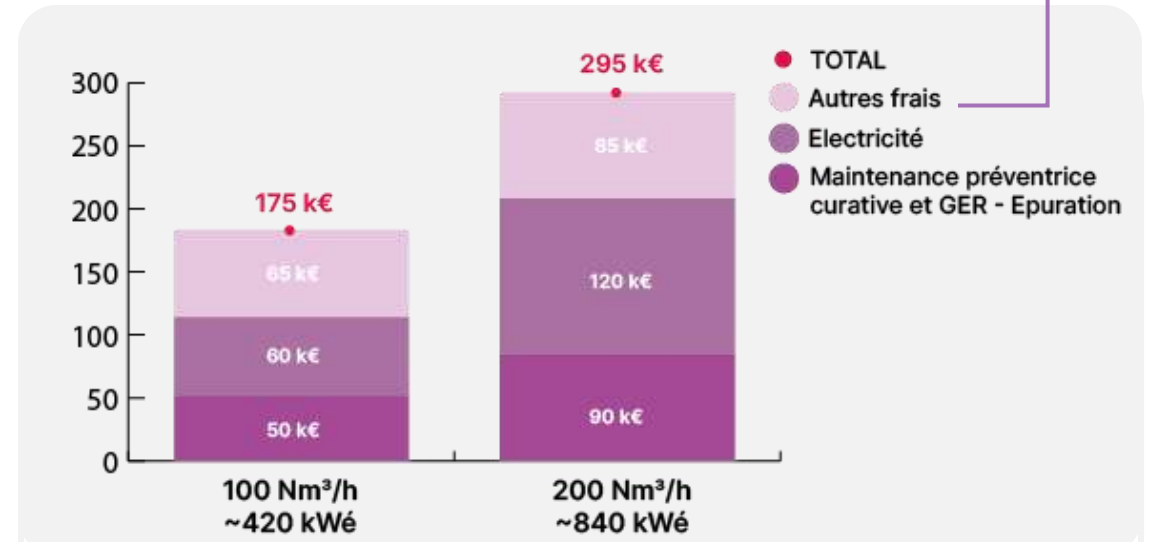


Investissements à ajouter / soustraire - Non inclus ci-dessus :

+ CAPEX sur le système de chauffage pour l'activité de méthanisation à minima (digesteur(s), hygiénisation, ...), en remplacement de la chaleur de la cogénération.

- Vente du moteur de cogénération

Les nouvelles charges d'exploitations (€HT)



Charges à ajouter / soustraire - Non inclus ci-dessus :

+ Maintenance et consommable du système de chauffage, en remplacement de la chaleur de la cogénération (exemple : électricité si pompe à chaleur, pellet si chaudière biomasse...)

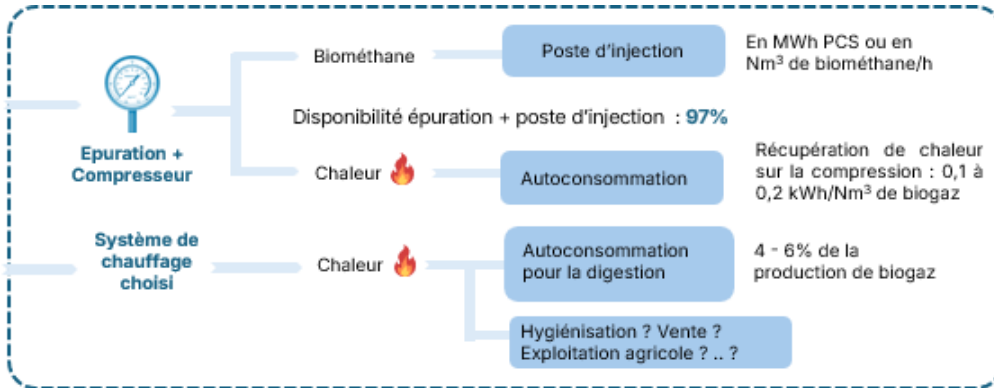
- Economies liées à l'arrêt des équipements de cogénération (maintenance, entretien) - entre 30 et 60 k€/an pour 450 - 850 kW_e

Il s'agit d'ordres de grandeur. Dans l'ensemble du guide, le coût de raccordement moyen par site est fixé à 200 k€ à la charge du projet.

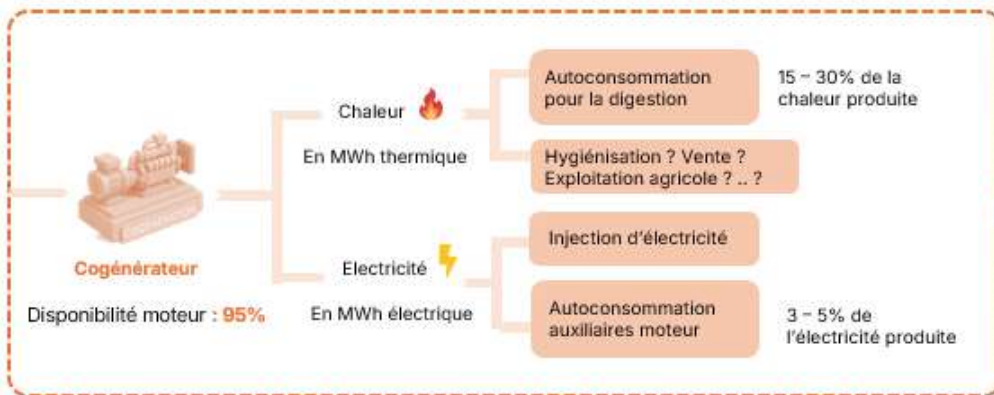
Evolution de la valorisation énergie et du mode de chauffage

Evolution de l'énergie valorisable

Après - Epuration



Avant - Cogénération



Evolution du mode de chauffage

Quels sont les besoins thermiques couverts aujourd'hui par la cogénération ? Est-ce que je dispose déjà d'une chaudière sur site ? Est-elle suffisante pour assurer l'autoconsommation en chaleur des digesteurs ?

Principaux critères de choix du chauffage	Chaudière biogaz	Chaudière biomasse	Pompe à chaleur
Investissement	€	€€	€€
Charges d'exploitation	€€ Pertes sur l'injection	€ Coût de la biomasse	€ Coût de l'électricité
Maintenance	€	€€	€€
Main d'œuvre	€	€€	€
Intégration sur site	Chaudière existante sur site?	Accès pour le rechargement des silos + Stockage de la biomasse	Mise en place d'un échangeur de chaleur sur le digestat

Tableau non exhaustif

Quelles seront mes nouvelles recettes ?

Une valorisation par injection va permettre de **valoriser 2 x plus de MWh**.

En considérant une valorisation actuelle de 50% de la chaleur produite, sans changement de ration

Réinvestissements complémentaires

Se faire accompagner par un maître d'œuvre peut être pertinent pour concevoir au mieux l'évolution du site et piloter la réalisation des travaux nécessaires

D'autres travaux sont à prévoir en lien avec le prolongement de la durée de vie* et la mise aux normes

* Au-delà de 10 ans

Ces travaux représentent en moyenne entre **25 et 40%** des investissements initiaux (hors ouvrages béton).

Check-up du site

- La réalisation d'un curage est préconisée. Il s'agit de vérifier l'état des digesteurs (voir des stockages) et d'engager si nécessaire des travaux de réhabilitation du génie civil (réparations, étanchéité et protection du béton).
- Un bilan global par une entreprise spécialisée peut être pertinent pour dresser une liste des travaux de réhabilitation process (réseaux, équipements) à engager, sous quels délais et pouvoir les prioriser.

Modifications complémentaires

- Les questions à se poser pour pouvoir évaluer ces travaux :

- Est-ce que je souhaite augmenter de capacité ? Si oui, des modifications de mes stockages amont et aval sont-elles à prévoir afin de respecter la réglementation ? Est-ce que je vais devoir changer de régime ICPE ? Modifier ou demander mon agrément sanitaire (hygiénisation) ?
- Est-ce que mon site respecte l'arrêté paru en juin 2021 modifiant les prescriptions générales applicables aux ICPE sous la rubrique n° 2781 relatif à mon régime (Déclaration, Enregistrement ou Autorisation) ?

Quelques exemples de prescriptions rétroactives (en lien avec les arrêtés modificatifs de 2021 sur l'ICPE 2781) ayant un impact sur les CAPEX : Membranes de nature antistatique (article 8) ; Alimentation de secours électrique obligatoire, Equipements électriques et de secours hors de la zone de rétention (article 9) ; Dispositif de sécurité pour les stockages et détecteurs de fumées pour les locaux techniques (article 10) ; Couverture des stockages de digestat (article 18) ; Système de gestion des eaux pluviales et souillées séparatif (article 22)....

Dimension technico-économique : que retenir ?

Un changement de fonctionnement de l'exploitation

- Démarches RED mensuelles et annuelles (audit)
- Perte de l'activité de valorisation de la chaleur (si présente)
- Formation au fonctionnement de l'épurateur

Réduction du temps de maintenance par rapport à la cogénération

- Gestion d'un nouvel équipement (épurateur)

Prévoir du temps à consacrer aux audits et au suivi du dispositif RED

Anticiper les changements sur l'exploitation agricole et/ou la fin des contrats de vente

Prévoir une formation initiale et continue des opérateurs. Consulter la liste des formations dispensées par le club biogaz : lien disponible en fin de guide (page 62).

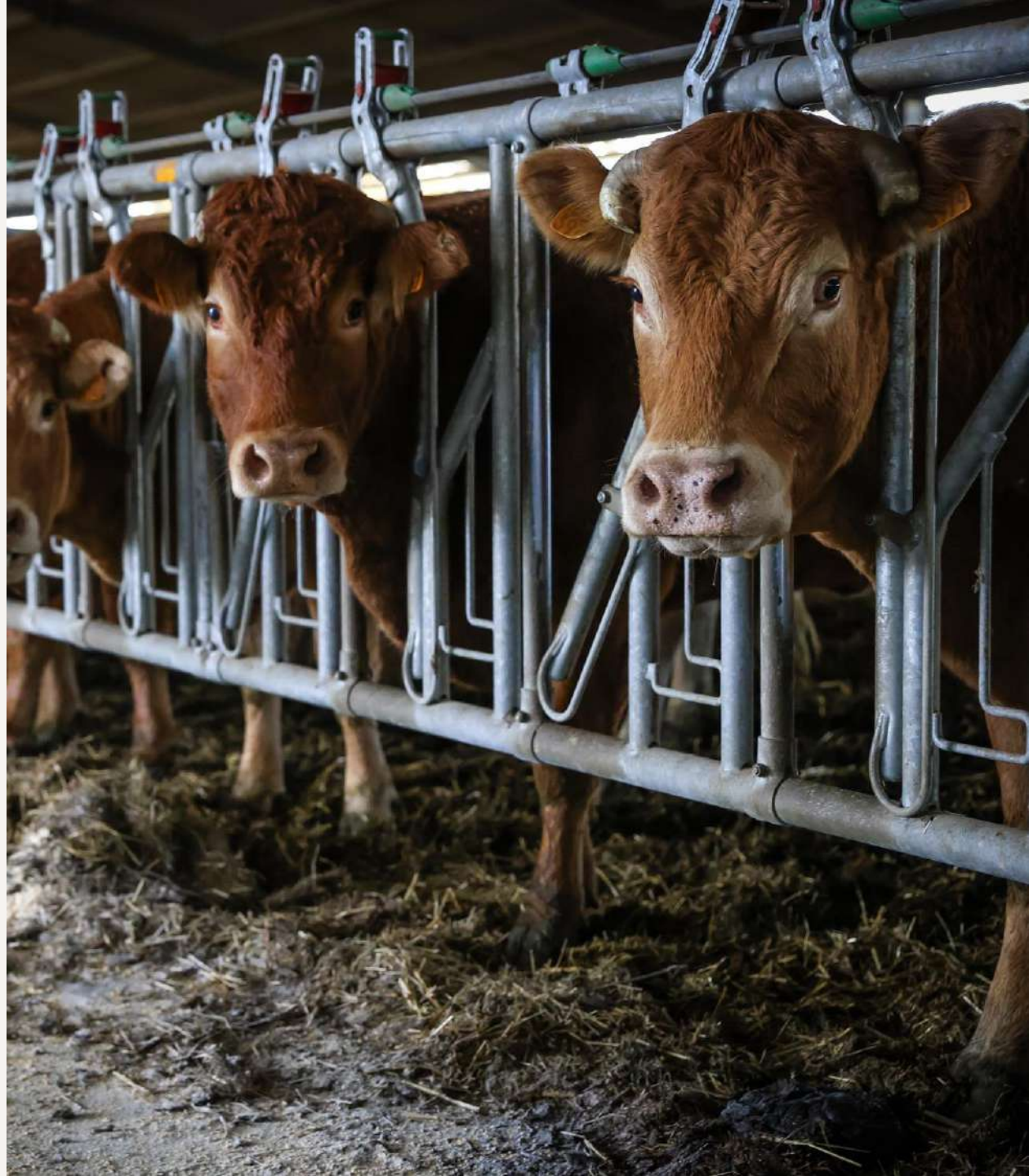
Vérifier les délais d'assistance en cas de problèmes et la disponibilité des pièces détachées

Des investissements sur l'épuration et le raccordement mais pas que !

- Ne pas négliger les réinvestissements sur l'activité de méthanisation (stockage, préparation, digestion) pour être conforme réglementairement, être certifié RED, et en cas d'augmentation de capacité du site
- Des optimisations possibles : mutualisation des frais et démarches de raccordement avec d'autres méthaniseurs, réutilisation et/ou vente d'équipements (chaudière biogaz, pré-traitements du biogaz)

03.

Vente du biométhane



Notions clés des mécanismes existants ou en développement

	Tarif d'achat	BPA (avec GO)	BPA (avec CPB)
Description	Accord contractuel entre un producteur de biométhane et un fournisseur de gaz, encadré et financé par l'Etat	<p>Contrat sur mesure en gré à gré entre un producteur de biométhane et un consommateur et/ou fournisseur de gaz. Il n'existe pas de contrat type, chaque contrat est négocié entre les parties</p> <p>Le BPA peut porter sur la molécule de CH₄, la GO ou les deux avec un ou plusieurs consommateurs (avec ou sans intermédiaire = fournisseur de gaz)</p>	<p>Les fournisseurs sont obligés de restituer des CPB à l'Etat. Ils vont acheter au producteur la molécule de CH₄ + CPB.</p> <p>Cas général : 1 MWh de biométhane = 1 CPB Cas particuliers : Voir slide 37</p>
Prérequis	Production < 25 GWh/an Installation nouvelle RED (si > 19,5 GWh/an)	Autorisation de fourniture (condition réglementaire) et certification RED pour le producteur	
Périmètre géographique	France	Ne pas bénéficier d'un autre tarif d'achat soutenu par l'Etat	
Eligible au EU ETS ?	Oui, limité à 34%	Europe	France
Durée du contrat	15 ans	Oui, à 100%	Non mais probable à moyen terme
Prix de vente	Dépend de la typologie du site. Entre 100 et 150 €/MWh.	Négociable - Entre 3 et 15 ans (= ce qui se fait sur les contrats en cours)	
Maturité du mécanisme	Dernière mise à jour en 2023	Fixé avec l'acheteur. Molécule sur le marché du gaz + GO (valorisables sur le marché européen) : ~ 50 – 150 €/MWh	Fixé avec le fournisseur. Molécule sur le marché du gaz + CPB : ~ 110 – 130 €/MWh
		Plusieurs en cours	Premiers contrats signés en 2025

Puis-je bénéficier du **tarif d'achat** ?

Oui si le site respecte 3 conditions juridiques

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

ATTENTION: 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).

Liste des équipements principaux concernés par l'interdiction réglementaire de réutilisation au sens de "nouvelle installation" de l'arrêté du 10 juin 2023 : [Biogaz Cogénération Biogaz | ATEE - Détail page suivante](#)

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 les slides suivantes.

Quels équipements puis-je réutiliser ?

Document validé par la DGECC le 10 février 2026

GOUVERNEMENT | Direction Générale de l'Énergie et du Climat

Liste des équipements principaux concernés par l'interdiction réglementaire de réutilisation au sens de la définition de « nouvelle installation » définie à l'article 2, 6° de l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023

Équipement	Commentaires
Chaudière	
Prétraitement	
Équipement d'incorporation	
Hydrolyse	
Digesteur et post digesteur	Le digesteur peut être utilisé pour stocker du digestat si un réinvestissement est effectué sur le liner et sur sa membrane. S'il y a récupération du biogaz produit, il pourra être épuré. Si le digesteur conserve sa fonction initiale, il ne peut en aucun cas valoriser son biogaz en injection.
Post digesteur	
Gazomètre	
Traitement oxygène	
Torchère	
Machines électrogènes	
Déshydratation gaz	
Epurateur	
Poste d'injection (gaz)	
Hygiénisation	Sauf si utilisation au sein d'une entité juridique distincte
Déconditionnement	Sauf si utilisation au sein d'une entité juridique distincte
Séparation de phase	Sauf si utilisation au sein d'une entité juridique distincte
Extraction de minéraux	Sauf si utilisation au sein d'une entité juridique distincte
Matériel de manutention (chargeur ...)	

N.B : pour la réutilisation des stockages de digestat liquide (ouvrage béton, lagune, fosse), une mise à niveau technologique pour permettre la récupération du biogaz est obligatoirement à effectuer avec des éléments neufs.

Les équipements listés dans le tableau ci-contre ne peuvent en aucun cas être réutilisés.

Ceux non listés sont donc par défaut réutilisables par l'exploitant dans le cadre :

- D'une réutilisation d'une partie de son installation de cogénération pour la conversion en installation de production de biométhane via la signature d'un tarif d'achat de biométhane injecté ou
- D'une construction d'installation de production de biométhane injecté via la signature d'un contrat d'achat de biométhane injecté à côté de son installation de cogénération encore en service

Source :
Veille juridique Club Biogaz du 10 02 2026

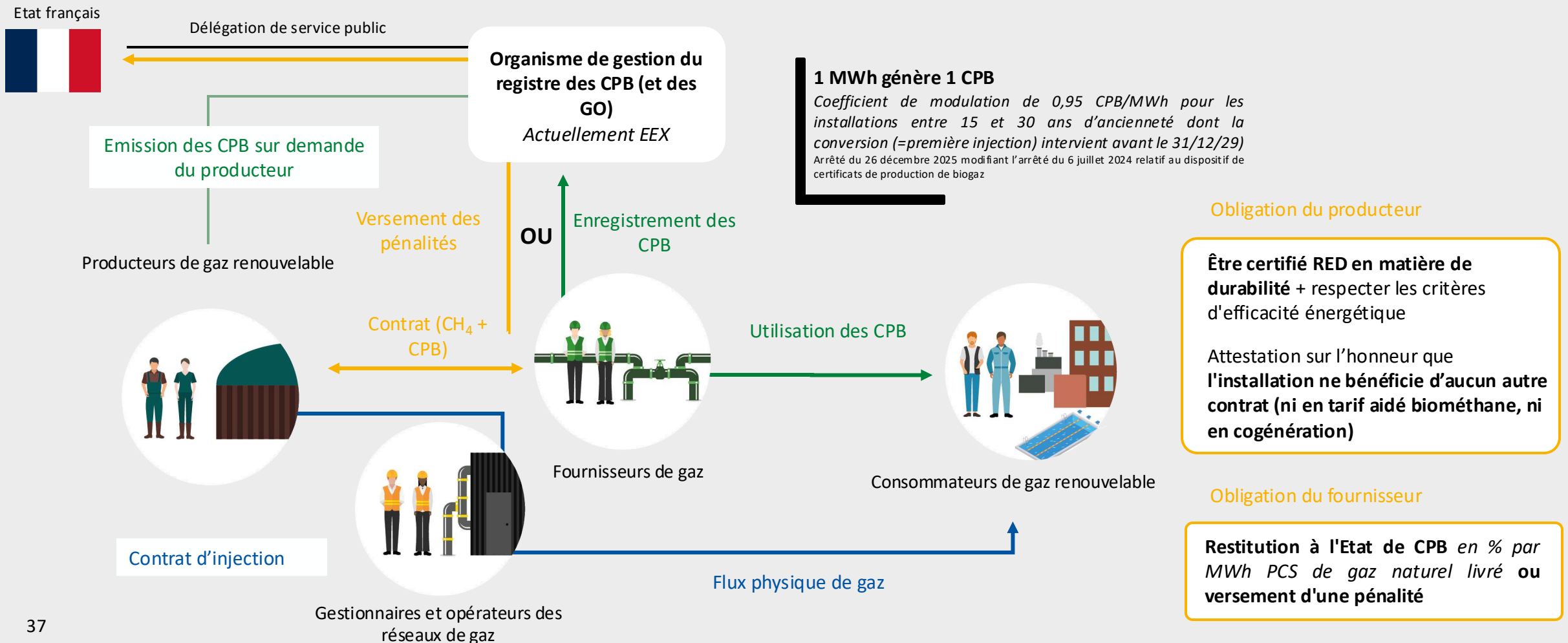
Tableau des équipements
[Biogaz Cogénération Biogaz | ATEE](#)

Focus sur le mécanisme des CPB

Mécanisme potentiellement amené à être privilégié pour une conversion vers l'injection (voir l'avis de la CRE du 24/07/2025)

Le producteur **ne peut pas émettre simultanément un CPB et une GO** pour une même quantité de biogaz produite. Les CPB se substituent aux GO.

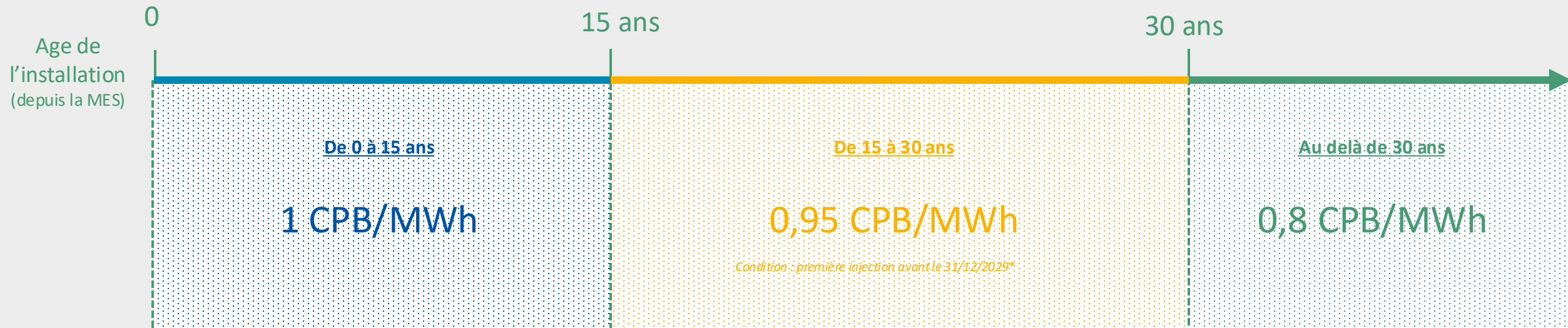
A partir de 2026, les fournisseurs de gaz en France seront tenus de restituer un nombre de CPB proportionnel au niveau de consommation de leurs clients (résidentiels et tertiaires). Cette obligation légale a pour objectif d'incorporer 4,15% de gaz vert produit en France dans les consommations de gaz naturel d'ici 2028. Les pouvoirs publics doivent définir la trajectoire CPB après 2028.



Focus sur le mécanisme des CPB

Dans quel cas suis-je soumis à un coefficient de modulation sur les CPB par MWh PCS de biométhane produit et injecté ?

Hors cas des ISDND



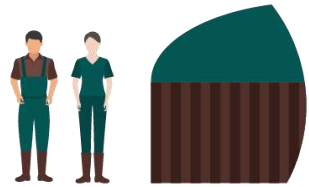
Exemple : une cogénération qui se converti à l'injection 12 ans après sa mise en service pourra bénéficier d'un coefficient de 1 pendant 3 ans, puis de 0,95 pendant les 15 années qui suivent, puis 0,8 au delà de 30 ans

(*) : Arrêté du 26 décembre 2025 modifiant l'arrêté du 6 juillet 2024 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz

Négociation en cas de contrat BPA (avec ou sans CPB)

Term Sheet en amont du contrat pour établir les clauses juridiques et financières.

Producteurs de gaz renouvelable



Chaque clause du contrat est négociable

Périmètre de la vente (CH₄ + PoS + CPB ou GO)

Prix de la molécule de CH₄

Engagement de production

Date d'entrée en vigueur (et pénalités éventuelles)

Prix des attributs de la molécule de CH₄ (CPB, GO)

Durée de contrat

Pénalités (niveaux, plafonnement, marges...)

Garanties de paiement de l'acheteur

Modalités du prix (fixe, indexé, variable)

Clauses d'imprévision (par exemple en cas d'évolution du cadre réglementaire des CPB)

Délais estimatifs de contractualisation : > 6 mois

Financiers



Experts juridiques



Fournisseurs de gaz



Un appui juridique lors des démarches de contractualisation en gré-à-gré est indispensable.

Les mécanismes de vente du biométhane : que retenir ?

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 (non applicable aux conversions cogénération vers injection définis dans le guide)

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
- Coefficient de modulation porté à 0,95 CPB/MWh pour les installations entre 15 et 30 ans d'ancienneté et dont la conversion intervient avant le 31/12/2029

- Accompagnement juridique 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 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)

04.

Etude de cas de 3 projets de conversion

Ces cas permettent d'illustrer les évolutions techniques, l'impact économique, ainsi que les démarches à accomplir pour 3 exemples concrets.

La diversité des configurations rencontrées sur le terrain ne permet pas de traiter ici l'ensemble des cas de manière exhaustive.



Description des cas

Pour une conversion vers l'injection à horizon 2027

1 Méthanisation territoriale 1 MW_é : ~ 225 Nm³/h

- 50% effluents d'élevages, 50% déchets à déconditionner/hygiéniser
- Capacité : 1 MW_é
- Age de l'unité : 10 ans
- Contrat BG11 V01/02 (2015)
- Valorisation chaleur : chauffage digesteur, hygiénisation + vente à un industriel

2 Méthanisation à la ferme 250 kW_é : ~ 60 Nm³/h

- 70% effluents élevages, 20% ressources végétales, 10% autres
- Capacité : 250 kW_é
- Age de l'unité : > 8 ans
- Contrat BG16 (début 2017)
- Valorisation chaleur : autoconsommation
- Souhait d'augmentation de capacité

3 Méthanisation à la ferme 490 kW_é : ~ 110 Nm³/h

- 50% effluents élevages, 40% ressources végétales, 10% autres
- Capacité : 490 kW_é
- Age de l'unité : 6 ans
- Contrat BG16 (fin 2019)
- Valorisation chaleur : autoconsommation + valorisation sur l'exploitation

Les cas des **unités de cogénération de biogaz implantées sur des stations d'épuration (STEP) ou sur des sites industriels n'ont pas été traités.**

Il a été fait le choix de se focaliser sur **3 cas d'unités agricoles**, qui représentent **plus de 80% du parc.**

Différentes approches économiques réalisées par des acteurs de la filière montrent que la taille minimum permettant d'envisager une conversion se situe autour de 250 kW_é. Le cas d'un site de 250 kW_é qui se convertirait en injection sans augmentation de capacité n'a pas été traité ici.

Hypothèses générales pour les 3 cas

■ Pour une conversion vers l'injection à horizon 2027

- Les unités sont âgées de moins de 15 ans à la date de la conversion et font l'objet d'une demande de sortie anticipée de contrat de cogénération.
- Pour le financement, 20% de fonds propres ont été considérés sur les investissements (exigence probable de la part des financeurs).
- Le coût de raccordement moyen au réseau de gaz est fixé à 200 k€ dans l'ensemble du guide.
- Aucune subvention n'est envisagée au titre de la conversion.
- Les sites ne peuvent pas bénéficier du tarif d'achat de biométhane au titre de leur conversion.
- La vente du biométhane se fera avec émission de CPB.
- Le prix envisagé pour l'analyse économique (molécule de CH₄ + CPB) est compris entre **110 €/MWh et 120 €/MWh**.
- Il s'agit d'un prix moyenné sur la durée de vie du contrat fixée à 15 ans

Ce prix tient compte d'une évolution des coefficients de modulation à 0,95 pour les sites entre 15 ans et 30 ans d'ancienneté souhaitant réaliser une conversion cogénération vers injection avant le 31/12/2029 (*arrêté du 26 décembre 2025*).



Attention, ce prix sera en réalité différent pour chaque cas et résultera d'une négociation avec l'acheteur.

Remarque : La seule recette considérée ici est la vente de biométhane mais d'autres recettes peuvent s'ajouter (redevances sur certains intrants, vente de digestat, valorisation du bioCO₂ par exemple)

Méthodologie

Structure des 3 études de cas

1) Description de l'unité de méthanisation :

ICPE

Plan d'approvisionnement

Valorisation chaleur

Contrat de cogénération

Puissance électrique

Equipement existants

2) Description des réinvestissements à prévoir (hors valorisation énergie)

3) Description des modifications sur la valorisation du biogaz : de la cogénération vers l'injection

4) Analyse économique :

Investissements

Charges

Recettes (vente du biométhane)

Temps de retour brut (TRB)

Chiffre d'affaires

Taux de rentabilité interne (TRI) du projet

Excédent brut d'exploitation (EBE)

5) Avantages et points d'attention vis-à-vis des démarches à effectuer pour la conversion

Un tableau de synthèse des 3 cas

Puissance électrique / Débit
de biométhane

Investissements dont fonds propres

Leviers de rentabilité

Chiffre d'affaires

LCOE sur 15 ans

Capacité à obtenir des financements

Le coût de production de la molécule annualisé (LCOE) est un indicateur facilement calculable qui permet de se faire une idée du prix de vente minimum (hors annuité d'emprunt, inflation, etc..).

$$\frac{CAPEX}{Durée\ de\ vie} + \frac{OPEX}{Energie\ (MWh_{PCS})}$$

CAS 1 : Unité de méthanisation territoriale de 1 MW mise en service en 2015

Juridique

Unité de méthanisation sous contrat BG11 V01/V02.

Aucune indemnité n'est due si sortie anticipée.

Réglementaire

Unité de méthanisation traitant 30 000 t/an d'intrants :

- 50% effluents d'élevage (fumiers et lisiers bovins)/ 50% de sous-produits agroindustriels et de biodéchets
- L'unité est sous ICPE 2781 – Enregistrement, ICPE 2783 et ICPE 2910 - Déclaration avec contrôle périodique .

Les équipements existants (hors valorisation énergie), inchangés depuis 2015, sont :

- Installations de stockage amont et aval ;
- Unité de préparation des intrants (avec déconditionnement et hygiénisation) ;
- Unité de digestion et de séparation de phase du digestat ;
- Groupe électrogène et torchère.

Certifications RED

Du fait de sa capacité, l'unité est déjà certifié RED pour les critères de durabilité mais pas pour les critères de GES. Le seuil de - 80% de GES sera à vérifier pour le passage en injection.

50% de la chaleur disponible après autoconsommation est vendue à un industriel à proximité.

Les équipements existants pour la valorisation énergie sont :

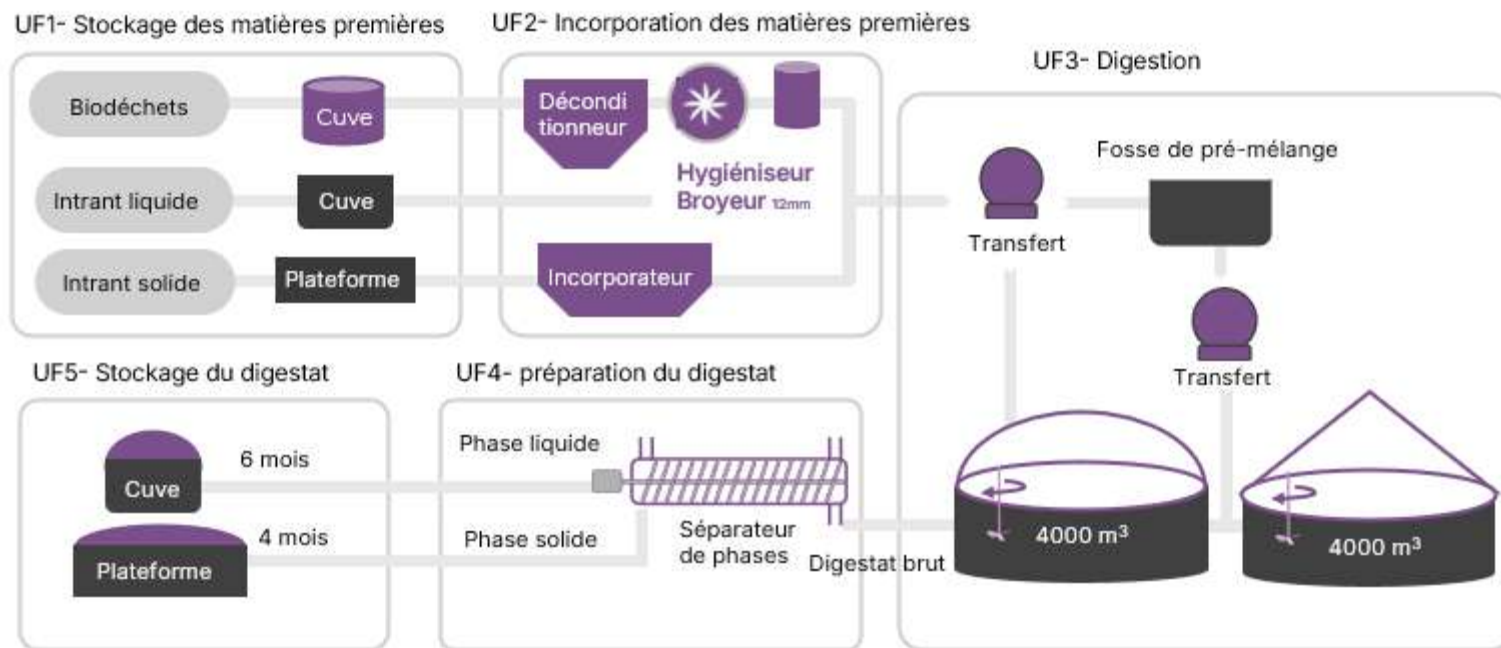
- Moteur de cogénération 1 MW ;
- Chaudière biogaz (indispensable pour assurer la continuité de l'hygiénisation + vente de chaleur) ;
- Equipement de prétraitement du biogaz (Déshumidification, Charbons actif).

CAS 1 : Unité de méthanisation territoriale de 1 MW_e mise en service en 2015

Financement

Les réinvestissements pris en compte hors valorisation énergie sont :

- Incorporation, préparation et traitement des intrants vis-à-vis de l'ICPE 2783 ;
- Couverture des stockages de digestat (étanche avec récupération de gaz pour le liquide et bâches pour le solide) ;
- Changement de place des équipements électriques + remplacement de la torchère et du groupe électrogène ;
- Réinvestissements sur la digestion (cuve, gazomètre, brassage).



Il s'agit de réinvestissements nécessaires vis-à-vis de RED, de la prolongation de la durée de vie, et de la réglementation ICPE.



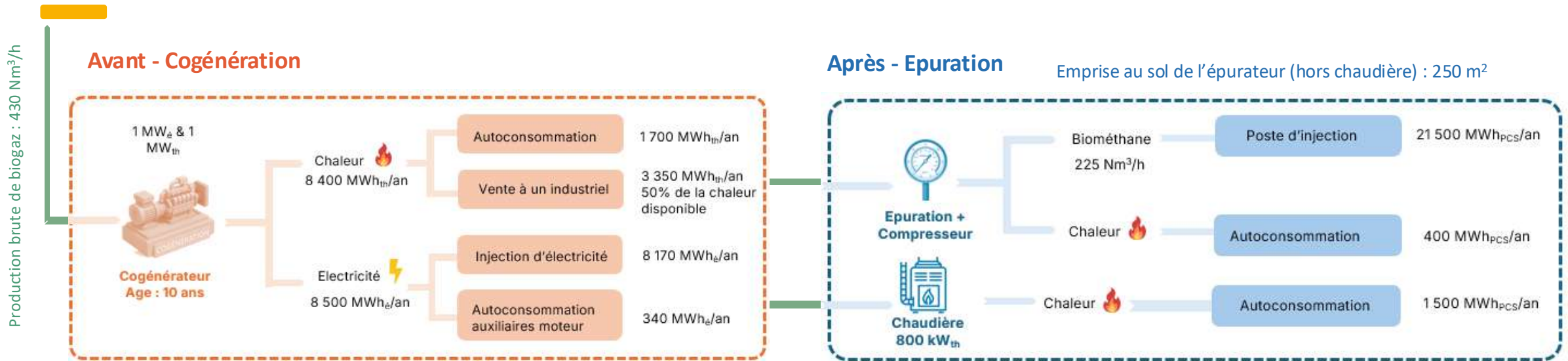
Groupe électrogène



Torchère

Installations électriques et dispositifs de secours

CAS 1 : Unité de méthanisation territoriale de 1 MW_e mise en service en 2015



Les modifications pour la conversion cogénération vers injection sont :

- Démantèlement du moteur de cogénération et ses équipements annexes ;

Juridique

Le démantèlement n'est pas obligatoire pour la sortie de contrat de cogénération car il n'y a pas d'indemnités dues. En revanche, du point de vue de l'ICPE 2910, en cas de cessation de l'activité*, il est nécessaire de procéder à un démantèlement.

*Le guide ne traite pas du cas de la double valorisation (voir page 5) : le moteur ne sera donc plus en activité après la conversion

- Résiliation du contrat de vente de chaleur et d'électricité en cours ;

Financement

Le choix d'arrêter l'activité de valorisation de la chaleur se base sur une logique d'optimisation économique des nouvelles recettes / charges. D'autres paramètres sont à prendre en compte et peuvent venir privilégier le maintien de son activité de valorisation chaleur actuelle.

- Installation d'une chaudière pour la digestion et l'hygiénisation (chaudière existante trop ancienne) ;
- Intégration des équipements d'épuration, d'injection, et raccords gaz.

CAS 1 : Unité de méthanisation territoriale de 1 MW_e mise en service en 2015

Analyse économique

Investissements

Initial - 2015	9 M€
Pour la conversion	4,4 M€
Epuration + Chauffage	1 760 k€
Raccordement gaz	200 k€
Modernisation du process Conformité Réglementaire et RED	2 240 k€
Etudes & Ingénierie	230 k€

Pas de cumul des prêts (hors BFR, DSRA)

Prêt initial (2015-2025) terminé

Nouveau prêt (2027-2037) : 3,5 M€ (20% fonds propres)

Charges

Invariable	800 k€
Valorisation du biogaz	300 k€
TOTAL	1,1 M€

Inclus

Main d'œuvre, valorisation digestat, achat et transport des intrants, maintenance et GER process méthanisation et infrastructures

Electricité, combustible chauffage, frais RED et GRDF

En remplacement des charges sur la cogénération

Chiffre d'affaires

21 500 MWh_{PCS} x Prix de vente du biométhane



Indicateurs économiques pour un prix de vente du biométhane à 110 €/MWh via vente de CPB sur 15 ans

- Chiffre d'affaires de l'ordre de 2 360 k€
- Excédent Brut d'Exploitation (EBE) = 1 270 k€
- TRI projet (avant impôts et intérêts) > 10%
- Temps de Retour Brut (avec intérêts et impôts) ~ 5 ans0

Indicateurs économiques pour un prix de vente du biométhane à 120 €/MWh via vente de CPB sur 15 ans

- Chiffre d'affaires de l'ordre de 2 570 k€
- Excédent Brut d'Exploitation (EBE) = 1 480 k€
- TRI projet (avant impôts et intérêts) > 10%
- Temps de Retour Brut (avec intérêts et impôts) ~ 4 ans

CAS 1 : Unité de méthanisation territoriale de 1 MW_e mise en service en 2015

Démarches et enjeux

Les investissements initiaux sont considérés amortis et aucun prêt n'est en cours.

Les réinvestissements pour réaliser correctement la conversion et prolonger la durée de vie du site sur 15 ans sont ~ 4,4 M€.

Les charges liées à l'épuration sont ~ 300 k€/an.

Site ancien donc réinvestissements obligatoires pour prolonger la durée de vie, et risque d'aléas sur les travaux.

Critères de durabilité (traçabilité des intrants) déjà respectés

- Financement bancaire facilité car pas de prêt déjà en cours
- Rentabilité élevée et trésorerie sécurisée car Charges/Recette ~37% pour un prix de vente de 110 €/MWh
- Coût des intrants faibles (pas de ressources végétales)
- Taille d'unité suffisante pour bénéficier d'un effet d'échelle sur les prix des équipements
- Possibilité de réutilisation de la chaudière biogaz existante

😊 Avantages

⚠️ Points d'attention

Vigilance sur la capacité du réseau de gaz à accueillir la capacité de production

Conception et développement

Certification RED

Financement

Raccordement gaz

Injection

Démarches réglementaires

Contractualisation biométhane

Contrat de cogénération

- Cumul de 3 ICPE (2781, 2783 et 2910) + agrément sanitaire donc réinvestissements pour la mise en conformité réglementaire, et risque d'aléas.
- Rupture d'un contrat de fourniture de chaleur (intérêt économique) auprès d'un industriel susceptible d'entraîner le versement de pénalités

Pas d'indemnités dues en cas de résiliation anticipé
Résiliation avec un préavis de 3 mois

CAS 2 : Unité de méthanisation à la ferme de 250 kW_e mise en service en 2017

Juridique Unité de méthanisation sous contrat **BG16**. Des indemnités sont dues en cas de sortie anticipée*.

Réglementaire

Unité de méthanisation traitant 10 950 t/an d'intrants :

70% effluents d'élevage (fumiers et lisiers bovins)/ 20% de ressources végétales, 10% de sous-produits d'IAA.

L'unité est sous **ICPE 2781 – Déclaration avec contrôle périodique**.

Les équipements existants (hors valorisation énergie), inchangés depuis 2017, sont :

- Installations de stockage amont et aval ;
- Unité de préparation des intrants ;
- Unité de digestion et de séparation de phase du digestat ;
- Groupe électrogène et torchère.

La capacité de production brute (avant autoconsommation) actuelle du site est de 64 Nm³/h de CH₄.

Il est prévu une augmentation de capacité en parallèle de la conversion afin d'avoir une production brute de +20 Nm³/h de CH₄. Cette augmentation permet de valoriser en injection un débit de biométhane > 85 Nm³/h.

L'évolution de ration prise en compte pour augmenter la production sans modifier le volume de digestion est la suivante :

+ 1000 t/an de soupe de biodéchets et +2 000 t/an de ressources végétales.

Avec le changement de ration, l'unité passera en **Enregistrement ICPE 2781 et devra modifier son agrément sanitaire**.

** Dans ce cas, et dans le cadre réglementaire actuel, l'exemption de pénalités ne peut être accordée que par le Préfet.*

La chaleur disponible après autoconsommation n'est pas valorisée.

Les équipements existants pour la valorisation énergie sont :

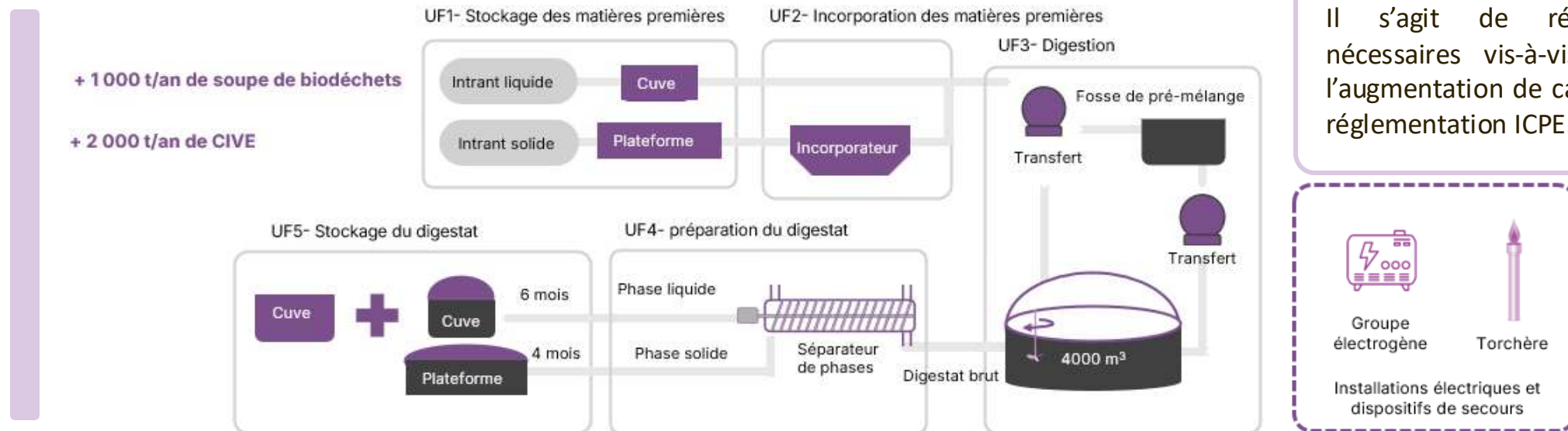
- Moteur de cogénération 250 kW_e ;
- Equipement de prétraitement du biogaz (Déshumidification, Charbons actif).

CAS 2 : Unité de méthanisation à la ferme de 250 kW_e mise en service en 2017

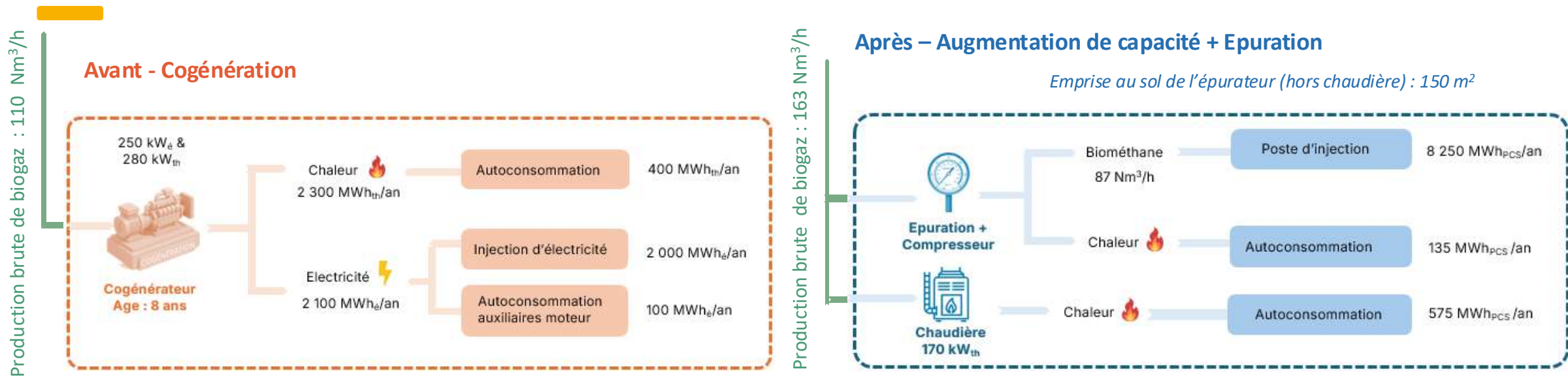
Financement

Les réinvestissements pris en compte hors valorisation énergie sont :

- Couverture des stockages de digestat (étanche avec récupération de gaz pour le liquide et bâches pour le solide) ;
- Ajout d'une cuve de stockage digestat ;
- Ajout de stockage pour les nouveaux intrants (plateforme + cuve) ;
- Changement sur l'incorporation et la séparation de phases ;
- Réinvestissements sur la digestion (gazomètre, brassage) ;
- Changement de place des équipements électriques + remplacement du groupe électrogène et de la torchère.



CAS 2 : Unité de méthanisation à la ferme de 250 kW_e mise en service en 2017



Les modifications pour la conversion cogénération vers injection sont :

- Démantèlement du moteur de cogénération et ses équipements annexes ;

Juridique

Le démantèlement est obligatoire pour bénéficier de l'exemption d'indemnités dues sur la sortie anticipée de contrat de cogénération.

- Résiliation du contrat de vente d'électricité en cours ;
- Installation d'une chaudière pour la digestion ;
- Intégration des équipements d'épuration et d'injection, et raccordements gaz.

CAS 2 : Unité de méthanisation à la ferme de 250 kW_e mise en service en 2017

Analyse économique

Investissements

Initial - 2019	2,7 M€
Pour la conversion	2,7 M€
Epuration + Chauffage	950 k€
Raccordement gaz	200 k€
Augmentation de capacité et modernisation process Conformité Réglementaire et RED	1 310 k€
Etudes & Ingénierie	230 k€

Pas de cumul des prêts (hors BFR, DSRA)

Prêt initial (2017-2027) : 2 M€ (20% fonds propres / subvention)

Nouveau prêt (2027-2037) : 2,2 M€ (20% fonds propres)

Charges

Invariable	345 k€
Augmentation de capacité	130 k€
Valorisation du biogaz	165 k€
TOTAL	640 k€

Inclus

Main d'œuvre, valorisation digestat, achat et transport des intrants, maintenance et GER process méthanisation et infrastructures
Achat et transport des nouveaux intrants, valorisation digestat supplémentaire
Electricité, combustible chauffage, frais RED et GRDF

En remplacement des charges sur la cogénération

Chiffre d'affaires

8 250 MWh_{PCS} x Prix de vente du biométhane



Indicateurs économiques pour un prix de vente du biométhane à 110 €/MWh via vente de CPB sur 15 ans :

- Chiffre d'affaires de l'ordre de 910 k€
- Excédent Brut d'Exploitation (EBE) = 270 k€
- TRI projet (avant impôts et intérêts) ~ 0%
- Temps de Retour Brut (avec intérêts et impôts) ~ 16 ans

Indicateurs économiques pour un prix de vente du biométhane à 120 €/MWh via vente de CPB sur 15 ans

- Chiffre d'affaires de l'ordre de 990 k€
- Excédent Brut d'Exploitation (EBE) = 350 k€
- TRI (avant impôts et avec intérêts) ~ 6 %
- Temps de Retour Brut (avec intérêts et impôts) ~ 11 ans

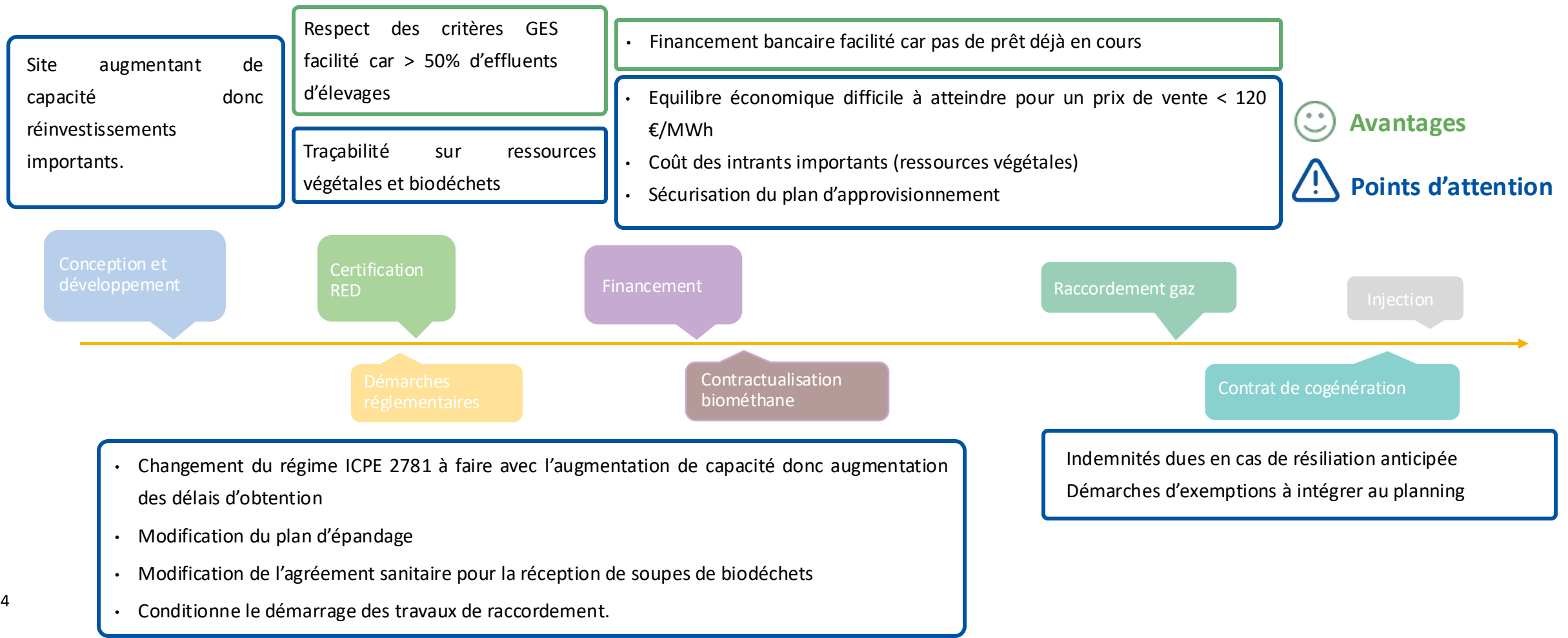
CAS 2 : Unité de méthanisation à la ferme de 250 kW_e mise en service en 2017

Démarches et enjeux

Les investissements initiaux sont considérés amortis et aucun prêt n'est en cours.

Les réinvestissements pour réaliser correctement la conversion et augmenter la capacité du site sur 15 ans sont ~ 2,7 M€.

Les charges liées à l'augmentation de capacité et à l'épuration sont respectivement ~ 130 k€/an et 165k€/an (295 k€/an au total).



CAS 3 : Unité de méthanisation à la ferme de 490 kW_e mise en service en 2019

Juridique

Unité de méthanisation sous contrat BG16.

Des indemnités sont dues en cas de sortie anticipée*.

Réglementaire

Unité de méthanisation traitant 15 000 t/an d'intrants :

50% effluents d'élevage (fumiers et lisiers bovins), 40% de ressources végétales, 10% de sous-produits d'IAA.

L'unité est sous ICPE 2781 – Enregistrement.

Les équipements existants (hors valorisation énergie), inchangés depuis 2019, sont :

- Installations de stockage amont et aval ;
- Unité de préparation des intrants (avec déconditionnement et hygiénisation) ;
- Unité de digestion et de séparation de phase du digestat ;
- Groupe électrogène.

30% de la chaleur disponible après autoconsommation est valorisé pour les besoins de l'exploitation agricole.

Les équipements existants pour la valorisation énergie sont :

- Moteur de cogénération 490 kW_e ;
- Equipement de prétraitement du biogaz (Déshumidification, Charbons actif).

**Dans ce cas, et dans le cadre réglementaire actuel, l'exemption de pénalités ne peut être accordée que par le Préfet.*

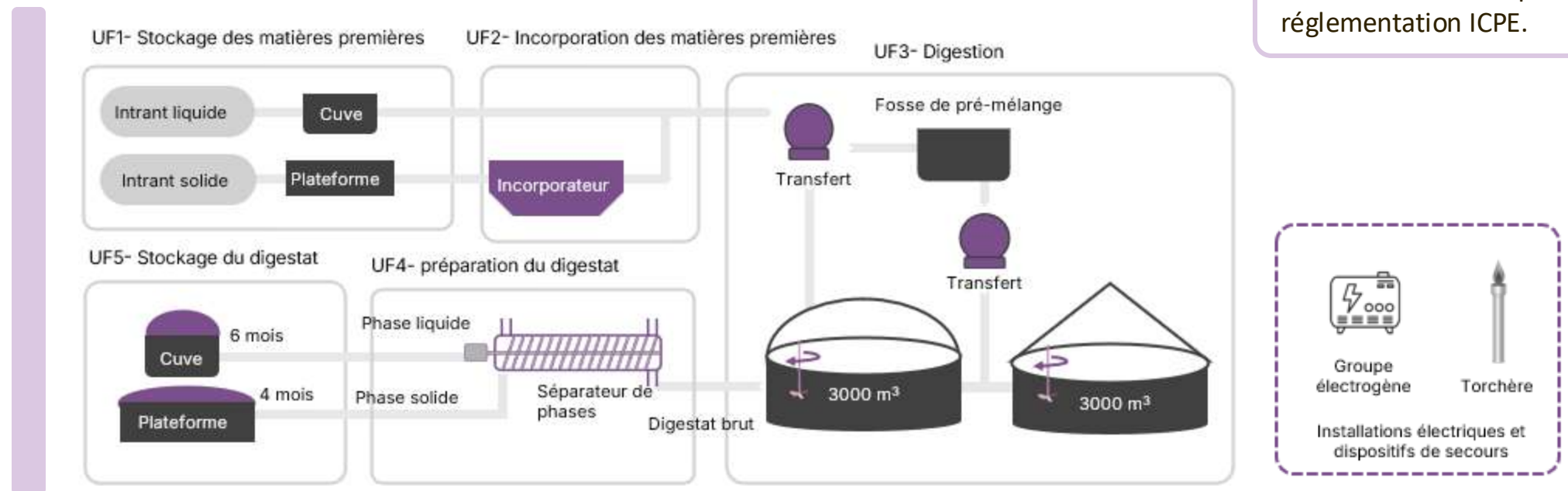
CAS 3 : Unité de méthanisation à la ferme de 490 kW_e mise en service en 2019

Financement

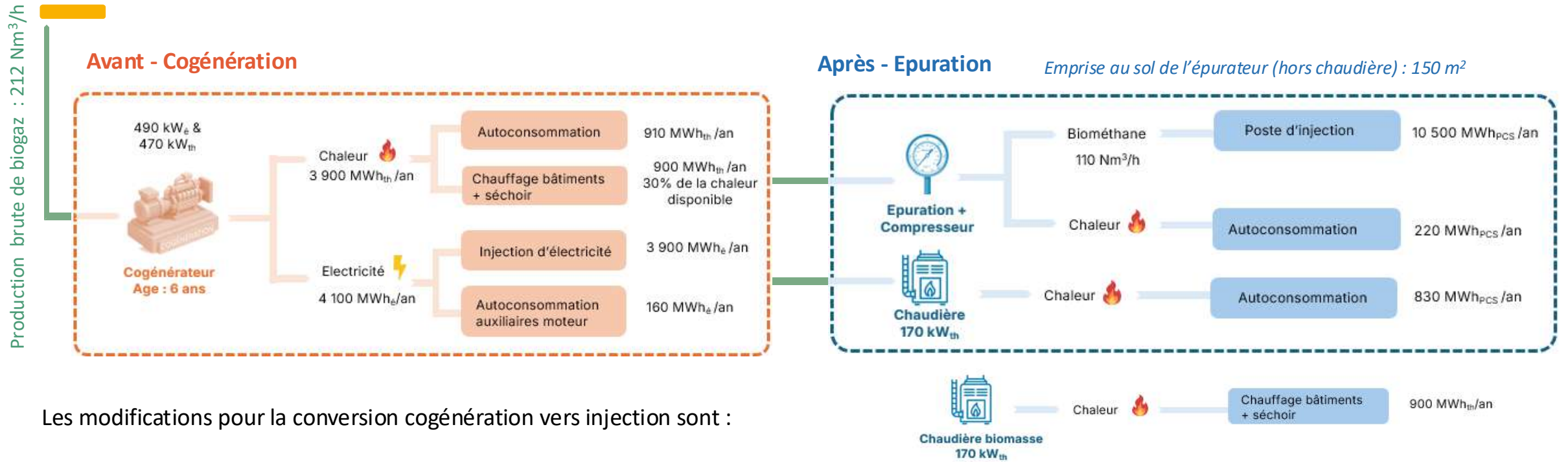
Les réinvestissements pris en compte hors valorisation énergie sont :

- Couverture des stockages de digestat (étanche avec récupération de gaz pour le liquide et bâches pour le solide) ;
- Changement de place des équipements; électriques dont torchère et groupe électrogène ;
- Modernisation du process (incorporation, brassage, pompage).

Il s'agit de réinvestissements nécessaires vis-à-vis de RED, de la modernisation du process, et de la réglementation ICPE.



CAS 3 : Unité de méthanisation à la ferme de 490 kW_e mise en service en 2019



Les modifications pour la conversion cogénération vers injection sont :

- Démantèlement du moteur de cogénération et ses équipements annexes ;

Juridique

Le démantèlement est obligatoire pour bénéficier de l'exemption d'indemnités dues sur la sortie anticipée de contrat de cogénération.

- Résiliation du contrat de vente d'électricité en cours ;
- Installation d'une chaudière pour la digestion ;
- Installation d'une chaudière biomasse pour les besoins de l'exploitation agricole ;

Financement

Le choix de la biomasse permet de ne pas diminuer le débit de biométhane injecté sur le réseau de gaz.

- Intégration des équipements d'épuration et d'injection, et raccordements gaz.

CAS 3 : Unité de méthanisation à la ferme de 490 kW_e mise en service en 2019

Analyse économique

Investissements	
Initial - 2019	5 M€
Pour la conversion	2,2 M€
Epuration + Chauffage	1 180 k€
Raccordement gaz	200 k€
Modernisation du process	680 k€
Conformité Réglementaire et RED	
Etudes & Ingénierie	170 k€


Cumul des prêts (hors BFR, DSRA)

Prêt initial (2019-2029) : 3,6 M€ (20% fonds propres / subvention)

Nouveau prêt (2027-2037) : 1,8 M€ (20% fonds propres)

Charges		Inclus
Invariable	570 k€	Main d'œuvre, valorisation digestat, achat et transport des intrants, maintenance et GER process méthanisation et infrastructures
Valorisation du biogaz	220 k€	Electricité, combustible chauffage, frais RED et GRDF
TOTAL	790 k€	

En remplacement des charges sur la cogénération

Chiffre d'affaires
 10 500 MWh_{PCS} x Prix de vente du biométhane 

Indicateurs économiques pour un prix de vente du biométhane à 110 €/MWh via vente de CPB sur 15 ans

- Chiffre d'affaires de l'ordre de 1 150 k€
- Excédent Brut d'Exploitation (EBE) = 360 k€
- TRI projet (avant impôts et intérêts) ~ 4%
- Temps de Retour Brut (avec intérêts et impôts) ~ 9 ans

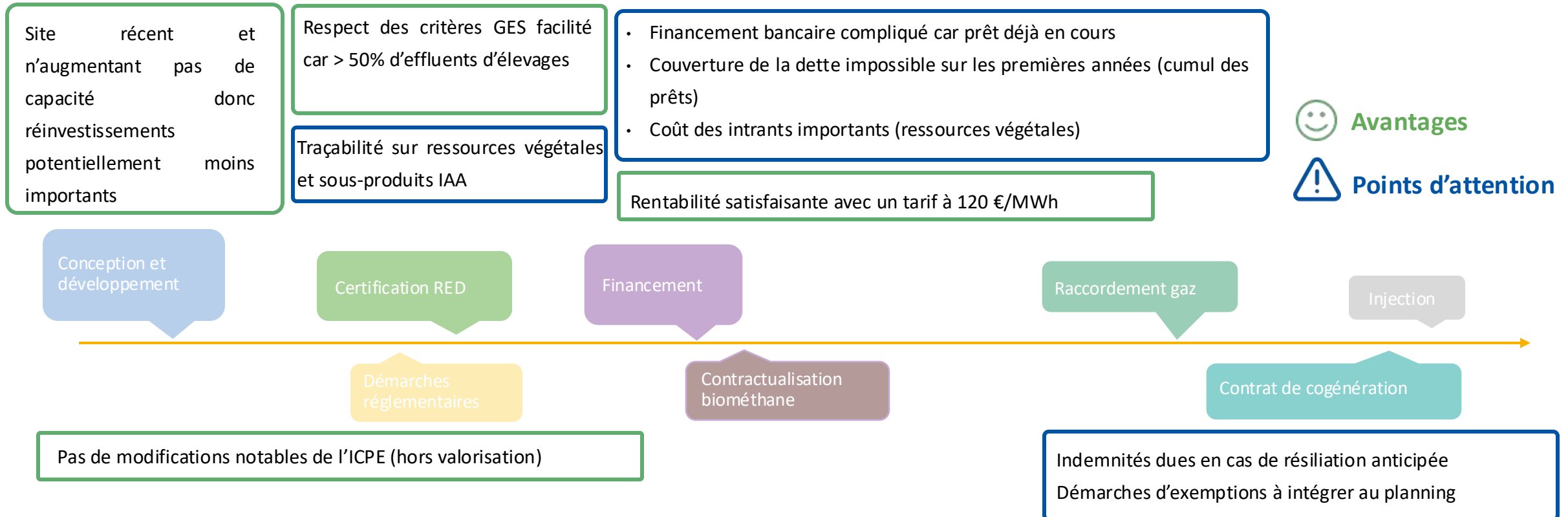
Indicateurs économiques pour un prix de vente du biométhane à 120 €/MWh via vente de CPB sur 15 ans

- Chiffre d'affaires de l'ordre de 1 250 k€
- Excédent Brut d'Exploitation (EBE) = 460 k€
- TRI projet (avant impôts et intérêts) ~ 10%
- Temps de Retour Brut (avec intérêts et impôts) ~ 7 ans







CAS 3 : Unité de méthanisation à la ferme de 490 kW_e mise en service en 2019

■ Démarches et enjeux

Les investissements initiaux ne sont pas encore amortis et le prêt initial est encore en cours.
 Les réinvestissements pour réaliser correctement la conversion et prolonger la durée de vie du site sur 15 ans sont ~ 2,2 M€.
 Les charges liées à l'épuration sont ~ 230 k€/an.



Synthèse

	CAS 1	CAS 2	CAS 3
Contrat de cogénération & Âge	BG11 V01/V02 (2015)	BG16 (2017)	BG16 (2019)
Démarches d'exemption de pénalités à réaliser ?	NON	OUI	OUI
Puissance électrique / Débit de biométhane	1 MW _é / 225 Nm ³ /h	* Après augmentation 250 kW _é / 87 Nm ³ /h*	490 kW _é / 110 Nm ³ /h
Investissements (dont fonds propres*)	4,4 M€ (890 k€)	2,7 M€ (540 k€)	2,2 M€ (450 k€)
*20% des investissements			
Exemple de Chiffre d'affaires et ratio Charges/Produits pour 110 €/MWh	2 360 € et 46% 	910 k€ et 71% 	1 150 k€ et 68% 
Evolution du coefficient de modulation CPB pour les sites de plus de 15 ans et de moins de 30 ans : 0,95 (si conversion avant le 31/12/2029)			
LCOE sur 15 ans	72 €/MWh	108 €/MWh	104 €/MWh
Avantages	Charges faibles* Effet d'échelle sur les investissements Site déjà certifié RED durabilité * Coût de transport + achat des intrants < 15 €/t	Pas de valorisation chaleur avant et pas d'hygiénisation	Site récent donc réinvestissements plus faibles Respect des critères GES facilité > 50% d'effluents d'élevages
Points d'attention	Evolution du marché des intrants Contrat de vente de chaleur (choix d'arrêt ou non) Ancienneté du site	Sécurisation des nouveaux gisements Changement de régime ICPE	Prêt bancaire en cours Maintien d'une production de chaleur pour les besoins de l'exploitation agricole
Capacité à obtenir des financements			
Leviers de rentabilité	Diminuer les charges sur les intrants (remplacement d'une partie des ressources végétales) ; Recettes complémentaires ; Subventions à l'investissement		Attendre la fin du prêt initial

Etude de cas : 3 projets de conversion

■ Que faut-il retenir ?

- Importance de prendre en compte l'état du site et ses besoins en réinvestissements ;
- Une occasion pour se mettre aux normes vis-à-vis de l'ICPE ;
- Analyser le **risque d'évolution des charges** à moyen/long terme, notamment en cas d'achat d'intrants extérieurs ;
- Taille minimum 250 kW_é dans une configuration « idéale », mais la filière considère que le véritable seuil de bascule se situe plutôt entre 300 et 400 kW_é
- Economie d'échelle pour les plus grosses puissances ;
- Quelle capacité de financement pour les installations plus récentes avec des prêts encore en cours ?
- Coupler la conversion avec une augmentation de capacité n'est pas rentable dans le cas étudié mais reste à envisager au cas par cas ;
- En cas d'augmentation de capacité : vigilance sur la sécurisation des gisements (prérequis bancaire), la certification RED et les modifications des équipements à prévoir pour traiter les aspects techniques ET réglementaires.

Glossaire

bioCO₂	CO ₂ biogénique – <i>Présent dans le biogaz émis par la biomasse « récente » (non fossile). Il peut être extrait et valorisé au même titre que le CH₄.</i>	PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
BPA	Biogas Purchase Agreement	POS	Proof of Sustainability - <i>Preuve de durabilité</i>
CAPEX	Capital Expenditure - <i>Dépenses d'investissement</i>	PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
CPB	Certificat de Production de Biogaz	RED	Renewable Energy Directive
DGEC	Direction Générale de l'Énergie et du Climat <i>Supervise la valorisation du biométhane et l'application de la directive RED</i>	STEP	STation d'EPuration des Eaux Usées
DSCR	Debt Service Coverage Ratio – <i>Taux de couverture de la dette</i>	TA	Tarif d'achat soutenu par l'Etat fixé actuellement par l'arrêté ministériel du 23 juin 2023
EBE	Excédent Brut d'Exploitation	Term Sheet	Document présentant les principales conditions financières et juridiques d'un contrat (de vente, de financement...). Il intervient souvent au début d'une négociation et doit ensuite donner lieu à un contrat détaillé.
EEX	European Energy Exchange <i>En charge du Registre national des GO et des CPB</i>	TRB	Temps de Retour Brut
EU ETS	Emission Trading System dans l'Union Européenne	TRI	Taux de rentabilité interne
GNC	Gaz Naturel Comprimé		
GNL	Gaz Naturel Liquéfié		
GNV	Gaz Naturel Véhicule		
GO	Garanties d'Origine		
IAA	Industrie Agro-alimentaire		
ISDND	Installation de stockage de Déchets Non Dangereux		
LCOE	Levelized Cost of Energy - <i>Coût Actualisé de l'Énergie</i>		
OPEX	Operational Expenditure - <i>Dépenses d'exploitation</i>		

Liens utiles

Pour en savoir plus sur les acteurs :

<https://aamf.fr/>

<https://atee.fr/nous-decouvrir/annuaire-adherents>

<https://atee.fr/energies-renouvelables/club-biogaz/certificats-de-production-de-biogaz-cpb>

<https://projet-methanisation.grdf.fr/annuaire>

Annuaire public des acteurs intéressés pour contractualiser des volumes de biométhane en BPA : [Annuaire CPB et BPA du Club Biogaz 20.02.25.pdf](#)

Pour son contrat électrique : [ACCUEIL | EDF OA](#)

Organisme de gestion du registre des CPB et GO : <https://www.eex.com/en/>

Pour la certification RED :

<https://id.methaniseur-red2.gazrenouvelables.fr/>

[Le guide pratique sur la certification REDII – GRDF](#)

[Durabilité des bioénergies | Ministères Aménagement du territoire Transition écologique](#)

Réglementation ICPE avec liens vers les arrêtés par régime / rubrique : <https://aida.ineris.fr/>

Démarches pour devenir fournisseurs : [Procédure d'autorisation de fourniture en gaz naturel | Ministères Aménagement du territoire Transition écologique](#)

Catalogue des prestations GRDF : [1fa0bab0-877f-5a2a-6b95-c3fcd93ad07d](#)

Formation du club Biogaz : [Mémo Formations incontournables méthanisation CTBM-octobre2024.pdf](#)

Derniers textes cogénération de décembre 2025

Arrêté du 26 décembre 2025 – Modification du dispositif CPB : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000053177388>

Décret du 26 décembre 2025- Modificatif du dispositif d'aide au renforcement [Décret n° 2025-1360 du 26 décembre 2025](#)

Arrêté du 26 décembre 2025 – Montant de la garantie financière : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000053177388>

Liste des équipements principaux concernés par l'interdiction réglementaire de réutilisation au sens de la définition de "nouvelle installation"

[Biogaz Cogénération Biogaz | ATEE](#)



GRDF

s3d
L'énergie des déchets

Lexion
Avocats
DROITS DE L'ENVIRONNEMENT

ASSOCIATION
AGRICULTEURS
METHANISERS
FRANCE

atee Club
ASSOCIATION TECHNIQUE
ENERGIE ENVIRONNEMENT
Biogaz