

Filière méthanisation agricole : Propositions de mesures de simplification

La méthanisation agricole (définition en Partie 2) est développée dans une logique d'économie circulaire qui offre de nombreux avantages pour les agriculteurs et les territoires, tels que le changement des pratiques agricoles, l'autonomie en engrais et en énergie, la valorisation des effluents d'élevage et des biodéchets locaux, ainsi que la création de valeur sur les exploitations. Cependant, malgré son potentiel, de nombreux agriculteurs qui souhaitent développer un projet se heurtent à des obstacles administratifs et réglementaires qui entravent le développement de cette énergie renouvelable.

Le secteur du biogaz est un secteur mature qui représente un peu plus de 1600 unités fin 2023. Les volumes produits ont considérablement augmenté ces dernières années et l'objectif de la PPE qui cadre les volumes de production pour la filière a été dépassé en 2023 avec :

- 9 TWh de biométhane injecté (et une capacité installée de 12 TWh)
- 2,5 TWh de production électrique par cogénération
- 1,9 TWh de chaleur valorisée localement

Enfin, la consultation sur la Stratégie Energie Climat de décembre 2023 détaille des ambitions importantes en 2030 avec un objectif de 50 TWh de biogaz, et jusqu'à 85 TWh en 2035.

Malgré cet essor et cette dynamique territoriale, de nombreux obstacles viennent complexifier ou alourdir le coût des projets tout au long de la chaîne de valeur et **peuvent entraver son développement à terme.** La redondance des audits et contrôles réduit fortement les chances de réalisation des projets. Pour ces raisons, qui seront détaillées dans la partie 2, les mesures de simplifications suivantes sont proposées ci-après :

1. Propositions de simplification/rationalisation réglementaires

a. Faciliter l'octroi des diverses autorisations

Les méthaniseurs ont besoin d'une vision à long terme, de perspectives durables sur la méthanisation agricole. Propositions à court terme pour la méthanisation :

- **Réduction des délais d'instruction des recours (tribunal administratif) et d'appels (cours d'appel)**
Aujourd'hui les délais sont imprévisibles, pouvant aller de 10 mois jusqu'à 3 ans. Ces délais doivent être réduits. Le décret 2022-1379 du 29 octobre 2022 ne les a pas réduits, ni n'a créé de compétence juridique spécifique comme c'est le cas pour d'autres énergies renouvelables.

- **Augmentation des sanctions dans les cas de recours abusifs** (article 741-12 du CJA)
De nombreux recours sont déposés contre les projets qui pour la grande majorité sont rejetés par les tribunaux. Le risque financier des porteurs du recours pourrait être renforcé pour éviter les recours abusifs.
- **Mise en place d'un fonds de garantie des coûts échoués** : une garantie publique d'État comme cela a été mis en place par la loi APER pour les projets d'énergies renouvelables électriques pour les projets sous recours injustifié est nécessaire pour permettre le démarrage de la construction de projets sous recours.
- **Limiter la rétroactivité des nouvelles prescriptions pour les installations en fonctionnement qu'il est parfois impossible à réaliser** (ex : étanchéification de la zone de rétention, couverture des lagunes, 2^{ème} membrane des lagunes, distance supérieure à 100 m). **Coconstruire avec le producteur les actions** visant à renforcer la prévention et la surveillance de risques pointés par les nouvelles dispositions réglementaires.
- **Introduire un dispositif d'antériorité (avec instruction simplifiée)** pour les parcelles intégrées au plan d'épandage du méthaniseur ayant auparavant fait l'objet d'un autre plan d'épandage

b. Rationaliser l'exploitation et simplifier la transmission des données de contrôles

Les agriculteurs-méthaniseurs ont besoin d'1 seul interlocuteur, chargé de faire le relai avec les administrations :

- **Un renforcement des moyens humains est nécessaire pour accompagner les producteurs sur le terrain de manière plus efficace.** Les projets sont fortement territorialisés, ils nécessitent de favoriser une approche flexible et adaptative, encourageant l'innovation et la compréhension des besoins spécifiques de chaque situation. Plutôt que de s'appuyer uniquement sur des méthodes standardisées, **il y a un besoin de cultiver une intelligence contextuelle qui permettra une gestion efficace des défis rencontrés sur le terrain.**

Ex : Un site qui évolue en taille ou en intrants, changeant de nomenclature, ne devrait pas être considéré comme nouveau site au sens de ces réglementations.

Ex : Un exploitant qui, après instruction ou consultation publique, accepte de modifier des points du dossier, ne devrait pas subir une rallonge excessive de l'instruction ou de nouveau dépôt.

- **Concentrer en une seule enquête d'État ou organiser la centralisation des données pour éviter la complexité des multiples formulaires requis par différentes administrations.** Actuellement, jusqu'à 150 données sont à remonter dont près de 40 sont redondantes (cf. (2)), notamment de la part d'EDF OA, DGEC, DREAL, REGION, ADEME, AREC, CRE, etc.

c. De façon globale, renforcer la cohérence réglementaire :

Il est essentiel de renforcer la cohérence, jusque dans leur représentation territoriale, entre les 3 ministères qui encadrent nos activités (l'agriculture, l'environnement, l'énergie et économie). Pour cela il faut :

- **S'assurer de la cohérence de l'interprétation des réglementations sanitaires.** Exemple : dans le cas de l'agrément sanitaire, pour les matières autorisées sous réserve d'hygiénisation, certaines administrations reconnaissent l'hygiénisation réalisée sur site, d'autres non.
- **Modifier l'instruction technique DGAL/SDSPA/2020-41 du 21/01/2020** pour lever l'interdiction de dérogation à l'hygiénisation pour plus de 10 exploitations agricoles ou 30 000 t/an d'effluents. L'autorité sanitaire locale doit juger la demande de dérogation selon le contexte et sans seuils prédéfinis.
- **Documenter les décisions de l'administration, afin de faire progresser les porteurs de projets et la filière dans son ensemble.**

2. Analyse détaillée

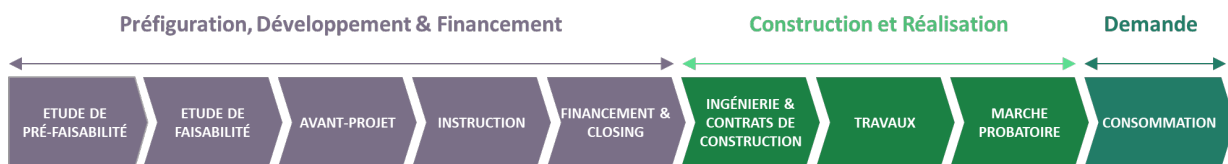
a. Rappel : définition réglementaire d'une unité de méthanisation agricole

Pour qu'elle soit définie comme agricole, une méthanisation doit répondre aux 2 critères du Code Rural et de la pêche maritime : l'article L311-1 qui prévoit que la production soit issue pour au moins 50% de matières provenant d'exploitations agricoles et l'article L311-18 prévoit que **l'unité de méthanisation doit être exploitée et l'énergie commercialisée par un exploitant agricole ou une structure détenue majoritairement par des exploitants agricoles.**

b. Déroulement administratif d'un projet de méthanisation

Malgré des objectifs élevés et une dynamique récente les projets peuvent être entravés dans leur réalisation tout au long de la chaîne de valeur ci-dessous :

Figure 1 Présentation de la chaîne de valeur d'un projet biogaz/biométhane



- La **phase de développement** est perçue **comme complexe et longue, avec des durées très importantes d'instruction des dossiers ICPE et agréments sanitaires/plans d'épandage, ainsi que des permis de construire, raccordement gaz et voirie.**
 - o Les acteurs mettent en avant la **complexité des procédures administratives**, et les **fortes disparités entre les départements** au niveau de l'expertise des services instructeurs sur les sujets de méthanisation.
 - o Plusieurs éléments d'appréciation des dispositifs d'instruction administrative ressortent comme peu clairs tels que les critères justifiant des passages en CODERST, la nature des pièces justificatives exigées par les services instructeurs et la durée maximale de la phase d'étude de la complétude du dossier. Des **explications sur l'application des textes ICPE** sont particulièrement souhaitées par la filière.
- La **phase administrative entre l'écriture du projet et le démarrage de la construction** est directement impactée par les **recours** déposés qui décalent le début des travaux. En effet, s'il n'est pas sûr que son projet soit autorisé, le porteur de projet ne validera pas sa commande auprès du constructeur et son financement sera suspendu.

- La **phase d'exploitation** fait l'objet d'une réglementation jugée très contraignante et peu stable. Elle peut pénaliser des sites déjà en exploitation avec des investissements pour mise aux normes très lourds et non prévus dans le business plan initial.

c. Panorama des audits et contrôles sur un projet ou site de méthanisation

Les unités de méthanisation sont soumises à diverses réglementations dès la phase projet, durant leur construction et tout au long de leur exploitation.

Présentation des éléments recueillis fin 2023 : le panorama s'est appuyé :

- ✓ **Sur les principales réglementations et obligations** auxquelles sont soumis les exploitants :
 - ICPE - Rubrique 2781 (Décret du 6 juin 2018)
 - Agrément sanitaire - Règlement (CE) n°1069/2009
 - RED II – Directive (UE) 2023/2413
 - Code de l'énergie – Tarif d'achat réglementé Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel (et arrêtés antérieurs relatifs au tarif d'achat biométhane)
 - Rapport CRE Article R 446-15 du code de l'énergie
 - Subvention ADEME, articles L. 131-3 à L.131-7 et R.131-1 à R.131-26-4 du Code de l'environnement et questionnaire SEAMETHA
 - Suivi digestat, arrêté du 8 août 2019 (AMM) et exigences liées au plan d'épandage (ICPE 2781) et arrêté du 8 août 2019 (AMM)
 - Obligations demandées par les assureurs
 - Obligations liées à l'obtention du prêt bancaire
- ✓ A ces réglementations peuvent s'ajouter les obligations en lien avec le code du travail (contrôle des échelles à crinoline, portail, pont bascule etc.) et le code des assurances.
- ✓ **Sur une dizaine d'entretiens qualitatifs** réalisés auprès des services de l'Etat, des assurances, banques et organismes de contrôle agréés

Constat :

La réglementation ICPE à laquelle sont soumises les unités de méthanisation impose des règles et un cadre de fonctionnement strict.

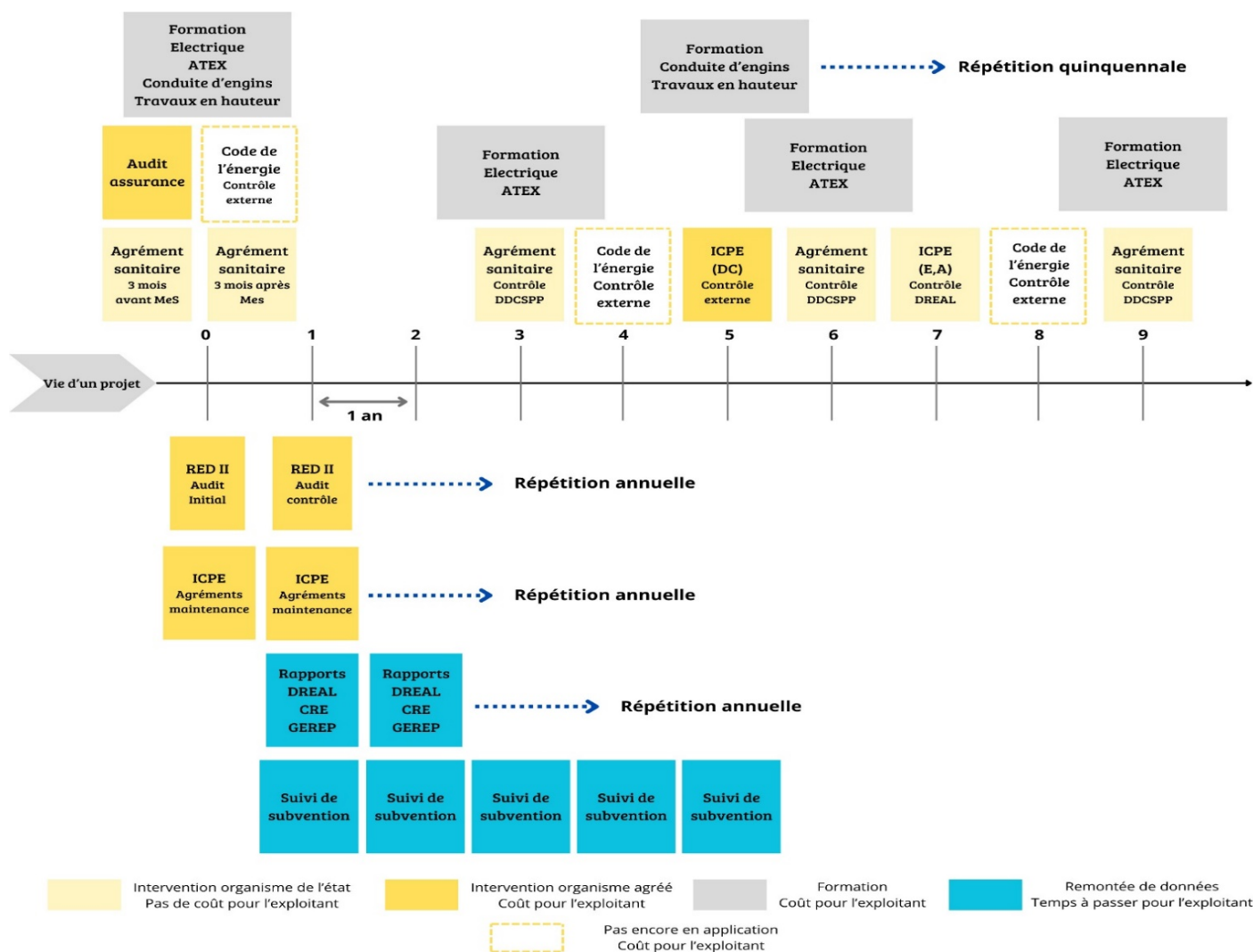
L'environnement réglementaire d'un exploitant de sites de méthanisation est régulièrement enrichi par de nouveaux textes ou par des évolutions de textes qui vont densifier les obligations qui s'imposent à l'exploitant. :

Il en résulte :

- ✓ Des difficultés à suivre ces évolutions
- ✓ Une densité des contrôles et audits
- ✓ Un temps à passer important, des coûts élevés pour certaines études et analyses

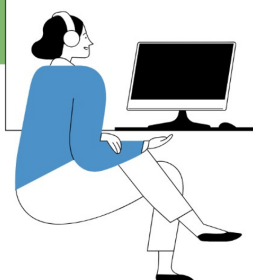
- ✓ Une gestion de données complexe ; souvent une même donnée est demandée plusieurs fois par plusieurs organismes différents
- ✓ Des effets rétroactifs sur des constructions récentes, avec des surcoûts importants

Frise chronologique des audits et contrôles (1)



NB : le contrôle des assurances se fait de façon récurrente également

Données et entités demandeuses (2)



Les unités de méthanisation doivent faire remonter un nombre important de données à diverses entités.

Voici une liste des données récoltées plusieurs fois.

Les listes suivantes se lisent comme suit : [Intitulé de la donnée demandée] - X - Y

X = Nombre de structures demandant la donnée

Y = Nombre de sujets réglementaires concernés

Alimentation

- Tonnage intrants - 6 - 5
- Origine intrants - 4 - 4
- Livraison intrants - 3 - 3
- Transporteur intrants - 3 - 3
- Liste apporteurs - 3 - 3
- Liste intrants - 3 - 2
- Incorporation - 2 - 2
- Volume eau dilution - 2 - 2

**Au total 150
données à remonter**

**Dont 40 demandées
au moins en double**

Energie

- Cmax - 5 - 3
- Production énergie - 5 - 3
- BioCH4 injecté - 4 - 3
- Taux CH4 biogaz - 3 - 3
- Consommation torchère - 3 - 3
- Autoconsommation - 2 - 2
- Consommation électrique - 2 - 2
- Perte CH4 épurateur - 2 - 2
- Conso non ENR par poste - 2 - 1
- Conso élec par poste - 2 - 1

Economie

- Subvention ADEME - 4 - 2
- Tarif achat biométhane - 3 - 1
- Investissement total - 2 - 2
- Détail financement - 2 - 2
- Coût ration - 2 - 2
- Recette ration - 2 - 2
- Recette CH4 - 2 - 2
- Détail charges - 2 - 2

Digestat et rejets

- Volume digestat - 5 - 5
- Type traitement digestat - 5 - 5
- Taux MS digestat - 3 - 3
- Distance épandage - 2 - 2
- Destination lot digestat - 2 - 2
- Rejet aqueux - 2 - 2

Installation de production

- Date mise en service - 3 - 3
- Présence hygiéniseur - 3 - 2
- Date signature contrat CH4 - 3 - 1
- Valorisation biogaz - 2 - 2
- Température fonctionnement 2 - 2
- Nombre de contrat d'achat - 2 - 1

Structures concernées

- DREAL
- ADEME
- CRE
- DGEC
- Acheteur Biométhane
- DRAAF

Exemple :

- Un exploitant envoie tous les ans son bilan de fonctionnement à la DREAL. Il doit également renseigner chaque année, une deuxième fois, les mêmes données sur le site de l'ADEME.

- **Si on zoome sur la donnée « Intrants » : chaque année**, le tonnage d'intrants reçus sur l'exploitation peut être **demandé par 6 structures différentes** : DREAL, DRAAF, DGEC, ADEME, CRE, Acheteur Biométhane,

Au-delà des contrôles présentés ci-dessus, peuvent s'ajouter les obligations en lien avec le code du travail (contrôle des échelles à crinoline, portail, pont bascule etc.) et le code des assurances.

Enfin, la transposition de la directive européenne dite RED II a augmenté encore le niveau d'audit et de contrôle pour les méthaniseurs soumis. On peut noter qu'au-delà de la certification réalisée par des organismes reconnus



par la commission européenne, un reporting auprès de la DGEC des mêmes données mais sous des formats différents est demandé aux méthaniseurs.

Conclusion :

- ✓ **Le coût** lié aux audits et contrôles **sur 15 ans** (phase projet, chantier, exploitation) est de l'ordre de **500 000 €**, dont les deux tiers en phase projet, ou dans les 5 premières années, sans certitude que le projet voit le jour.
- ✓ Environ **150 données** sont à remonter tous les ans par l'exploitant vers différents organismes
- ✓ **40 données** peuvent être demandées de **2 à 6 fois** par différents organismes (CRE, DREAL, ADEME, DRAAF, DGEC, Acheteur de biométhane)
- ✓ **Temps passé en phase projet** : Entre 20 et 30 jours par an en phase projet selon le statut ICPE et la complexité du projet (on considère que le porteur de projet est accompagné d'un AMO/MOE)
- ✓ **Temps passé en phase exploitation** : 20 à 30 jours par an hors certification RED II. Si le site est soumis à la certification RED II, un minimum de 10 jours supplémentaires par an (1/2 journée par mois pour le bilan massique et 3-4 jours/an pour bilan GES/préparation de l'audit et audit), considérant que l'exploitant maîtrise les outils et la récupération des données

La lourdeur administrative est pointée du doigt par tous les producteurs et le respect de l'ensemble des obligations administratives et réglementaires peuvent représenter jusqu'à un demi-ETP par an.