

Programme Résilience 2045

Cartographie industrielle et économique

De la technologie aux territoires :

acteurs, compétences, verrous industriels et conditions de déploiement

Version 8 — révisée

resilience2045.fr · Août 2026

Avertissement préliminaire — Acteurs identifiés, non partenaires engagés

Les entreprises et organismes cités dans ce document sont identifiés comme acteurs industriels potentiellement pertinents au regard de leurs compétences actuelles et de la nature du programme. Leur présence dans cette cartographie ne constitue ni un engagement de leur part, ni un partenariat avec le Programme Résilience 2045, ni une sollicitation commerciale. Toute référence à un rôle possible dans le programme est formulée à titre d'hypothèse de travail.

Logique d'industrialisation — principe directeur

Principe directeur

Un programme industriel à l'horizon 2045 ne peut évidemment pas exiger que toutes ses solutions soient déjà démontrées industriellement en 2026. Il doit en revanche s'appuyer sur des technologies existantes ou sur des extrapolations industrielles réalistes, identifier les quelques verrous susceptibles de modifier substantiellement ses résultats et engager dès maintenant les travaux permettant de les lever. Résilience adopte une logique d'industrialisation progressive : lorsqu'une solution apparaît techniquement et industriellement réaliste au regard des connaissances disponibles, elle constitue l'hypothèse de travail du scénario. Les éventuels écarts constatés lors des démonstrateurs conduiront à des ajustements — non à remettre en cause le principe du programme. Cette règle s'applique exactement de la même manière aux scénarios concurrents.

Les acteurs industriels sont présentés en priorité selon leur ancrage français (), puis européen (). Là où la filière française est insuffisante, l'opportunité de développement est signalée (↗).

Disponible et déployable — équipements ou compétences existants.

Adaptation ou montée en puissance — disponible, intégration ou changement d'échelle à conduire.

Verrou industriel identifié — démonstrateur nécessaire pour fixer les paramètres définitifs. Faisabilité retenue comme hypothèse.

Étude spécifique requise — hors programme principal à ce stade.

Les deux verrous industriels majeurs identifiés à ce stade

1. Verrou technologique : intégration industrielle de la chaîne complète pyrogazéification + épuration + méthanation Sabatier avec biomasse hétérogène et syngas de composition variable — objet des sites pilotes 100–200 t/j. 2. Verrou industriel et économique : démonstration que cette chaîne peut être dimensionnée, construite et répliquée à 1 000 t/j de biomasse brute avec une économie viable. Les autres difficultés identifiées relèvent principalement de l'industrialisation, de l'intégration, de la logistique, de la réglementation et de la montée en compétence des acteurs.

COUCHE 1

Maîtres d'ouvrage et développeurs de projets

Le maître d'ouvrage porte le projet de A à Z : il finance ou fait financer, commande l'ingénierie, signe les contrats d'approvisionnement biomasse, obtient les autorisations, et reste responsable du site pendant toute sa durée de vie. C'est la couche la plus critique — et celle qui n'existe pas encore sous la forme requise par Résilience.

Modèle A — Grand groupe énergétique français

TotalEnergies (Paris) — déjà présent sur la méthanisation et le biogaz via TotalEnergies Renouvelables.
Engie (La Défense) — exploitant de centrales biomasse, compétences énergie renouvelable.
EDF Renouvelables (Paris) — développeur de projets EnR, expérience en concession de long terme.

Modèle B — Coopérative agricole organisée + opérateur industriel délégué

La coopérative est propriétaire du site et fournit la biomasse. Elle délègue l'exploitation à un opérateur industriel qualifié. C'est le modèle le plus cohérent avec la logique territoriale de Résilience.

InVivo (Paris) — premier groupe coopératif agricole français.
Terrena (Ancenis, Loire-Atlantique) — coopérative déjà active sur la méthanisation.
Agrial (Caen, Normandie) — coopérative normande, zone directement concernée par Résilience.
⚡ *Le modèle coopérative + opérateur délégué doit être formalisé juridiquement et testé sur les pilotes.*

Modèle C — Société de projet dédiée (SPV)

Idex Energies (Courbevoie) — développeur et exploitant d'installations énergétiques, modèle SPV éprouvé.
Dalkia (filiale EDF, Paris) — exploitant réseaux de chaleur et installations biomasse.
⚡ *La SPV est le modèle naturel pour attirer des capitaux privés sur les 150 sites. Accélérateur immédiat pour les pilotes.*

Modèle D — Opérateur national dédié (à créer)

Création d'un opérateur national de pyrogazéification bio-CH₄, analogue à GRTgaz pour le transport du gaz. Cible de consolidation à l'horizon 2030–2035, après validation sur les sites pilotes.

⚡ *Cet opérateur national n'existe pas. Sa création est un chantier structurant du programme, à initier dès la phase pilote sous forme de filiale dédiée d'un groupe existant.*

COUCHE 2

Ingénierie, bureaux d'études et conception des ensembles

Ingénierie de procédés et EPC

Conception de la chaîne pyrogazéification + Sabatier

Technip Energies (Paris) — ingénierie de procédés industriels complexes, parmi les acteurs français disposant des capacités EPC les plus directement pertinentes pour une telle chaîne.

Axens / IFP Energies nouvelles (Rueil-Malmaison) — procédés, licences, catalyseurs, recherche appliquée.

Assystem (Boulogne-Billancourt) — ingénierie industrielle, accompagnement projets complexes.

Artelia (Grenoble) — ingénierie multi-technique, projets industriels et territoriaux.

Egis (Guyancourt) — ingénierie infrastructures et environnement, études d'impact.

Études d'impact, autorisations ICPE

La procédure d'autorisation ICPE est un chantier administratif majeur. La contrainte réglementaire actuelle représente un risque de délai significatif pour le programme.

Burgeap (Paris) — bureau d'études environnement et ICPE, acteur français de référence.

Antea Group (Orléans) — études environnementales et autorisations industrielles.

⚠ La procédure ICPE est l'un des principaux risques de délai du programme. L'adaptation du cadre réglementaire (voir Annexe) est une condition nécessaire au calendrier de déploiement.

Études de gisement et logistique biomasse

Solagro (Toulouse) — bureau d'études biomasse et agro-environnement, acteur français de référence.

ADEME (Angers) — données et méthodes de caractérisation des gisements biomasse.

⚡ Le métier d'ingénieur de gisement biomasse à l'échelle d'un site de 1 000 t/j n'existe pas encore. Formation et développement de méthodes à engager dès la phase pilote.

COUCHE 3

Fournisseurs d'équipements — filière française en premier

Récolte et broyage de la biomasse

Débroussailleuses-broyeuses tracteur, têtes pelle

Rousseau (Saint-Martin-de-Sanzay, 79) — leader français broyeurs latéraux.

Denis / Bugnot (Marne, 51) — équipements forestiers sur pelle.

Éliet (Janzat, 03) — broyeurs de végétaux gamme complète.

FAE (Italie), Seppi (Italie), Fecon (USA/Europe).

Déchiqueteuses industrielles à tambour ou à disque

✂ *Filière française à grande capacité peu présente — opportunité de développement industriel.*

Jenz (Allemagne), Doppstadt (Allemagne), Haas (Allemagne), Pezzolato (Italie).

Faucheuses, presses, ensileuses — machinisme agricole

Kuhn (Saverne, 67) — siège mondial en France, leader faucheuses-conditionneuses.

Claas France (Vélizy) — ensileuses et presses, forte présence française.

CNH France (New Holland, Case IH).

Séchage et préparation

Séchoirs industriels basse et haute température

Maguin (Charmes, 88) — séchoirs agro-industriels, acteur français de référence.

I dex Energies (Courbevoie) — intégration thermique chaleur fatale.

Stela Laxhuber (Allemagne), Büttner (Allemagne), Andritz (Autriche).

Pyrogazéification

Réacteurs et systèmes de pyrogazéification — verrou N°1

Haffner Energy (Vitry-le-François, 51) — pyrogazéification biomasse, acteur français coté en bourse, référence nationale directement pertinente pour Résilience.

Axens / IFP Energies nouvelles (Rueil-Malmaison, 92) — R&D procédés thermochimiques.

Valmet (Finlande), Nexterra (Canada), Babcock & Wilcox (USA).

✂ *Haffner Energy est le point de départ français — à développer en partenariat avec un EPC de référence pour la montée en puissance à 1 000 t/j.*

Méthanation Sabatier et catalyseurs

Réacteurs catalytiques et procédés Sabatier — verrou N°2

Technip Energies (Paris) — conception et intégration procédés méthanation.

TotalEnergies (Paris) — expérience SMR et procédés catalytiques haute température.

Axens / IFP Energies nouvelles (Rueil-Malmaison, 92) — catalyseurs et licences de procédés.

Haldor Topsoe (Danemark), MAN Energy (Allemagne), Clariant (Suisse).

Catalyseurs Ni/Al₂O₃

Axens / IFP (92) — fabrication et développement catalyseurs.

✂ *Filière française de production de catalyseurs pour la méthanation à développer.*

Électrolyseurs H₂ complémentaires

Elogen / Suez (Orsay, 91) — électrolyseurs PEM, acteur français de premier rang.
McPhy Energy (Grenoble, 38) — électrolyseurs alcalins, coté en bourse.

Méthanisation (filiale complémentaire mature)

Digesteurs, upgrading biogaz, cascade pyrolyse digestat

Fonroche Biogaz (Agen, 47) — producteur français de biométhane injecté réseau.
Waga Energy (Sassenage, 38) — upgrading biogaz en décharge, acteur français coté.
Verdesis / CNR (Lyon) — méthanisation agricole.
Haffner Energy (Vitry-le-François, 51) — également actif sur pyrolyse digestat.

Distribution bio-CH₄ et GNV/GNL

Injection réseau, compression GNV, liquéfaction GNL

GRDF (Paris) — gestionnaire réseau distribution, acteur 100 % français.
GRTgaz (Paris) — gestionnaire réseau transport, acteur 100 % français.
Cryo Pur (Saint-Denis, 93) — liquéfaction bio-GNL décentralisée, technologie française.
Cryolor / Air Liquide (Ligny-en-Barrois, 55) — citernes cryogéniques.
Ben.e.bel (Valenciennes, 59) — stations GNV, acteur français déploiement.
Enagaz (France) — microstations GNV agricoles et rurales.

Mobilité ÉREV

Groupes motopropulseurs Rex, batteries, véhicules

Stellantis (Paris) — GMP thermique et hybride, acteur industriel majeur.
Renault (Boulogne-Billancourt) — compétences moteurs et hybridation.
ACC / Automotive Cells Company (Billy-Berclau, 62) — batteries françaises.
Verkor (Grenoble, 38) — gigafactory LFP en développement.
Schneider Electric (Grenoble) — électronique de puissance, onduleurs.
Iveco France — camions GNV, expérience pertinente pour ÉREV lourd.

Contrôle-commande, instrumentation, génie civil

DCS, SCADA, SIL, analyseurs, génie civil

Schneider Electric (Grenoble, 38) — DCS et automatismes, acteur mondial français.
Chromatotec (Saint-Antoine, 33) — analyseurs GC en ligne, acteur français spécialisé.
Eiffage (Vélizy), Vinci (Rueil-Malmaison), Bouygues (Guyancourt), Spie (Cergy) — génie civil.
Veolia (Paris), Suez (Paris) — traitement effluents et eau process.

COUCHE 4

Intégrateurs de systèmes

L'intégrateur de systèmes assemble les composants de différents fournisseurs en un ensemble fonctionnel, garantit les interfaces, teste la chaîne complète et la livre en ordre de marche. C'est un métier d'ingénieur de système, distinct du constructeur de machines.

Intégrateurs de la chaîne procédé

Intégration chaîne complète pyrogazéification + épuration + Sabatier — verrou central

Technip Energies (Paris) — parmi les acteurs disposant des capacités EPC les plus pertinentes pour cette chaîne. Binôme envisageable avec TotalEnergies pour les sites pilotes.

✂ *L'intégration de cette chaîne à grande échelle n'a jamais été réalisée. C'est précisément l'objet des deux sites pilotes 100–200 t/j.*

Intégrateurs de la filière biomasse-logistique

Solagro (Toulouse) + opérateur logistique — combinaison à structurer.

Coopératives agricoles organisées — acteurs naturels de l'organisation territoriale des flux biomasse.

✂ *La fonction d'intégrateur logistique biomasse à l'échelle d'un site de 1 000 t/j n'existe pas encore. À créer dans le cadre des pilotes.*

Intégrateurs système mobilité ÉREV

Stellantis (Paris) — intégrateur naturel pour la voiture ÉREV.

CNH Industrial / AGCO France — intégrateurs naturels pour le tracteur ÉREV Rex.

✂ *L'intégration du système complet ÉREV Rex nécessite un programme industriel dédié avec un constructeur chef de file.*

COUCHE 5

Exploitation et opération des sites

La leçon de la méthanisation mal maîtrisée — à ne pas reproduire

Des centaines d'installations de méthanisation en France ont connu le même scénario : un exploitant achète une installation, le fournisseur passe à autre chose, les problèmes arrivent — odeurs, digestat mal géré, pannes, voisinage hostile, recours contentieux. L'exploitant se retrouve seul face à des procédés qu'il ne maîtrise pas. Appliqué à la pyrogazéification à 1 000 t/j, ce risque est décuplé. Une telle installation est un site industriel lourd : température > 800°C, syngas combustible et toxique (CO/H₂), atmosphères contrôlées, catalyseurs sensibles, classement ICPE et, selon les caractéristiques et quantités de substances présentes, éventuelle application de la réglementation SEVESO. Ce n'est pas une ferme agricole améliorée. Le modèle « petit exploitant indépendant qui achète une installation clé en main » est incompatible avec la pyrogazéification à cette échelle.

Les risques spécifiques d'une exploitation mal maîtrisée

- ⚠ *Procédé hors contrôle — le syngas H₂/CO est combustible et toxique. Une dérive non détectée est un accident industriel grave.*
- ⚠ *Odeurs et émissions — COV, goudrons, ammoniac si le procédé dérive. Conflit avec le voisinage immédiat et durable.*
- ⚠ *Catalyseurs Sabatier dégradés — un exploitant qui ne détecte pas le vieillissement produit du bio-CH₄ hors spécification. GRDF refuse l'injection. Le site s'arrête.*
- ⚠ *Classement ICPE — et selon les caractéristiques et quantités de substances présentes, éventuelle application de la réglementation SEVESO. Responsabilité juridique personnelle de l'exploitant.*
- ⚠ *Abandon de site — si l'exploitant ne peut plus assumer, friche industrielle à dépolluer aux frais du propriétaire ou de la collectivité.*

Les trois principes non négociables

Principe 1 — Engagement contractuel de long terme sur la disponibilité

Le concepteur-intégrateur et les fournisseurs des équipements critiques doivent rester contractuellement engagés sur la durée de vie de l'installation, au travers de garanties de performance, contrats de maintenance (LTSA), fourniture de pièces, assistance technique et, lorsque pertinent, contrats de supervision de long terme.

Technip Energies + TotalEnergies — modèle LTSA naturel pour les procédés qu'ils auraient conçus.

Principe 2 — Exploitant qualifié certifié, jamais un particulier isolé

L'exploitant doit être une entité industrielle avec les compétences, les certifications ICPE, les habilitations ATEX et la surface financière pour assumer la responsabilité d'un site de cette nature.

Dalkia (EDF) — exploitant industriel d'installations énergétiques, compétences ICPE.

Idex Energies — exploitant réseaux de chaleur et installations biomasse.

Engie Cofely — exploitant installations industrielles et énergétiques.

⚡ *Aucun de ces acteurs n'exploite aujourd'hui de pyrogazéification à cette échelle. Formation et certification des exploitants Résilience : chantier à ouvrir dès les pilotes.*

Principe 3 — Supervision nationale centralisée et intervention rapide

Un système SCADA centralisé supervise les 150 sites à distance, détecte toute dérive de procédé, et déclenche automatiquement les protocoles de sécurité. Une équipe nationale d'intervention rapide peut intervenir sur n'importe quel site en moins de 24 heures.

Schneider Electric (Grenoble) — SCADA industriel, supervision à distance.

GRTgaz (Paris) — modèle d'organisation de supervision centralisée à reproduire.

✂ *Organisation nationale de supervision et équipe d'intervention rapide à créer. Structure et coûts à définir dans la PPE Résilience 2045.*

Le modèle recommandé : la concession industrielle

Modèle de concession industrielle

La collectivité territoriale ou la coopérative agricole est propriétaire du foncier et de la ressource biomasse. Un opérateur industriel qualifié exploite le site dans le cadre d'un contrat de concession de 20–25 ans, avec obligations contractuelles de performance (disponibilité, qualité bio-CH₄ conforme réseau, conformité émissions ICPE), pénalités en cas de dérive, et obligation de maintien en compétence. L'opérateur national assure la supervision à distance centralisée et l'intervention rapide sur tout site en difficulté. C'est le modèle des concessions d'eau et autoroutières en France — il évite les dérives observées dans la méthanisation mal encadrée.

COUCHE 6

Maintenance industrielle et services

Maintenance réacteurs haute température

Boccard (Cours, 69) — chaudronnerie industrielle, maintenance d'installations de procédés.

Cegelec / Vinci Energies (Nanterre) — maintenance électrique et instrumentale.

Spie (Cergy) — maintenance multi-technique industrielle.

Régénération catalyseurs Sabatier (cycle ~8 000 h)

Axens / IFP (92) — régénération catalyseurs, acteur français naturel.

↗ *Volume d'activité récurrent sur 150 sites — opportunité de filière française de régénération.*

Inspection réglementaire ICPE

Bureau Veritas (Neuilly-sur-Seine) — inspection réglementaire, acteur français mondial.

Apave (Paris) — contrôle technique et inspection.

Socotec (Guyancourt) — inspection et certification industrielle.

Les contrats LTSA (Long Term Service Agreement) lient l'exploitant aux fournisseurs d'équipements critiques sur toute la durée de vie — ils évitent précisément le scénario « fournisseur absent après la vente ».

COUCHE 7

Financement, garanties et instruments financiers

Financement amorçage et pilotes

- Bpifrance (Paris) — financement innovation et industrie.
- Caisse des Dépôts et Consignations (Paris) — financement long terme.
- ADEME (Angers) — subventions et avances remboursables.

Financement européen

- Banque Européenne d'Investissement (BEI) — prêts à long terme projets verts.

Fonds d'infrastructure privés

- Meridiam (Paris) — fonds d'infrastructure, transition énergétique.
 - Ardian Infrastructure (Paris) — investissements infrastructure long terme.
 - Mirova / Natixis (Paris) — fonds ISR et transition énergétique.
- ⚡ *L'attractivité des 150 sites pour les fonds privés dépend directement de la sécurisation réglementaire et de la démonstration économique sur les pilotes.*

Assurance grands risques industriels

- AXA XL (Paris) — assurance grands risques industriels, acteur français mondial.
-

COUCHE 8

Formation, recherche et développement des compétences

Formation techniciens pyrogazéification et Sabatier — filière à créer

IFP Training (Solaize, 69) — formation aux procédés industriels énergétiques.

IFPEN / IFP Energies nouvelles (Rueil-Malmaison) — recherche et formation procédés thermochimiques.

⚡ *Aucune formation spécifique à la pyrogazéification + Sabatier n'existe en France. Partenariat IFP Training + Haffner Energy + EPC de référence à structurer dès la phase pilote.*

Formation habilitations ATEX et ICPE

INERIS (Verneuil-en-Halatte, 60) — formation risques industriels.

Formation filière biomasse et machinisme

Lycées agricoles (réseau DGER/MAAF) — formation machinisme et filières biomasse.

CUMA (Coopératives d'Utilisation du Matériel Agricole) — formation collective.

R&D procédés, catalyseurs, optimisation

IFPEN / IFP Energies nouvelles (92) — R&D procédés thermochimiques, catalyse.

CEA (Saclay) — R&D énergie, procédés thermochimiques, hydrogène.

CNRS — LRGP Nancy, LGC Toulouse — procédés thermiques et catalyse.

INRAE (Paris) — R&D biomasse, gisements, valorisation agricole du biochar.

Synthèse de l'écosystème industriel Résilience 2045

Couche	Fonction	Acteurs français prioritaires	Chantiers à ouvrir	Statut
1 — Maîtres d'ouvrage	Porter, financer, être responsable	TotalEnergies, Engie, EDF Renouvelables, Coopératives (InVivo, Terrena, Agrial)	Modèle concession industrielle, SPV, opérateur national dédié	À structurer
2 — Ingénierie	Concevoir les ensembles, autorisations, gisements	Technip Energies, Axens/IFP, Assystem, Artelia, Solagro, Burgeap	Ingénieur de gisement 1 000 t/j — métier inexistant	À développer
3 — Équipements récolte	Fournir les équipements de collecte biomasse	Rousseau (79), Denis (51), Kuhn (67), Claas France, Maguin (88)	Déchiqueteuses françaises grande capacité	Largement disponible
3 — Équipements procédés	Fournir réacteurs, Sabatier, épuration	Haffner Energy (51), Technip (75), Axens/IFP (92), Elogen (91), McPhy (38)	Réacteurs 1 000 t/j, catalyseurs français, chaîne intégrée	Verrous 1 et 2
3 — Distribution énergie	Injection réseau, GNL, GNV, microstations	GRDF (75), GRTgaz (75), Cryo Pur (93), Cryolor/AL (55), Ben.e.bel (59)	Microstations ferme — déploiement à planifier	/
3 — Mobilité ÉREV	Fabriquer voitures, tracteurs, camions ÉREV	Stellantis (75), Renault, ACC (62), Verkor (38), Iveco France	Programme industriel ÉREV Rex — constructeur chef de file	À lancer
4 — Intégrateurs	Assembler les systèmes, les tester, les livrer	Technip Energies (75) — binôme envisageable avec TotalEnergies	Intégrateur logistique biomasse, intégrateur ÉREV Rex	Objet des pilotes
5 — Exploitants	Faire fonctionner les sites 24h/24	Dalkia (EDF), Idex Energies, Engie Cofely — à qualifier	Opérateur certifié, supervision nationale, LTSA, concession	Modèle à créer
6 — Maintenançiers	Maintenir, inspecter, régénérer catalyseurs	Boccard (69), Cegelec/Vinci, Spie (95), Axens/IFP, Bureau Veritas, Apave	LTSA 150 sites, régénération catalyseurs Sabatier	À structurer
7 — Financeurs	Capitaux, garanties, assurances	Bpifrance, CDC, ADEME, Meridiam, Ardian, AXA XL	Montage financier SPV post-pilotes, garanties publiques	Post-pilotes
8 — Formateurs / R&D	Former les compétences, conduire la R&D	IFP Training (69), IFPEN (92), CEA, CNRS, INRAE, Lycées agricoles	Formation pyrogazéification/Sabatier — filière inexistante	À engager maintenant

RÉSILIENCE 2045

Analyse économique et avantages comparatifs

Comparaison avec le scénario tout-électrique à périmètre énergétique complet

1 — Résilience présente un avantage CAPEX estimé par rapport au scénario concurrent

La comparaison pertinente est le scénario tout-électrique BEV. Les fourchettes V11 donnent un avantage CAPEX de l'ordre de 104 à 556 Md€ selon les hypothèses, avec un écart central de ~315 Md€ en faveur de Résilience :

CAPEX total Résilience : ~540–690 Md€

CAPEX total scénario BEV : ~794–1 096 Md€

Écart central estimé : ~315 Md€ en faveur de Résilience — à vérifier par la PPE à périmètre identique

La PPE 3 acte 6 EPR2 avec option de développement post-2035. Les scénarios prospectifs de RTE vont jusqu'à 14 EPR2 à l'horizon 2050 dans leur hypothèse industrielle la plus ambitieuse. Le scénario BEV en retient 21. Le programme nucléaire n'est pas une variable infiniment extensible — sites disponibles, capacités industrielles, compétences et délais constituent des contraintes physiques réelles. L'écart de 7 EPR2 représente ~84 Md€ de CAPEX supplémentaire pour le BEV.

2 — Résilience est un programme de réindustrialisation

Les 4 500 à 7 500 emplois directs d'exploitation des 150 sites sont non délocalisables, ruraux, durables sur 20–30 ans. La cartographie montre que la grande majorité des acteurs mobilisés sont français — Technip Energies, Axens/IFP, Haffner Energy, GRDF, GRTgaz, Cryo Pur, Elogen, McPhy, Schneider Electric, Bocard, Eiffage, Vinci, Bouygues, Stellantis, Vallourec, Saint-Gobain, Veolia, Suez, IFP Training, IFPEN. Résilience est un programme de réindustrialisation autant qu'un programme énergétique.

3 — Une structure économique à plusieurs flux de valeur

Sur la base des rendements V11 (production hypothétique de l'ordre de 1,75 TWh de bio-CH₄/an/site de 1 000 t/j de biomasse brute — hypothèse de dimensionnement à valider sur les pilotes) et d'une valeur de vente du bio-CH₄ de 40–50 €/MWh (scénario à documenter avec les mécanismes de soutien réglementaires), l'ordre de grandeur du chiffre d'affaires brut bio-CH₄ est de 70–87 M€/an par site. Ce chiffre d'affaires brut ne constitue pas un retour sur investissement — il ne tient pas compte de l'OPEX complet (biomasse, énergie, personnel, maintenance, catalyseurs, traitement effluents, financement, fiscalité). Il fournit un ordre de grandeur des recettes potentielles à vérifier par l'étude économique des démonstrateurs.

S'ajoutent la valorisation du biochar comme amendement agricole (marché en croissance, 200–500 €/t) et la valorisation carbone potentielle des crédits de séquestration (à établir à

partir des caractéristiques réelles du biochar produit, du bilan ACV complet et du prix effectivement obtenu sur le marché).

4 — Les coûts systémiques du BEV absents des comparaisons

Infrastructure de charge : renforcement du réseau de distribution basse tension. Impact sur la pointe réseau : sans les ÉREV Résilience, qui réduisent la charge réseau par usage du Rex — ordre de grandeur d'environ 40 GW de puissance moyenne potentiellement non appelée, avec un effet réel sur la pointe à établir par simulation. Dépendance aux métaux critiques : lithium, cobalt, nickel, terres rares — approvisionnements géopolitiquement risqués, filières de recyclage inexistantes à l'échelle nécessaire. Ces éléments constituent une dépendance différente de celle de Résilience, principalement concentrée sur les équipements électriques, électrolyseurs, batteries et catalyseurs.

5 — Résilience couvre ce que le BEV ne peut pas couvrir

Mobilité lourde longue distance — soumise à des contraintes fortes de masse, autonomie et infrastructure pour les usages longue distance. Aviation — pas de solution batterie crédible à horizon 2045 pour l'aviation commerciale. Stockage saisonnier de l'énergie — le bio-CH₄ dans le réseau gaz existant le fait nativement. Résilience couvre ces usages comme vecteur complémentaire à l'électrification, non comme concurrent. La vraie comparaison est « BEV seul » vs « BEV + Résilience » — la seconde option couvre 100 % des usages et maintient la résilience systémique du réseau.

6 — Résilience produit de l'énergie ET séquestre du carbone — dimension absente du BEV

Le BEV décarbone la mobilité. Résilience décarbone la mobilité ET séquestre du carbone atmosphérique de façon permanente ET restaure la fertilité des sols ET reconstitue la mosaïque paysagère agricole. Ce sont quatre effets simultanés qu'aucun autre programme énergétique ne produit.

La séquestration carbone via le biochar des 150 sites est estimée à 20–23 Mt CO₂/an (chiffre V11 consolidé, éligibles EU-ETS à ~70 €/t). Ce flux contribue directement à un bilan carbone négatif pour la France. Avec activation des leviers complémentaires (séquestration géologique du CO₂ biogénique concentré sur les sites + cultures dédiées sur terres marginales), le bilan carbone net de Résilience peut atteindre –60 à –80 Mt CO₂/an à horizon 2045 selon les scénarios V11.

Le modèle de valorisation des terres marginales mondiales par pyrogazéification représente une extension du concept Résilience à l'échelle internationale, documentée séparément dans les études V11 sur la mobilité mondiale et la restauration climatique à long terme. Cette dimension place Résilience dans une ambition de retrait net du CO₂ atmosphérique — non seulement de stabilisation des émissions.

7 — Les démonstrateurs sont la première étape de l'industrialisation

Les démonstrateurs ne constituent pas un préalable destiné à décider si Résilience doit ou non exister. Ils constituent la première étape de son industrialisation — et le moment de

tester non seulement le procédé, mais aussi le modèle d'exploitation, le modèle financier et le modèle de concession qui éviteront les dérives de la méthanisation mal encadrée.

L'enjeu n'est pas d'attendre 2040. L'enjeu est de commencer en 2026 les études, démonstrateurs et premières réalisations qui permettront de disposer en 2030–2035 des connaissances nécessaires aux décisions de grande échelle.

Grille de comparaison systémique Résilience / BEV

Critère	Résilience 2045	Scénario tout-BEV
CAPEX total estimé	~540–690 Md€	~794–1 096 Md€ — à vérifier à périmètre identique
EPR2 nécessaires	14 (hypothèse la plus ambitieuse RTE à 2050)	21 — hypothèse à expliciter industriellement
Contraintes déploiement nucléaire	Foncier, industriel, territorial, délais	Mêmes contraintes ×50 % de plus
Impact sur le réseau électrique	Charge réseau réduite par usage du Rex (~40 GW moy. potentiellement non appelée)	Renforcement réseau BT + absorption pointe
Stockage saisonnier énergie	Bio-CH ₄ dans réseau gaz existant	Solution non définie à 2045
Mobilité lourde longue distance	ÉREV Rex GNL / GNV — solution complémentaire	Contraintes fortes masse, autonomie, recharge longue distance
Emplois directs	4 500–7 500 — non délocalisables — filière française	Majoritairement hors France
Ancrage industriel français	Fort — 8 couches écosystème français documenté	Faible — batteries et panneaux importés
Dépendance matières premières	Différente — Li, Co, Ni absents de la chaîne principale	Forte — Li, Co, Ni, terres rares
Séquestration carbone	20–23 Mt CO ₂ /an via biochar (V11) — bilan net –60/–80 Mt avec leviers	Néant — décarbonation sans retrait net
Résilience systémique réseau	Deux réseaux indépendants maintenus	Un seul réseau — fragilité accrue
Modèle d'exploitation	Concession industrielle qualifiée, supervision nationale	Décentralisé — risques locaux non traités
Émissions nettes estimées 2045	Carbon-négatif avec leviers V11 activés	Scénario à établir dans la PPE
Première étape industrielle	Pilotes 100–200 t/j — démarrage 2026–2027	Déploiement sans démonstration intégrée préalable

Conclusion

La France ne peut pas attendre que l'avenir soit certain pour préparer son avenir énergétique. Elle doit construire dès maintenant les options qui apparaissent techniquement et industriellement crédibles, afin de disposer de plusieurs solutions lorsque les contraintes réelles de 2035–2045 seront connues.

Résilience 2045 est un programme de réindustrialisation autant qu'un programme énergétique. Sa chaîne de valeur — des huit couches de l'écosystème industriel à l'injection du bio-CH₄ dans le réseau — mobilise des acteurs français à chaque niveau.

Le modèle d'exploitation des 150 sites — concession industrielle qualifiée avec responsabilité contractuelle de long terme, supervision nationale centralisée et intervention rapide — est la leçon tirée des dérives de la méthanisation mal encadrée. Résilience ne reproduira pas ces erreurs.

ANNEXE RÉGLEMENTAIRE

Proposition d'adaptation du cadre réglementaire

Article R.446-105 du Code de l'énergie — éligibilité de la pyrogazéification

Contexte réglementaire

L'article R.446-105 du Code de l'énergie, tel que modifié par le décret n°2026-400 du 22 mai 2026, conditionne l'éligibilité aux certificats de production de biogaz (CPB) aux installations de stockage de déchets ou à la méthanisation en digesteur de produits ou déchets non dangereux. Ce cadre n'intègre pas la pyrogazéification de biomasse résiduelle lignocellulosique, qui constitue pourtant l'architecture principale du Programme Résilience 2045. Cette exclusion n'est pas le résultat d'une décision délibérée d'exclure la pyrogazéification — elle reflète simplement le fait que cette technologie n'était pas encore industrialisée à grande échelle lors de la rédaction des textes. La demande n'est donc pas de supprimer ou de contourner l'article R.446-105, mais de l'adapter pour intégrer une technologie qui n'y figure pas encore — en cohérence avec le règlement européen CRCF (acte délégué biochar, 3 février 2026), qui reconnaît déjà le biochar issu de la pyrogazéification comme solution de séquestration certifiable.

Nature de la modification demandée

La modification proposée vise à étendre le périmètre d'éligibilité aux certificats de production de biogaz (CPB) pour y inclure le biométhane produit par pyrogazéification de biomasse résiduelle lignocellulosique non dangereuse, sous conditions de performance et de traçabilité.

Cette extension est cohérente avec :

- **Le règlement européen CRCF** (acte délégué biochar, 3 février 2026) qui reconnaît la pyrogazéification et le biochar certifié EBC comme solution de séquestration permanente.
- **La directive RED III** qui intègre la biomasse lignocellulosique résiduelle comme source de biogaz renouvelable éligible aux objectifs EnR.
- **La réponse ministérielle du 11 juin 2026** (JO Sénat, question sénatoriale n°08518 du Sénateur Piednoir) qui identifie trois critères de performance permettant d'ouvrir l'éligibilité : nature des intrants, absence de recours aux combustibles fossiles pour le chauffage, et niveau de rendement de conversion.

Cette proposition s'inscrit directement dans la réflexion réglementaire déjà engagée par le Gouvernement, qui indique dans sa réponse du 11 juin 2026 qu'une modification de l'article R.446-105 est à l'étude afin d'intégrer notamment la pyrogazéification au dispositif des certificats de production de biogaz. La présente proposition a donc pour objet de nourrir et d'accélérer ce processus déjà ouvert, en fournissant un contenu réglementaire précis et des conditions de durabilité testables.

Proposition de texte modificatif

La modification pourrait prendre la forme d'une extension de l'article R.446-105 ou, si le choix de rédaction le justifie, d'un article R.446-105-1 nouveau. Le contenu recherché — et non l'architecture juridique définitive, qui appartient au Conseil d'État — est présenté ci-dessous.

Proposition d'article R.446-105-1 (nouveau)

« Sont également éligibles aux certificats de production de biogaz mentionnés à l'article R.446-105, les installations de production de biométhane par pyrogazéification de biomasse lignocellulosique résiduelle non dangereuse, sous réserve du respect des conditions cumulatives suivantes : 1° Les intrants sont exclusivement constitués de biomasse lignocellulosique résiduelle non dangereuse telle que définie à l'article L.541-1-1 du Code de l'environnement, à l'exclusion de toute biomasse cultivée à cet effet sur des terres arables pouvant être affectées à la production alimentaire ; 2° L'installation ne recourt pas à des combustibles fossiles pour le chauffage du procédé de pyrogazéification ; 3° Le rendement énergétique de conversion de la biomasse en biométhane injecté dans le réseau est égal ou supérieur à un seuil fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie ; 4° La fraction carbonée solide (biochar) issue du procédé est valorisée selon des modalités garantissant sa stabilité carbone, conformément aux normes EBC (European Biochar Certificate) ou équivalentes reconnues par arrêté ministériel. Un arrêté du ministre chargé de l'énergie précise les modalités de contrôle, de certification et de traçabilité applicables à ces installations. »

Justification des quatre conditions

Condition 1 — Nature des intrants

Elle garantit que la pyrogazéification éligible n'entre pas en concurrence avec l'usage alimentaire des terres et n'encourage pas de déforestation. Elle est alignée avec les critères de durabilité de la directive RED III et les conditions posées par la réponse ministérielle du 11 juin 2026.

Condition 2 — Absence de recours aux fossiles

Elle garantit le caractère renouvelable du biométhane produit et aligne le texte sur la définition communautaire du biogaz renouvelable. Elle est identique au critère n°2 de la réponse ministérielle du 11 juin 2026.

Condition 3 — Seuil de rendement

Elle permet à l'administration de fixer un niveau minimum de performance énergétique, évitant l'éligibilité d'installations inefficaces. Le seuil sera déterminé par arrêté après retour d'expérience des sites pilotes — ce qui est cohérent avec la logique d'industrialisation progressive du programme. Elle correspond au critère n°3 de la réponse ministérielle.

Condition 4 — Valorisation du biochar

Elle est la condition la plus originale et la plus cohérente avec la dimension carbone de Résilience. Elle garantit que la fraction carbonée solide — qui représente le puits de carbone permanent du programme — ne soit pas simplement mise en décharge mais valorisée en sol agricole selon des standards de stabilité reconnus. Elle est alignée avec le règlement CRCF européen du 3 février 2026.

Calendrier législatif proposé

La modification de l'article R.446-105 relève du niveau réglementaire (décret en Conseil d'État), non législatif. Elle ne nécessite pas de passage par le Parlement et peut être adoptée par décret gouvernemental, après consultation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et avis du Conseil d'État.

Étape	Calendrier proposé	Acteurs
Saisine ministère chargé de l'énergie	Automne 2026	Programme Résilience + OPECST (Sénateur Piednoir)
Consultation CRE	Hiver 2026–2027	Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)
Avis Conseil d'État	Printemps 2027	Section des travaux publics
Publication décret modificatif	Été 2027	Journal Officiel de la République française
Arrêté ministériel (seuil rendement)	Automne 2027	Après premiers résultats sites pilotes Phase 0

Synthèse pour décideurs

La modification proposée ne supprime pas de protection existante. Elle étend une éligibilité à une technologie qui n'existait pas encore à grande échelle lors de la rédaction du texte actuel. Elle est cohérente avec le droit européen déjà adopté (RED III, CRCF biochar) et avec les trois critères posés par la réponse ministérielle du 11 juin 2026. Elle est de niveau réglementaire (décret), non législatif — ce qui en simplifie et accélère la procédure d'adoption. Elle conditionne l'éligibilité à des garanties de durabilité (intrants, rendement, valorisation biochar) qui protègent contre les dérives observées dans d'autres filières biogaz.