

PROGRAMME RÉSILIENCE — FILIÈRE BIOMASSE HUMIDE

Gestion territoriale des flux organiques

La méthanisation comme outil

Cahier des charges pour une réforme sans subventions directes

fondée sur la valorisation complète de tous les flux et la traçabilité du carbone biogénique

Version 2.2 — Juin 2026

Version	2.2 — Juin 2026
Statut	Document de travail — Programme Résilience V11
Évolutions V2.2	ICB (Indice de Conservation du Carbone Biogénique), repositionnement titre, demande de modélisation externe

1. Changement de paradigme — le préalable à toute réforme

Le débat actuel sur la méthanisation souffre d'un biais fondamental : il se pose dans les termes de la « transition énergétique » — remplacer le gaz fossile par du gaz vert. Dans ce cadre, le biométhane est le produit, et tout le reste (chaleur, digestat, CO₂) est un sous-produit gênant à éliminer à moindre coût.

Le paradigme Résilience — gestion territoriale des flux organiques

La méthanisation n'est pas une filière de production d'énergie. C'est un outil de gestion des flux organiques humides qui restitue au sol ses nutriments, réduit les émissions diffuses de méthane et de protoxyde d'azote depuis les lisiers et déchets non traités, séquestre du carbone soluble, et produit accessoirement de l'énergie sous forme de biométhane. Le gaz est un co-produit valorisable — non la finalité. La méthanisation n'est qu'un outil parmi d'autres dans une stratégie nationale de gestion du carbone organique et des nutriments.

- La valeur primaire est la restitution des nutriments (N, P, K) au sol sous forme assimilable, substituant des engrais minéraux importés — enjeu de sécurité nationale.
- La valeur secondaire est la réduction des émissions diffuses de CH₄ et N₂O depuis les lisiers, fumiers et déchets organiques non traités.
- La valeur tertiaire est la production d'énergie renouvelable (biométhane, chaleur).
- La valeur quaternaire, encore largement inexploitée, est la traçabilité et la conservation du carbone biogénique capté — objet de l'Indice ICB introduit dans cette version.

1.1 Le bouclage carbone territorial complet

Le cycle complet — aucun flux n'est perdu

Biomasse humide (effluents, biodéchets) → Méthanisation → Biométhane (carburant ÉREV / injection réseau) + Chaleur (séchage bois local / fourrage / serres) + CO₂ biogénique valorisé + Digestat traité → Engrais certifiés → Cultures agricoles → Résidus lignocellulosiques → Pyrogazification → Biométhane + Biochar (puits de carbone durable) → Amendement des sols → Cultures. Chaque flux de sortie devient l'intrant d'une autre filière. C'est ce bouclage territorial — et non la substitution au gaz fossile — qui constitue la finalité du système.

1.2 Complémentarité des filières biomasse

Filière	Gisement principal	Produits clés	Lien avec les autres filières
Méthanisation	Effluents, déchets humides, biodéchets	Biométhane, digestat-engrais, chaleur, CO ₂	Chaleur → séchage bois pyrogazification ; digestat → cultures
Pyrogazification Résilience	Bois, pailles, lignocellulosique sec	Biométhane, biochar, chaleur	Biochar → amendement sols ; cultures → intrants méthanisation
ÉREV Résilience	Biométhane des deux filières	Transport lourd décarboné	Absorbe le biométhane produit localement

2. L'Indice de Conservation du Carbone Biogénique (ICB)

L'ICB est le nouvel indicateur central du présent cahier des charges. Il exprime, pour chaque tonne de carbone organique entrant dans le digesteur, la destination de chaque fraction de ce carbone. Il rend visible ce que le système fait réellement au carbone biogénique capturé, et ferme la faille principale du modèle actuel : un exploitant peut produire du biométhane correctement et rejeter la totalité du CO₂ biogénique sans que personne ne mesure cette perte.

2.1 Définition et structure de l'ICB

ICB — Indice de Conservation du Carbone Biogénique

Pour chaque tonne de carbone organique total (COT) entrant dans le digesteur, l'ICB décompose la destination du carbone en quatre fractions, dont la somme doit égaler 100 % :

- C₁ — Carbone énergétique circulant : fraction transformée en CH₄ injecté ou valorisé en carburant. Unité : tC/tCOT.
- C₂ — Carbone biogénique réutilisé : fraction valorisée sous forme de CO₂ biogénique (serre, industrie, Power-to-Gas, minéralisation). Unité : tC/tCOT.
- C₃ — Carbone agronomique restitué : fraction retournant au sol via le digestat traité (matière organique stabilisée). Unité : tC/tCOT.
- C₄ — Carbone séquestré durablement : fraction immobilisée durablement (couplage biochar, minéralisation permanente). Unité : tC/tCOT.
- C₅ — Carbone perdu : CO₂ rejeté à l'atmosphère + fuites CH₄ non valorisées. Calculé par différence. Tout carbone non tracé est présumé perdu. ICB global = (C₁ + C₂ + C₃ + C₄) / COT total. Objectif cible : ICB ≥ 0,85 à horizon 5 ans.

2.2 Valeurs de référence et trajectoire

Fraction	Description	Valeur typique actuelle	Objectif à 5 ans
C₁ — Carbone énergétique	CH ₄ injecté ou valorisé	45 à 55 % du COT entrant	Maintenu
C₂ — CO₂ valorisé	CO ₂ biogénique réutilisé	< 2 % (quasi-totalité rejetée)	> 15 %
C₃ — Carbone agronomique	Digestat traité restitué au sol	15 à 25 % (brut, non optimisé)	25 à 35 % (digestat traité)
C₄ — Carbone séquestré	Biochar ou minéralisation	Très rare (< 0,5 %)	Encouragé (bonus ICB)
C₅ — Carbone perdu	CO ₂ rejeté + fuites CH ₄	25 à 35 % (estimé)	< 15 %
ICB global	Somme C ₁ + C ₂ + C ₃ + C ₄ / COT	0,65 à 0,75 (estimé)	≥ 0,85

2.3 Intégration de l'ICB dans le système de soutien

- L'ICB est calculé annuellement par l'exploitant à partir des données de la plateforme de reporting numérique et des analyses de digestat.
- Il est transmis à l'autorité de contrôle et publié dans le rapport annuel. L'ADEME agrège les ICB de toutes les installations pour produire un bilan national annuel du carbone biogénique géré par la filière.
- L'ICB est intégré au système de rémunération pondérée (ch. 7) :
 - ICB ≥ 0,90 : bonus de +5 % sur le coefficient de soutien.
 - ICB entre 0,75 et 0,90 : conformité, coefficient nominal.
 - ICB entre 0,60 et 0,75 : avertissement, plan d'amélioration sous 6 mois.
 - ICB < 0,60 : réduction du coefficient de soutien de 15 %.
- Le C₅ (carbone perdu) est la donnée de contrôle clé : il doit diminuer chaque année. Un C₅ croissant déclenche automatiquement une inspection DREAL.

ICB et taux de fuite CH₄ — cohérence des indicateurs

L'ICB et le taux de fuite CH₄ (ch. 5.3) sont complémentaires mais mesurent des choses différentes. Le taux de fuite mesure les pertes de méthane dans l'atmosphère (impact PRG immédiat). L'ICB mesure la conservation globale du carbone biogénique, incluant le CO₂ rejeté non valorisé. Une installation avec un bon taux de fuite CH₄ peut avoir un ICB médiocre si elle rejette tout son CO₂ biogénique. Les deux indicateurs sont nécessaires et ne se substituent pas l'un à l'autre.

3. Contexte et diagnostic de la filière

3.1 Une filière utile mais sur-subsventionnée

Au 1er janvier 2025, la France comptait 1 781 unités de méthanisation en activité, dont 787 sites injectant du biométhane dans le réseau. La production atteint 14 TWh en 2025 pour un objectif PPE3 de 44 TWh en 2030.

Poste de soutien	Montant engagé ou prévu
Contrats d'obligation d'achat (2011–2022)	2,6 Md€ décaissés
Engagements restants — biométhane (jusqu'en 2037)	12,7 à 16,2 Md€
Engagements restants — électricité cogénération (jusqu'en 2042)	2,2 à 3,9 Md€
Nouvelles installations prévues (d'ici 2028)	~7 Md€ supplémentaires
Subventions ADEME/Régions (2019–2023)	0,5 Md€
Total potentiel cumulé	> 25 Md€ sur 20 ans

Constat de la Cour des comptes (mars 2025)

La Cour des comptes relève que la médiane des taux de rentabilité interne avant impôt des projets d'injection (contrats antérieurs à 2020) atteignait 16,9 % en tenant compte des subventions d'investissement, un niveau jugé « excessif ». Elle s'interroge sur « l'efficacité des soutiens financiers au regard des coûts de production ».

3.2 Les dérives identifiées

Dérives sur les intrants

- Valorisation énergétique de cultures alimentaires lors des baisses de prix agricoles.
- Détournement du dispositif agricole par des opérateurs industriels, réduisant les agriculteurs au rôle de simples fournisseurs de biomasse.
- Contrôle insuffisant de la composition réelle des intrants.

Dérives sur l'exploitation

- Pollutions au digestat documentées (cours d'eau, étangs).
- Détection de métaux lourds dans des digestats non traités.
- Liquidations d'unités après 18 à 24 mois, subventions perçues sans service environnemental rendu.
- Fuites de méthane à l'atmosphère non contrôlées.

Dérives sur la valorisation — ICB révélateur

- ICB estimé de la filière actuelle : 0,65 à 0,75. Environ 25 à 35 % du carbone biogénique est perdu (CO_2 rejeté + fuites CH_4).
- Chaleur fatale (50 % de l'énergie en cogénération) fréquemment dissipée.
- CO_2 biogénique (30 à 45 % du biogaz brut) rejeté à l'atmosphère dans la quasi-totalité des cas.
- Digestat épandu brut dans plus de la moitié des installations.

Diagnostic fondamental

Le modèle français a rémunéré la production de biométhane plutôt que la performance globale. L'ICB actuel estimé de la filière (0,65 à 0,75) signifie que 25 à 35 % du carbone biogénique capté est gaspillé. L'objectif de ce cahier des charges est de porter l'ICB moyen de la filière à 0,85 en cinq ans.

4. La méthanisation comme outil de souveraineté agronomique

La dépendance de la France aux engrais minéraux importés est un risque de sécurité nationale aussi réel que la dépendance au gaz fossile. Le digestat traité est la réponse partielle et immédiatement disponible.

Nutriment	Source actuelle	Origine	Substitution par digestat traité
Azote (N)	Ammoniac de synthèse (Haber-Bosch)	Gaz naturel + N ₂ atmosphérique	Azote ammoniacal concentré — oui
Phosphore (P)	Mines de phosphate	Maroc (70 %), Russie, Chine	Struvite ou fraction solide enrichie — oui
Potassium (K)	Mines de potasse	Russie, Biélorussie, Canada	Fraction liquide du digestat — partiel
Matière organique	Compost, fumier	Production locale	Fraction solide compostée — oui

Indicateur Souveraineté Engrais (ISE) — rapport annuel obligatoire

Tonnes d'équivalent engrais minéraux substituées par an = azote ammoniacal valorisé (équivalent urée) + phosphore valorisé (équivalent superphosphate) + potassium valorisé (équivalent chlorure de potassium). Exprimé en tonnes et en valeur économique aux prix moyens annuels. Publié dans le rapport annuel et agrégé nationalement par l'ADEME. Pour une unité traitant 10 000 t/an, la substitution représente 150 à 300 t d'engrais équivalents, soit 90 000 à 250 000 €/an aux prix actuels.

5. Conditions d'éligibilité aux instruments de soutien

5.1 Conditions relatives aux intrants

- Traçabilité certifiée : registre horodaté et auditable, transmis trimestriellement à l'autorité de contrôle.
- Cultures dédiées (CIVE) plafonnées à 15 % maximum du tonnage brut. Tout dépassement entraîne la suspension immédiate de la garantie de prix.
- Intrants d'origine industrielle : analyses trimestrielles (métaux lourds, résidus phytosanitaires, médicaments) par laboratoire agréé indépendant.

5.2 Valorisation de la chaleur — avec clause de synergie territoriale

L'obligation porte sur la démarche de conception, pas sur un résultat imposé indépendamment du contexte géographique.

- Plan de valorisation thermique avec débouché identifié et contracté obligatoire à l'instruction du projet.
- Taux minimaux de valorisation en cogénération :
 - 50 % à l'an 1.
 - 65 % à l'an 3.
 - 70 % à partir de l'an 5.

Clause de synergie territoriale — alternative à la dérogation

Un exploitant sans réseau de chaleur ni industrie voisine maintient son coefficient de soutien plein s'il documente et contractualise une synergie territoriale : séchage de bois local pour une unité de pyrogazification, séchage de fourrage, alimentation d'une serre, élevage piscicole ou avicole. La synergie est formalisée par contrat et vérifiée lors de l'audit annuel. Elle crée de la valeur territoriale au lieu de constater une absence de débouché.

5.3 Valorisation du digestat

- Épandage brut autorisé uniquement pour les installations 100 % effluents d'élevage et résidus végétaux.
- Toute autre installation : séparation de phase obligatoire.
- Fraction solide : compostage ou séchage (utilisant prioritairement la chaleur disponible).
- Fraction liquide : concentration de l'azote ammoniacal (stripping, évaporation) ou valorisation agronomique contractée.
- Analyses trimestrielles indépendantes obligatoires. Résultats rendus publics.
- ISE calculé et publié annuellement. C₃ (carbone agronomique) déclaré dans l'ICB.

5.4 Valorisation du CO₂ biogénique — avec option liquéfaction

L'obligation porte sur la démarche, avec des voies élargies pour les installations isolées. La fraction C₂ de l'ICB mesure le résultat effectif.

- Pour toute installation : démonstration d'une recherche active de débouché CO₂ dans le dossier ICPE, mise à jour annuellement.
- Pour les installations > 200 Nm³/h : valorisation effective obligatoire à partir de l'an 3. Voies éligibles de proximité :
 - Serres maraîchères ou horticoles sous contrat.
 - Industrie alimentaire (boissons, conditionnement).
 - Power-to-Gas (couplage avec hydrogène renouvelable).

- Séquestration minérale ou matériaux de construction.

Option liquéfaction CO₂ pour installations isolées

Une installation géographiquement éloignée de tout débouché de proximité peut opter pour la liquéfaction du CO₂ capté (stocké en citerne, CO₂ liquide à -78,5°C) et sa cession à un hub régional de collecte. Éligible comme voie de valorisation effective à partir de l'an 3 sous réserve d'un contrat avec un collecteur identifié, d'un bilan énergétique de la liquéfaction intégré au rapport annuel (coût ~0,25 kWh/kg CO₂), et de la traçabilité des tonnages livrés. La fraction C₂ de l'ICB est créditée des tonnes valorisées.

- Zones rurales sans débouché ni collecteur identifiable : dérogation acceptée sur justification géographique, réévaluée tous les 3 ans.

6. Réalisation, exploitation et sécurité

6.1 Conception et construction

- Étude de danger obligatoire pour toute installation ICPE, incluant la cartographie des zones ATEX.
- Digesteurs, post-digesteurs et bassins de stockage : toitures ou membranes étanches de captage du biogaz résiduel obligatoires.
- Systèmes de confinement double paroi pour les digesteurs enterrés ou en zone hydrogéologique sensible.
- Réseau de collecte du biogaz équipé de vannes de sectionnement automatiques et de détection continue.
- Capacité de stockage biogaz (gazomètre) couvrant au minimum 4 heures de production.
- Torche de sécurité haute efficacité (abattement > 99,5 % du CH₄) obligatoire comme dispositif de dernier recours.

6.2 Opérateur et compétences requises

- Au moins un opérateur titulaire d'une certification reconnue en méthanisation (CNAM, formation ADEME agréée ou équivalent européen).
- Pour installations thermophiles (> 50°C) ou > 500 Nm³/h : ingénieur process qualifié obligatoire.
- Plan d'exploitation détaillé (PED) transmis à la préfecture avant mise en service : démarrage/arrêt, gestion des incidents, plan de confinement digestats, astreinte 24h/24.
- Contrat de maintenance préventive avec prestataire qualifié. Registres consultables par l'inspection ICPE.

6.3 Contrôle des émissions de méthane atmosphérique

Pourquoi c'est l'enjeu central

Le méthane (CH₄) a un pouvoir de réchauffement global de 84x le CO₂ sur 20 ans. Une installation présentant des fuites de 3 à 5 % de sa production peut annuler l'intégralité de son bénéfice climatique. Ces fuites constituent également le C₅ (carbone perdu) de l'ICB. Le contrôle des émissions fugitives est à la fois un enjeu de sécurité, de crédibilité climatique et de performance ICB.

6.3.1 Sources à surveiller prioritairement

- Joints et brides des digesteurs (vieillesse après 5 ans).
- Membranes et toitures souples des gazomètres.
- Stockages de digestat liquide non couverts (dégazage résiduel post-digestion).
- Lignes de transfert du biogaz (raccords, soupapes, détenteurs).
- Unités d'épuration (fuites lors des cycles de régénération des membranes).
- Opérations d'ouverture des digesteurs (vidange, maintenance).

6.3.2 Protocole de surveillance — modèle numérique et inspection sur signal

Le modèle s'inspire de la certification aéronautique : la plateforme numérique collecte et analyse, le prestataire privé certifié, l'État intervient sur signal d'anomalie ou par tirage aléatoire. Cela rend le système opérable avec les effectifs réels des DREAL.

- Plateforme nationale de reporting en temps réel : les compteurs de biogaz (entrée digesteur, sortie valorisation/torche) sont certifiés et transmettent automatiquement. La plateforme calcule le bilan massique mensuel et l'ICB préliminaire sans intervention humaine.
- Seuil d'alerte automatique : tout écart de bilan massique > 3 % génère une alerte vers l'exploitant ET la DREAL. L'exploitant dispose de 72 h pour justifier ou déclencher une intervention.

- Inspection physique DREAL : déclenchée uniquement sur signal non résolu, plainte motivée, ou tirage aléatoire annuel (10 % des sites). Cela réduit la charge à un niveau compatible avec les effectifs réels.
- Détection OGI trimestrielle par prestataire agréé indépendant : financée par l'exploitant, résultats transmis directement à la plateforme nationale.
- Mesure annuelle des émissions fugitives par méthode LDAR ou traçage atmosphérique (drone capteur laser). Résultat intégré au calcul de C_5 dans l'ICB.

6.3.3 Seuils et sanctions

Situation	Sanction
Taux de fuite CH_4 < 1 %	Bonus : +5 % du coefficient de soutien
Taux de fuite 1 % à 2 %	Conformité — aucune action
Taux de fuite 2 % à 3 %	Avertissement et plan de correction préventif
Taux de fuite > 3 %	Mise en demeure + plan correctif sous 30 jours
Taux de fuite > 5 % maintenu 6 mois	Suspension garantie + notification parquet (ICPE)
Torchage non planifié > 500 m ³	Déclaration obligatoire sous 24h, amende administrative
Écart bilan massique > 3 % non justifié	Alerte plateforme + inspection DREAL déclenchée

6.4 Disponibilité et performances minimales

- Disponibilité minimale : 85 % sur 12 mois glissants. En dessous de 70 % : suspension de la garantie.
- Ratio énergie auto-consommée / énergie produite < 15 % obligatoire.
- Taux de dégradation organique (DCO sortie/entrée) mesuré semestriellement.

7. Modèle économique réformé

7.1 Principe : État assureur, non subventionneur

La réforme passe d'un modèle de financement à un modèle d'assurance. L'État ne finance plus l'investissement ni ne garantit une rente ; il assure l'exploitant contre l'effondrement des prix de marché et facilite l'accès au crédit.

Instrument	Nature	Coût pour l'État
Garantie de prix plancher	Activée uniquement si prix marché < plancher	Décaissement conditionnel
Prêt bonifié BPI	Taux réduit réservé aux projets conformes	Quasi nul si projets sains
Obligation de performance globale	Valorisation de tous les flux + ICB	Nul — contrainte réglementaire

7.2 Garantie de prix plancher

- Prix plancher indicatif : 70 à 85 €/MWh de biométhane, indexé annuellement (inflation + coût biomasse).
- La garantie n'est activée que lorsque le prix de marché tombe sous le plancher. L'État verse uniquement la différence.
- Durée : 15 ans à compter de la mise en service, non renouvelable.
- Subordonnée au respect continu du présent cahier des charges, y compris l'atteinte progressive des cibles ICB.

7.3 Prêt bonifié ou garanti BPI

- Taux bonifié cible : OAT 10 ans + 3 points (prime de risque sectorielle), fixe sur 15 ans.
- Garantie d'État sur 70 % du montant, conditionnelle au respect du cahier des charges.
- Bonification supplémentaire de 0,5 point pour les projets valorisant l'intégralité des flux et ciblant un ICB $\geq 0,90$.
- Le prêt BPI finance explicitement les équipements de séparation de phase, captage CO₂ et liquéfaction — postes éligibles, leur coût étant largement absorbé sur 15 ans si les flux sont commercialisés.

Mécanisme claw-back — seuil objectivement défini

Si le TRI constaté sur 3 exercices consécutifs dépasse OAT 10 ans + 9 points, une fraction du surplus est reversée à un fonds de mutualisation sectoriel géré par l'ADEME. Ce seuil est calculé annuellement et publié par arrêté. Le fonds alimente la R&D filière et les projets en difficulté.

7.4 Système de rémunération pondérée par la performance

Critère	Pondération	Indicateur
Biométhane injecté ou valorisé	30 %	MWh validés par le gestionnaire de réseau
Service de traitement des déchets organiques	20 %	Tonnes de déchets traités avec traçabilité
Chaleur nette valorisée	15 %	MWh thermiques contractés et mesurés

Critère	Pondération	Indicateur
CO₂ biogénique valorisé (C₂ de l'ICB)	15 %	Tonnes valorisées avec preuve de destination
Digestat valorisé et ISE	10 %	Tonnes fertilisant certifié + ISE publié
ICB global (bonus/malus)	± 5 %	ICB ≥ 0,90 : +5 %. ICB < 0,60 : -15 %
Émissions CH₄ maîtrisées (bonus/malus)	± 5 %	Fuite < 1 % : +5 %. > 3 % : -5 %

7.5 Estimation du coût pour les finances publiques

Demande de modélisation externe — France Stratégie / ADEME / CRE

L'estimation présentée ci-dessous (1 à 7 Md€ sur 20 ans contre > 25 Md€ pour le système actuel) est fondée sur une analyse de sensibilité aux scénarios de prix du gaz naturel. Elle constitue un ordre de grandeur cohérent avec les mécanismes décrits, mais non une modélisation économétrique complète. Les auteurs invitent France Stratégie, l'ADEME ou la Commission de Régulation de l'Énergie à produire une modélisation officielle sur la base du présent cadre méthodologique. Le document pose le cadre ; une institution indépendante valide les chiffres.

Scénario	Hypothèse prix gaz	Coût estimé sur 20 ans	Économie vs système actuel
Favorable	Prix gaz > 80 €/MWh en moyenne	< 1 Md€	~24 Md€ économisés
Central	Prix gaz 50–70 €/MWh en moyenne	3 à 4 Md€	~21 Md€ économisés
Défavorable	Prix gaz < 50 €/MWh durablement	5 à 7 Md€	~18 Md€ économisés

Même dans le scénario défavorable, l'économie pour les finances publiques est de l'ordre de 18 Md€ sur 20 ans. Ces chiffres appellent une validation par modélisation économétrique indépendante.

8. Contrôle, audit et sanctions

8.1 Architecture de contrôle automatisée

Le modèle sépare clairement les rôles : le secteur privé certifie (exploitant + prestataires agréés), la plateforme numérique agrège et détecte les anomalies, l'État intervient sur signal. Cela rend le système opérable avec les effectifs réels des DREAL.

Niveau	Responsable	Fréquence	Périmètre
Autocontrôle numérique	Capteurs certifiés + plateforme	Temps réel / mensuel	Bilan massique CH ₄ , ICB préliminaire, alertes automatiques
Certification tierce partie	Prestataire agréé	Trimestriel	OGL, analyse digestat, bilan énergétique, ISE, ICB définitif
Inspection DREAL	DREAL	Sur signal ou aléatoire (10 % sites/an)	Conformité ICPE, registres, étude de danger
Audit de performance	Auditeur BPI/garant	Annuel	Score pondéré, TRI, ICB, ISE, cahier des charges
Contrôle fiscal	DGFIP	Sur signal	Vérification exonérations agricoles

8.2 Régime de sanctions

Manquement	Sanction
Dépassement plafond intrants cultures	Suspension immédiate de la garantie
Fuite CH₄ > 3 %	Mise en demeure + plan correctif 30 jours
Fuite CH₄ > 5 % sur 6 mois	Suspension garantie + procédure ICPE
ICB < 0,60 maintenu 12 mois	Réduction coefficient de soutien -15 %
Non-respect valorisation chaleur sans synergie territoriale	Réduction coefficient de soutien -20 %
Absence séparation de phase digestat	Non-éligibilité au prêt bonifié
Torchage non déclaré > 500 m³	Amende administrative + signalement
TRI > OAT 10 ans + 9 pts sur 3 ans	Claw-back : reversement partiel au fonds ADEME
Fraude sur intrants ou registres	Remboursement intégral + poursuites

9. Calendrier de transition

Échéance	Action
J+0 — Entrée en vigueur	Arrêt des subventions directes à l'investissement pour les nouvelles installations. Ouverture du dispositif garantie + prêt bonifié.
J+6 mois	Arrêté fixant les prix planchers par catégorie. Déploiement de la plateforme de reporting numérique. Publication de la méthodologie ISE et ICB. Invitation officielle à France Stratégie / ADEME / CRE pour modélisation économétrique.
J+12 mois	Première vague d'audit des installations existantes. Calcul de l'ICB de référence pour chaque installation (état zéro).
J+24 mois	Installations existantes non conformes : entrée en régime de mise en conformité progressive sur 3 ans. Première publication du bilan national ICB par l'ADEME.
J+5 ans	Évaluation complète du dispositif. Révision des seuils, pondérations et prix planchers. Bilan national ISE et ICB publiés. Publication de la modélisation économétrique indépendante.

10. Conclusion

Le présent document ne propose pas une réforme de la filière méthanisation. Il propose un cadre national de gestion territoriale des flux organiques, dans lequel la méthanisation est un outil parmi d'autres — le plus adapté aux biomasses humides — dont la légitimité ne repose pas sur la substitution au gaz fossile, mais sur le service environnemental et agronomique rendu, mesuré par trois indicateurs convergents : l'ICB, l'ISE, et le taux de fuite CH₄.

Dimension	Situation actuelle	Objectif V2.2
Paradigme	Production de gaz vert (substitution)	Gestion territoriale des flux organiques
Indicateur central	Volume de biométhane injecté	ICB \geq 0,85 + ISE + taux fuite CH ₄ < 2 %
Financement	20–30 % subventions + emprunt	100 % prêt bonifié BPI
Rémunération gaz	Tarif garanti 111–145 €/MWh	Prix marché + plancher 70–85 €/MWh
Chaleur	Valorisée à 30–40 %	Obligatoire > 65 % ou synergie territoriale
Digestat	Épandage brut majoritaire	Traitement obligatoire + ISE publié
CO₂ biogénique	Rejeté à l'atmosphère (C ₅)	Valorisé ou liquéfié pour hub régional (C ₂)
Émissions CH₄	Non contrôlées	Plateforme temps réel + OGI trimestriel
Contrôle État	Inspection de masse impossible	Pilotage automatisé, inspection sur signal
Coût État / 20 ans	> 25 Md€	1 à 7 Md€ selon scénarios — modélisation externe demandée

Le bouclage territorial complet — Paradigme Résilience

Biomasse humide → Méthanisation → Biométhane (ÉREV / réseau) [C₁] + Chaleur (séchage bois local / fourrage / serres) + CO₂ valorisé [C₂] + Digestat traité → Engrais certifiés (ISE) [C₃] → Cultures agricoles → Résidus lignocellulosiques → Pyrogazification → Biométhane + Biochar (puits de carbone) [C₄] → Amendement des sols → Cultures. ICB global cible : \geq 0,85. C₅ (pertes) : < 15 %. Aucun flux organique perdu. Aucune dépendance à la rente réglementaire.