

Note de positionnement institutionnel — Méthane & Cadre réglementaire européen

Septembre 2026 — V2 (chiffres LNG mis à jour : IEA GMT 2026, MethaneSAT, Sherwin et al. 2024, TROPOMI/IMI 2023)

Document autonome, complémentaire à la Note technique Méthane V2 (émissions naturelles & maîtrise des fuites bioCH₄)

1 — Le règlement méthane européen de 2024 : un mécanisme juste, aujourd'hui fragilisé

Le règlement (UE) 2024/1787, en vigueur depuis le 4 août 2024, constituait une avancée structurelle : pour la première fois, les importations de pétrole et de gaz devaient satisfaire des exigences de mesure, de déclaration et de maîtrise des fuites méthane comparables aux standards imposés aux producteurs européens. Les exploitants devaient soumettre un programme LDAR aux autorités compétentes avant le 5 mai 2025 pour les sites existants, la première inspection de routine devant intervenir avant le 5 mai 2026.

En juin 2026, la Commission européenne a proposé de suspendre pendant trois ans l'application des sanctions prévues pour les importateurs non conformes. La justification officielle est la crise au Moyen-Orient ; la pression américaine sur le LNG — dont les émissions upstream varient de 1 % (meilleurs bassins) à plus de 9 % (pire cas Permian) — est le facteur sous-jacent dominant.

Cette décision crée une situation paradoxale : les producteurs européens de biométhane sont soumis à un protocole de mesure à cinq niveaux (LDAR trimestriel, monitoring continu, ICB, bilan massique certifié annuellement, seuil contractuel ≤ 1 %) — tandis que les importateurs de gaz fossile à haute intensité méthane échappent pendant trois ans aux sanctions prévues, sans obligation de mesure directe à la source.

Source : Les Échos, H. Goulard, 23 juin 2026 · Règlement (UE) 2024/1787, EUR-Lex · Ministère de la Transition écologique FR, art. 27 §1.

2 — Mise en perspective : émissions naturelles, fossiles, bioCH₄

Avant tout jugement normatif, il importe de situer les ordres de grandeur. Le méthane n'est pas un polluant exclusivement anthropique : environ 35 à 40 % des 608 Tg CH₄/an émis mondialement en 2020 proviennent de sources naturelles non contrôlables (Global Methane Budget, Saunio et al., 2025). Cette réalité physique n'atténue pas l'urgence d'agir sur les sources anthropiques contrôlables — elle la renforce.

Source / Flux	Volume (Tg CH ₄ /an)	% total mondial	Contrôlable ?	Nature du flux
Zones humides + eaux douces	275–360	45–59 %	Non — rétroaction climatique	Émission naturelle

Permafrost arctique	10–30	2–5 %	Non — en augmentation	Émission naturelle
Sources géologiques, océans, termites	43–75	7–12 %	Non	Émission naturelle
Total naturel (Saunois 2025)	~200–250	~35–40 %	Non	Émissions naturelles
Pétrole & gaz fossiles — dont LNG import EU (règl. EU 2024/1787)	~100–120	16–20 %	Oui — sanctions suspendues 3 ans (juin 2026)	Émission anthropique fossile
Élevage, déchets, riziculture (sans valorisation)	~140–160	23–26 %	Partiellement	Émission anthropique diffuse
Résilience V11 (a) — CH₄ diffus évité¹ CH ₄ que les intrants auraient émis sans valorisation (effluents d'élevage, biodéchets) — scénario de référence anaérobie démontré	~0,5–1,3 Tg évités/an (estimation conservatrice — catégories à scénario anaérobie uniquement)	~0,1–0,2 % (flux ÉVITÉ, non émis)	Oui — captage et valorisation	CH₄ atmosphérique ÉVITÉ — bénéfice net vs scénario de référence
Résilience V11 (b) — Fuites résiduelles filière Seul CH ₄ réellement émis vers l'atmosphère par la filière — seuil contractuel ≤ 1 %	≤ 0,19 Tg/an (≤ 1 % de 18,8 Tg produits)	< 0,03 % mondial (comparable aux sources naturelles mineures)	Oui — LDAR trimestriel certifié, ICB, bilan massique annuel	Seule émission réelle de la filière — comparable aux autres lignes du tableau

Sources : Global Methane Budget 2000–2020, Saunois et al., 2025, ESSD/Copernicus · IEA Global Methane Tracker 2026 · Note technique Méthane V2, Programme Résilience V11. ¹ CH₄ diffus évité : estimation conservatrice fondée sur le scénario de référence réel des intrants — uniquement pour les catégories à décomposition anaérobie démontrée (effluents d'élevage stockés, biodéchets en

décharge non traitée). Données : ADEME méthanisation FR, Note technique Méthane V2 §3. La biomasse sèche à décomposition aérobie n'est pas comptabilisée dans cet évitement.

Quatre enseignements de ce cadrage :

- **Les émissions naturelles ne justifient pas l'inaction anthropique** — elles illustrent l'ampleur du cycle biogénique global. Les émissions de zones humides et de permafrost sont en augmentation par rétroaction climatique : c'est précisément pourquoi chaque Tg anthropique évitable compte.
- **Le LNG américain importé représente un flux mesurable et contrôlable** — à la différence des zones humides ou du permafrost arctique. Suspender les exigences réglementaires est un choix politique, pas une contrainte physique.
- **La comparaison correcte pour la filière Résilience porte sur les fuites résiduelles (ligne b), pas sur la production.** $\leq 0,19$ Tg/an émis vers l'atmosphère — soit moins de 0,03 % des émissions mondiales de CH₄. C'est le seul flux comparable aux autres sources du tableau. Les 18,8 Tg produits sont du méthane capté, valorisé et brûlé — pas émis.
- **Le bénéfice net du captage (ligne a)** représente 0,5 à 1,3 Tg CH₄/an qui n'atteignent pas l'atmosphère grâce à la filière — du méthane qui aurait été émis de façon diffuse et incontrôlée dans le scénario de référence réel des intrants (fosses à lisier, décharges). Ce flux évité est invisible dans un bilan de combustion classique — il n'apparaît que dans la comparaison avec le scénario de référence.

3 — Fuites LNG américain : données par bassin (satellites 2023–2025)

La fourchette globale « 2–8 % » souvent citée masque une réalité structurellement hétérogène. Les données satellitaires récentes (TROPOMI/IMI, MethaneSAT, Sherwin et al., Nature 2024) permettent une segmentation par bassin qui est essentielle pour un positionnement institutionnel rigoureux.

Bassin / Source	Taux de fuite mesuré (upstream)	Tendance	Source principale LNG export EU ?	Statut LDAR US
Appalachian (Marcellus)	~1 % (MethaneSAT 2024 ; Sherwin et al., Nature 2024)	Stable — meilleur bassin US	Probable (bas coût, gaz dominant)	Partiel
Haynesville (Louisiane)	~1 % (MethaneSAT 2024)	Stable	Probable (gaz dominant)	Partiel
Permian Basin — Texas (global)	3,2 % en 2023 (TROPOMI/IMI)	↓ amélioration	Partiel (gaz associé au pétrole)	Partiel

	; vs 5,2 % en 2019)	— mais reste élevé		
Permian — Nouveau-Mexique	2,1–9,6 % (TROPOMI 2023 ; Sherwin et al., 2024 : jusqu'à 9,6 %)	↓ objectif État < 2 % en 2026	Risque élevé si gas associé mobilisé	Partiel — sans LDAR indépendant certifié
Moyenne US (IEA GMT 2026)	~1 % intensité upstream nationale	↓ –10 % depuis 2019	Variable selon la source marginale	Non uniforme
bioCH ₄ Résilience V11	≤ 1 % chaîne complète — contractuel	Stable — LDAR trimestriel certifié	—	OUI — protocole 5 niveaux + ICB

Sources : Sherwin et al., Nature 2024 (≈ 1M d'observations empiriques, 6 bassins) · TROPOMI/IMI — Environ. Sci. & Technol., déc. 2025 · MethaneSAT/EDF, juill. 2024 · IEA Global Methane Tracker 2026 · RFF Working Paper, Prest 2025

Points clés de cette segmentation :

- **Le gaz marginal mobilisé pour l'export LNG vers l'UE** proviendrait majoritairement d'Appalachie et Haynesville (~1–2 % de fuites), selon l'analyse RFF/Prest (2025) sur l'économie de l'offre marginale. Ce scénario favorable est conditionnel à la politique d'approvisionnement des terminaux LNG.
- **En cas de mobilisation du gaz associé Permian** — scénario probable sous pression de production Trump 2025 — les taux de fuite upstream peuvent atteindre 3,2 à 9,6 % selon le sous-bassin (Nouveau-Mexique), approchant ou dépassant le seuil critique climatique (9,9 % vs gaz naturel fossile).
- **Sans LDAR indépendant certifié sur les sites d'extraction**, la valeur réelle du taux de fuite du LNG importé en Europe reste non vérifiable. C'est l'angle aveugle du règlement suspendu.

¹ Sherwin et al., Nature 2024 (TROPOMI + Insight M, ≈ 1M observations, 6 bassins US). ² Étude Energy Science & Engineering, oct. 2024 : en GWP20, certaines chaînes LNG US affichent une empreinte GES supérieure de 33 % au charbon lorsque les taux de fuite upstream/midstream (47 % du bilan total) sont pris en compte.

4 — Une distorsion de concurrence réglementaire au détriment du bioCH₄ indigène

Le tableau suivant confronte les régimes de contrôle effectifs en 2026 selon les filières :

Régime / Filière	Taux de fuite upstream (2025)	Seuil critique climatique (GWP100)	Statut réglementaire & mesure
LNG US — meilleurs bassins (Appalachie, Haynesville)	~1–2 %	9,9–15,5 %	<i>Sanctions EU suspendues 3 ans. LDAR US partiel, non certifié indépendant.</i>
LNG US — Permian (gaz associé, pire cas)	2,1–9,6 % selon sous-bassin¹	9,9–15,5 %	<i>Dépasse ou approche le seuil critique GWP100. En GWP20 : pire que le charbon². Sanctions suspendues.</i>
Gaz fossile réseau amont non-EU (Russie, Algérie...)	1–4 % (variable, non certifié)	9,9 %	<i>LDAR non généralisé. Mesure partielle par satellites — non opposable.</i>
bioCH₄ filière Résilience V11	≤ 1 % contractuel — chaîne complète	9,9–15,5 %	Protocole 5 niveaux. LDAR trimestriel indépendant. ICB. Bilan certifié annuel. Sanction > 3 %.

Seuils critiques GWP100 : calcul IPCC AR6 (GWP100 = 27,9). Voir Note technique Méthane V2 §2 pour la méthode. En GWP20 (GWP = 82,5), les seuils critiques sont environ 3× plus bas : ~3,3 % vs gaz naturel fossile. Le LNG Permian worst-case les dépasse largement.

La suspension des sanctions import crée de facto une asymétrie réglementaire intenable sur le fond :

- Un opérateur bioCH₄ français non conforme à 1,5 % est sanctionnable sous ICPE — mise en demeure 30 jours, suspension possible.
- Un importateur LNG dont le gaz provient de sous-bassins Permian à 5–9 % de fuites upstream échappe pendant trois ans aux sanctions prévues — sans mesure directe obligatoire à la source.
- **La méthanisation et la pyrogazéification** ne sont pas couvertes par le règlement (UE) 2024/1787, qui cible le secteur fossile et ses imports. Leur contrôle relève du CDC national et des ICPE — ce qui rend d'autant plus visible le fait que Résilience applique volontairement des standards qui vont au-delà des exigences légales actuelles.

L'asymétrie réglementaire en une phrase : un écart de 0,5 % de fuite sur un site de méthanisation français déclenche une mise en demeure ICPE sous 30 jours — tandis qu'un cargo de LNG américain issu du Permian Basin avec 7 % de fuites upstream entre aujourd'hui sur le marché européen sans aucune pénalité, grâce à la suspension des sanctions du règlement (UE) 2024/1787 décidée en juin 2026.

Conséquence : l'argument de rigueur avancée de Résilience est non seulement technique — il est réglementairement démontrable par comparaison directe avec le fossile importé.

Note sur la pyrogazéification — un profil de risque structurellement différent de la méthanisation :

La pyrogazéification de biomasse sèche (résidus forestiers, bois, paille sèche) à haute température (> 700°C) présente un profil de risque de fuites structurellement différent de la digestion anaérobie humide. Contrairement à la méthanisation — qui traite des flux liquides et gazeux à température ambiante avec des points de fuite potentiels multiples (joints de digesteur, gazomètres, stockages digestat) — la pyrogazéification opère en phase solide-gaz à haute température avec un syngas qui n'est pas directement du méthane. La production de CH₄ intervient en aval, après la réaction de Sabatier catalytique en conditions contrôlées. Cette architecture réduit les points de fuite amont et facilite leur détection et contrôle. L'engagement volontaire de Résilience dans le protocole LDAR pour la pyrogazéification va donc au-delà de ce que son profil de risque physique exigerait — c'est un choix de rigueur maximale, pas une obligation technique.

5 — Position Résilience : ni complicité, ni hubris

Le Programme Résilience V11 ne prend pas position sur les arbitrages géopolitiques de la Commission. Il observe et documente une situation qui affecte directement la crédibilité du cadre réglementaire dans lequel il opère.

Ce que Résilience affirme :

- Le risque de fuite méthane est réel et doit être traité comme une contrainte de conception — pour le fossile, le biogaz et la pyrogazéification. C'est la position constante de la note technique V2.
- Le seuil ≤ 1 % contractuel est démontrable, mesurable et auditable — c'est sa force face à tout contradicteur technique ou institutionnel.
- La performance climatique doit être comparée au scénario de référence réel — par catégorie de biomasse et par usage de substitution — pas affirmée globalement.

Ce que la situation réglementaire rend visible :

- La suspension du règlement méthane sur les imports confirme que **l'Europe n'a pas encore de solution indigène crédible, pilotable, mesurable et décarbonée en substitution du gaz fossile importé**. C'est exactement le périmètre que Résilience V11 adresse.
 - Une filière bioCH₄ avec protocole de contrôle de niveau industriel rend le dilemme Bruxelles moins aigu — et offre un argument de sortie par le haut à des décideurs cherchant à concilier sécurité d'approvisionnement et crédibilité climatique.
-

6 — Recommandations pour le dialogue institutionnel

À destination des interlocuteurs parlementaires et des cabinets ministériels :

- **Ne pas opposer le bioCH₄ au débat sur le LNG** — le positionner comme la réponse structurelle que le débat révèle nécessaire. L'absence de solution indigène est l'argument de la Commission pour suspendre les sanctions : Résilience répond directement à cette absence.
- **Créer une Attestation d'Intensité Méthane par Bassin (AIMB)** — conditionner l'accès au réseau européen et aux aides d'État à une attestation par terminal d'export et par bassin d'approvisionnement, certifiée par tiers indépendant (sur le modèle du protocole à 5 niveaux

CDC V2.3). L'AIMB serait l'équivalent d'un label carbone pour le gaz importé — opposable douanièrement et réglementairement. Elle transforme la traçabilité bassin par bassin d'une recommandation en obligation.

- **Demander la traçabilité bassin par bassin** pour tout LNG importé en UE — pas une intensité nationale moyenne, mais une attestation par terminal d'export et par bassin d'approvisionnement, avec LDAR indépendant certifié. Le protocole CDC V2.3 peut servir de référence.
- **Valoriser l'asymétrie réglementaire actuelle** comme preuve de rigueur avancée — non comme une injustice à corriger, mais comme un avantage concurrentiel climatique documenté et chiffré.
- **Proposer l'extension du bilan massique certifié annuel** à tout gaz injecté dans le réseau GRDF ou livré en GNL/GNC, fossile ou biogénique — alignement vers le haut, pas vers le bas.
- **Intégrer la pyrogazéification** dans le périmètre de surveillance LDAR dès la phase de démonstration — volontairement, avant que la réglementation l'impose, pour crédibiliser la filière face aux audits futurs. Son profil de risque structurellement inférieur à la méthanisation humide en fait un cas particulièrement favorable pour démontrer l'atteinte du seuil $\leq 1\%$ avec une marge confortable.

Conclusion

La décision de Bruxelles de suspendre les sanctions du règlement méthane sur les imports fossiles est un recul politique, pas une réalité physique. Le méthane fuyard reste du méthane fuyard, qu'un règlement le sanctionne ou non — et les données satellitaires 2023–2025 montrent que certains sous-bassins américains approchent ou dépassent le seuil climatique critique, en particulier en GWP20.

Le Programme Résilience V11 choisit de documenter cette distorsion avec précision — données bassin par bassin, comparaisons réglementaires, chiffres à l'appui, sans polémique — et de proposer son protocole de contrôle comme modèle de référence pour toute filière gaz injectée en réseau européen.

La marge de sécurité $\times 10$ à $\times 16$ entre le seuil contractuel Résilience ($\leq 1\%$) et le seuil critique climatique GWP100 (9,9–15,5 % selon l'usage) n'est pas un argument de confort : c'est la démonstration que rigueur technique et viabilité climatique sont compatibles — à condition de mesurer, de certifier et de ne tolérer aucun angle aveugle, que ce soit pour les champs fossiles, la méthanisation ou la pyrogazéification.

Sources : Global Methane Budget 2000–2020, Saunio et al., 2025, ESSD/Copernicus · IEA Global Methane Tracker 2026 (juillet 2026) · IPCC AR6 (GWP100 = 27,9 ; GWP20 = 82,5) · Sherwin et al., Nature 2024 (MethaneSAT, ≈ 1 M observations) · TROPOMI/IMI — Environ. Sci. & Technol., déc. 2025 · Energy Science & Engineering, oct. 2024 (LNG vs coal GWP20) · RFF Working Paper, Prest 2025 (marginal LNG supply) · Note technique Méthane V2, Programme Résilience V11 (sept. 2026) · CDC Méthanisation V2.3 (août 2026) · Règlement (UE) 2024/1787, EUR-Lex (en vigueur 4 août 2024) · Ministère Transition écologique FR, art. 27 · Les Échos, H. Goulard, 23 juin 2026 · Rapport Cour des comptes méthanisation, mars 2025