

Panorama européen des marchés du biométhane

Sélection de politiques
publiques structurantes



Le biométhane occupe désormais une place stratégique dans la transition énergétique européenne : il combine réduction des émissions, valorisation des déchets et sécurité d'approvisionnement. Le cadre européen s'est densifié (durabilité, traçabilité, garanties d'origine, interopérabilité des registres), avec l'objectif d'augmenter rapidement les volumes tout en garantissant l'intégrité environnementale. Dans ce contexte, la crise énergétique a accéléré la recherche d'alternatives domestiques au gaz fossile, donnant au biométhane un rôle de diversification et de résilience des systèmes.

Le marché reste toutefois hétérogène selon les États membres : certains ont mis en place des soutiens de production stables (tarifs, primes, contrats pour différence), d'autres privilégient des obligations d'incorporation et des marchés de certificats pour stimuler la demande. Les règles européennes convergent, mais les pratiques de certification et d'échange de certificats ne sont pas encore totalement harmonisées, d'où des niveaux de liquidité, de visibilité prix et de bancabilité très contrastés. C'est dans ce contexte d'hétérogénéité que GRDF a mené un benchmark européen afin d'éclairer le débat public sur les voies possibles de restructuration du marché français.

Dans plusieurs pays, de nouveaux instruments de marché émergent pour structurer l'aval et orienter les volumes vers les usages à plus fort impact carbone : mobilité lourde, chaleur collective et procédés industriels. L'enjeu est double : sécuriser des débouchés clairs et prévisibles pour les producteurs, et offrir aux consommateurs des trajectoires fiables de décarbonation, au meilleur coût.

Le déploiement progressif de ces mécanismes, incluant selon les pays des certificats d'incorporation analogues aux CPB, entraîne une recomposition du marché européen : la standardisation des règles, la qualité des signaux-prix et l'ouverture des échanges transfrontaliers seront déterminantes pour transformer l'essai à grande échelle.

Dynamiques de marché européennes et impacts sur les flux de biométhane



Le marché européen du biométhane connaît une forte croissance ces cinq dernières années - avec un doublement de la production - accompagné du développement des flux transfrontaliers (environ 15% des volumes en 2022).

Avec l'intégration dans un marché unique européen et l'accélération des politiques de décarbonation, les flux de biométhane transfrontaliers devraient s'intensifier, notamment des pays à bas coût et à la production très durable, comme l'Italie, le Royaume-Uni, etc. vers les pays aux plus fortes valorisations des usages tel que l'Allemagne, la France, les Pays-Bas, la Suisse, ou encore la Suède.

Grâce à la montée en puissance d'ERGAr (European Renewable Gas Registry, le registre européen des GO biométhane) et à l'interconnexion progressive des registres de certificats, les transferts transfrontières de certificats de biométhane via le schéma ERGaR ont atteint près de 3 TWh en 2024 et ont dépassé 4 TWh en 2025 (année record). Les flux restent très majoritairement orientés vers l'Allemagne, la Suisse constituant le second marché d'importation, tandis que l'offre provient principalement du Danemark et du Royaume-Uni.

La Suède et l'Allemagne ont quant à elles des mécanismes fiscaux permettant des fortes valorisations du biométhane, tandis que les industriels suisses sont prêts à payer un premium pour consommer du gaz vert ; permettant ainsi aux pays à plus bas coût de production - Royaume-Uni, Danemark - d'exporter.



© GRDF / Franck Dunouau

Trois principales dynamiques devraient faire évoluer le marché européen vers une intensification des échanges :

- L'accélération des politiques européennes en termes de décarbonation et de sécurité d'approvisionnement énergétique : les nouveaux objectifs de -55% d'émissions de CO₂ d'ici 2030 et le paquet RePowerEU visent à développer 340 TWh de production de biométhane en 2030.
- Le paquet climat de l'UE qui devrait faire croître les usages des gaz verts (renforcement de l'ETS I, création de l'ETS II, objectifs de baisse d'intensité carbone dans le transport) et même dans certains mécanismes (GGE, THG Quoten, ERE) favoriser la production de biométhane à l'empreinte carbone en ACV la plus faible grâce à la valorisation de la décarbonation réelle permise et non seulement du côté renouvelable de l'énergie. Cette considération de l'empreinte carbone en ACV est le principal facteur du développement des flux transfrontaliers.
- L'harmonisation du marché d'échanges des certificats d'échange à l'échelle européenne devrait favoriser les imports/exports de certificats biométhane bien qu'à court-terme l'obligation d'utiliser des certificats de durabilité (PoS) en plus des GO pourraient être lourds administrativement pour les producteurs.

Ces nouvelles dynamiques ont permis aux pays et aux producteurs de biométhane d'établir en Europe des stratégies de développement des gaz verts et leurs usages. C'est le cas du Danemark, des Pays-Bas, et de la Pologne qui orientent la consommation de gaz verts vers des usages précis à décarboner en offrant des prix très élevés au biométhane ou en le rendant compétitif avec le gaz fossile. De leur côté, les développeurs de biométhane comme TotalEnergies, Shell, Engie, investissent dans les pays à bas coût¹ pour produire et exporter vers les marchés les plus attractifs.

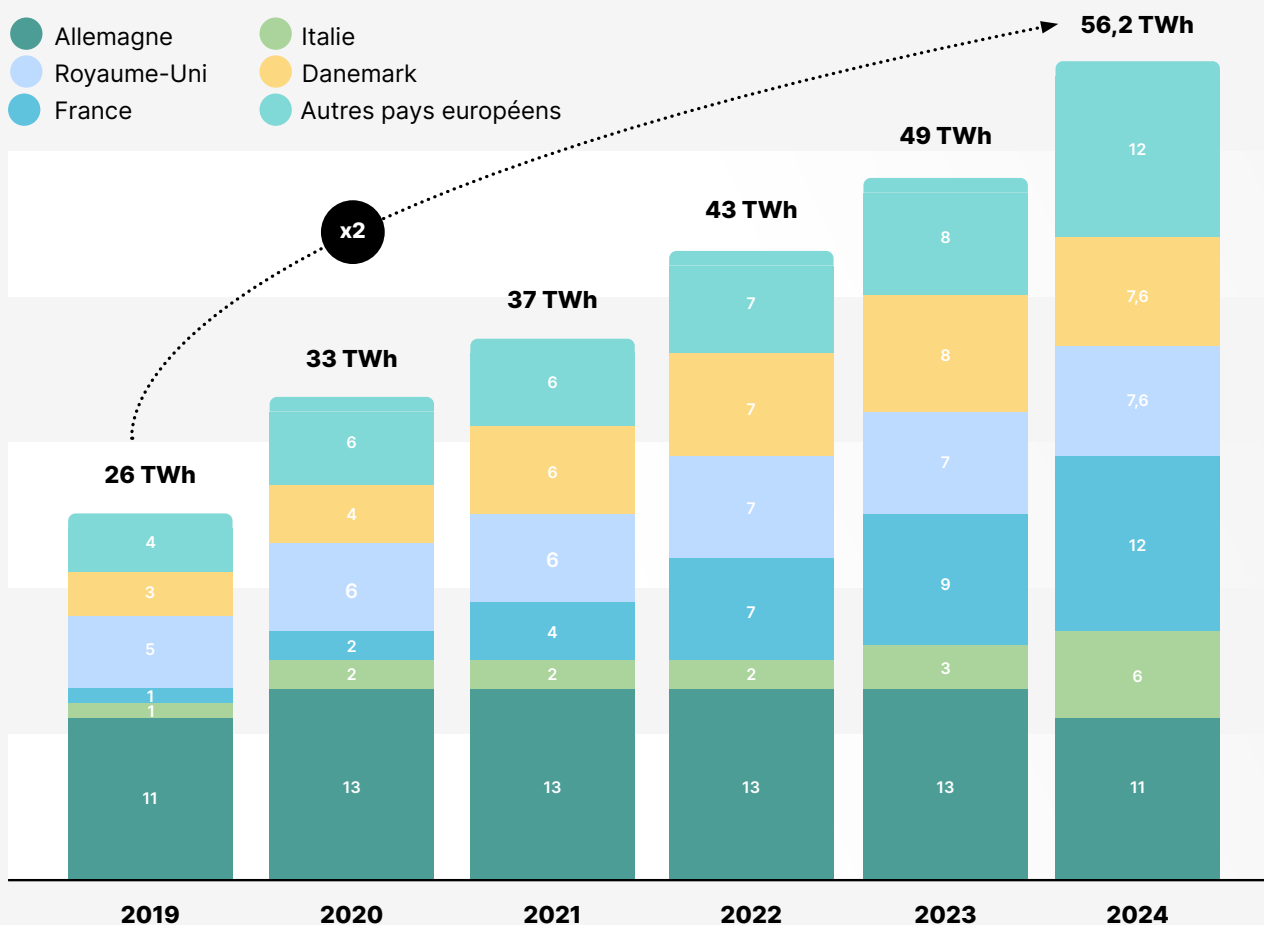
La France, qui rappelons-le est le deuxième pays en production de biométhane et quatrième en consommation de gaz en Europe, pourrait à la fois être exportatrice de biométhane très durable, avec un tiers de sa production en 2030, mais également importatrice de biométhane à bas coût pour l'industrie.

En raison de la très forte valorisation (> 200 €/MWh) sur le THG Quoten et l'ERE, les volumes de biométhane les plus durables (1/3 de la production française à 2030) pourraient être exportés vers ces mécanismes de soutien, tandis qu'avec le développement des CPB, la GO française risque d'augmenter et être moins compétitive face aux GO étrangères pour décarboner les usages industriels.

¹ Comme le Danemark par exemple

Le marché européen a connu une forte croissance ces cinq dernières années avec un doublement de la production pour atteindre près de 56 TWh en 2024 et 75 TWh de potentiel de production en 2025 en Europe

Production historique de biométhane en Europe
2018-2023, en TWh



D'autres pays se sont fixé des objectifs élevés en matière de biométhane d'ici 2030, ce qui explique cette forte évolution de la production ces dernières années (Pays-Bas, Espagne, etc.).

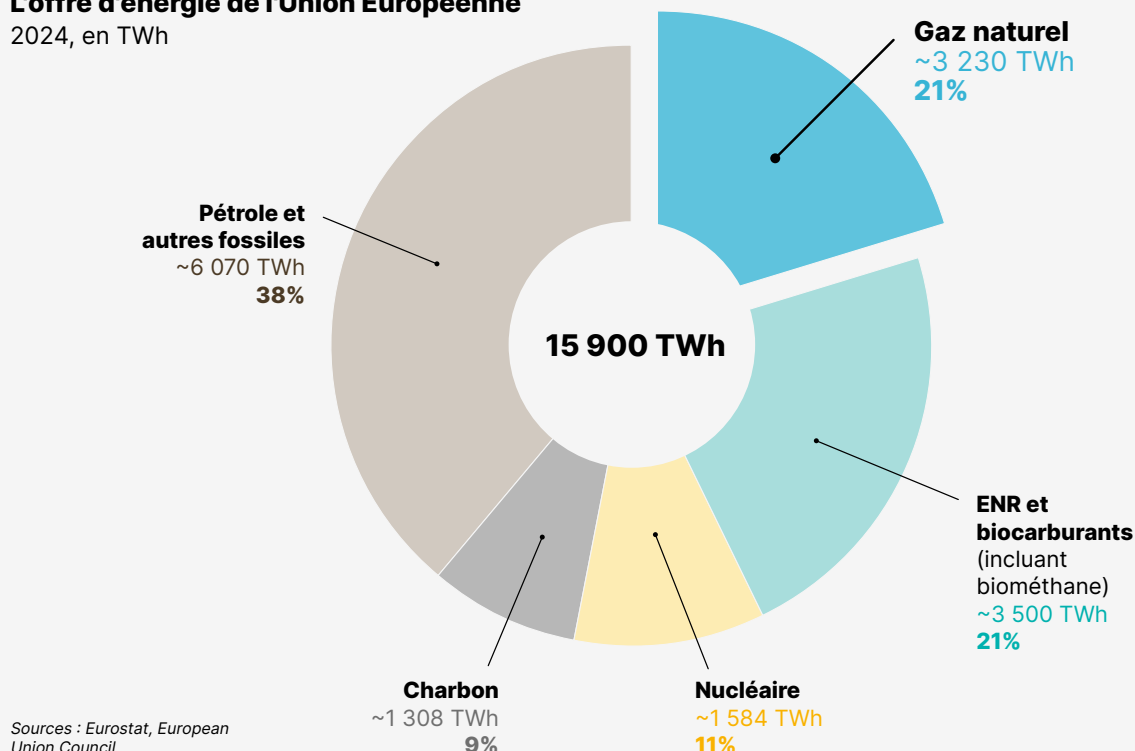
-  Le Danemark prévoit de couvrir 100% de ses besoins en gaz avec du gaz vert d'ici 2030.
-  Le Royaume-Uni, la France et l'Italie enregistrent les plus fortes augmentations de production, grâce à des mécanismes de soutien solides (au niveau de la production et de l'incorporation dans l'utilisation finale) et à des objectifs clairs pour 2030.
-  À l'exception des transports, l'Allemagne n'a pas d'incitations à produire du biométhane pour l'utilisation finale et n'a pas d'objectif clair d'ici 2030.

Sources : European Biogas Association, GRDF, DENA, MASE

Neutralité carbone 2050 : des objectifs européens ambitieux et des leviers d'action dès 2030



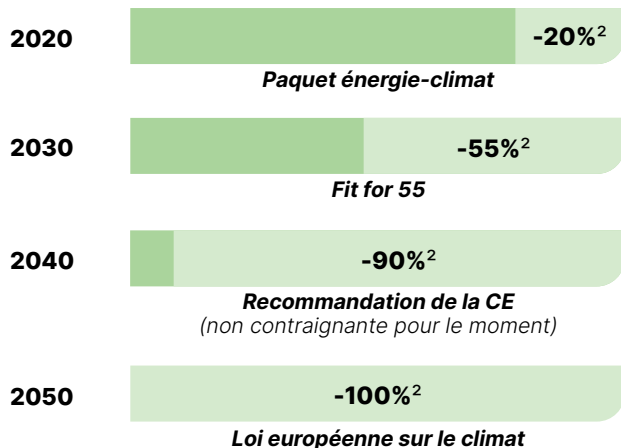
L'offre d'énergie de l'Union Européenne 2024, en TWh



L'Union européenne s'est fixé des objectifs ambitieux pour réduire son empreinte carbone dans tous les secteurs et devenir neutre en carbone d'ici 2050.

La neutralité carbone s'appuie sur des objectifs successifs de réduction des émissions de GES, traduits par l'Union européenne dans une législation progressive de décarbonation de tous les secteurs.

Objectifs de réduction de GES de l'UE



- Une cible européenne d'au moins 42,5% d'énergies renouvelables d'ici 2030, avec une ambition portée à 45%, déclinée au travers des trajectoires nationales ;
- Des objectifs de baisse des émissions (-62% pour l'industrie sur l'ETS), progressivement étendus à l'aviation et le maritime ;
- Taxe carbone pour les produits importés (en cours de développement)...

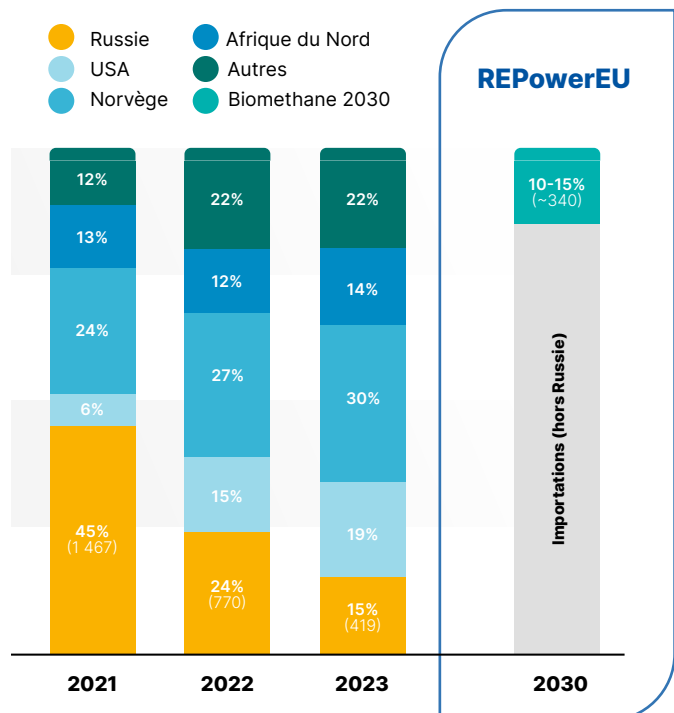
² Par rapport aux émissions de GES en 1990

Depuis 2022 et le début de la guerre russo-ukrainienne, l'Union européenne souhaite également réduire sa dépendance au gaz russe et vise à produire 35 milliards de m³ soit 340 TWh de biométhane d'ici 2030.

- ▶ Compte tenu de l'invasion de l'Ukraine par la Russie et de la hausse des prix de l'énergie en Europe, le plan d'action REPowerEU vise à rendre l'Europe indépendante des combustibles fossiles russes bien avant 2030. Pour atteindre ces objectifs, le plan REPowerEU repose sur trois piliers : diversifier les approvisionnements en gaz, réduire plus rapidement l'utilisation des combustibles fossiles et développer massivement les énergies renouvelables.
- ▶ Le plan REPowerEU vise à produire 35 milliards de m³ de biométhane d'ici à 2030, ce qui pourrait représenter entre 10 et 15% de la demande de gaz estimée en 2030.
- ▶ Pour augmenter la capacité de production de biogaz dans l'UE et promouvoir sa conversion en biométhane, les besoins d'investissement sont estimés à 37 milliards d'euros sur la période.

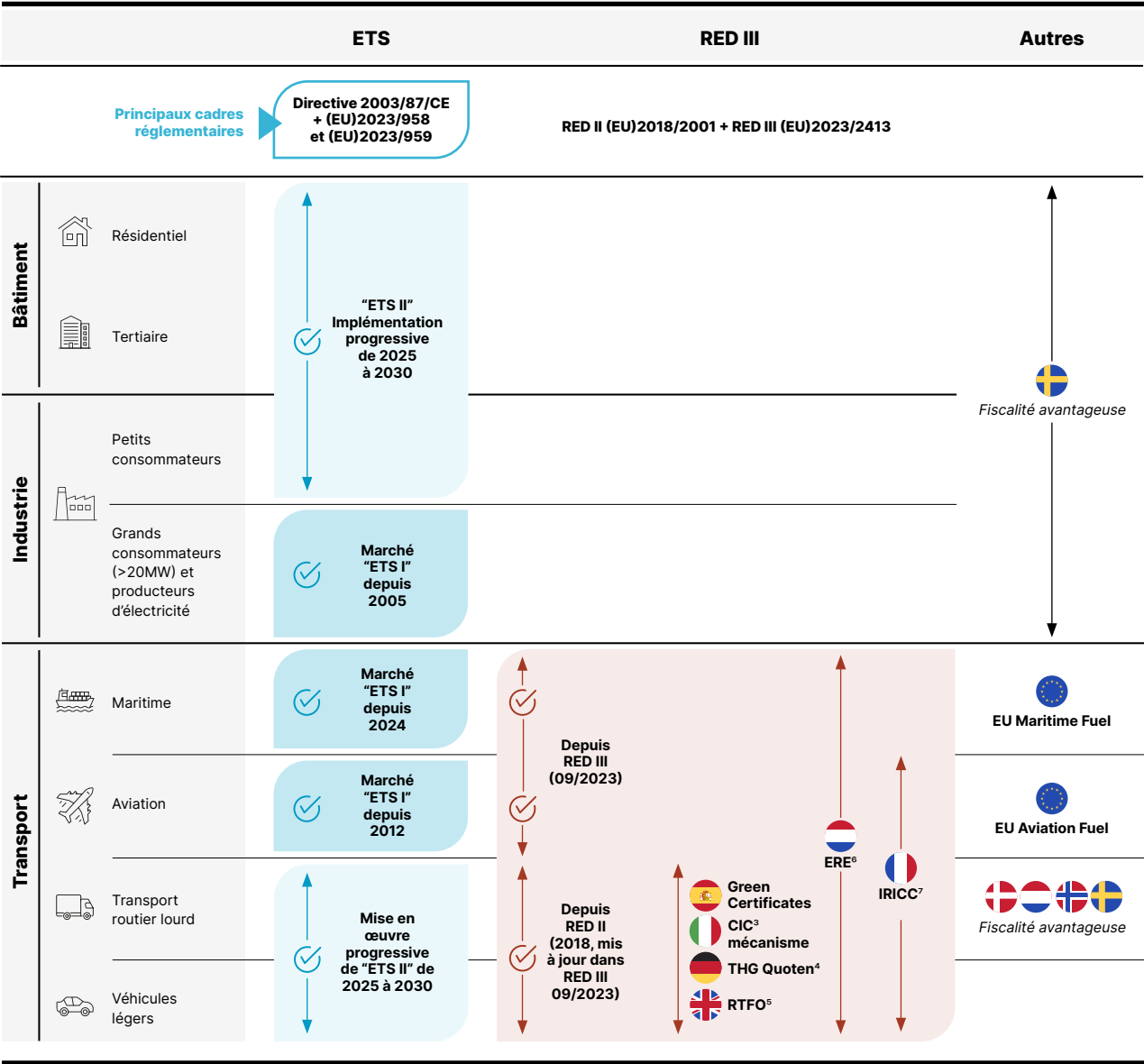
Approvisionnement en gaz de l'UE par origine et objectifs de REPowerEU pour 2030

2021-2023, en TWh et %



Pour atteindre ces ambitions 2030, l'UE a encouragé la réduction des émissions de CO₂ dans tous les secteurs de l'économie, en favorisant la demande en énergies bas carbone et donc en gaz verts.

Principaux mécanismes de réduction des émissions de GES à l'échelle de l'UE



Source : Commission européenne, Mécanismes de soutien nationaux

³ Consorzio Italiano Compostator
⁴ Treibhausgasminderungs Quoten
⁵ Renewable Transport Fuel Obligation
⁶ Emissie Reductie Eenheden
⁷ Incitation à la Réduction de l'Intensité Carbone des Carburants



FOCUS TRANSPORT



Les mécanismes européens pour décarboner le transport valorisent l'empreinte carbone des carburants pour inciter à la consommation du biométhane le plus durable.

Certifications requises pour comptabiliser le biométhane par mécanisme européen

Mécanismes de réduction des émissions

ETS I et ETS II

Fuel EU Maritime

Mécanismes transport

RED II
(2018)

Obligation pour les industriels d'acheter des quotas d'émissions pour couvrir leurs émissions

Valeur CO₂ : 0 émission pour le biométhane

Certification requise : GO compatible RED II

N/A

Obligation pour les fournisseurs d'incorporer des carburants renouvelables

Valeur CO₂ : 0 émission pour le biométhane

Certification requise : GO compatible RED II

RED III
(2023)

Valeur CO₂ : 0 émission pour le biométhane

Certification requise : GO compatible RED III + PoS⁸

Obligation pour les armateurs de réduction de l'intensité carbone des carburants de leur flotte

Valeur CO₂ : **Valeur carbone en ACV⁹ du carburant**

Certification requise : GO compatible RED III + PoS

Obligation pour les fournisseurs de réduire l'intensité carbone des carburants vendus

Valeur CO₂ : **Valeur carbone en ACV du carburant** pour prendre en compte la valeur réelle de décarbonation permise par le carburant (entre -300 et +50 gCO₂eq/MJ selon les intrants)

Certification requise : GO compatible RED III + PoS

Sources : RED II (2018/2001), RED III (2023/2413), EU Maritime Fuel

⁸ Proof of Sustainability

⁹ Analyse en Cycle de Vie, prenant en compte toutes les émissions de la vie du carburant (de la production à la consommation)

L'utilisation généralisée du certificat de durabilité (PoS¹⁰) dans un marché européen unique devrait se renforcer, et à court terme, s'accompagner de flux de GO bien établis.

- Depuis 2018, tous les sites de méthanisation doivent progressivement être certifiés pour que leur production soit comptabilisée comme "bas carbone" ou "durable".

— Avant 2018, seuls les bio-carburants devaient répondre à des critères de durabilité.

— RED II exige désormais de la biomasse solide et gazeuse pour la production d'électricité et de chaleur **afin de répondre aux critères de durabilité sur les matières premières et de réduction des émissions de GES** :

- -70% pour les sites mis en service après 2021,
- -80% pour les sites mis en service après 2026.

Cela a conduit à ce que tous les principaux systèmes réglementaires (ETS, quotas de biocarburants et systèmes de soutien nationaux) exigent des producteurs qu'ils certifient leur biométhane.

- L'intégration d'un certificat de durabilité (PoS) à une GO devrait être une condition préalable pour les futurs échanges transfrontaliers.

— Les PoS délivrées par des organismes de certification volontaire permettent d'auditer l'ensemble de la chaîne de traçabilité du biométhane tout en fournissant des informations sur les mécanismes de soutien dont il a bénéficié¹¹.

— Certains registres de GO ont déjà (e.g. Vertogas aux Pays-Bas) incluent des PoS. **Les GO seules ne sont pas suffisantes pour respecter les obligations réglementaires.**

À court terme, le modèle européen vise à s'inspirer du registre néerlandais

- Le passage de la certification réglementaire du biométhane aux PoS permettrait d'accélérer considérablement l'unification du cadre réglementaire européen.

— Avec l'utilisation systématique des PoS, les États pourraient donc perdre la possibilité d'imposer des règles d'éligibilité spécifiques dans leurs systèmes nationaux de quotas, car ils doivent reconnaître toutes les PoS délivrées par les systèmes de certification volontaires européens.

— Le principal obstacle à ce changement est la nécessité d'éviter le double comptage dans les pays disposant de registres GO. Il pourrait être évité en intégrant les registres de GO dans l'Union Database, une nouvelle plateforme européenne de traçabilité du biométhane, qui sera implémentée en 2027 pour la chaîne gaz.

Sources : Interview d'experts (GRDF, Elengy), Réglementation UE

¹⁰ Proof of Sustainability

¹¹ ISCC : « Des informations indiquant si une aide a été fournie pour la production et, le cas échéant, le type de régime d'aide doit être indiqué ». Certains experts estiment qu'il ne sera pas considéré comme suffisant pour éviter le risque de surcompensation.

¹² En discussion, les modalités pratiques doivent être clarifiées (par exemple, les informations concernant les subventions ou les soutiens dont une production a bénéficié sont actuellement inscrites dans les certificats GO et pourraient être perdues).

Ces évolutions récentes interrogent la place future des registres de garanties d'origine, dans la mesure où le système Union Database / PoS pourrait, à terme, s'imposer comme le standard de référence pour les échanges transfrontières en Europe.

À court terme, toutefois, chaque garantie d'origine devrait continuer à être adossée à une preuve de durabilité (PoS).

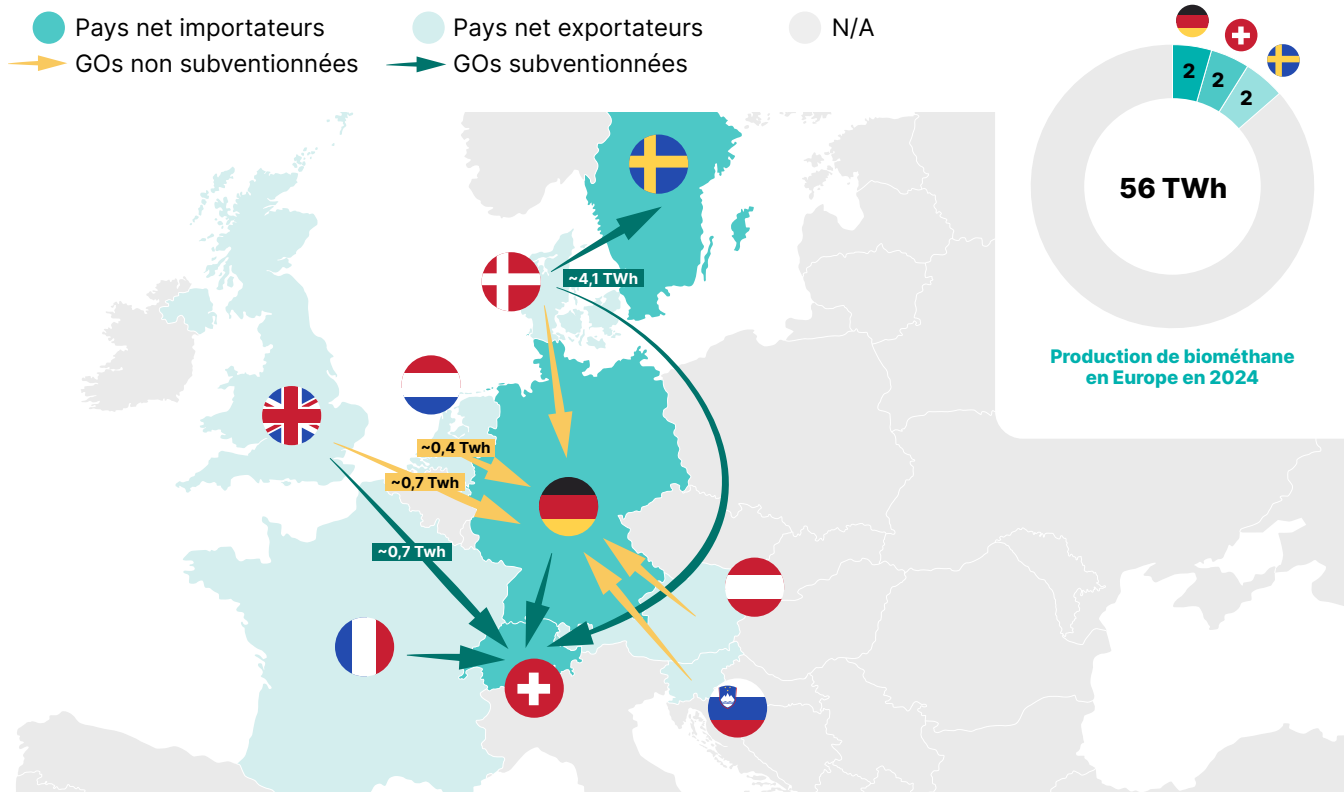
L'accélération des flux via l'harmonisation des échanges transfrontaliers pourrait être limitée à court-terme avec l'utilisation de plusieurs mécanismes (preuve de durabilité via l'Union Data Base, GO par ERGaR

ou AIB, Association of Issuing Bodies, l'autre registre européen de référence) qui pourrait être complexe administrativement pour les fournisseurs.



Les flux transfrontières de GO biométhane via ERGaR sont de l'ordre de 8 TWh depuis 2021, dont 4 TWh pour la seule année 2025, principalement à destination de la Suisse, de l'Allemagne et de la Suède.

Carte des flux transfrontaliers des GO biométhane 2025 en Europe



Sources : EBA, Biomethane Industrial Partnership (BIP) Europe

Les principaux facteurs liés aux importations

- 🇸🇪 Importation de biométhane danois subventionné¹³**

 - Flux transfrontaliers uniquement éligibles par injection physique,
 - Biométhane importé disposant des mêmes exonérations (taxe carbone + taxe énergie),
 - Biométhane subventionné¹⁴ éligible à l'importation, chevauchement des mécanismes de soutiens, accentuant la compétitivité du biométhane danois.

🇨🇭 Importation de biométhane subventionné

 - Biométhane subventionné éligible à l'importation,
 - Industriels prêts à payer un premium pour consommer du gaz vert.
- 🇩🇪 Valorisation liée au THG Quoten**

 - Forte valorisation du biométhane à travers le mécanisme TGH Quoten (150-250 €/MWh),
 - Registre GOs harmonisé via ERGaR.

L'intégration d'un marché européen harmonisé des GOs pourrait remettre en question les flux subventionnés jugés anticoncurrentiels.

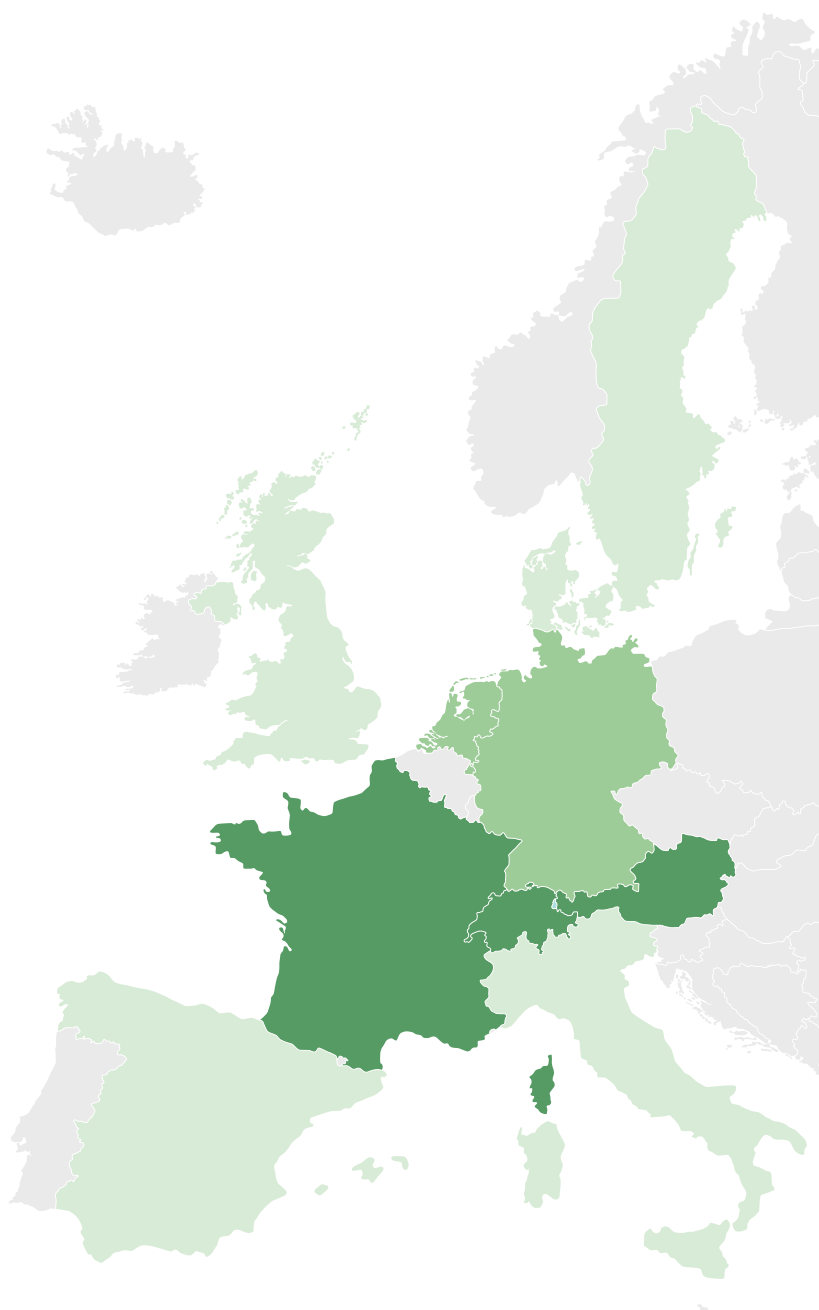
¹³ La Commission Européenne mène une enquête depuis mars 2024, mais avec l'intégration du Danemark à l'UDB (Union DataBase), le Danemark ne devrait pas pouvoir exporter son biométhane subventionné.

¹⁴ Loi révisée CO₂ : À compter de 2025, l'injection de biométhane sera subventionnée alors que jusque-là uniquement réservé à la production électrique.

Ces flux s'expliquent par une hétérogénéité des niveaux de compétitivité ; le Royaume-Uni et le Danemark disposant d'un avantage compétitif à la production du biométhane en raison d'un accès privilégié aux déchets alimentant de larges installations.

Coût moyen de production par types d'intrants, 2024

● < 80 €/MWh ● 80 – 90 €/MWh ● ≥ 90 €/MWh ● N/A



Analyse sur les intrants des coûts de production

 **Pays au coût moyen de production compétitif (< 80 €/MWh)**

-  — Part élevée de production issue de fumier (~75% pour le Danemark, 60% pour l'Italie),
-  — Grandes installations de production de biométhane en Italie, au Danemark et au Royaume Uni (> 80 GWh/an),
-  — En Espagne et en Suède, ~75% de la production est issue de STEP.

 **Pays au coût moyen de production modéré (80 – 90 €/MWh)**

- Aux Pays-Bas, le mix d'intrants est composé d'effluents d'élevage et de biodéchets, mais la taille des installations limite la compétitivité (< 45 GWh/an),
- En Allemagne, ~50% de la production est issue de biogaz, ce qui rend l'intensité carbone (CI Score) peu attractive pour la décarbonation (CI Score +50) – ce biogaz est utilisé pour de la production d'électricité.

 **Pays au coût moyen de production élevé (≥ 90 €/MWh)**

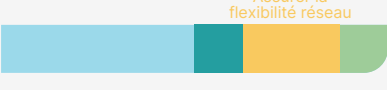
-  — Forte proportion de déchets agricoles pour la France et l'Autriche (respectivement ~60% et ~45%),
- Les trois pays se caractérisent également par de petites installations (< 20 GWh/an).

Sources : EBA, Biomethane Industrial Partnership (BIP) Europe

Certains pays (Danemark, Pays-Bas, Pologne) orientent la consommation de gaz verts vers des usages précis à décarboner en offrant des prix très élevés au biométhane ou en le rendant compétitif avec le gaz fossile.

Évolutions des usages dans les principaux pays étudiés à horizon 2030

● Transports ● Industrie ● Électricité ● Bâtiment

Pays	Consommation gaz naturel 2022	Estimation de la part du biométhane affectée à la filière d'après l'analyse des plans nationaux à horizon 2030	Orientation des gaz verts à horizon 2030
	~430 TWh 32% 14% 53%		Pas d'orientation spécifique
	~17 TWh 41% 6% 51%		Orientation industrie
	~415 TWh 21% 21% 57%		Pas d'orientation spécifique
	~500 TWh 23% 28% 47%		Pas d'orientation spécifique
	~675 TWh 31% 13% 47%		Orientation transports
	~200 TWh 24% 23% 52%		Orientation bâtiment
	~125 TWh 34% 9% 56%		Orientation électricité
	~5 TWh 71% 3% 25%		Pas d'orientation spécifique
	~30 TWh 34% 65%		Orientation industrie
	~60 TWh 49% 18% 31%		Pas d'orientation spécifique

Sources : PNEC, UK gouvernement, Eurostat



FOCUS

Exemples de mécanismes issus de divers pays, portant tant sur la consommation que sur la demande

Le Danemark, les Pays-Bas, la Pologne, etc. ont déjà structuré des dispositifs spécifiques pour orienter l'usage du gaz vert vers l'industrie, la mobilité, le bâtiment, ou encore la flexibilité du système.

Le tableau précédent illustre, à horizon 2030, la façon dont ces États ciblent des usages prioritaires et rendent le biométhane compétitif face au gaz fossile.

Les schéma suivants sont consacrés à quelques mesures emblématiques mises en œuvre dans ces pays : mécanismes de soutien, signaux prix, régulation d'accès aux réseaux, dispositifs de traçabilité.

L'objectif de l'étude est de montrer concrètement comment chaque pays a organisé son cadre de marché et de régulation pour favoriser le développement et l'orientation du biométhane vers les usages jugés stratégiques.



Au Danemark, la méthanisation présente un modèle économique favorable pour la filière du recyclage des biodéchets alimentaires, la totalité des volumes a été valorisée par méthanisation en 2021

Fléchage des biodéchets alimentaires vers la méthanisation au Danemark

Voies de gestion des biodéchets	Taxation du procédé	Valeur du produit final
 Incinération	75 €/tonne incinérée	N/A
 Enfouissement	79 €/tonne enfouie	
 Compostage	0 €/tonne	0-25 €/tonne de compost
 Méthanisation	0 €/tonne	80-200 €/MWh de biométhane

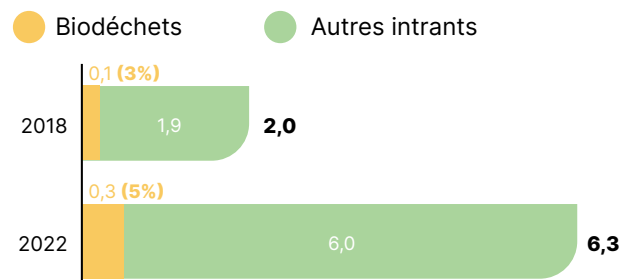
Sources : NECP, DEA (Danish Energy Agency)

La méthanisation est donc la solution privilégiée pour le traitement et la valorisation des biodéchets alimentaires (0,51 Mt de déchets alimentaires ont été collectés et valorisés par la méthanisation en 2021).

Explications de l'orientation des biodéchets :

- Objectif 100% de gaz renouvelables dans la consommation en 2030,
- Obligation de collecte des municipalités (> 92% de collecte en 2023 vs 52% en 2021),
- Mécanismes de soutien à la production et à la consommation,
- Fiscalité avantageuse pour la consommation de biométhane (taxe carbone + exemptions de droits d'accise).

Production de biométhane par type d'intrant [TWh/an] :

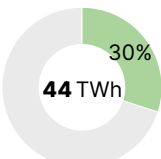
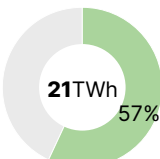
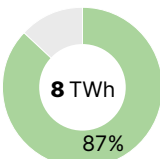
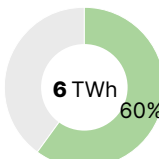


- Part faible mais croissante des biodéchets dans la production de biométhane, contribuant ainsi au développement de la filière avec du biométhane avancé.



► **Le mécanisme de CPB pourrait s'inspirer des niveaux d'ambition (> 50% de la production 2030) et de pénalités (> 125 €/MWh) des autres mécanismes d'obligations d'incorporation européens**

Comparaison des différents mécanismes européens d'obligations d'incorporation de biométhane

	 CPB Projet en vigueur	 GGE Projet de loi	 Autriche Projet en arrêt	 RHO Projet de loi	 Allemagne Proposition
Secteur concerné		 ~72% ~28%			À déterminer
Type de gaz	Biométhane	Biogaz	Biogaz ¹⁵	Biométhane et biocarburant ¹⁶	Biogaz
Date de mise en œuvre	2026	2017	2024	2026	Non précisé
Cible	Volume d'obligation d'incorporation	Baisse des émissions de CO ₂	Volume d'obligation d'incorporation	Volume d'obligation d'incorporation chaleur	Volume d'obligation d'incorporation
Objectifs	2026 : 0,41% 2027 : 1,8% 2028 : 4,1% (6,5 TWh)	2026 : -0,8 MtCO ₂ e 2030 : -3,8 MtCO₂e (~12 TWh)	2026 : 1,7% 2027 : 3,05% 2030 : 8,34% (~6,5 TWh)	2030 : 10% (~2TWh) En discussion	2025 : 0,67% 2030 : 7,5%
Pénalité	~100 €/MWh	~100 €/MWh (450 €/tCO₂)	125 €/MWh	160-240 €/MWh	À déterminer
Critère de durabilité	PoS (RED II)	PoS (RED II)	PoS (RED II)	PoS (RED II)	N/A
Valorisation ETS	 ETS II	 ETS II	 Gaz vert subventionné	 Gaz vert subventionné	N/A
Production	Domestique	Domestique	Domestique	Europe	Europe
Couverture mécanisme vs production 2030	 44 TWh 30%	 21TWh 57%	 8 TWh 87%	 6 TWh 60%	N/A

Sources : LegiFrance, Rijksoverheid, Parlement Autrichien

¹⁵ Gaz vert et gaz recyclé à hauteur maximum de 5%

¹⁶ En Irlande, la majorité de la chaleur est produite à partir de pétrole (45 %) et de gaz naturel (43%).



▶ La possibilité d'entrée/sortie intégrée aux mécanismes danois de soutien à la production permet d'optimiser les flux de dépenses publiques tout en sécurisant un revenu minimum pour les porteurs de projet

Mécanisme d'*opt-in/opt-out* dans les soutiens à la production danois

— Option de renoncer à la subvention pour vendre son biométhane sur les marchés

Chaque mois, un producteur a le choix de bénéficier de la subvention (*opt-in*) ou de vendre son biométhane sur les marchés (*opt-out*).

Opt-in :

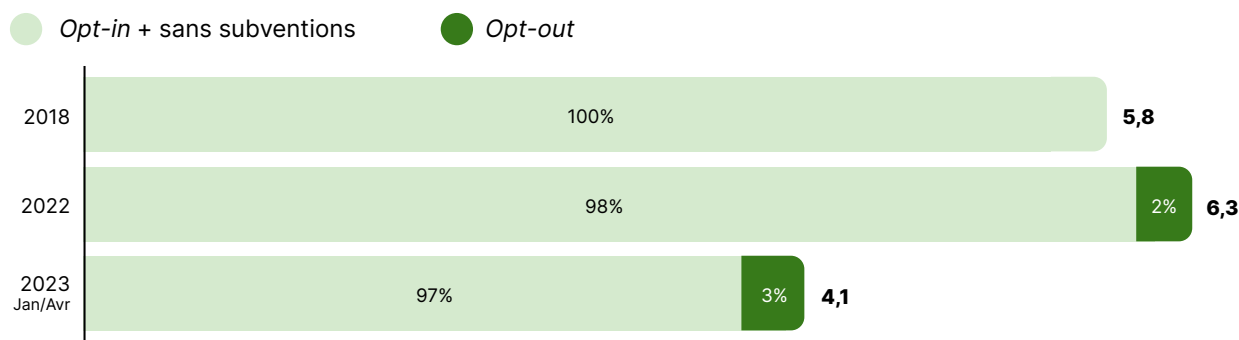
- Le producteur reçoit une subvention,
- Cette production ne peut pas faire l'objet d'une GO.

Opt-out :

- Le producteur n'est pas subventionné,
- Le producteur obtient une GO qu'il peut valoriser dans le système ETS ou dans les quotas de transport (ex: THG).

Cette option est présente dans le mécanisme de Feed-in-Premium danois.

— Production de biométhane au Danemark *opt-out* vs. *opt-in* + non subventionnée



— Risques et opportunités d'une transposition du mécanisme *opt-in/opt-out* à la France

Opportunités :

Pour les producteurs :

- Diminution du risque sur les revenus, donc accès plus facile à l'investissement,
- Pas de perte d'opportunité sur d'autres mécanismes de valorisation.

Pour l'État français :

- Pas d'aide quand les marchés sont suffisamment rémunérateurs → optimisation des dépenses de subvention,
- Protection contre le risque de fuite de biométhane subventionné.

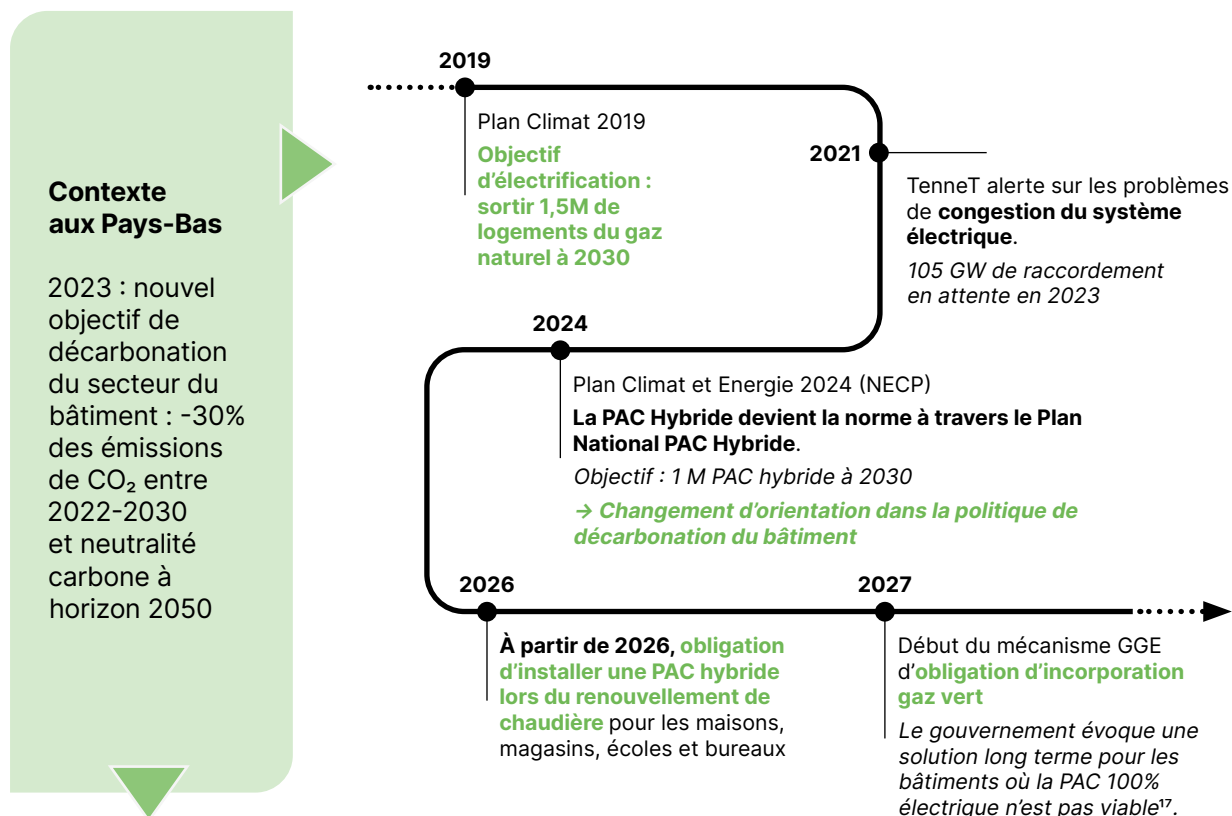
Risques :

- Risque de fuite de biométhane vers d'autres marchés européens où sa valeur est plus élevée.



À l'image des Pays-Bas, la décarbonation du secteur du bâtiment peut se faire par le biais de PAC hybride, accompagnée d'un fléchage du biométhane dans le secteur du bâtiment

Plan national de la PAC hybride aux Pays-Bas comme solution de décarbonation du bâtimentaire

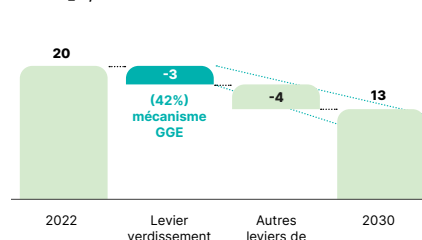


Mécanisme GGE (2026-)

Pour atteindre son objectif de décarbonation du secteur du bâtiment, le gouvernement a instauré une obligation d'incorporation ~12 TWh de gaz vert d'ici 2030 pour les fournisseurs de gaz¹⁸, contribuant ainsi à ~42% de la réduction totale des émissions visées dans le bâtimentaire.

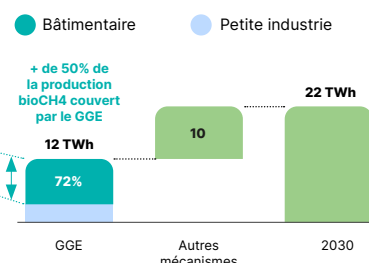
Trajectoire baisse d'émission dans le bâtimentaire

MtCO₂e, 2022-2030



Production nationale gaz vert

TWh/an, 2030



Sources : NECP 2024, Plan national PAC Hybride, Strategy on Climate migration 2019, Rijksoverheid

¹⁷ Zones rurales, monuments, bâtiment difficile à isoler

¹⁸ Fournisseurs de gaz livrant aux utilisateurs finaux compris dans l'ETS 2 hors transport (le gouvernement privilégie le secteur du bâtiment pour son intégration facile ne nécessitant pas d'investissement supplémentaire).



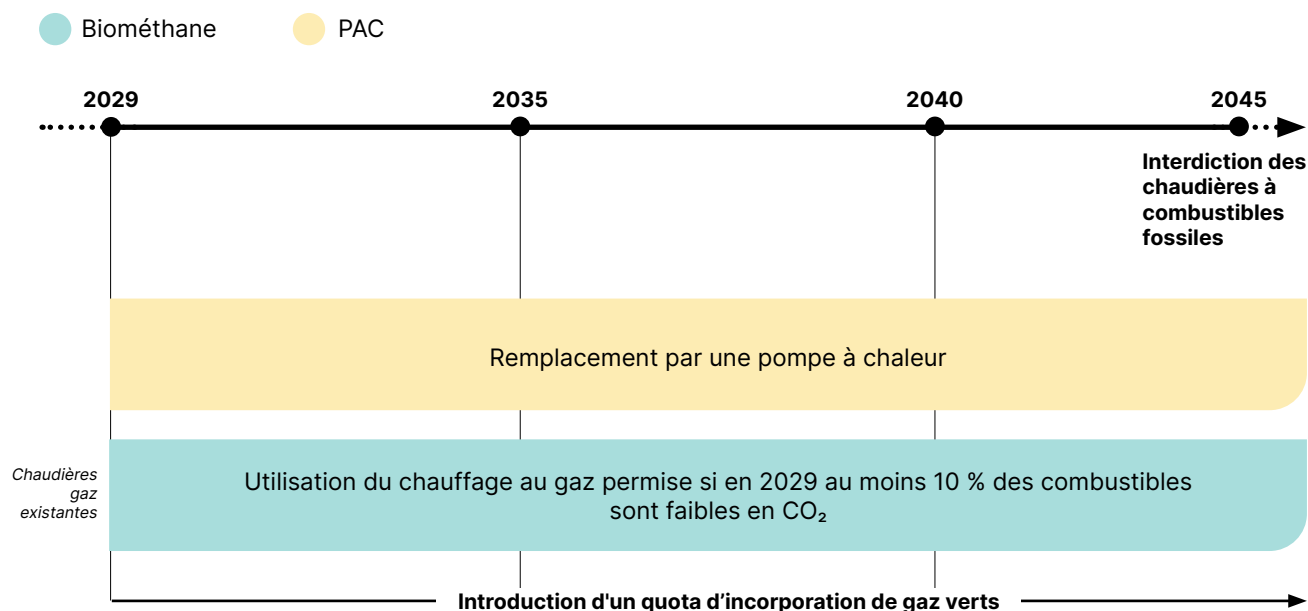
► Le projet de loi de modernisation des bâtiments (GMG) ouvre la porte au biométhane pour la décarbonation du bâtiment à long-terme en Allemagne

Le biométhane, une option viable pour répondre aux objectifs d'ENR dans la chaleur bâtiminaire

— **Loi GMG** : Les chaudières fonctionnant au gaz pourront continuer à être installées en Allemagne, à condition qu'à partir du 1^{er} janvier 2029, 10 % des combustibles soient faibles en CO₂.

— **Date de mise en œuvre** : À compter du 1^{er} janvier 2029, en cas de remplacement d'une chaudière gaz ou fioul après l'entrée en vigueur de la nouvelle loi GMG, la nouvelle installation devra fonctionner avec une part croissante de combustibles faibles en carbone : le biométhane et les carburants synthétiques.

Illustration des choix possibles pour l'installation d'un nouveau système de chauffage en 2029



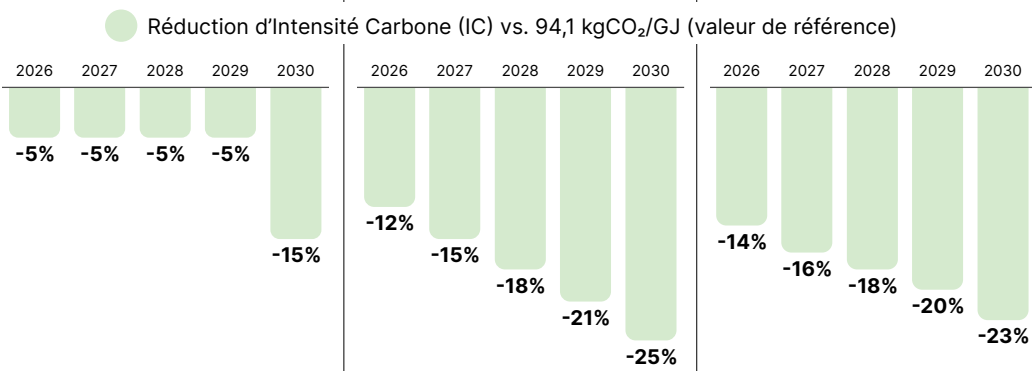
Les calculs théoriques de la DENA montrent une augmentation des besoins en biométhane de 13 à 45 TWh en 2040 uniquement pour l'approvisionnement en chaleur des bâtiments dans le cadre du GMG. Un système de chauffage hybride est actuellement l'option la plus économique car utilise de manière optimale les subventions, répond aux exigences légales et offre en même temps de la flexibilité.

Sources : BMWWSB, NECP, DENA



► **Le futur mécanisme IRICC, qui est moins ambitieux en termes de décarbonation que ces équivalents européens, devrait s'aligner sur les objectifs du THG Quoten pour stimuler la demande en biométhane**

La TIRRIEGEST vs. le THG Quoten en Allemagne ou l'ERE au Pays-Bas – Décarbonation du transport

	 IRICC	 THG Quoten	 ERE¹⁹
Description	Obligation pour les fournisseurs de carburants routiers de réduire l'intensité carbone du mix de leurs ventes en introduisant des carburants renouvelables (biodiesel, bioéthanol, biométhane, électricité, hydrogène) avec des multiplicateurs appliqués aux carburants les plus durables / avancés.		
Objectifs	● Réduction d'Intensité Carbone (IC) vs. 94,1 kgCO₂/GJ (valeur de référence) 		
Pénalité	100 €/tCO ₂ eq	600 €/tCO ₂ eq	N/A
Valeur à 2030 du biométhane	~150 €/MWh	150-250 €/MWh	180-220 €/MWh

Risques :

- Risque de fuite des volumes les plus durables de biométhane français vers les mécanismes européens qui induisent les valeurs les plus fortes,
- Risque de voir d'autres carburants que le biométhane (biodiesel, électricité) se développer si celui-ci n'est pas assez compétitif ou si le développement de la flotte de véhicules GNV reste limité.

Opportunités :

- Possibilité d'éviter les fuites de biométhane vers l'étranger en harmonisant le mécanisme français sur le THG Quoten (i.e. le plus ambitieux et le plus contraignant),
- Décarbonation du transport et développement de l'utilisation du biométhane.

¹⁹ Unité de réduction des émissions (Emissie Reductie Eenheden)



Conformément à RED II, le THG Quoten impose des objectifs de réduction des émissions aux fournisseurs de carburants liquides, des contraintes sur les intrants et des objectifs d'incorporation de biocarburants avancés

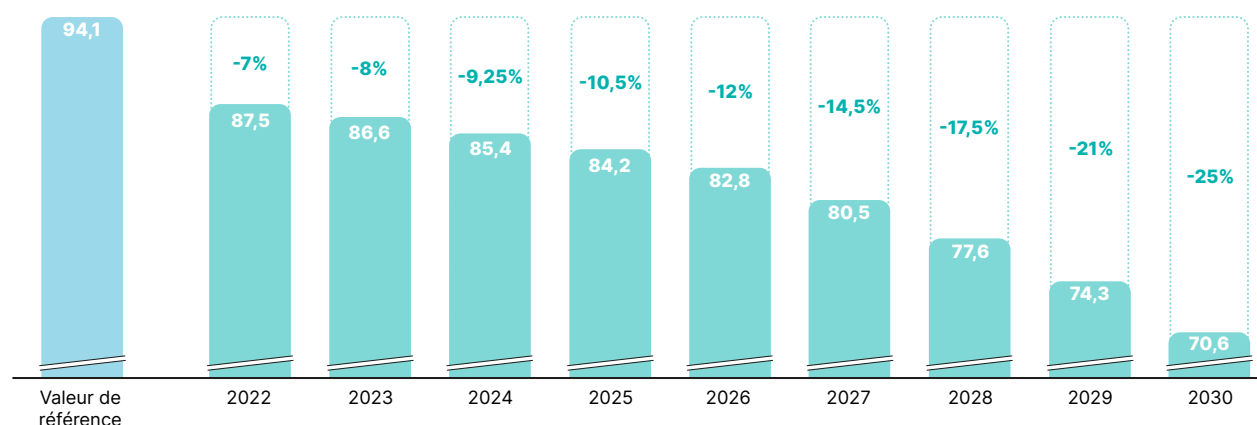
Principales caractéristiques du THG Quoten

— **Mécanisme** : Obligation de réduire les émissions du mix de ventes de carburants par rapport à une valeur de référence en introduisant des biocarburants durables ou par d'autres mesures de réduction des émissions²⁰ (~600€/tCO₂eq²¹) + **Objectif minimal d'incorporation de biocarburants avancés** (~45€/GJ²²)

— **Année d'implémentation** : 2015

— **Champ d'application** : Obligatoire pour les fournisseurs de diesel et d'essence pour le secteur routier (avec une quantité minimale de 5 000 litres vendue)

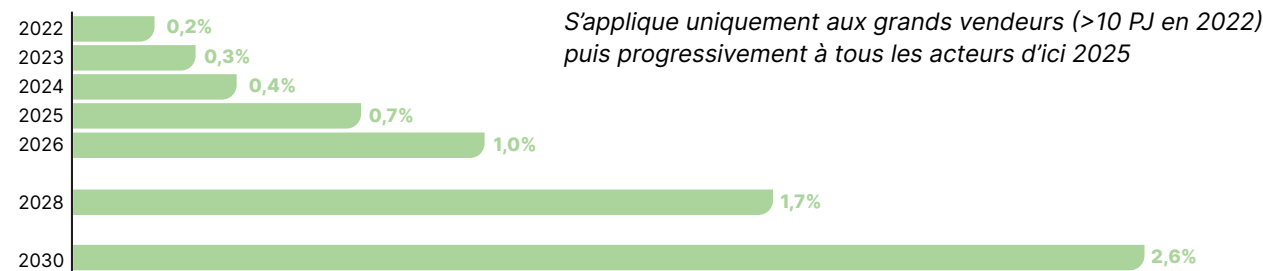
Cibles de réduction de l'intensité carbone kgCO₂/GJ



La valeur de référence est constante d'une année à l'autre.

Avec l'augmentation progressive des objectifs de réduction des GES, un mix « plus propre » devra être vendu par les fournisseurs de carburants.

Part minimale de biocarburants avancés %



Source : Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)

²⁰ Certificats de réduction d'émissions en amont (UER) uniquement entre 2021-2026

²¹ Renforcement de la loi votée en mai 2021 : 470 à 600 €/tCO₂ de pénalité pour le quota principal ; 19 à 45 €/GJ (≈ 160 €/MWh) pour le sous-quota

L'étude confirme que les marchés les plus performants combinent des obligations d'incorporation claires et prévisibles avec des mécanismes de marché lisibles. En Allemagne et aux Pays-Bas, l'incorporation de biométhane dans le bâtiment s'appuie sur des trajectoires pluriannuelles explicites : elles donnent de la profondeur au carnet d'ordres, sécurisent la planification des raccordements et soutiennent la standardisation contractuelle. Côté transport, les dispositifs observés affichent des cibles élevées et une pénalité renforcée, ce qui crée un signal prix crédible, favorise l'agrégation des volumes et accélère la bascule vers des usages à fort impact d'abattement carbone.

Sur l'amont, tous les exemples étudiés reposent sur un soutien à la production suffisamment souple pour absorber les chocs (ajustements paramétriques, fenêtres de mise à jour), avec, au Danemark, un mécanisme d'opt-in/opt-out qui fluidifie l'arbitrage entre soutien public et exposition au marché.

S'inspirer des expériences européennes les plus probantes doit guider l'action française : une trajectoire d'incorporation claire par usages et une pénalité crédible pour donner de la visibilité, un soutien à la production modulable, et la construction progressive de la liquidité, pour sécuriser la montée en puissance du biométhane au service des usages prioritaires de décarbonation.

