

## Baromètre gaz renouvelables

Analyse indépendante des développements relatifs aux gaz renouvelables en Suisse

Édition 9  
Avril 2026

Édité par

The logo for gaz energie, featuring the words "gaz" and "energie" in a green, lowercase, sans-serif font. A stylized green leaf is positioned between the two words.

gaz  
energie

# Avant-propos



« Le cadre politique joue un rôle essentiel pour façonner le secteur du biométhane. »

CEER, réflexions du régulateur sur l'injection et l'accès au marché de gros du biométhane, Regulatory Gas Strategy Workstream, 13/11/2025

« Il est relativement simple de produire du biométhane à l'aide des déchets de biomasse qui sont de toute façon générés en Suisse : création de valeur locale, approvisionnement interne, sécurité énergétique. »

Tilman Schildhauer, Gaz renouvelables dans un approvisionnement durable de la Suisse en énergie, résultats du flagship Innosuisse DeCIRRA, discussions avec des expert·e·s PtX, Rapperswil le 29 octobre 2025

Les conflits géopolitiques, les prix volatils de l'énergie et des objectifs climatiques ambitieux placent le marché européen et suisse de l'énergie au devant de défis importants. Parallèlement, il s'agit de garantir la sécurité d'approvisionnement, la compétitivité et la défossilisation, dans un environnement marqué par les incertitudes, les dépendances politiques et un besoin énorme en investissements. Ce champ de tension entre crise et transformation se retrouve aussi dans le débat sur les gaz renouvelables.

L'approvisionnement suisse en gaz consigne aujourd'hui une part de 10 % de gaz renouvelables. Avec ses propres moyens, la branche a ainsi atteint un pourcentage dont beaucoup d'autres pays rêvent encore. Les efforts déployés dans le secteur du bâtiment ont été déterminants dans ce succès. À l'avenir, les cantons ne veulent tenir compte que de manière très limitée des gaz renouvelables dans leur législation. L'Allemagne fait exactement le contraire. Dans son nouveau projet de loi, notre voisin reconnaît explicitement que les gaz renouvelables font partie de la solution, y compris pour le domaine de chauffage : pour passer d'interdictions générales de technologies à une voie progressive vers la transformation. De nombreux acteurs voient cette évolution d'un œil autant positif que critique. L'Allemagne doit désormais avancer. Elle a besoin de mesures pour accroître l'offre tout en autorisant les importations.

Le monde de l'énergie bouge. Les voix des expertes et experts dans ce baromètre sont donc d'autant plus utiles pour nous aider à comprendre cette évolution.

Meilleures salutations,  
Daniela Decurtins

## Éditeur

Association Suisse de l'Industrie Gazière  
Daniela Decurtins  
Grütlistrasse 44 | 8002 Zurich  
<https://gazenergie.ch/fr/>  
Tél. +41 44 288 31 31

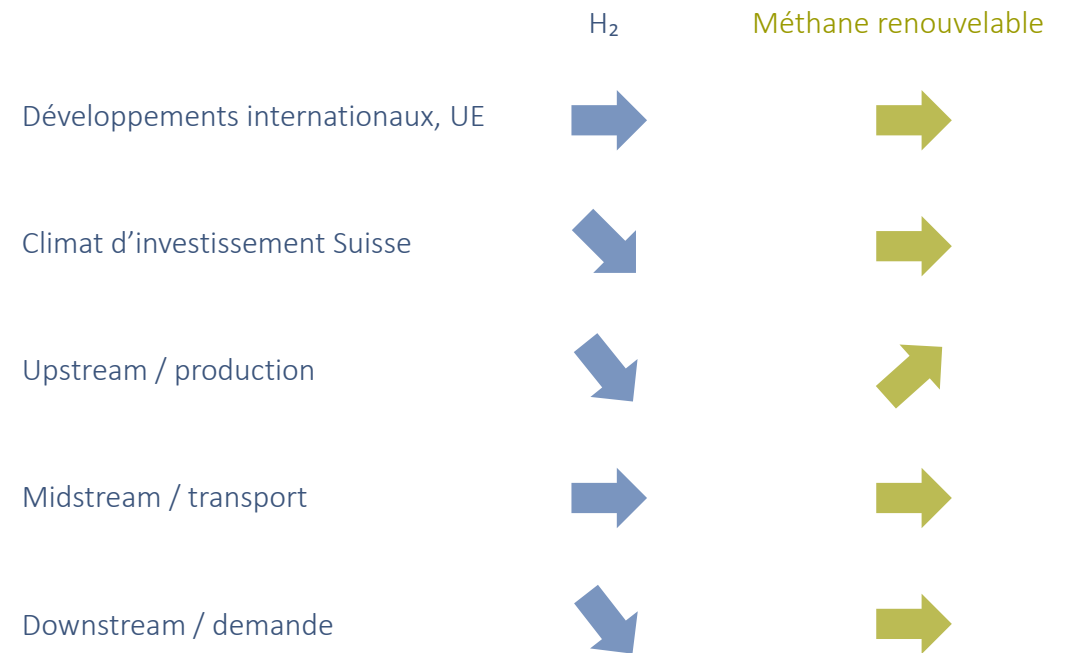


# Thèses et tableau général

## Six messages clés du baromètre Gaz renouvelables

1. Dans le secteur de la mobilité et avec les coûts de production actuels, le H<sub>2</sub> ne peut pas faire concurrence aux sources d'énergie traditionnelles, même avec des prix du CO<sub>2</sub> de l'ordre de 200 CHF/t CO<sub>2</sub>. Les dernières hausses du prix du gaz suite au conflit en Iran n'ont pour l'instant rien changé à la structure relative des prix des différentes qualités de H<sub>2</sub>.
2. La hausse à court terme des prix du gaz consolide provisoirement la compétitivité des gaz verts. À moyen et long terme, les marchés comptent toutefois sur des prix modérés pour le gaz naturel. Il faut encore attendre pour savoir si la crise actuelle profitera ou ralentira la transformation vers les gaz verts et dans quelle mesure.
3. La mise en œuvre du MoPEC dans le droit cantonal pourra s'avérer très différente en fonction des cantons. Si la législation en matière d'énergie des cantons se base largement sur le MoPEC 2025, l'utilisation à long terme des gaz verts se limitera à l'approvisionnement de chauffage dans les bâtiments pour les applications de chauffage à distance et à des systèmes de chauffage d'appoint en cas de difficultés économiques. La loi allemande sur la modernisation des bâtiments est, quant à elle, plus ouverte en proposant un dispositif appelé « Biotreppe » (paliers bio). Le fait de savoir si cette réglementation favorisera l'accélération des gaz renouvelables est encore controversé.
4. Tous les pays voisins de la Suisse socialisent une partie des coûts de raccordement au réseau pour l'injection de biométhane. Sur la base des injections, des mesures de consolidation au niveau système sont complètement socialisées. Comme la Suisse, les pays voisins disposent de registres de GO nationaux, même si la base de données de l'Union n'est pas encore totalement fonctionnelle.
5. Avec la procédure « ZuBio », l'Allemagne déplace nettement la logique des coûts de raccordement au réseau des installations de biométhane vers les gestionnaires de ces installations. La responsabilité croissante des coûts accroît les exigences de rentabilité et pose des barrières à l'entrée plus élevées sur le marché.
6. L'utilisation de gaz renouvelables dépend de l'endroit où on en a besoin, de l'infrastructure existante et des alternatives réalistes sur place. C'est exactement pour cette raison que le programme de recherche DeCIRRA recommande une planification différenciée à la place de trames unifiées.

## Analyse de la situation dans le secteur des gaz renouvelables en Suisse



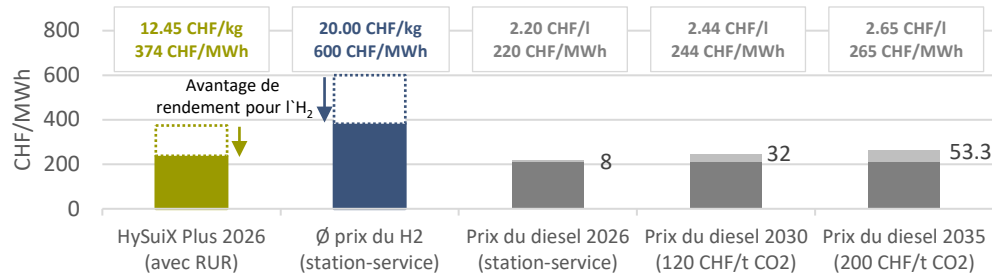
Avec les structures de coûts actuelles, le H<sub>2</sub> n'est pas compétitif, même avec des prix élevés du CO<sub>2</sub>. Des pics à court terme des prix du gaz ne déclencheront pas un changement structurel des tendances. Les lois cantonales en matière d'énergie édictées dans le sens du MoPEC 2025 limitent l'utilisation de gaz verts dans le secteur du bâtiment. Dans ce contexte, la montée en puissance des gaz renouvelables reste limitée en Suisse et dépend du secteur et de l'infrastructure spécifique à chaque site.

# Développement de l'indice des coûts marginaux HySuiX et du coût total optimisé de la production de H<sub>2</sub>

Coûts marginaux du H<sub>2</sub> dans le HySuiX, semestres hivernaux 2024/25 et 2025/26

Pendant le semestre hivernal 2025/26, les coûts marginaux du H<sub>2</sub> vert ont été environ 9 % supérieurs à ceux de l'année précédente (voir figure de droite). Pour le H<sub>2</sub> bleu, la hausse était de près de 30 % après une adaptation des prix pour la technologie CCS. En moyenne, le H<sub>2</sub> gris a consigné une légère baisse de l'ordre de 9 %. De manière générale, le H<sub>2</sub> s'est un peu renchéri, avec des variations saisonnières pour le H<sub>2</sub> vert surtout, dues à la disponibilité des énergies renouvelables.

Coûts de production optimisés du H<sub>2</sub>, prix en station-service et équivalent diesel



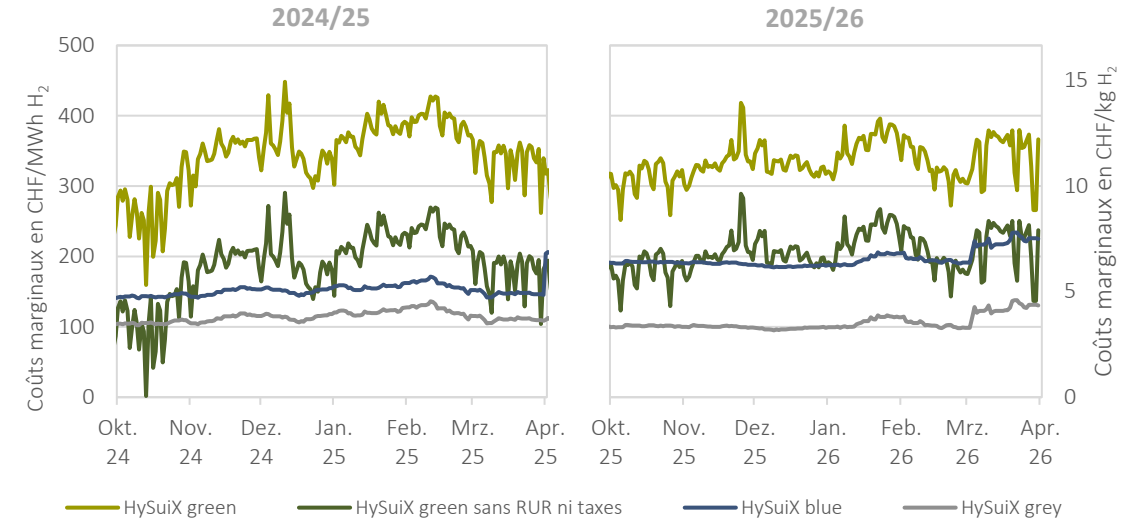
Actuellement, les consommateurs finaux paient le diesel environ 2,20 CHF/l (220 CHF/MWh, dont 30 CHF environ pour le CO<sub>2</sub>). Pour les années 2030 ou 2035, les prévisions pour les prix du CO<sub>2</sub> à 120 CHF/t ou 200 CHF/t (IEA, 2021) entraînent une hausse à près de 2,44 CHF/l ou 2,65 CHF/l. Pour calculer l'équivalence H<sub>2</sub>, on part de l'hypothèse d'un rendement tank to wheel de 35 % pour un véhicule diesel et de 55 % pour un véhicule à pile à combustible au H<sub>2</sub>.

Pendant le semestre d'hiver 2025/26, le coût total optimisé du H<sub>2</sub>, à 12,45 CHF/kg, est nettement sous le prix moyen en station-service d'environ 20 CHF/kg H<sub>2</sub> (soit 600 CHF/MWh<sub>H<sub>2</sub>,eq</sub>).

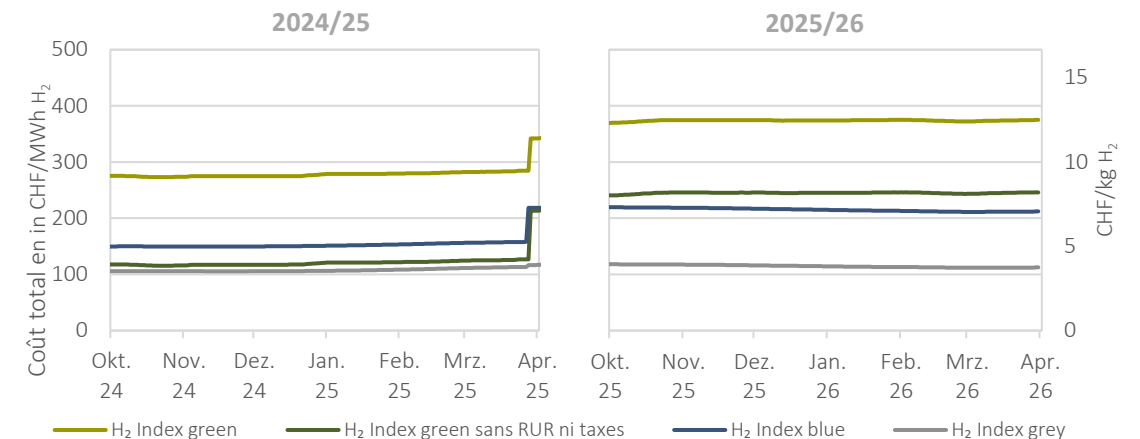
Par rapport au H<sub>2</sub>, le diesel reste moins cher même si l'écart de compétitivité tend à se refermer avec des prix du CO<sub>2</sub> à la hausse. Pour une parité des prix entre le diesel et le H<sub>2</sub> vert (20 CHF/kg), il faudrait un prix futur du CO<sub>2</sub> de l'ordre de 630 CHF/t à coûts identiques de l'énergie (soit un prix du diesel de 3,82 CHF/l).

Dans le secteur de la mobilité et avec les coûts de production actuels, le H<sub>2</sub> ne peut pas faire concurrence aux sources d'énergie traditionnelles, même avec des prix du CO<sub>2</sub> de l'ordre de 200 CHF/t CO<sub>2</sub>. Les dernières hausses du prix du gaz suite au conflit en Iran n'ont pour l'instant rien changé à la structure relative des prix des différentes qualités de H<sub>2</sub>.

HySuiX (coûts marginaux du H<sub>2</sub>)



Coût total optimisé



# La hausse des prix du gaz naturel accroît la compétitivité du H<sub>2</sub> et du biométhane

La hausse des prix de gros du gaz reste modérée par rapport à la crise des prix de l'énergie

Depuis début janvier 2026, le prix de gros du gaz européen sur la place de marché TTF est passé d'environ 28 €/MWh à 50–55 €/MWh, soit plus de 80 % de hausse. La baisse des prix préalable suite à la hausse des capacités de production du GPL à l'échelle mondiale a été interrompue par le conflit en Iran : des attaques sur les infrastructures d'énergie dans la région du Golfe ainsi que les restrictions imposées à la circulation maritime dans le Détroit d'Ormuz font qu'actuellement, 20 % des capacités commerciales mondiales de GPL ne sont pas disponibles. Malgré cette hausse, le niveau de prix actuel reste nettement sous les valeurs pics de la crise des prix de l'énergie en 2022 après l'attaque de l'Ukraine par les Russes. À moyen terme et malgré les incertitudes persistantes, le marché à terme consigne un relâchement, avec des prix de future TTF de 25 €/MWh d'ici 2030. Selon les [expert.e.s](#), les prix pourraient toutefois augmenter à 80, voire 120 €/MWh si les transports de GPL devaient continuer à ne plus pouvoir transiter par le Détroit d'Ormuz à plus long terme.

## Approvisionnement de gaz et interventions dans les prix

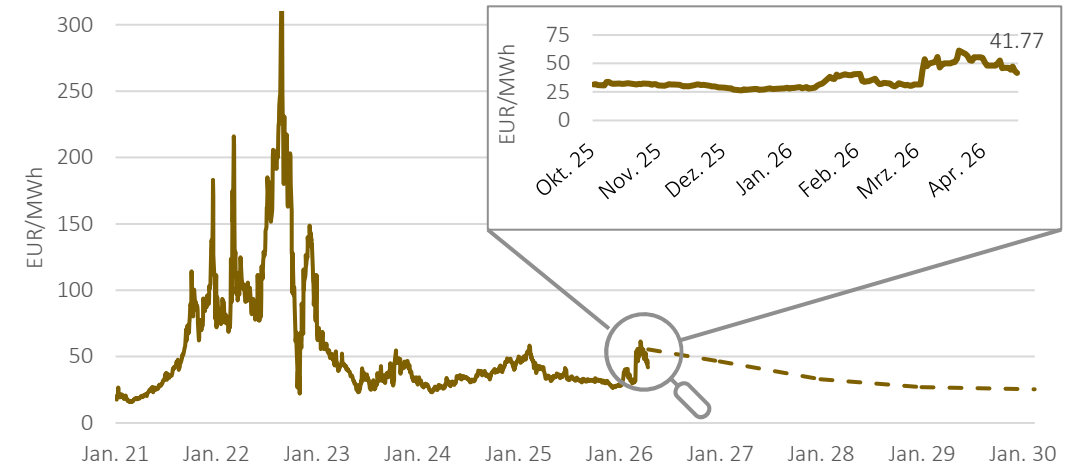
En Europe, les réserves de gaz sont actuellement basses. Pour les remplir, les pays profitent généralement du spread été-hiver, qui cette année pourrait faire défaut. En 2022, les États membres de l'UE ont réagi avec des objectifs de stockage, des plafonds de coûts, l'exonération de taxes et d'impôts ainsi qu'une stratégie d'achat commune. Dans la situation actuelle, certains pays ont déjà pris des mesures similaires concernant le prix du pétrole.

En Suisse, on a renoncé à des interventions qui créent des distorsions sur le marché. Mais comme dans les pays de l'UE, ici aussi, la sensibilité politique reste forte envers les fortes hausses des prix de l'énergie. Le Conseil fédéral propose ainsi par exemple de continuer à limiter le prix du CO<sub>2</sub> après 2030, à 120 CHF/t pour les combustibles et à 20 CHF/t pour les carburants ([communiqué de presse](#)).

Sur le principe, la hausse des prix du gaz naturel et du CO<sub>2</sub> renforce la compétitivité des gaz renouvelables, mais montre aussi l'importance des prix bas de l'énergie pour l'économie.

La hausse à court terme des prix du gaz consolide provisoirement la compétitivité des gaz verts. À moyen et long terme, les marchés comptent toutefois sur des prix modérés pour le gaz naturel. Il faut encore attendre pour savoir si la crise actuelle profitera ou ralentira la transformation vers les gaz verts et dans quelle mesure.

Évolution des prix de gros du gaz (place de marché TTF) de 2021 à 2030 (futures)



## Gaz renouvelables dans le champ de tension politique de la sécurité et des coûts

Les récentes fluctuations des prix et le souci quant à la disponibilité des énergies fossiles entraînent des réactions politiques différentes. Pour savoir où la balance s'établira à moyen terme, vers une accélération ou un ralentissement de la transformation, il faut encore attendre.

### La transformation comme moyen de réduire la dépendance fossile

- Les crises géopolitiques rendent les dépendances aux importations fossiles visibles et perceptibles.
- Les énergies renouvelables renforcent la sécurité d'approvisionnement.
- Renforcement du rôle des énergies renouvelables à long terme.



### Importance croissante de la question des coûts comme frein à la transformation

- Les fortes hausses de prix à court terme posent problème sur le plan politique. Les atténuer peut être prioritaire à des objectifs de transformation à long terme.
- La volonté de financer les énergies renouvelables est limitée, car ces énergies sont aussi en concurrence avec les sources d'énergie fossiles.

# Sources d'énergie pour le chauffage : approches différentes en Allemagne (GMG) et en Suisse (MoPEC)

Le document exposant les questions clés pour la loi sur la modernisation des bâtiments (GMG) en Allemagne force le débat sur l'orientation de la transition du chauffage et le rôle du biogaz.

Les amendements prévus dans la GMG devraient entraîner une réorientation fondamentale des prescriptions imposées aux systèmes de chauffage, bâtiments neufs et réseaux de chaleur. La loi devrait être approuvée d'ici juillet 2026. Voici ses principaux contenus :

- 1. Annulation des dispositions précédentes :** les principales règles des lois précédentes sont nettement assouplies. La nouvelle loi supprime notamment l'obligation d'utiliser 65 % de gaz renouvelables en cas de remplacement de l'ancien chauffage au gaz, d'adhérer aux planifications de chauffage communales et l'interdiction des très vieux chauffages au mazout et au gaz.
- 2. Lancement de « paliers bio » pour le remplacement du système de chauffage :** à partir de 2029, les chauffages fossiles neufs devront utiliser au moins 10 % de combustibles respectueux du climat dans un premier temps, un pourcentage qui augmentera progressivement jusqu'en 2040. Les autres paliers seront définis dans la loi.
- 3. Règles applicables aux bâtiments existants :** un taux modéré sera mis en place à partir de 2028. Il faudra ainsi justifier d'au moins 1 % de combustibles neutres pour le climat dans le bilan.
- 4. Fin factuelle des sources d'énergie fossiles dans le neuf :** à partir de 2030, seuls les bâtiments zéro émission seront autorisés dans le neuf (fin factuelle des sources d'énergie fossiles).
- 5. Poursuite du subventionnement par l'État des bâtiments et réseaux de chaleur efficaces :** les subventions gouvernementales (notamment pour pompes à chaleur, rénovations pour l'efficacité énergétique des bâtiments et développement des réseaux de chaleur) sont maintenues.

Pour les gestionnaires et pour les utilisateurs de réseaux de gaz, la pression économique et politique pour la défossilisation reste élevée malgré les assouplissements prévus. Le projet de loi cite les gaz renouvelables comme faisant partie d'une voie progressive de transformation dans le secteur du chauffage et reconnaît leur contribution technique, en particulier dans l'utilisation des infrastructures existantes. En même temps, on peut s'imaginer que la demande de gaz renouvelables va surtout augmenter dans les secteurs difficiles à électrifier. La question de savoir si l'offre disponible autorise une utilisation à large échelle dans le chauffage des bâtiments à des prix raisonnables reste ouverte. Pour éviter de trop peser sur les prix pour les clients finaux, il faut des conditions-cadres politiques adaptées afin d'élargir l'offre et d'autoriser une utilisation efficace.

En Suisse, le rôle du biométhane dans l'approvisionnement du chauffage est réglé différemment en fonction des cantons.

Le Modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC) 2025 a été approuvé en août 2025 par la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (CDEn). Il sert à harmoniser la réglementation applicable aux bâtiments en Suisse. Avec des règles non contraignantes sur le plan juridique, le MoPEC sert de modèle à la législation cantonale. Le champ d'application comprend les bâtiments neufs et existants, en particulier les exigences imposées à la production de chaleur, l'efficacité énergétique et l'énergie grise. Ces exigences ne deviennent contraignantes que lorsqu'elles sont mises en œuvre dans le droit cantonal, qui peut être très différent en fonction de la démarche politique. Le MoPEC 2025 contient des prescriptions sur le choix des systèmes de production de chaleur imposés en cas de remplacement de systèmes existants, sous réserve que le surcoût soit économiquement supportable.

Technologies de mise en œuvre des exigences MoPEC pour les systèmes de chauffage dans le neuf ou le remplacement de ces systèmes dans l'ancien :

- |  |  |
|--|--|
| <b>1. Pompe à chaleur</b>  | <b>4. Solaire thermique</b>  |
| <b>2. Chauffage au bois</b>  | <b>5. Rejets thermiques</b> ne pouvant pas être utilisés autrement |
| <b>3. Chauffage à distance</b> (la part de chaleur renouvelable doit être supérieure à 70 %) | <b>6. Combinaisons</b> des systèmes 1 à 5                          |

Exception : si, lors du remplacement du système de chauffage, les coûts sur le cycle de vie du système renouvelable sont au moins 25 % supérieurs à ceux d'une solution fossile, il est possible de continuer à utiliser un chauffage fossile, en dérogation au principe premier, **si ce chauffage permet d'économiser au moins 20 % de la consommation d'énergie ou si au moins 20 % de la consommation sont couverts par des énergies renouvelables.**

La mise en œuvre du MoPEC dans le droit cantonal pourra s'avérer très différente en fonction des cantons. Si la législation en matière d'énergie des cantons se base largement sur le MoPEC 2025, l'utilisation à long terme des gaz verts se limitera à l'approvisionnement de chauffage dans les bâtiments pour les applications de chauffage à distance et à des systèmes de chauffage d'appoint en cas de difficultés économiques. La loi allemande sur la modernisation des bâtiments est, quant à elle, plus ouverte en proposant un dispositif appelé « Biotreppe » (paliers bio). Le fait de savoir si cette réglementation favorisera l'accélération des gaz renouvelables est encore controversé.

# Conditions-cadres pour l'injection de biométhane dans l'UE

En 2025, la Suisse a mis en place un système national de saisie des garanties d'origine (registre GO). En Suisse, il n'y a pas de conditions-cadres fédérales applicables à l'injection de biométhane. La branche joue donc un rôle important dans la responsabilité des coûts et dans l'intégration sur le marché. La branche peut aussi s'appuyer sur ce qui se passe dans les pays de l'UE pour ses travaux.

Le [paquet de l'UE](#) pour décarboniser le secteur du gaz (règlement et directive sur le gaz) encourage les États membres à développer des stratégies nationales pour le biométhane, à favoriser le développement des gaz renouvelables et à supprimer les obstacles existants. Sur le fond, l'accès au réseau doit être non discriminatoire, juste et prévisible pour le biométhane. Les axes stratégiques de la réglementation de l'UE concernent les règles sur le raccordement au réseau, les tarifs du réseau au niveau des points d'injection et des points de transfert frontaliers (PTF), ainsi que le marché et le négoce ([étude CEER 2026](#), voir figure de droite).

## État actuel des raccordements et tarifs du réseau

Dans la plupart des pays de l'UE, des **modèles de partage des coûts** entre producteur et réseau (gestionnaire) ont été créés pour les raccordements de biométhane, souvent en utilisant des valeurs seuils :

Pays	Partage des coûts de branchement		Commentaire
	Producteur	Réseau socialisé	
Allemagne	25 % (100%*)	75 % (0%*)	Raccordement < 10km, le producteur paie max. 250 k€ si < 1km (*nouvelle réglementation à partir de 2027, cf. page suivante)
France	40 %	60 %	Max. 600 k€ socialisés
Italie	80 %	20 %	
Autriche	0 %	100 %	À partir de 3 km, le producteur paie, mètre/m3 < 60,

Au Danemark et au Portugal, les **producteurs supportent une grande partie des coûts de raccordement**, mais il existe en partie aussi des subventions ciblées. Les **mesures de consolidation au niveau système** (p. ex. recompression, développement de niveaux de réseau supérieurs) sont généralement supportées par le réseau et donc socialisées.

La plupart des États membres de l'UE n'octroient actuellement **aucun rabais** sur les tarifs de réseau de biométhane, car ils misent sur des mécanismes de subvention alternatifs.

## Axes stratégiques de l'UE concernant l'injection de gaz renouvelables

### Raccordement au réseau

**Coûts branchement au réseau :** des mécanismes de partage des coûts peuvent être appliqués

**Coûts renforcement du réseau :** les coûts de mesures en rapport avec le réseau et dont tous les utilisateurs profitent ne doivent pas seulement être supportés par les producteurs

### Tarifs du réseau

**Capacités d'injection :** fournir des capacités fixes

**Tarifs points d'injection de biométhane et PTF :** les tarifs de réseau basés sur les capacités doivent être supprimés, des exceptions sont possibles pour un secteur du biométhane déjà développé ou des mécanismes de subvention existants

### Marché et négoce

**Accès au marché biométhane :** intégration au marché avec accès au marché de gros indépendante du point d'injection

**Cadre commercial biométhane :** publication de la part de gaz renouvelable avec les GO

## État actuel du marché et du négoce

L'**accès au marché de gros** de méthane a lieu indépendamment du point d'injection via des **espaces de marché intégrés** avec accès direct au point virtuel d'échange (PVE), par exemple en Allemagne, en Autriche ou en Italie. Au Danemark, des **points d'injection virtuels** dans le réseau de transport assurent la négociabilité. La France en revanche propose un accès indirect au marché par le biais d'**obligations d'achat** sans accès direct au PVE.

Concernant le **cadre commercial des GO** et des preuves de durabilité (PoS), l'avancement est différent en fonction des pays. Dans beaucoup d'entre eux, il existe déjà des registres GO, alors que l'Union Database (UDB) ralentit actuellement le négoce transfrontalier en n'étant pas encore entièrement fonctionnelle.

Tous les pays voisins de la Suisse socialisent une partie des coûts de raccordement au réseau pour l'injection de biométhane. Sur la base des injections, des mesures de consolidation au niveau système sont complètement socialisées. Comme la Suisse, les pays voisins disposent de registres de GO nationaux, même si la base de données de l'Union n'est pas encore totalement fonctionnelle.

# Nouvelle logique des coûts de raccordement au réseau de gaz des installations de biométhane en Allemagne

## Procédure « ZuBio » en Allemagne

Avec l'expiration de l'ordonnance allemande sur l'accès aux réseaux de gaz (Gasnetzzugangsverordnung, GasNZV) au 31 décembre 2025, l'accès au réseau est réglé par la nouvelle définition du BNetzA ZuBio à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2026. L'objectif de la ZuBio est de créer un cadre juridique unifié à l'échelle de l'Allemagne pour le raccordement, l'exploitation et l'injection de biométhane (ou d'installations de biométhane). Contrairement à ce qui a été fait jusqu'à présent, la réglementation passe désormais par une spécification des autorités et plus par un règlement, ce qui réduit les marges d'interprétation et standardise les procédures. Pour les gestionnaires de réseau, cela apporte surtout beaucoup plus de clarté et de comparabilité, tout en les liant davantage aux prescriptions du BNetzA.

## La répartition des coûts pour le branchement de biométhane au réseau se déplace vers les gestionnaires de l'installation

Les clauses actuelles de la GasNZV prévoient que les gestionnaires de réseau prennent en charge une grande partie des coûts de branchement au réseau. La spécification ZuBio, quant à elle, ne contient aucune réglementation explicite sur le partage des coûts pour le branchement au réseau, de sorte qu'après expiration de la disposition transitoire au 1<sup>er</sup> janvier 2027, ce seront les personnes raccordées qui seront durablement prise en charge des coûts. Ceci augmente les exigences d'investissement et de rentabilité pour les projets de biométhane et peut ralentir l'accélération du marché.

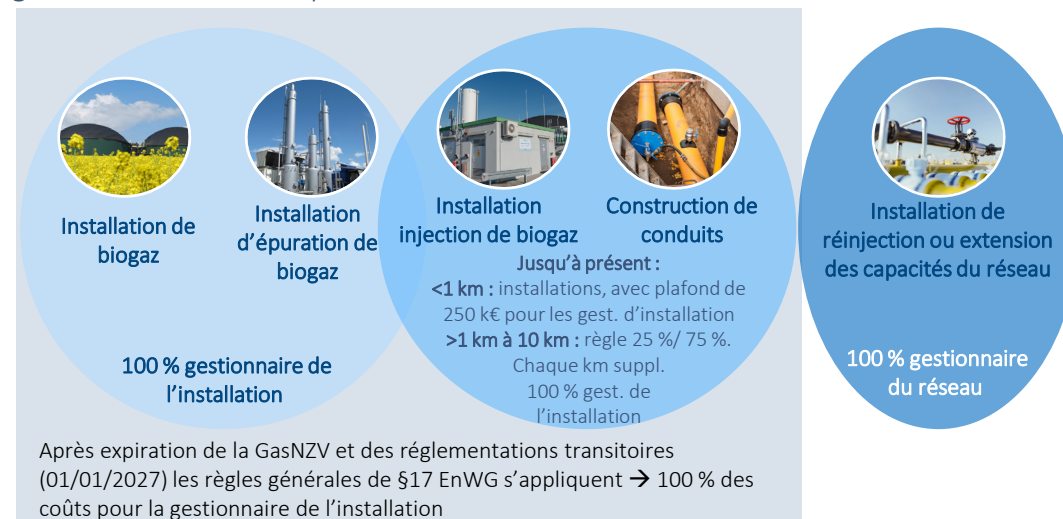
Jusqu'à la fin de la phase de transition au 1<sup>er</sup> janvier 2027

- **Branchement au réseau de gaz < 1 km** : 25 % gestionnaire de l'installation et 75 % gestionnaire du réseau, **avec un plafond de coûts à 250 000 € pour le gestionnaire de l'installation**, le reste pour le gestionnaire de réseau
- **Branchement au réseau de gaz < 10 km** : partage des coûts avec **25 % gestionnaire de l'installation et 75 % gestionnaire du réseau**. 100 % pour le gestionnaire de l'installation pour chaque kilomètre supplémentaire.

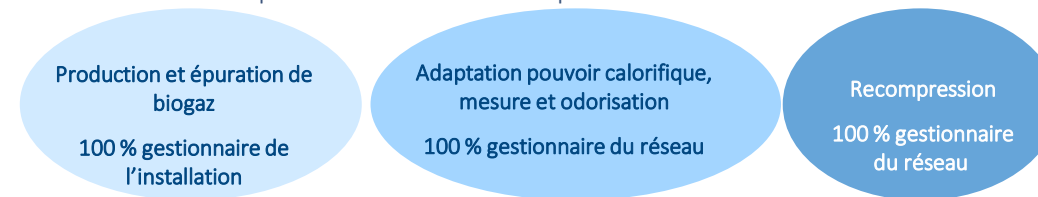
À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2027

- Application des règles générales de prise en charge de coûts selon §17, al. 1 EnWG : le gestionnaire de l'installation supporte 100 % des coûts de branchement.

## Nouvelle répartition des coûts d'investissement entre gestionnaire d'installation et gestionnaire de réseau pour le raccordement d'une installation de biométhane



## Conservation de la répartition des coûts d'exploitation



Avec la procédure « ZuBio », l'Allemagne déplace nettement la logique des coûts de raccordement au réseau des installations de biométhane vers les gestionnaires de ces installations. La responsabilité croissante des coûts accroît les exigences de rentabilité et pose des barrières à l'entrée plus élevées sur le marché.

# Flagship Innosuisse DeCIRRA : comment les différences régionales déterminent le rôle des gaz renouvelables

Depuis 2022, le projet de recherche DeCIRRA (**D**ecarbonisation of **C**ities and **R**egions with **R**enewable **g**Ases) examine la manière dont les régions et villes sont décarbonées avec les ressources locales et les infrastructures existantes. La priorité est donnée au CH<sub>4</sub>, au H<sub>2</sub> et au CO<sub>2</sub> ainsi qu'au rôle des fournisseurs d'énergie. Des chercheuses et chercheurs du PSI, de l'OST, du ZHAW et de l'Université de Lucerne, ainsi que de nombreux partenaires de mise en œuvre participent au projet. DeCIRRA associe donc analyse des systèmes, réglementation et projets de mise en œuvre concrets.

## Ce n'est pas la technologie, mais l'infrastructure qui décide

Une conclusion clé du [white paper DeCIRRA 2025](#) est la logique décisionnelle basée sur l'infrastructure : en fonction des infrastructures présentes sur un site pour le CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub> et/ou CO<sub>2</sub>, les chemins choisis vers la solution optimale sont différents pour l'industrie, les excédents d'électricité, la biomasse et les émissions négatives.

## Quelle solution est utilisée où ?

La figure ci-après montre les recommandations de DeCIRRA pour différentes situations initiales régionales. Le principe reste le même : exploiter les ressources locales, couvrir de manière ciblée les besoins restants et autoriser une planification régionale soutenue par des lignes directrices communes, qui restent en parti encore à concrétiser.

### Région avec réseau de CH<sub>4</sub> et potentiel de biomasse

- Production de biométhane sur place pour l'industrie et les pics de charge
- Conversion de l'électricité produite en été en méthane via le PtG
- Utilisation de l'infrastructure gazière existante

### Région proche du corridor H<sub>2</sub> / EHB

- H<sub>2</sub> pour l'industrie et les applications flexibles
- Développement progressif de l'infrastructure H<sub>2</sub> (y compris production)
- Méthane, méthanol et biochar plutôt en complément

### Région sans réseau gazier

- Électrification quand c'est judicieux
- Cascade biomasse locale : chauffage (biogaz brut), biochar et hydrochar
- Méthanol saisonnier
- Pas de solution globale pour le gaz

Source : sur la base du [white paper DeCIRRA](#) (Aqua & Gas 5/25, p. 39, tab. 1)

## La décarbonation est régionale

Le principal message de la [conférence DeCIRRA 2026](#) est la décarbonation spécifique à chaque lieu :

- Il n'y a pas de trame unifiée pour la Suisse concernant le rôle des gaz renouvelables. Ce sont les conditions sur place qui sont décisives : y a-t-il un réseau gazier ? Une infrastructure de H<sub>2</sub> ou CO<sub>2</sub> est-elle réaliste ? Combien y a-t-il de biomasse ? Où se trouvent les excédents d'électricité saisonniers ? Et où reste-t-il un besoin de chauffage haute température, de pics de charge ou de sources d'énergie stockables ?
- Souvent, le défi ne réside pas dans la technique, mais dans la coordination entre acteurs et dans le manque de bases décisionnelles sur le plan régional (voir p. ex. [RIBB, 2026](#)).

## Les gaz renouvelables feront partie du système après 2050

Le besoin en gaz combustibles devrait baisser à 1/3 à 1/5 du besoin actuel d'ici 2050 ([PSI, 2026](#)). Mais ces gaz ne vont pas entièrement disparaître. DeCIRRA voit des champs d'application aux endroits où l'électrification touche à ses limites : chauffage haute température industriel, pics de charge et en partie dans les régions très bâties avec des alternatives limitées.

## La modélisation aussi doit se régionaliser

Pour des voies de transformation réalistes, il faut des modèles régionaux qui tiennent compte des différences entre infrastructures, ressources et structures de demande. Ce n'est qu'ainsi qu'il sera possible d'évaluer de manière réaliste l'impact des réglementations, des rémunérations du réseau ou encore des instruments d'encouragement et de comprendre quelles solutions sont judicieuses où et si elles peuvent vraiment être réalisées. DeCIRRA ouvre une boîte à outils pour des processus de planification alternatifs, par le biais de l'analyse multicritères ([HSLU, AlphaSYNT, 2026](#)).

L'utilisation de gaz renouvelables dépend de l'endroit où on en a besoin, de l'infrastructure existante et des alternatives réalistes sur place. C'est exactement pour cette raison que DeCIRRA recommande une planification différenciée à la place de trames unifiées.



# Glossaire

## Hydrogène bleu (Blue Hydrogen)

Hydrogène produit par vaporeformage de combustibles fossiles (gaz naturel p. ex.). Le CO<sub>2</sub> obtenu est extrait et stocké par Carbon Capture and Storage (CCS) pour réduire les émissions.

## Paliers bio de la loi allemande sur la modernisation des bâtiments

Selon le projet de loi sur la modernisation des bâtiments, il est possible d'installer des systèmes de chauffage basés sur le gaz à long terme en Allemagne. Ces systèmes doivent fonctionner avec une part progressivement plus importante de gaz ou de fiouls verts, avec un premier palier à 10 % en 2030.

## Électrolyse

Un procédé de fabrication d'hydrogène par décomposition de l'eau (H<sub>2</sub>O) en oxygène (O<sub>2</sub>) et en hydrogène (H<sub>2</sub>) grâce à l'énergie électrique. Si le procédé utilise de l'électricité renouvelable, on parle de production d'hydrogène vert.

## European Hydrogen Backbone (EHB), Dorsale hydrogène européenne

Un réseau de transport d'hydrogène européen prévu, qui utilise des infrastructures existantes et nouvelles pour transporter de l'hydrogène entre pays et ainsi garantir un approvisionnement européen en hydrogène.

## Hydrogène gris (Grey Hydrogen)

Hydrogène fabriqué à partir de combustibles fossiles sans séparation du CO<sub>2</sub>. Les émissions sont dégagées dans l'atmosphère sans réduction.

## Hydrogène vert (Green Hydrogen)

Hydrogène produit à partir d'eau en utilisant des sources d'énergie renouvelables comme l'électricité éolienne ou solaire. Ce procédé ne dégage pratiquement pas d'émissions.

## Indice HySuiX

Un indice du coût de l'hydrogène qui tient compte de divers facteurs de coûts, notamment les coûts d'investissement, les frais d'exploitation et les rétributions de réseau, pour calculer les coûts marginaux des productions d'hydrogène.

## Power-to-Gas (PtG)

Technologie de transformation de l'excédent d'électricité en hydrogène ou méthane synthétique par électrolyse, suivie d'une méthanisation.

## Power-to-X (PtX)

Terme général pour désigner les technologies qui transforment l'énergie électrique en diverses sources d'énergie chimiques (p. ex. hydrogène, méthanol, carburants synthétiques).

## Dérivés PtX

Produits fabriqués à partir d'hydrogène, comme le méthane synthétique, l'ammoniac ou les carburants synthétiques (p. ex. kérosène synthétique pour l'aéronautique).

## Carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBOs)

Carburants gazeux ou liquides fabriqués à partir de sources d'énergie renouvelables, mais pas de biomasse. L'hydrogène issu de l'électrolyse en fait notamment partie.

## Méthane synthétique (Synthetic Methane)

Méthane fabriqué par une réaction chimique entre l'hydrogène et le CO<sub>2</sub> (méthanisation). Il peut servir à remplacer le gaz naturel fossile dans les infrastructures gazières existantes.

# Mentions légales

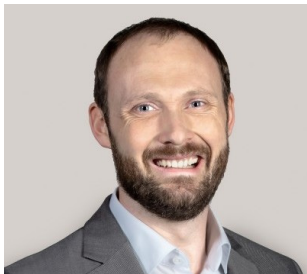
Polynomics AG  
Baslerstrasse 44  
CH-4600 Olten  
[www.polynomics.ch](http://www.polynomics.ch)  
Tél. +41 62 205 15 70



Dr. Heike Worm  
[heike.worm@polynomics.ch](mailto:heike.worm@polynomics.ch)



Dr. Janick Mollet  
[janick.mollet@polynomics.ch](mailto:janick.mollet@polynomics.ch)



Dr. Florian Kuhlmeier  
[florian.kuhlmeier@polynomics.ch](mailto:florian.kuhlmeier@polynomics.ch)

E-Bridge Consulting GmbH  
Baumschulallee 15  
D-53115 Bonn  
[www.e-bridge.de](http://www.e-bridge.de)  
Tél. +49 228 90 90 65 0



Dr. Philipp Heuser  
[pheuser@e-bridge.com](mailto:pheuser@e-bridge.com)



Philipp Steffens  
[psteffens@e-bridge.com](mailto:psteffens@e-bridge.com)



Lorenz Valk  
[lvalk@e-bridge.com](mailto:lvalk@e-bridge.com)



Éditeur  
Association Suisse de l'Industrie Gazière  
Daniela Decurtins  
Grütlistrasse 44 | 8002 Zurich  
<https://gazenergie.ch/de/>  
Tél. +41 44 288 31 31