

Édité par



Baromètre gaz renouvelables

Analyse indépendante des développements relatifs aux gaz renouvelables en Suisse

Édition 8
Octobre 2025

Avant-propos



« Les prévisions concernant la disponibilité et les prix, ainsi que la demande [de H₂] sont incertaines. Il est du devoir de la Confédération, des cantons et de la branche de remédier à ce manquement au plus vite. »

Véronique Bittner-Priez, Secrétaire générale EnDK, congrès Power-to-gas, 9 septembre 2025

« Aussi pour l'objectif suisse de zéro émission nette en 2050, les molécules renouvelables sont fondamentales : sans elles, impossible d'atteindre les derniers 20 % de la défossilisation. »

Markus Friedl, responsable de l'Institut für Energietechnik (IET OST) et co-président de SPIN, entretien mené dans le cadre de cette édition, septembre 2025

Divers développements nourrissent actuellement l'illusion qu'une Suisse entièrement électrifiée est possible. Les exigences politiques visent donc toutes à un basculement de l'approvisionnement en énergie vers des sources renouvelables et le subventionnement de l'électromobilité. Mais il ne faut pas tout miser sur l'électricité si l'on veut un approvisionnement renouvelable, sûr et rentable. Il faut en effet aussi des molécules qui autorisent les applications impossibles ou difficiles à électrifier.

Le développement des gaz renouvelables est un élément clé de la défossilisation de l'approvisionnement en énergie. Mais pour y arriver, le chemin est difficile, parsemé d'embûches. C'est ce que montre la vision purement technique de la demande estimée en hydrogène, qu'il convient instamment de compléter par une vision économique. On oublie aussi que les entreprises ne peuvent pas se permettre d'investir l'équivalent de leur chiffre d'affaires annuel pour électrifier leur fonctionnement ou les coûts du biogaz qui sont nettement supérieurs à ceux des agents énergétiques fossiles. Dans leur stratégie, différents pays européens misent donc de plus en plus sur les CCS/CCUS afin d'éliminer les émissions inévitables, les stocker ou les exploiter. Mais ici aussi, les frais sont énormes et les incitations font défaut.

Le monde de l'énergie bouge. La voix des expertes et experts dans ce baromètre est donc très utile pour montrer la voie à suivre.

Meilleures salutations,
Daniela Decurtins

Éditeur

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

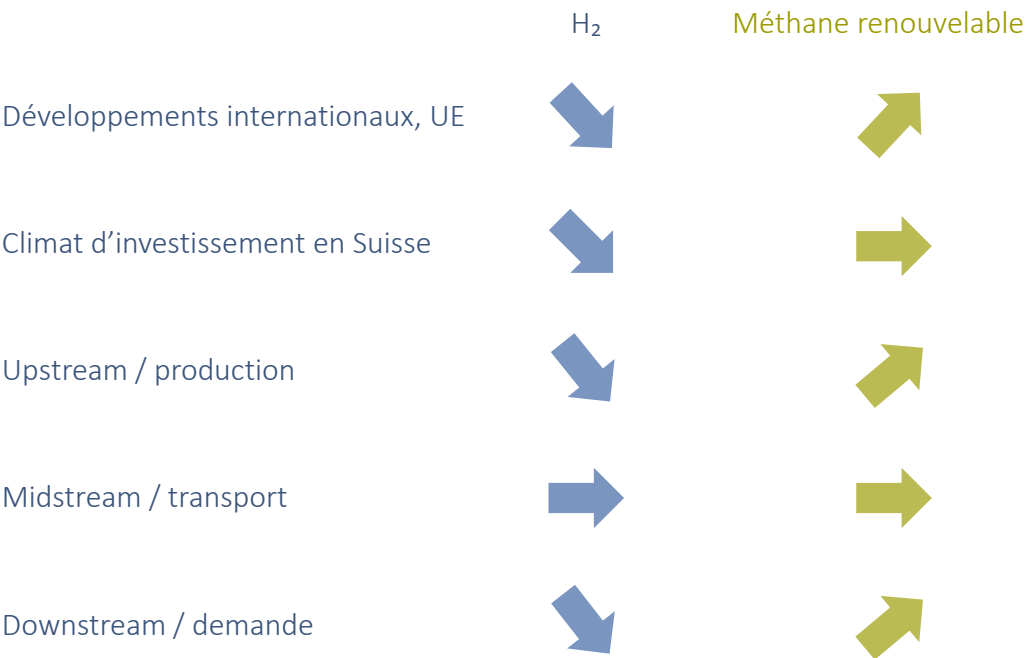


Thèses et tableau général

Huit messages clés du baromètre gaz renouvelables

1. Depuis la crise des prix de l'énergie, les prix élevés de l'électricité pèsent sur la compétitivité de la production de H₂ par électrolyse. Des coûts de production élevés freinent la demande, de sorte que les installations existantes en Suisse ont des capacités disponibles et que certains projets ont été mis en attente. De nouveaux projets sont toutefois prévus.
2. Les frais de transport et d'exploitation pèsent lourd dans le prix final du H₂. Dans le secteur de la mobilité, le transport par remorque et une capacité de charge faible du H₂ alourdissent la facture et freinent la compétitivité.
3. Les objectifs CCS/CCUS du playbook E.ON peuvent poser question à cause des coûts élevés et du besoin important en énergie. La séparation, la compression, le transport et le stockage surtout rendent un développement rapide difficile. Les CCS/CCUS restent surtout une solution transitoire, les énergies renouvelables étant plus efficaces et économiques à long terme.
4. Avec RED II/III, l'UE a fixé des critères applicables au H₂ renouvelable. La Suisse renonce aux critères exigeants d'achat d'électricité de l'UE quand il s'agit de classer la production de H₂. En effet, avec ces critères, le H₂ produit par des centrales hydroélectriques ne serait pas considéré comme renouvelable.
5. Une approche purement technique ne suffit pas à déterminer les besoins en H₂ ou autres agents énergétiques renouvelables. Le plus important est d'identifier, au plus tôt, quel niveau de prix déclencherait une demande supplémentaire, dans le but de planifier l'infrastructure et les possibilités d'import de manière appropriée et à temps.
6. Pour la production de gaz renouvelables, la France mise sur un portefeuille technologique varié. La méthanisation reste en tête des procédés utilisés, mais la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et la production de H₂ et de ses dérivés gagnent en importance.
7. Dans l'UE, le cadre légal pour les désaffectations sera mis en œuvre d'ici 2026. En Suisse, quelques communes ont déjà décidé de désaffectations et des démarches concrètes ont commencé chez les gestionnaires de réseau de gaz. Le projet de LApGaz prévoit que l'organe de régulation devra désormais approuver les plans de développement du réseau.
8. Dans le projet actuel de LApGaz, les gaz renouvelables représentent un thème marginal. Aucun quota de mélange n'est prévu, comme c'était le cas dans le projet de 2019. Les rémunérations d'injection justifiées par le modèle de marché impliquent un renchérissement des gaz renouvelables.

Analyse de l'ambiance dans le domaine des gaz renouvelables en Suisse



En Suisse et dans l'UE, on continue à sécuriser le futur approvisionnement décarboné en énergie avec des molécules complémentaires à l'électricité renouvelable. Concernant le H₂, le moral est en berne à cause des perspectives actuelles en termes de coûts. L'avenir du CCS est incertain. Il est donc d'autant plus important de procéder à des analyses sur la sensibilité des prix de la demande future en molécules et en approches à technologie ouverte, comme c'est par exemple le cas en France. Parallèlement, les gestionnaires de réseau de gaz se lancent dans les réflexions sur la transformation de leurs réseaux. Le projet actuel de LApGaz implique des obstacles réglementaires pour les gaz renouvelables ainsi que pour la mise en œuvre des désaffectations et des transformations du réseau.

Entretien avec le Prof. Dr Markus Friedl

Directeur de l'Institut für Energietechnik (IET OST) et co-président de SPIN

Quel rôle les gaz et/ou molécules renouvelables pourraient-ils jouer dans l'approvisionnement en énergie de la Suisse à long terme ?



Tous les modèles actuels montrent qu'un approvisionnement purement électrique de la Suisse est tout sauf réaliste. Pour fonctionner, un système d'énergie a besoin de différents secteurs et formes d'énergie : comme carburants, combustibles et réserves énergétiques, l'hydrogène et ses dérivés jouent un rôle important à cet égard, avec des énergies biogènes comme le biogaz et le bois. Aussi pour l'objectif suisse de zéro émission nette en 2050, les molécules renouvelables sont fondamentales : sans elles, impossible d'atteindre les derniers 20 % de la défossilisation.

Sans oublier que la production d'hydrogène vert provenant de l'électricité renouvelable assure une alimentation stable en électricité grâce à une exploitation utile au réseau des électrolyseurs. Avec la part croissante d'énergies renouvelables et donc une baisse des prix de l'électricité, la production sera encore plus intéressante financièrement à l'avenir.

Selon vous, quels développements s'appliquent à la Suisse au niveau de l'hydrogène, des dérivés et du biométhane ?

L'écosystème hydrogène exploité depuis des années par [H2 Energy](#), par l'[association Mobilité H2 Suisse](#), [Hydros spider](#) et [Hyundai Hydrogen Mobility](#) est très certainement important. Il comprend aujourd'hui deux productions d'hydrogène, 18 stations-service d'hydrogène et une cinquantaine de camions. Les initiatives régionales aussi gagnent en importance : par exemple dans la région de Bâle ([H2 Hub Suisse](#), [3H2](#)) et dans la région du Lac de Constance et du Rhin alpin avec le Liechtenstein, l'Allemagne et l'Autriche ([Consortium pour l'hydrogène dans la région des quatre pays](#)). Elles permettent d'accumuler de l'expérience dans la planification transfrontalière de la production, du transport par le réseau et par remorque et dans l'utilisation de l'hydrogène. Ces initiatives peuvent permettre de créer des écosystèmes H₂ régionaux, encourager la coopération au-delà des frontières, accélérer le développement pratique et éliminer les obstacles réglementaires et techniques existants. De manière générale, personne ne sait encore quelles molécules renouvelables seront commercialisées dans quels secteurs à l'avenir.

Sur quels projets travaille l'OST concernant les gaz et molécules renouvelables ?

L'OST fait des recherches sur le méthane, l'hydrogène renouvelable et ses dérivés, précisément sur la production d'agents énergétiques et les utilisations possibles comme combustible et carburant, ainsi que sur le couplage des secteurs. Quelques projets de recherche et pratiques :

- [Projet GreenHub](#) : montrera à partir de l'été 2026 à l'UIOM de Horgen comment l'électricité est transformée en combustibles synthétiques. Du méthanol sera fabriqué à partir d'hydrogène vert avec du CO₂ provenant de l'UIOM ou d'installations de biogaz. Ce liquide est facile à stocker et transporter.
- [SynMeth - efficient syngas methanation reactor](#) : ébauche, fabrication et exploitation d'un réacteur de méthanisation à l'échelle de pilote en collaboration avec Kanadevia Inova pour transformer le gaz de synthèse d'installations de biogaz en méthane.
- En coopération avec l'EPFL, l'OST a augmenté le [rendement du Power-to-Methan](#) de 50 % normalement à 70 % grâce à une électrolyse haute température.
- [24/7 ZEN](#) : projet de l'UE relatif à la construction et au développement d'une installation qui associe électrolyse haute température et piles à combustible haute température pour stabiliser le réseau d'électricité et de gaz.
- [ENSURE - prévenir les situations extrêmes dans le réseau électrique local grâce aux réacteurs chimiques](#) : examine les situations extrêmes pouvant survenir dans les réseaux électriques locaux et analyse la stabilité des réseaux en présence de flexibilités grâce aux technologies de couplage des secteurs comme Power-to-X (PtX) ou X-to-Power (XtP).



Photo : zVg

Exemples de production de gaz renouvelables avec des technologies Power-to-X en Suisse

Projets en cours

Limeco : Dietikon ZH

- Depuis 2022, méthanisation de H₂ dans une ligne P-t-G avec du biogaz provenant de la STEP
- Avantages de la méthanisation biologique : flexible et robuste
- 2024 : ajout d'une membrane CO₂ (permet de stopper provisoirement l'électrolyse si les prix de l'électricité sont élevés)
- Production d'énergie en pleine charge : 18 GWh/a de méthane
- Puissance d'électrolyse maximale : 2,5 MW
- Sources d'énergie : électricité provenant de l'UIOM et gaz d'épuration de la STEP
- Défi : exploitation difficile et coûteuse des électrolyseurs retirés par le fabricant en 2032

Alpiq et H2 Energy : Gösgen SO

- Depuis 2022, production de H₂ vert pour les camions électriques à pile à combustibles
- Puissance à pleine charge : 300 t/a de H₂ avec une puissance d'électrolyse de 2 MW
- Source d'énergie : centrale au fil de l'eau de Gösgen
- Défis : pas assez de clients pour le H₂. Les prix élevés de l'électricité rendent le H₂ cher par rapport à des carburants alternatifs.

Axpo : Domat/Ems GR

- Depuis l'automne 2024, production de H₂ vert pour des applications industrielles et la mobilité
- Puissance à pleine charge : 350 t/a de H₂ avec une puissance d'électrolyse de 2,5 MW
- Source d'énergie : centrale hydroélectrique de Reichenau
- Exploitation commerciale à 100 % pas encore réalisée, parce que la demande de H₂ en Suisse augmente moins vite que prévu

Projets prévus

Association pour l'élimination des déchets (VfA) et H2 Energy : Buchs SG

- Prévu : production de H₂ vert à partir de 2027 avec une puissance d'électrolyse de 2,5 MW
- Mai 2025 : octroi du crédit de 11,55 millions de CHF
- Source d'énergie : excédent d'électricité de l'UIOM de Buchs
- 30 % de H₂ produit pour des applications régionales (mobilité, construction et industrie), 70 % pour le réseau national de stations-service de H₂

H2Uri AG : Bürglen UR

- Prévu : production de H₂ vert à partir de 2026
- 2024 : lancement du projet
- Puissance à pleine charge : 260 t/a de H₂ vert avec une puissance d'électrolyse de 2 MW
- Source d'énergie : centrale hydroélectrique de l'EWA-Energie Uri
- H₂ pour la mobilité et comme combustible pour le bateau à moteur « Saphir » naviguant sur le Lac des Quatre-Cantons
- Chaleur dégagée par l'installation P-t-G-pour le réseau de chauffage local de Bürglen



Projets suspendus

Axpo : Wildegg-Brugg / Wildisacher AG

- Prévu : production de H₂ avec de l'électricité de la centrale hydroélectrique de Wildegg-Brugg avec une puissance d'électrolyse de jusqu'à 15 MW, utilisation de la chaleur dégagée par l'électrolyseur pour le chauffage
- Projet d'abord réduit à un parc de stockage, avant d'être suspendu
- Raison à la suspension : demande insuffisante de H₂
- La Poste, un consommateur essentiel de H₂, se retire du projet : après 5 ans de test avec des voitures postales à piles à combustibles, coût du H₂ trop élevé

Hydrogen Höfe Freienbach AG : Freienbach SZ

- Prévu : production de 1100 t/a de H₂ avec une puissance d'électrolyse de jusqu'à 10 MW
- 2023 : présence du permis de construire et du financement

Hydrospider : agrandissement Gösgen SO

- L'agrandissement prévu depuis 2023 de l'installation existante à Gösgen est actuellement suspendu

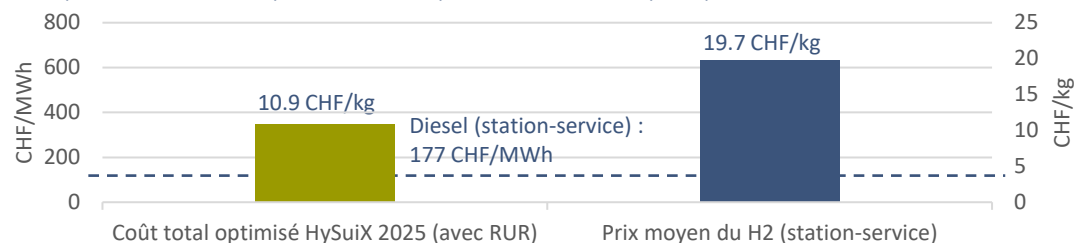
Depuis la crise des prix de l'énergie, les prix élevés de l'électricité pèsent sur la compétitivité de la production de H₂ par électrolyse. Des coûts de production élevés freinent la demande, de sorte que les installations existantes en Suisse ont des capacités disponibles et que certains projets ont été mis en attente. De nouveaux projets sont toutefois prévus.

Évolution de l'index des coûts marginaux HySuiX et du coût total avec exploitation optimisée de la production de H₂

Coûts marginaux du H₂ dans le HySuiX nettement supérieurs à ceux de 2024

Entre le 1^{er} janvier et la fin septembre 2025, les coûts marginaux du HySuiX sont nettement supérieurs à ceux sur la même période en 2024. Nous avons vérifié les paramètres des coûts au 1^{er} avril 2025 et procédé à des adaptations importantes en relevant notamment largement nos estimations pour les coûts d'investissement. Dans le cas du H₂ bleu, nous avons également corrigé à la hausse les coûts de transport et de stockage du CO₂. Avec la rémunération pour réseau, nous obtenons alors une hausse pour le H₂ de près de 18 %, voire même de plus de 65 % sans la rémunération pour le réseau. L'augmentation est de l'ordre de 39 % pour le H₂ bleu et de 18 % sur la même période pour le H₂ gris à cause de l'augmentation des prix du gaz.

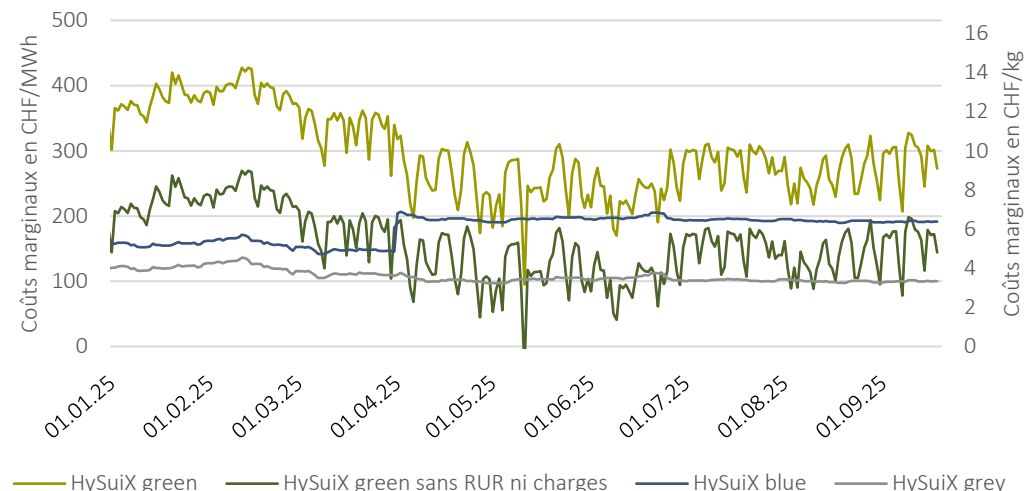
Comparatif coûts de production optimisés de H₂ / prix pour le consommateur final



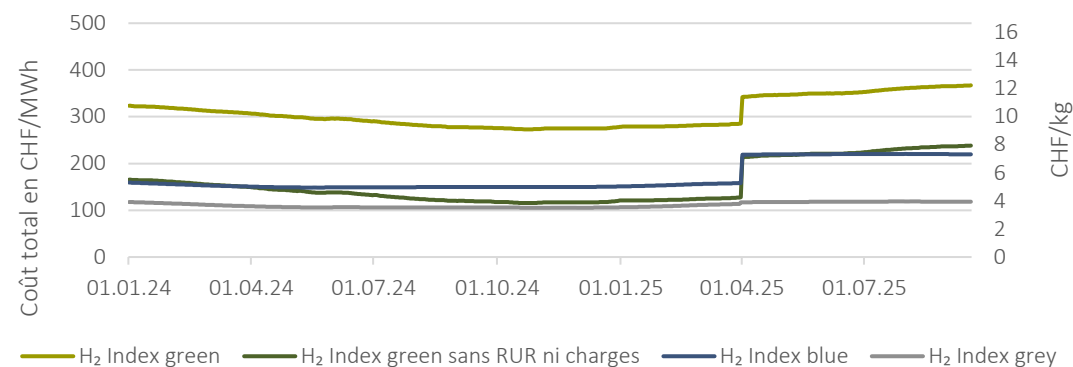
En 2025 et avec 10,90 CHF/kg, le coût total optimisé HySuiX est largement inférieur au prix moyen en station-service de 19,70 CHF/kg. La différence de 8,20 CHF/kg vient principalement des frais de livraison et de distribution d'environ 5 à 7 CHF/kg (en partant du principe d'un transport en remorque), des frais d'infrastructure et d'exploitation des stations-service de l'ordre de 1 à 2 CHF/kg ainsi que des marges et des effets de capacité. Les clientes et clients finaux dans le secteur de la mobilité paient donc presque le double que les coûts de production optimisés pour le H₂. En Allemagne, le prix actuel du H₂ en station-service varie entre 13 €/kg et 19 €/kg en fonction des endroits. En comparaison : le prix actuel du diesel revient à 177 EUR/MWh pour le consommateur final, soit moins d'un tiers du prix du H₂ par MWh.

Les frais de transport et d'exploitation pèsent lourd dans le prix final du H₂. Dans le secteur de la mobilité, le transport par remorque et une capacité de charge faible du H₂ alourdissent la facture et freinent la compétitivité.

HySuiX janvier 2025 à septembre 2025



Coût total optimisé, calcul glissant au jour près jusqu'à septembre 2025



L'étude E.ON ébauche le chemin à emprunter par l'Europe pour atteindre la neutralité climatique d'ici 2050 en se concentrant sur les CCS et les nouveaux objectifs pour le H₂

E.ON Energy Playbook – Stratégie européenne pour la neutralité climatique

En mars 2025, avec son « Energy Playbook: An affordable strategy to net zero », E.ON a présenté un plan de transformation neutre pour le climat de l'Europe. En se basant sur le volume investi par l'UE de 6,6 milliards d'euros d'ici à 2030, les mesures proposées permettent de réduire les pics d'investissement de 27 %, de reporter leur apogée de six ans et ainsi autoriser des économies de 1,5 milliard d'euros au total d'ici 2050. L'approche poursuivie par E.ON se fait à trois niveaux :

1. Définition des priorités pour les technologies réductrices d'émissions sur la base de leur rapport coût-efficacité
2. Mise à l'échelle d'un système énergétique abordable, axé sur la demande
3. Réalisation de la transformation par des solutions complémentaires pour les derniers pourcentages d'émissions

L'électrification doit permettre de réaliser 80 % des objectifs de décarbonation, les objectifs de l'UE en matière d'hydrogène vert étant considérés comme trop ambitieux : la demande en H₂ reste largement inférieure aux attentes, la production européenne n'augmente que lentement et la priorité est de plus en plus souvent donnée aux importations peu chères. D'ici 2040, le plan ne prend en compte qu'environ 10 % de la production prévue d'hydrogène, alors que des baisses de coût de l'ordre de 200 milliards d'euros sont attendues simultanément. Pour atteindre la neutralité climatique à l'horizon 2050, la stratégie d'E.ON mise aussi beaucoup sur les CCS/CCUS pour éliminer, stocker ou valoriser les émissions inévitables provenant de l'industrie et l'énergie. Des doutes sont cependant émis sur les incitations à mettre en place, la responsabilité et la sécurité à long terme et le CCS est plutôt considéré comme une technologie de transition avant la mise en place d'une limitation directe des émissions.

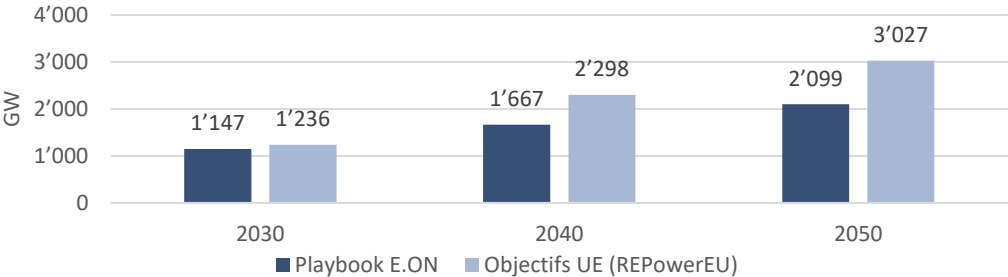
Électrification comme principal moteur, CCS/CCUS uniquement comme solution transitoire

Selon nos estimations, les CCS/CCUS ne sont pas une solution globale à cause des coûts élevés et des efforts que nécessite une deuxième infrastructure gazière. L'avantage financier supposé par rapport à l'hydrogène repose largement sur des hypothèses alors que les énergies renouvelables sont plus efficaces et abordables à long terme. Les CCS/CCUS restent donc surtout une solution de transition.

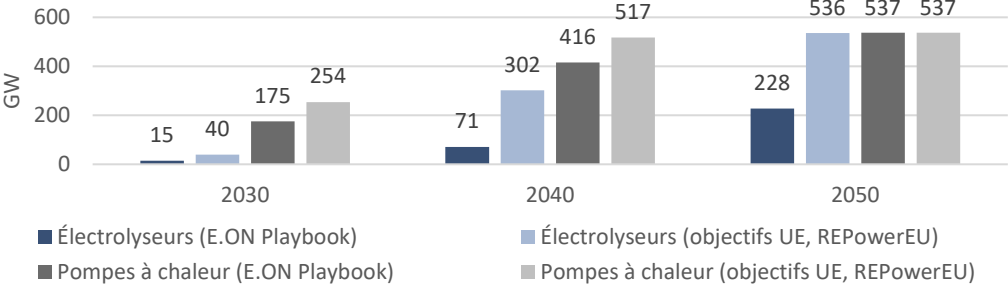
Les objectifs CCS/CCUS du playbook E.ON peuvent poser question à cause des coûts élevés et du besoin important en énergie. La séparation, la compression, le transport et le stockage surtout rendent un développement rapide difficile. Les CCS/CCUS restent surtout une solution transitoire, les énergies renouvelables étant plus efficaces et économiques à long terme.



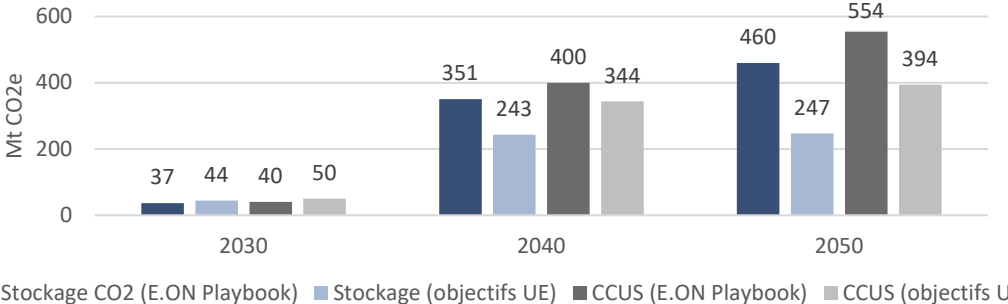
Capacités d'énergies renouvelables



Électrolyseurs et pompes à chaleur



CCS et CCUS



Situation légale actuelle concernant la définition de « H₂ vert » (RFNBO) sur le plan européen et national

Situation légale actuelle sur le plan européen



La directive RED II de 2018 est la première à définir les conditions selon lesquelles l'électricité peut être considérée comme entièrement renouvelable dans la fabrication de carburants non biogènes pour les transports. Le 10 février 2023, l'UE a concrétisé les exigences posées au H₂ vert (RFNBO, « Renewable Fuel of Non-Biological Origin ») avec un acte délégué, qui distingue deux modèles d'exploitation pour les électrolyseurs (alimentation réseau ou branchement direct à une installation d'énergie renouvelable) et introduit trois critères d'alimentation électrique essentiels :

1. Additionnalité (nouvelle installation d'énergie renouvelable de 36 mois ou moins)
2. Corrélation dans le temps entre la production d'électricité et de H₂
3. Proximité géographique (même zone d'enchères pour la production d'électricité et de H₂)

Par ailleurs, la directive tient compte de la teneur en CO₂ du mix d'électricité pour la zone d'enchères concernée.

Avec la nouvelle directive RED III (du 31 octobre 2023), les exigences s'appliquent pour la première fois tous secteurs confondus, indépendamment de la consommation finale. Mais comme l'acte délégué du 10 février 2023 ne couvre que le secteur des transports, il n'y a actuellement aucune base juridique contraignante pour les autres secteurs. Dans la pratique, les prescriptions de la directive RED III sont toutefois déjà considérées comme contraignantes.

Cadre légal actuel en Suisse



Dans le [nouveau registre de GO national](#), le H₂ est enregistré avec toutes ses propriétés, ce qui permet de connaître la source. Le H₂ à faible émission doit entraîner une baisse de 40 % des gaz à effet de serre, sans toutefois qu'il n'y ait de critères relatifs à l'alimentation électrique ([OMCC](#)). Dans l'UE, la production de H₂ directement au niveau de la centrale électrique n'est toutefois pas reconnue comme renouvelable si la centrale a été mise en service plus de trois ans avant l'électrolyseur, en raison du critère d'additionnalité. Et c'est justement la normalité en Suisse. En revanche, la production de H₂ avec de l'électricité secteur dans la zone d'enchères d'électricité suisse est considérée comme renouvelable dans l'UE, car la part d'énergie renouvelable est supérieure à 90 %. En Suisse, les installations de production de H₂ à caractère de pilote ou de démonstration peuvent être exonérées des rémunérations pour l'utilisation du réseau à partir de 2026 ([art. 14a, al. 4 LApEI](#)).

Avec RED II/III, l'UE a fixé des critères applicables au H₂ renouvelable. La Suisse renonce aux critères exigeants de vente d'électricité de l'UE quand il s'agit de classer la production de H₂. En effet, avec ces critères, le H₂ produit par des centrales hydroélectriques ne serait pas considéré comme renouvelable.



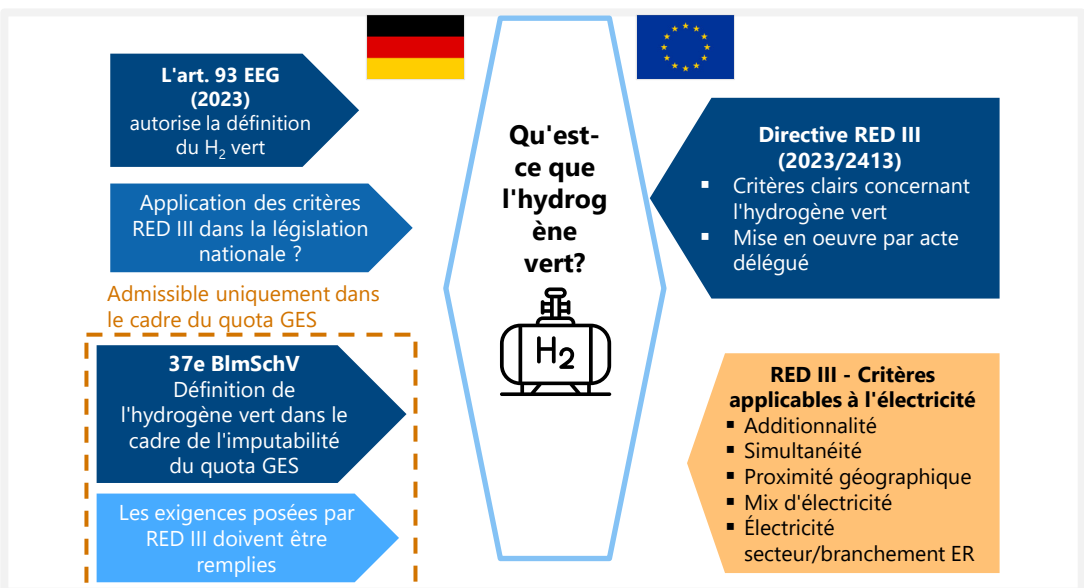
Cadre légal actuel en Allemagne



En Allemagne, il n'existe actuellement aucune définition générale et juridiquement contraignante de l'hydrogène « renouvelable ».

Les exigences de l'UE ont certes été intégrées dans la 37^e exécution de la loi fédérale sur la protection contre les émissions (BImSchV) conformément à l'ordonnance déléguée (p. ex. additionnalité, corrélation dans le temps et géographique), mais elles ne s'appliquent concrètement qu'au secteur des transports, pour la prise en compte dans le cadre du taux de réduction des gaz à effet de serre.

Les critères de la directive européenne ne doivent donc être remplis que si le H₂ est utilisé pour atteindre les objectifs de réduction des gaz à effet de serre dans le secteur des transports. En fait avec l'entrée en vigueur de l'art. 93 le gouvernement fédéral a été déjà autorisé à poser des exigences générales à la production de H₂ vert par ordonnance, qui s'étendent aussi aux autres secteurs. Une telle ordonnance n'a pas encore été mise en place.



Approches pour la détermination des besoins en H₂

Approche technique



Potentiel de demande en H₂ comme grandeur restante de tous les processus « non électrifiables » (p. ex. pour les applications haute température)

➤ Base du besoin estimé en H₂ dans la stratégie H₂ (3,6 à 10,1 TWh en 2050)

Approche économique



Utilisation de H₂ si elle est moins chère que celle d'agents énergétiques alternatifs, neutres ou pauvres en CO₂

➤ Actuellement pas (encore) d'application de cette approche en Suisse, la réaction de la demande en H₂ aux changements de prix est inconnue

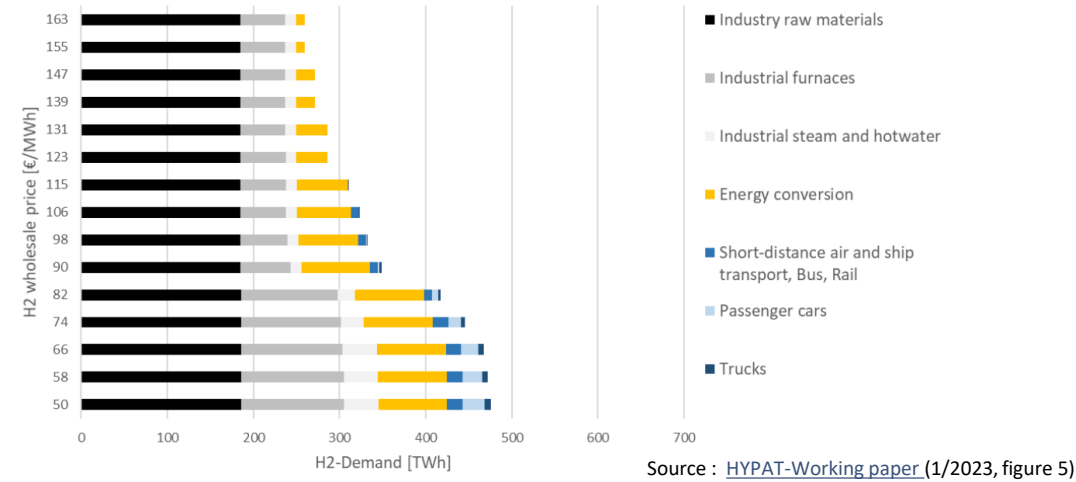
Approche économique en Allemagne

Dans son [HYPAT-Working paper](#) (1/2023), l'institut Fraunhofer ISI propose des courbes de demande potentielles en H₂. Sur cette base, on obtient pour l'Allemagne une « demande centrale » stable de 250 TWh de H₂ pour 2045 (horizon du zéro émission nette). Ce besoin reste stable même si les prix du H₂ étaient plus élevés, en particulier pour l'utilisation matérielle (« Industry raw materials » dans la figure de droite) et DRI H₂ acier (« Industrial furnaces »). La demande augmente quand les prix du H₂ sont plus bas : la chaleur industrielle, la constitution de réserves saisonnières d'énergie et les applications de mobilité (trafic lourd, transport maritime/aérien) réagissent vite aux prix. La demande dans le secteur de la mobilité et de la construction ne commence à peser dans la balance que lorsque les prix sont bas.

Transférabilité à la Suisse

En Suisse, il n'y a pratiquement pas de « demande centrale » en H₂, car le pays ne compte pas de grandes industries sidérurgiques et de produits chimiques de base. Il est donc d'autant plus important de définir la demande sur le plan économique en Suisse : ce qui compte, ce sont les coûts relatifs et la compétitivité par rapport aux alternatives. Si l'on ne tient pas compte de l'évolution des prix et des élasticités pour déterminer les besoins, on court le risque de se tromper dans les estimations pour créer les infrastructures et capacités d'import requises, en mettant en danger la réalisation de l'objectif de zéro émission nette en 2050. Ceci ne s'applique pas uniquement au H₂ (vert), mais aussi à ses dérivés ou à d'autres agents énergétiques verts.

Approche économique : demande sensitive de H₂ en Allemagne en 2045



Courbes de prix et perspectives de coût

Pour l'investissement, il ne faut pas qu'un seul prix, mais l'évolution prévue des coûts sur toute la durée d'utilisation. Seules des courbes de prix crédibles permettent de bien estimer les risques et durées d'amortissement et de déterminer les besoins temporaires en subventions. À court terme, c'est la comparaison des coûts marginaux qui est déterminante pour l'utilisation du H₂. À long terme, les investissements se basent sur les coûts moyens (LCOH). Pour la demande réelle en H₂, les prix respectifs pour les clients finaux, marge et transport compris (rémunérations pour le réseau, remorque, etc.), sont déterminants (figure avec prix de gros).

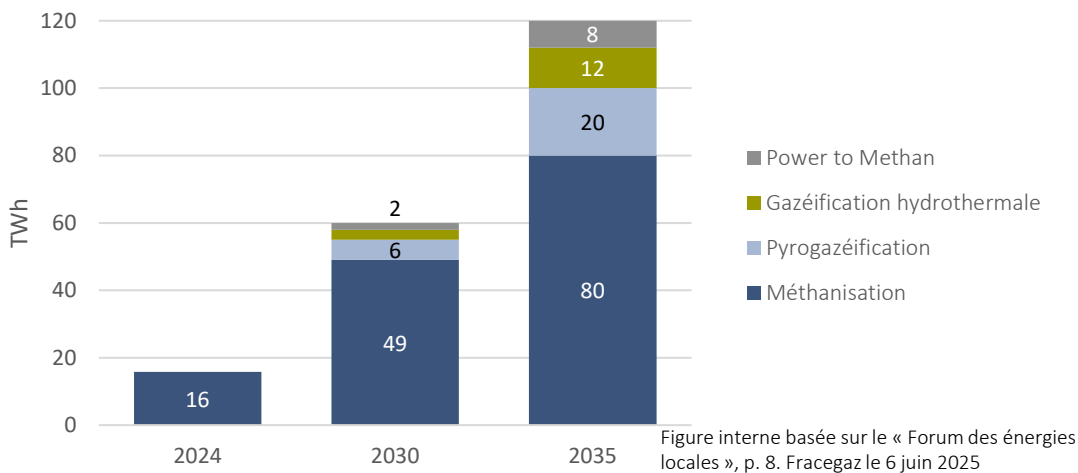
Une approche purement technique ne suffit pas à déterminer les besoins en H₂ ou autres agents énergétiques renouvelables. Le plus important est d'identifier, au plus tôt, quel niveau de prix déclencherait une demande supplémentaire, dans le but de planifier l'infrastructure et les possibilités d'import de manière appropriée et à temps.



Gaz renouvelables en France et mix technologique

■ ■ En raison des objectifs de réduction des gaz à effet de serre, les ventes de méthane baissent en France. Alors que depuis 2021, les ventes de méthane ont baissé de 5 % chaque année pour atteindre 361 TWh en 2024, les taux de croissance de la production de biométhane sont impressionnants. La vision de l'industrie gazière envisage près de 20 % de gaz renouvelables en 2030 et 40 à 45 % en 2035. La France mise sur différentes technologies.

Mix technologique pour la production de gaz renouvelables



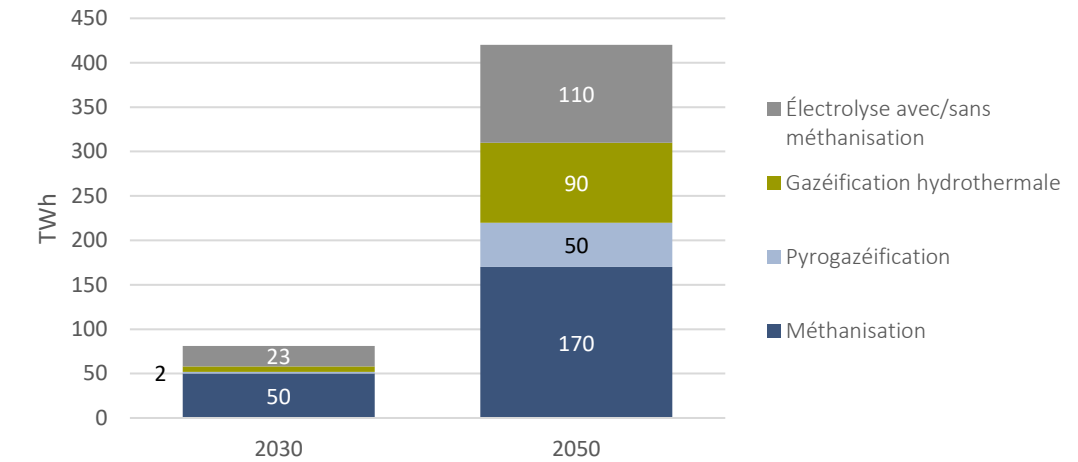
La devise est « pas une biomasse, mais des biomasses ». Cette approche permet d'intégrer différentes matières premières et donc d'accroître le potentiel.

Des matières premières différentes sont traitées en fonction de la technologie

Technologie	Matière première
Méthanisation	Déchets organiques, résidus de récolte, cultures dérobées
Gazéification hydrothermale	Biomasse humide, lisier, boues, microalgues
Pyrogazéification	Biomasse sèche et ligneuse, déchets, solides
Électrolyse avec/sans méthanisation	Électricité renouvelable

Pour certaines technologies de production de gaz renouvelables, il y a des premiers projets d'injection dans le réseau à partir de 2025. Une évolution au fur à mesure des technologies est prévue. Les productions possibles sont représentées plus bas.

Production possible de différentes technologies



L'accélération des gaz renouvelables ne doit pas créer de surcoût pour l'État, mais contribuer à la **souveraineté énergétique** et générer de la **valeur locale**. Le but est que la reconnaissance légale des gaz renouvelables, l'égalité de traitement fiscale, la tarification croissante du CO2 et des quotas pour les gaz renouvelables et les agents énergétiques amplifient l'accélération.

Pour la production de gaz renouvelables, la France mise sur un portefeuille technologique varié. La méthanisation reste en tête des procédés utilisés, mais la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et la production de H2 et de ses dérivés gagnent en importance.

Cadre légal pour les gestionnaires de réseau de gaz pour les désaffectations en Allemagne et en Suisse

Actuellement, la loi interdit les désaffectations de réseaux de distribution de gaz en Allemagne, mais des amendements sont probables avec la directive européenne relative au marché du gaz



Actuellement, une désaffectation planifiée des réseaux de distribution de gaz est irréalisable juridiquement en Allemagne si elle est due à la protection du climat ou à la politique d'entreprise. Ni la loi sur l'économie de l'énergie ni les réglementations nationales ou communales ne prévoient de procédures adaptées.

Quand les contrats de concession expirent, il y a normalement une obligation de poursuivre l'exploitation. Ceci doit changer d'ici août 2026 avec la mise en œuvre de la [nouvelle directive européenne sur le gaz](#) : il sera alors possible de désaffecter une installation si le gestionnaire du réseau de distribution présente un plan détaillé approuvé par l'organe de régulation. Ce plan doit répondre à des critères stricts, en justifiant notamment le besoin réduit à terme. Cette démarche crée un cadre clairement défini, mais exigeant pour la désaffectation ordonnée ou le démantèlement d'une infrastructure du réseau gazier.

Pas de procédure de désaffectation pour des raisons de politique climatique actuellement prévue par la loi

Les lois nationales et communales non plus n'offrent pas de base légale aux désaffectations

Après l'entrée en vigueur de la directive européenne sur le gaz, désaffectations possibles avec un plan suivant des exigences strictes

- [Exploitation prévue comme tâche durable](#) (« tâche d'éternité »)
- Impossible à cause du « caractère économiquement déraisonnable » ou de décisions politiques d'entreprise

- Les lois fédérales prévalent sur les lois nationales de protection du climat
- Planification thermique communale sans caractère juridiquement contraignant
- Lors de l'expiration du contrat de concession sans successeur, généralement obligation de poursuivre l'exploitation pour l'ancien concessionnaire

- La nouvelle directive européenne sur le gaz prévoit une possibilité de désaffectation des réseaux de distribution de gaz
- Pour cela, il faut que le plan de désaffectation soit approuvé avec des exigences clairement définies (notamment prévisions durablement faibles de la demande)

En Suisse, il est par principe possible de désaffecter des réseaux gaziers



En principe la désaffectation de réseaux gaziers en Suisse est juridiquement possible. Comme aucune loi fédérale n'est en vigueur sur l'approvisionnement en gaz, ce sont les cantons et les communes qui sont compétentes à cet égard. Certaines ont décidé de se retirer (partiellement) de l'approvisionnement de gaz en faveur du chauffage des bâtiments. Les désaffectations sont dans la mesure du possible coordonnées avec l'agrandissement des réseaux thermiques.

Le document « Retrait du gaz lors du développement de réseaux thermiques » de [suisseénergie \(2024\)](#) propose des solutions aux communes pour réaliser la transition entre approvisionnement en gaz et réseaux thermiques. Le rapport « Foundations for the Decommissioning of Gas Grids », [OFEN \(2024\)](#) aide les communes et fournisseurs de gaz à planifier leur désaffectation.

Le [projet de consultation de la LAPGaz](#) du 19 septembre 2025 se penche également sur les désaffectations et la répercussion des coûts. Les gestionnaires de réseau de gaz doivent élaborer des plans de développement du réseau et les présenter à l'organe de régulation EnCom (art. 5). Ils doivent assurer la coordination avec les communes, les réseaux gaziers en amont ou en aval et les réseaux thermiques. En plus des désaffectations, l'objectif est de vérifier la faisabilité de possibilités de décarbonation. Une coordination avec le secteur électrique peut être prévue par le Conseil fédéral. Par principe, le projet prévoit la répercussion des coûts de désaffectation et de démantèlement (art. 20), à condition toutefois que les plans soient reconnus par l'EnCom.

La recommandation [G1012 f](#) de la SVGW aide à une planification et une réalisation techniquement conformes des désaffectations de réseaux gaziers. L'ASIG aussi soutient ses membres dans la transformation de leurs réseaux gaziers.

Dans l'UE, le cadre légal pour les désaffectations sera mis en œuvre d'ici 2026. En Suisse, quelques communes ont déjà décidé de désaffectations et des démarches concrètes ont commencé chez les gestionnaires de réseau de gaz. Le projet de LAPGaz prévoit que l'organe de régulation devra désormais approuver les plans de développement du réseau.



Gaz renouvelables dans le projet de LApGaz du 19 septembre 2025

Important dans le nouveau projet de LApGaz avec impact sur les gaz renouvelables

1. Vaut pour les réseaux de méthane
2. Ouverture totale du marché, pas d'approvisionnement régulé
3. Nouveau modèle de marché : une rémunération d'entrée et de sortie pour l'utilisation du réseau (modèle « entrée-sortie »)
4. L'Elcom est aussi responsable du gaz et est renommée EnCom : elle vérifie les coûts du réseau, les tarifs du réseau et les plans de développement du réseau

Contexte

Cela fait longtemps que l'on essaie de peaufiner une loi sur l'approvisionnement de gaz (LApGaz) en Suisse. Contrairement au [projet de LApGaz de 2019](#), le dernier [projet de LApGaz](#) prévoit une ouverture totale du marché. Cette propriété, avec d'autres du modèle de marché, a également un impact sur les gaz renouvelables.

Le subventionnement des gaz renouvelables, évalué comme trop faible par quelques voix lors de la consultation de 2019, a encore baissé.

Le délai de consultation du nouveau projet expire le 19. décembre 2025.

1. Priorité au méthane

§ Selon le texte du projet, la LApGaz s'applique « aux réseaux de gaz qui transportent principalement du méthane » (art. 2, al. 4).

☞ Ceci inclut donc le biométhane, le méthane synthétique et également le H₂ à faibles quantités.

2. Aucun quota de mélange pour les gaz renouvelables

§ Contrairement au projet de LApGaz de 2019 et de la LApEl, le choix du fournisseur est limité par la nécessité d'instruments de mesure capables de communiquer (art. 23), et pas par une limite de consommation (art. 9). Aucun approvisionnement n'est donc prévu avec la possibilité de quotas de mélange.

☞ Dans le projet de LApGaz de 2019, les quotas de mélange auraient été possibles dans l'approvisionnement ordinaire régulé.

☞ Sans approvisionnement régulé, la situation initiale dans la régulation du gaz est donc différente de celle de l'électricité : Dans son art. 6, la LApEl prévoit un quota minimum de production d'électricité renouvelable, nationale en fonction du contexte, dans l'approvisionnement de base. Un quota de mélange pour le gaz devrait donc être intégré selon d'autres mécanismes, p. ex. par le responsable de la mise sur le marché.

☞ À cause de l'absence de conventions intergouvernementales, les gaz renouvelables importés par des canalisations ne sont actuellement pas considérés comme tels en Suisse ([Baromètre avril 2025](#)).

☞ Actuellement, les fournisseurs de gaz ajoutent du biométhane à parts différentes à leurs produits. La [stratégie de l'ASIG](#) prévoit d'augmenter la part de gaz renouvelables à 15 % d'ici 2030.

3. Rémunération de l'injection

§ Sur la base du modèle d'entrée-sortie du marché, la rémunération pour l'utilisation du réseau est due aussi bien pour l'injection que pour le soutirage de gaz (art. 18). En plus des raccordements avec les pays voisins, les points d'injection comprennent aussi les installations de production, les centrales de regazéification et les réserves.

☞ Le gaz renouvelable et l'électricité (renouvelable) ne sont donc pas traités sur un pied d'égalité : dans le modèle du marché de l'électricité, il n'y a en effet qu'une rémunération de soutirage. Une rémunération de l'injection entraîne un renchérissement relatif du gaz renouvelable.

4. Pas de régulation du H₂, pas de financement transversal du CH₄ en H₂

§ Les réseaux qui transportent principalement du H₂ ne font pas partie du champ d'application. Les investissements dans le transport de H₂ ne sont imputables que s'ils sont insignifiants (art. 22, al. 1) afin d'éviter un financement transversal entre les réseaux de CH₄ et de H₂.

☞ Dans la pratique, il sera difficile d'évaluer si les investissements sont vraiment insignifiants. Selon le rapport explicatif, les investissements pour l'augmentation de la pression ou du débit p. ex. ne font pas partie des mesures « insignifiantes ».

Dans le projet actuel de LApGaz, les gaz renouvelables représentent un thème marginal. Aucun quota de mélange n'est prévu, comme c'était le cas dans le projet de 2019. Les rémunérations d'injection justifiées par le modèle de marché impliquent un renchérissement des gaz renouvelables.



Glossaire

Hydrogène bleu (Blue Hydrogen)

Hydrogène produit par vaporéformage de combustibles fossiles (gaz naturel p. ex.). Le CO₂ obtenu est extrait et stocké par Carbon Capture and Storage (CCS) pour réduire les émissions.

Électrolyse

Un procédé de fabrication d'hydrogène par décomposition de l'eau (H₂O) en oxygène (O₂) et en hydrogène (H₂) 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 CO₂. 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.

Index HySuiX

Un index 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.

Hubs multi-énergies

Sites régionaux qui intègrent plusieurs sources d'énergie, comme l'hydrogène, l'électricité et les énergies renouvelables. Leur objectif est d'associer production, stockage et utilisation efficaces de l'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 CO₂ (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
Tél. +41 62 205 15 70



Dr Heike Worm
heike.worm@polynomics.ch



Dr Janick Mollet
janick.mollet@polynomics.ch



Dr Florian Kuhlmeier
florian.kuhlmeier@polynomics.ch

E-Bridge Consulting GmbH
Baumschulallee 15
D-53115 Bonn
www.e-bridge.de
Tél. +49 228 90 90 65 0



Dr Philipp Heuser
pheuser@e-bridge.com



Philipp Steffens
psteffens@e-bridge.com



Lutz Ziwes
lziwes@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