

Édité par



## Baromètre gaz renouvelables

Analyse indépendante des développements relatifs aux gaz renouvelables en Suisse

Édition 5  
Avril 2024

# Avant-propos



*«Le Parlement voudrait qu'à long terme, l'approvisionnement en gaz suisse soit 100% renouvelable. Le Conseil des États a adopté quatre motions en ce sens le 6 mars dernier.»*

energate, 6 mars 2024

*«En vue d'atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre à l'horizon 2050, l'hydrogène devrait voir son importance augmenter dans le système énergétique au cours des années à venir. [...] À l'avenir, l'hydrogène et les agents énergétiques à base d'électricité seront utilisés pour l'approvisionnement énergétique dans les domaines où cela s'avère le plus pertinent des points de vue économique et écologique.»*

État des lieux sur l'hydrogène du Conseil fédéral, novembre 2023

La Suisse ne peut pas seulement miser sur la carte de l'électricité lorsqu'il s'agit d'atteindre les objectifs climatiques. En plus d'électrons renouvelables, elle a besoin d'autres molécules renouvelables pour garantir la sécurité d'approvisionnement et la rentabilité de cette transition. Les gaz renouvelables, l'hydrogène vert, le biométhane ou le gaz produit à partir d'électricité solaire et éolienne proviendront d'une part de la production suisse et seront d'autre part en grande partie importés. L'économie gazière suisse s'engage depuis longtemps dans ce sens et est pionnière à l'échelle mondiale dans l'injection de gaz renouvelable. Elle se place à l'avant-garde dans ce domaine avec le Danemark. Aujourd'hui, la quantité de gaz renouvelables que comporte le réseau est déjà de presque 10 %.

En ajoutant les gaz renouvelables au baromètre H<sub>2</sub>, l'ASIG fait un pas en avant de plus pour informer et éclaircir les questions en suspens, en demandant à des organes indépendants de préparer les données. Début avril, l'association a également lancé le premier indice de l'hydrogène en Suisse. Le HySuiX a pour but de mieux comprendre les développements sur le marché de l'hydrogène.

Nous nous réjouissons de vos retours et de nos échanges. La sixième édition devrait être publiée à l'automne 2024.

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

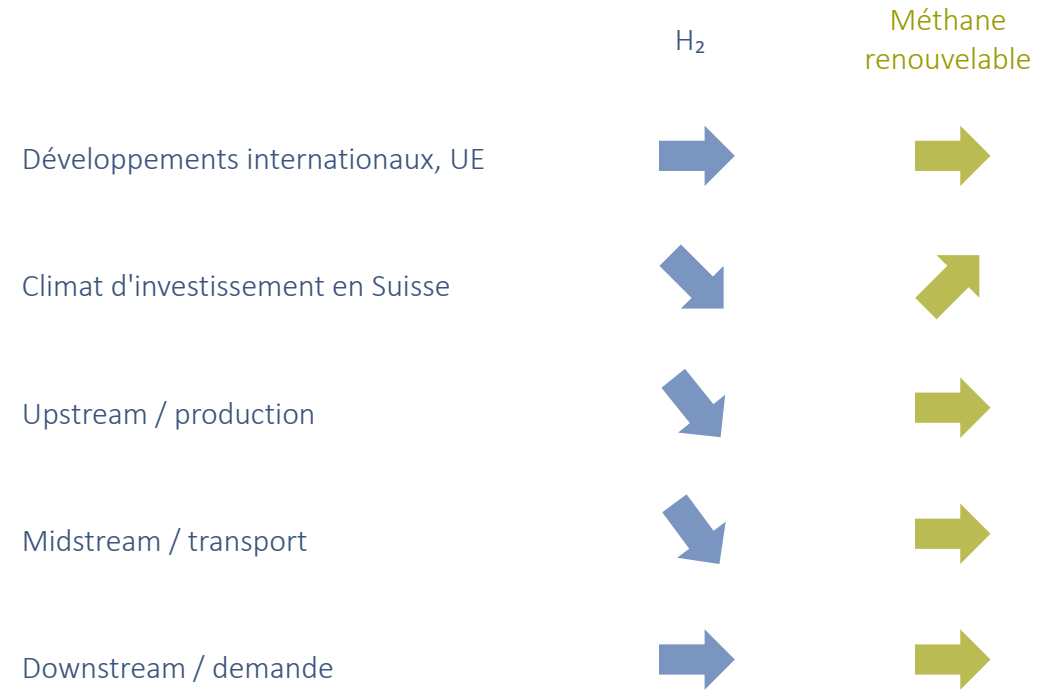


# Thèses et tableau général

## Neuf messages clés du baromètre gaz renouvelables

1. Le HySuiX green montre comment les coûts marginaux de la production de H<sub>2</sub> varient dans le temps en cas d'exploitation à coûts optimaux lors des périodes de prix favorables de l'électricité. Le HySuiX green existe avec ou sans rétributions d'utilisation de réseau et charges afin d'illustrer l'influence d'une exonération de la rétribution de réseau ou de la production de H<sub>2</sub> sur le site de production d'électricité.
2. L'efficacité supérieure des véhicules fonctionnant au H<sub>2</sub> par rapport aux véhicules diesel favorise la compétitivité du H<sub>2</sub> vert dans le secteur de la mobilité. Pour un coût du diesel aux alentours de 2 CHF/l, les prix finaux comparables du H<sub>2</sub> pourraient s'élever jusqu'à 9,70 CHF/kg pour être compétitifs.
3. Pour le méthane de synthèse et le biogaz, il est possible d'utiliser l'infrastructure de gaz naturel existante. Le H<sub>2</sub> apporte un avantage concernant l'efficacité de la mise à disposition de l'énergie: le rendement par surface disponible est supérieur.
4. Pour transformer le H<sub>2</sub> en méthane de synthèse, on capte du CO<sub>2</sub> dans l'air ambiant en utilisant beaucoup d'énergie. Cette étape supplémentaire et les coûts énergétiques rendent la production de méthane de synthèse plus chère que celle de H<sub>2</sub> vert.
5. Il reste un potentiel de production important de biogaz en Suisse. Jusqu'à présent, la Confédération a uniquement subventionné la production d'électricité et de chaleur à partir de biogaz et ainsi désavantagé la transformation de biogaz en biométhane pour l'injecter dans le réseau.
6. A partir de 2025, le biométhane bénéficiera d'une meilleure législation étant donné que l'injection de biométhane sera subventionnée. De plus, le biométhane importé pourra être considéré comme neutre en CO<sub>2</sub> par les entreprises, mais en quel cas, il faudra les accords intergouvernementaux nécessaires. Ces deux points s'appliquent à condition qu'un référendum ne soit pas lancé contre la loi sur le CO<sub>2</sub>.
7. Les pays examinés ici ont mis en place divers mécanismes de promotion, la rétribution à l'injection étant la plus courante. Les méthodes avec des quotas ou le soutien aux investissements sont moins répandues, mais elles ont contribué à la montée de l'injection de biométhane. Actuellement, le biométhane représente toutefois une part mineure de la consommation totale de gaz dans la plupart des pays.
8. Selon l'état des lieux du Conseil fédéral, le H<sub>2</sub> et ses dérivés seront surtout utilisés là «où l'électricité ne peut pas être utilisée directement (ou avec autant d'efficacité du moins)». Les principaux défis résident dans les pertes dues à la conversion et dans la disponibilité d'infrastructures de stockage.
9. Par principe, la branche accueille positivement avec l'état des lieux sur le H<sub>2</sub>. Les acteurs espèrent toutefois des concrétisations dans le cadre de la Stratégie Hydrogène. Les attentes posées à la Confédération sont grandes. Mais personne ne sait si elles seront satisfaites par la publication prévue de la Stratégie à l'automne de cette année.

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



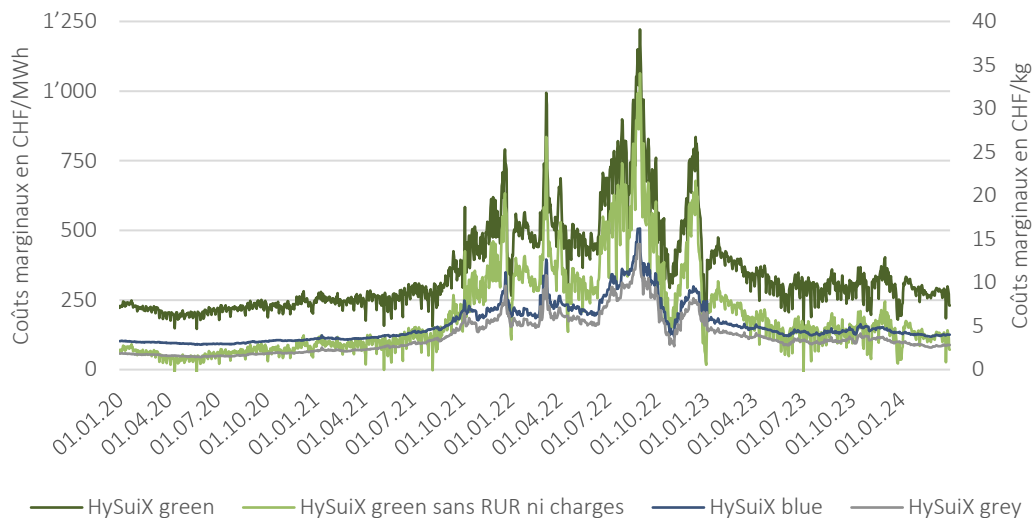
Les nouveautés législatives à venir ont un impact positif sur le climat d'investissement pour le méthane renouvelable. Les prix et les questions en suspens concernant la reconnaissance des importations rendent toutefois difficile que cela est visible sur le marché. Concernant le H<sub>2</sub>, l'ambiance générale est modérée à négative, en partie aussi parce que l'état des lieux n'a pas su répondre à des questions fondamentales et que l'on attend la stratégie H<sub>2</sub>. Par ailleurs, une retenue de la part des investisseurs et l'indisponibilité de capital à risque chez les planificateurs créent un climat morose à l'échelle de l'Europe.



# HySuiX: premier indice des coûts marginaux de l'hydrogène pour la Suisse

L'indice HySuiX publié par l'ASIG est le premier indice des coûts du H<sub>2</sub> en Suisse. Il est calculé pour les trois technologies de fabrication de l'hydrogène: «HySuiX Green» pour le H<sub>2</sub> produit par électrolyse d'eau à l'aide d'électricité verte, «HySuiX Blue» pour l'hydrogène obtenu par vaporéformage à partir de gaz naturel avec captage du CO<sub>2</sub> et stockage (CCS) ainsi que «HySuiX Grey» pour le H<sub>2</sub> obtenu par vaporéformage de gaz naturel avec mise à disposition de certificats CO<sub>2</sub> correspondants (EUA). L'HySuiX Green est calculé avec mais aussi sans les rétributions d'utilisation du réseau et les charges d'électricité. Ceci permet de voir quel impact ont une exonération de rétributions de réseau ou la production de H<sub>2</sub> sur le site de production d'électricité. L'HySuiX se rapporte au pouvoir calorifique (inférieur) du H<sub>2</sub>.

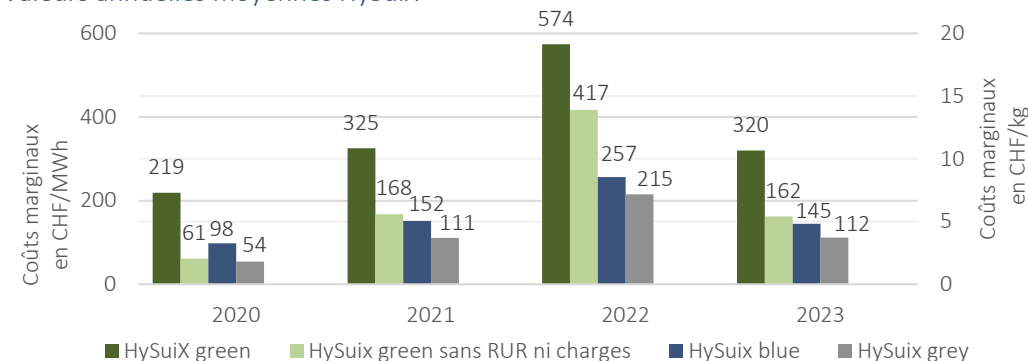
HySuiX Janvier 2020 – Mars 2024



Les deux indicateurs de coûts HySuiX Blue et HySuiX Grey se basent quant à eux sur les prix de marché quotidiens du gaz et du CO<sub>2</sub>. Concernant les prix en bourse de l'électricité, les meilleurs horaires pour exploiter un électrolyseur se situent en moyenne entre minuit et 6 heures et entre 11 heures et 17 heures. Le HySuiX Green synthétise donc une production d'hydrogène au cours de ces 12 heures les plus favorables en moyenne d'une journée et donc une durée d'exploitation de 4380 heures à pleine charge par an.

En 2022, les coûts marginaux pour la production du H<sub>2</sub> et leur volatilité ont nettement augmenté par rapport à l'année passée, toutes technologies de production confondues, à cause de la crise de l'énergie. Ceci s'explique par la hausse et la forte variation des prix de l'électricité, du gaz et du CO<sub>2</sub> en input. Comme les prix des commodités ont de nouveau baissé en 2023 et en 2024, les coûts marginaux du H<sub>2</sub> baissent également.

Valeurs annuelles moyennes HySuiX



Si l'électrolyseur est raccordé au réseau public d'électricité, la rentabilité du H<sub>2</sub> vert est largement améliorée par l'exonération de la rémunération de réseau et des charges et en 2020, 2021 et 2023, le H<sub>2</sub> vert est compétitif par rapport au H<sub>2</sub> bleu. Globalement, 107 CHF/MWh<sub>el</sub> correspondent aux rétributions d'utilisation du réseau (RUR) et aux charges.

En cas d'optimisation de l'électrolyseur comme dans l'indice HySuiX Green sur deux périodes de production favorables de respectivement 6 heures et une exonération de RUR, les coûts variables de la production de H<sub>2</sub> vert sont de 5,40 CHF/kg en 2023 contre 10,66 CHF/kg en cas de fonctionnement avec RUR et charges.

Le HySuiX green montre comment les coûts marginaux de la production de H<sub>2</sub> varient dans le temps en cas d'exploitation à coûts optimaux lors des périodes de prix favorables de l'électricité. Le HySuiX green existe avec ou sans rétributions d'utilisation de réseau et charges afin d'illustrer l'influence d'une exonération de la rétribution de réseau ou de la production de H<sub>2</sub> sur le site de production d'électricité

# Coût total avec exploitation optimisée de la production de H<sub>2</sub>

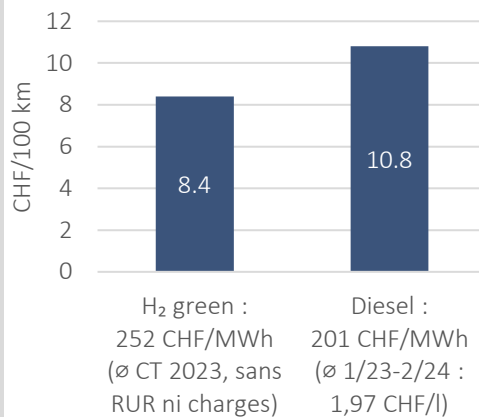
Lorsque les heures à pleine charge de la production de H<sub>2</sub> augmentent, l'influence des frais fixes investis par rapport au coût total diminue. Mais plus d'heures à pleine charge signifient aussi que l'hydrogène est produit sur plus de journées avec des coûts variables plus élevés pour les commodités. Dans le cas d'une variation au jour précis des paramètres, on obtient donc un point d'exploitation à coût optimal et/ou un nombre d'heures à pleine charge avec un coût total réduit au minimum.

## Coût total moyen et coûts marginaux

Le coût total se compose des frais d'exploitation de la production de H<sub>2</sub> (coûts marginaux dans l'indice HySuiX) et des coûts de capital (sans transport ni frais de stockage) et est indiqué ici sous forme de coût total moyen, c'est-à-dire divisé par la quantité. Pour les décisions d'investissement, ce ne sont pas les coûts marginaux qui comptent, mais le coût total moyen. Par ailleurs, les coûts de stockage et de transport jouent un rôle important dans la tarification de l'hydrogène.

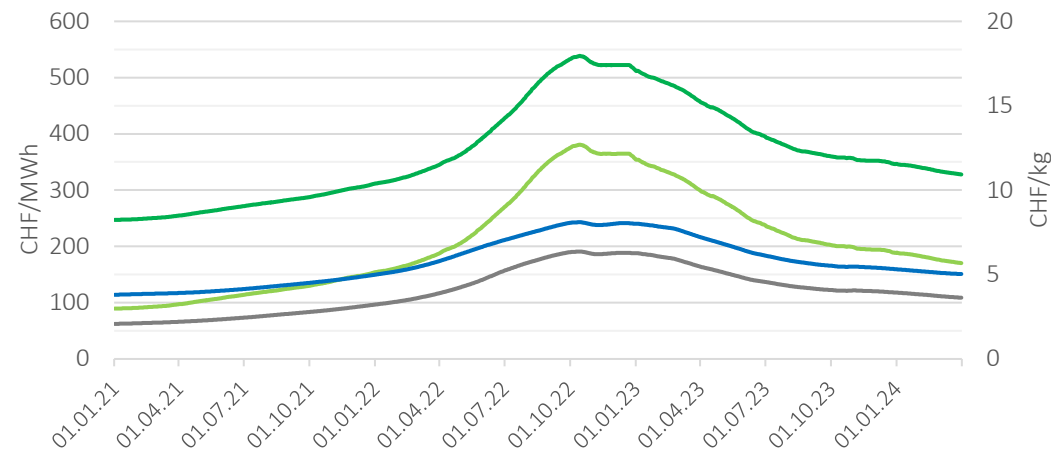
En 2023, le coût total moyen (ø CT) s'élevait à 410 CHF/MWh (13,66 CHF/kg) pour le H<sub>2</sub> vert et 252 CHF/MWh (8.40 CHF/kg) sans RUR ni charges. Sur la période de 01/23 à 02/24, le prix moyen pour le client final du diesel était de 1,97 CHF/l, soit 201 CHF/MWh.

Si on considère qu'un véhicule au H<sub>2</sub> consomme 1 kg/100 km (33 kWh/100km) et un véhicule diesel 5,5 l/100 km (54 kWh/100km), l'hydrogène reste compétitif jusqu'à un prix de 322 CHF/MWh (9,67 CHF/kg) pour le client final.

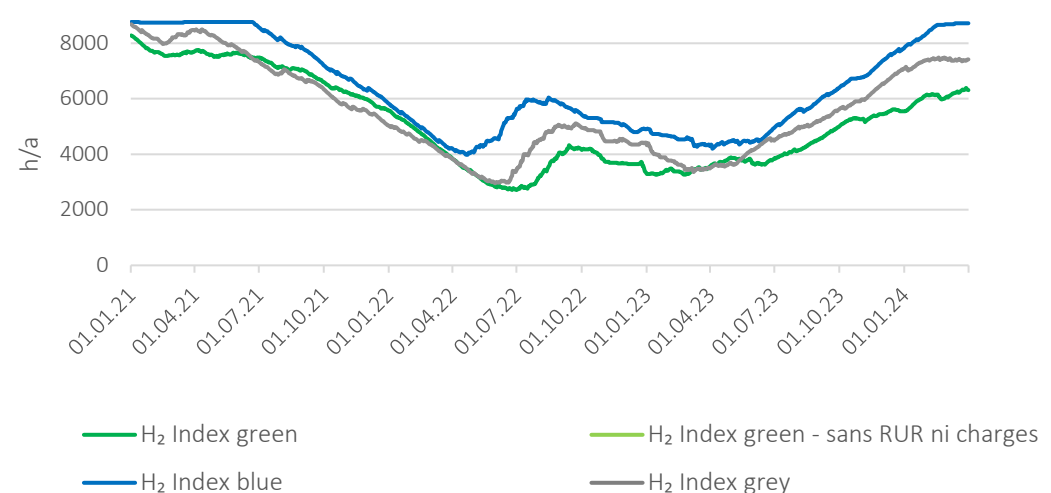


L'efficacité supérieure des véhicules fonctionnant au H<sub>2</sub> par rapport aux véhicules diesel favorise la compétitivité du H<sub>2</sub> vert dans le secteur de la mobilité. Pour un coût du diesel aux alentours de 2 CHF/l, les prix finaux comparables du H<sub>2</sub> pourraient s'élever jusqu'à 9,70 CHF/kg pour être compétitifs.

## Coût total optimisé : calcul roulant au jour précis sur une base annuelle

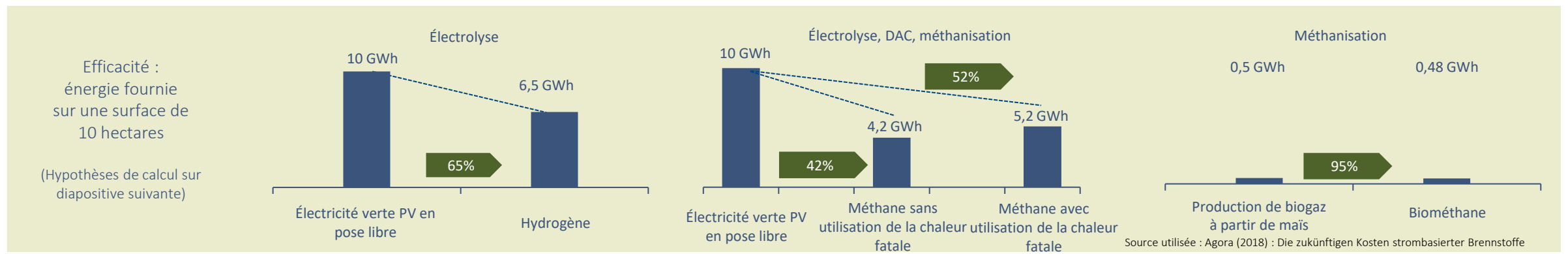


## Heures à pleine charge avec optimisation des coûts



# Gaz renouvelables comme options technologiques à long terme

	Hydrogène vert (H <sub>2</sub> )	Méthane de synthèse (CH <sub>4</sub> )	Biométhane (CH <sub>4</sub> )
Upstream: production et traitement	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisation d'électricité renouvelable dans l'électrolyse pour la production d'hydrogène climatiquement neutre</li> <li>En fonction du mode de transport, compression ou liquéfaction nécessaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les process sont l'électrolyse, la méthanisation et le captage du dioxyde de carbone dans l'air (DAC)</li> <li>Le rendement est très différent si la chaleur dégagée par l'électrolyse est réutilisée dans le DAC (cf. «sans» et «avec utilisation de la chaleur fatale»)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fermentation de biomasse (utilisation de plantes énergétiques et de résidus biologiques possible) pour faire du biogaz</li> <li>Épuration du biogaz (captage du CO<sub>2</sub> issu de la fermentation) nécessaire pour produire du biométhane pur</li> </ul>
Midstream: transport et distribution	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capacité de stockage saisonnière/à long terme</li> <li>Transport coûteux sur remorque par train ou poids lourd possible</li> <li>Nouveaux conduites de H<sub>2</sub>, mais aussi transformation de l'infrastructure pour le gaz naturel possible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisation de l'infrastructure existante pour le gaz naturel possible</li> <li>Stockage plus simple que le H<sub>2</sub></li> <li>Technologie GNL particulièrement pertinente pour l'importation depuis des régions riches en électricité</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisation de l'infrastructure existante pour le gaz naturel possible</li> <li>Raccordement des installations décentralisées de biométhane ainsi que nécessité de réinjection possible à des niveaux de pression supérieurs</li> </ul>
Downstream: applications typiques	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisation polyvalente du H<sub>2</sub> comme agent énergétique, en particulier pour les applications industrielles ou la mobilité lourde</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisation surtout dans les applications posant des exigences de haute densité énergétique (p. ex. retraitement pour en faire des carburants pour les bateaux ou les avions)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Remplacement ou complément au gaz naturel possible pour réduire les émissions plus tôt</li> <li>Application décentralisée possible en cas de raccordement manquant au réseau gazier, p. ex. pour l'approvisionnement en chaleur CCF</li> </ul>



Pour le méthane de synthèse et le biogaz, il est possible d'utiliser l'infrastructure de gaz naturel existante. Le H<sub>2</sub> apporte un avantage concernant l'efficacité de la mise à disposition de l'énergie: le rendement par surface disponible est supérieur.

# Méthanisation du H<sub>2</sub> – évaluation des coûts

Cette évaluation des coûts de la méthanisation du H<sub>2</sub> tient compte, en plus des hypothèses formulées pour la production d'hydrogène (cf. HySuiX), des coûts et de l'efficacité de la ligne de méthanisation, ainsi que du captage du CO<sub>2</sub> dans l'air (direct air capture, DAC).

Dans le cadre du captage de CO<sub>2</sub>, on peut utiliser la chaleur fatale par la ligne de méthanisation pour réduire l'énergie consommée. Les deux possibilités (avec et sans utilisation de la chaleur fatale) ont donc été intégrées dans cette analyse.

Le coût total de la production d'hydrogène est calculé sur la base des hypothèses et paramètres présentés plus haut pour l'indice HySuiX.

## Coûts hypothétiques pour les technologies

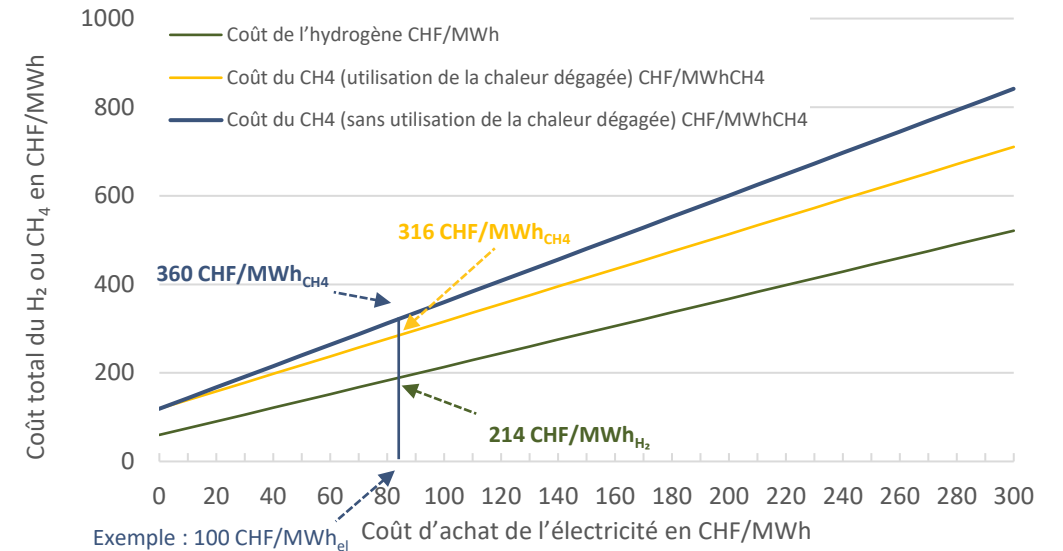
Coûts hypothétiques	Unité	Électrolyse	Méthanisation	Captage de CO <sub>2</sub> (DAC)
Coûts d'investissement spécifiques	CHF/kW*	1200	750	1800
Durée d'amortissement	Années	15	20	20
WACC	%	8	8	8
Exploitation et entretien	% de l'invest.	2,2	3	4
Heures à pleine charge	h/an	4380	8000	8000
Efficacité	%	65	80	-
Électricité consommée	kWh/kWh**	51.3	-	0.05
Chaleur consommée	kWh/kWh <sub>CH4</sub>	-	-	2.2

\* Électrolyse: CHF/kW<sub>e</sub>; méthanisation et DAC: CHF/kW<sub>CH4</sub>

\*\* Électrolyse: kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>H2</sub>; DAC: kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>CH4</sub>

Source utilisée: Agora (2018) : Die zukünftigen Kosten strombasierter Brennstoffe

## Coûts du H<sub>2</sub> ou CH<sub>4</sub> en fonction du coût d'achat de l'électricité



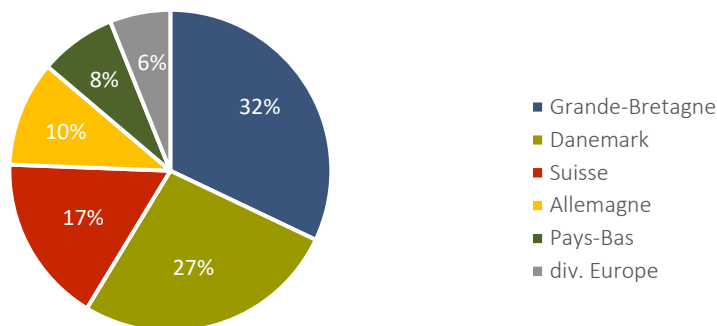
La comparaison des coûts de production de l'électricité, du H<sub>2</sub> et du méthane montre qu'en plus des coûts de capital et d'exploitation supplémentaires pour la ligne de méthanisation et de DAC, c'est avant tout le rendement énergétique de la méthanisation et du captage de CO<sub>2</sub> qui ont un impact sur les coûts du méthane de synthèse. Dans l'exemple, on part du principe d'un coût d'achat de l'électricité de 100 CHF/MWh. Pour une unité d'énergie, le H<sub>2</sub> vert coûte plus du double. Si on méthanise en utilisant la chaleur fatale, les coûts augmentent encore par rapport à l'électricité et sont multipliés par 3, voire 3,6 sans utilisation de la chaleur fatale.

Pour transformer le H<sub>2</sub> en méthane de synthèse, on capte du CO<sub>2</sub> dans l'air ambiant en utilisant beaucoup d'énergie. Cette étape supplémentaire et les coûts énergétiques rendent la production de méthane de synthèse plus chère que celle de H<sub>2</sub> vert.

## Situation initiale biométhane en Suisse

Sur les 33 TWh de gaz consommés en Suisse en 2022, 8 % étaient du biométhane. Sur cette somme, 470 GWh, soit 1,4 % de la consommation totale, ont été produits en Suisse. Le reste de biométhane a été importé «virtuellement» par l'achat de garanties d'origine étrangères (GO). Contrairement au méthane produit en Suisse, les 2300 GWh de biométhane importé sont soumis à la taxe sur le CO<sub>2</sub>. Les parts de biométhane par pays d'origine et répartis par production nationale de biométhane et certificats GO importés sont les suivantes en 2022 :

### Parts de biométhane par pays d'origine



ASIG: statistiques 2023

### Production suisse

Le biogaz permet d'une part de produire de l'électricité et de la chaleur avec des installations de couplage chaleur-force (CCF), en quel cas il existe un cadre légal de promotion et d'autre part, on le transforme et on l'injecte sous forme de biométhane. Dans le dernier cas, la seule subvention possible est actuellement le fonds de biogaz de l'ASIG. Comme on peut le voir sur le tableau à droite, 470 GWh de biométhane ont été injectés dans le réseau et 940 GWh estimés de biogaz ont été transformés en électricité. Au total, le potentiel d'augmentation du biométhane est énorme.

Il reste un potentiel de production important de biogaz en Suisse. Jusqu'à présent, la Confédération a uniquement subventionné la production d'électricité et de chaleur à partir de biogaz et ainsi désavantagé la transformation de biogaz en biométhane pour l'injecter dans le réseau.

Suisse	Biogaz (55-65 % de méthane)	Biométhane (95 % de méthane)
Utilisation	Production d'électricité et de chaleur dans les installations CCF	Préparation du biogaz pour injection dans le réseau gazier
Promotion actuelle	Cadre de promotion légal avec contribution aux investissements et aux coûts d'exploitation au niveau fédéral	Promotion par le fonds biogaz de l'ASIG. Pas de cadre légal de promotion
Production	940 GWh 2022*	470 GWh 2022
Potentiel de production	Le potentiel durable de production de biogaz à partir de biomasse non ligneuse est de 4 à 6 TWh (E-CUBE 2018, WSL 2017, PSI 2017)**. Le plus grand potentiel, et de loin, réside dans le fumier de ferme.	

\*Ceci correspond à la production d'électricité et de chaleur avec un rendement de 80 % des installations suivantes: installations de biogaz agricoles, eaux usées industrielles commerce/industrie, installations de gaz de décharge, installations d'épuration (source: [Statistique suisse des énergies renouvelables 2022](#))

\*\* Sources utilisées:

- E-CUBE. 2018. Erneuerbares Gas. Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030. Studie im Auftrag der EnFK.
- PSI. 2017. „Potentials, Costs and Environmental Assessment of Electricity Generation Technologies“.
- WSL. 2017. Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET.



# Modifications dans le secteur du biométhane à partir de 2025

Actuellement et sous la loi révisée sur le CO<sub>2</sub>, la Suisse prélève une taxe sur le CO<sub>2</sub> de 120 CHF/t CO<sub>2</sub> sur les combustibles. Le biométhane produit et injecté en Suisse est exonéré de cette taxe dans la mesure où les quantités sont déclarées à l'organe de clearing pour les gaz renouvelables de l'ASIG. Les GO de biométhane importé de l'étranger sont enregistrés par cet organe de clearing, mais les quantités de MWh attribuées aux consommations ne sont pas exonérées de la taxe sur le CO<sub>2</sub>.

Actuellement, la Suisse subventionne uniquement les installations de biogaz qui produisent de l'électricité et de la chaleur par une installation CCF, en contribuant aux investissements et aux coûts d'exploitation. Le fonds biogaz de l'ASIG est la seule subvention actuellement accordée à l'injection dans le réseau du biométhane.

S'il n'y a pas de référendum contre la [loi révisée sur le CO<sub>2</sub>](#) et si les amendements apportés à la loi dans le cadre de l'acte modificateur unique sont adoptés par la votation populaire du 9 juin 2024, les modifications légales suivantes s'appliqueront au biométhane à compter de 2025 :

## Cadre légal de promotion des installations de biométhane (art. 34a, al. 1d, rév. loi sur le CO<sub>2</sub>)

Les installations de biogaz destinées à l'injection de biométhane devraient être subventionnées à hauteur de 5 à 7 millions de CHF/an entre 2025 et 2030 à l'aide des fonds de la taxe sur le CO<sub>2</sub>.

En plus des subventions légales, le fonds biogaz de l'ASIG sera également maintenu. On peut s'imaginer que la Confédération versera des contributions à l'investissement et le fonds biogaz de l'ASIG des contributions aux coûts d'exploitation. Les projets d'ordonnance de la Confédération ne sont toutefois pas encore prêts.

## Neutralité en CO<sub>2</sub> du méthane renouvelable importé virtuellement (art. 15, al. 3, rév. loi sur le CO<sub>2</sub>)

Le Conseil fédéral peut reconnaître le méthane importé comme neutre en CO<sub>2</sub> si le gaz renouvelable est injecté dans le réseau gazier européen et si les gaz à effet de serre ainsi évités sont exclusivement imputés à la Suisse. Ceci signifie qu'avec les GO pour les gaz renouvelables, les réductions de CO<sub>2</sub> sont également transférées, en quel cas il faut des accords intergouvernementaux, qui n'existent toutefois pas encore à l'heure actuelle. Les possibilités suivantes existent pour reconnaître un agent énergétique comme neutre en CO<sub>2</sub>: les gaz renouvelables importés peuvent être imputés dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission ou d'une obligation de réduction.

## Procédure d'autorisation facilitée pour les installations de biogaz (LAT, acte modificateur unique)

Simplifications pour les installations en dehors des zones constructibles dans la loi sur l'aménagement du territoire (LAT): les installations de biogaz agricoles sont conformes à l'affectation de la zone et ne sont pas soumises à planification si la biomasse traitée est locale et si la quantité de substrat s'élève à 45'000 t/an au maximum (art. 16a, al. 1 bis LAT rév., acte modificateur unique)

Les installations de biogaz commerciales devraient désormais aussi être autorisées en dehors des zones constructibles (Art. 24ter, LAT rév., acte modificateur unique)

## Registre GO chez Pronovo (OEne et VHBT)

Un registre GO indépendant des branches documente à partir de 2025 les GO des combustibles et carburants liquides et gazeux. La mise en place de ce registre ne dépend pas de la votation populaire sur l'acte modificateur unique.

La [consultation](#) des modifications de l'ordonnance sur l'énergie (OEne) et l'ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine pour les combustibles et carburants (OCC) dans le cadre de l'acte modificateur court encore jusqu'au 28 mai 2024. Les ordonnances prévoient notamment les éléments suivants:

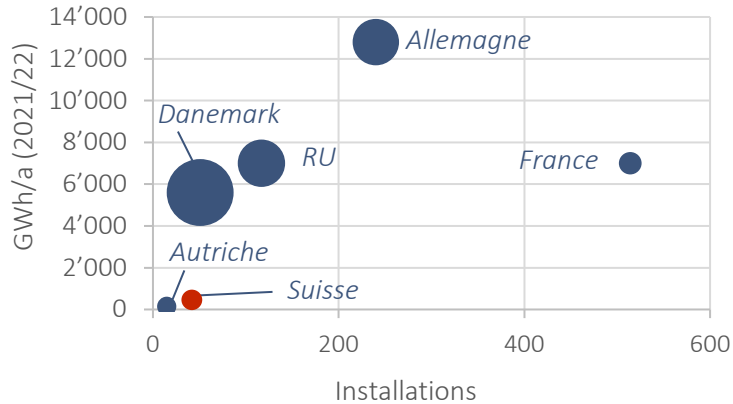
- Dévalorisation mensuelle des GO en indiquant l'identificateur de bâtiment fédéral (EGID) ainsi que le groupe de consommateurs finaux.
- Les GO sont par principe valables pendant 12 mois et les GO dévalorisées peuvent être utilisées comme justificatif pendant 6 mois supplémentaires. Les dispositions transitoires applicables aux certificats transférés de l'organe de clearing vers le registre prévoient que les GO nationales soient valables 60 mois et les GO étrangères seulement 12 mois.

À partir de 2025, le biométhane bénéficiera d'une meilleure législation étant donné que l'injection de biométhane sera subventionnée. De plus, le biométhane importé pourra être considéré comme neutre en CO<sub>2</sub> par les entreprises, mais en quel cas, il faudra les accords intergouvernementaux nécessaires. Ces deux points s'appliquent à condition qu'un référendum ne soit pas lancé contre la loi sur le CO<sub>2</sub>.



# Comparatif européen sur le biométhane

Biométhane injecté en fonction du nombre d'installations



● = 120 GWh/installation

## Production de biométhane par rapport à la consommation totale de gaz 2021

Allemagne	1%	Hormis la Suisse, le Danemark est le seul pays examiné qui couvre une grande partie de la consommation totale de gaz par du biométhane. Les autres pays européens ne couvrent que 1 % environ grâce au biométhane. <i>* État 2022, en sus 6,6 % d'importations</i>
France	1%	
Danemark	19%	
RU	1%	
Autriche	0%	
Suisse	1,4 % *	

Sources utilisées : SER - Panorama des gaz renouvelables, EBA - Statistical Report 2022, REGATRACE - Mapping the state of play of renewable gases in Europe, ASIG : statistiques 2023

Allemagne

La première installation de production de biométhane a été mise en service en 2006 en Allemagne. Depuis des incitations se sont établies comme un bonus technologique, le bonus gaz ou encore des déductions fiscales. Dans l'absolu, c'est en Allemagne que le plus de biométhane est injecté par rapport à tout le reste de l'Europe. En complément, l'État verse une rétribution d'injection en cas de transformation en électricité.

France

Des objectifs de production concrets, des subventions et une exonération d'impôts locaux pour les projets ont entraîné une forte hausse des installations de biométhane. En 2020, il y avait plus de 1000 projets en préparation, de sorte que la France jouera un rôle prépondérant dans le secteur européen du biométhane. Actuellement, la France dispose déjà du plus grand nombre d'installations d'injection de biométhane, mais avec une capacité en moyenne inférieure.

Danemark

Des aides aux investissements, à hauteur de 40 % des coûts d'investissement au début, ont été un facteur décisif pour la réalisation de projets en biométhane. Le cadre légal danois a contribué à un transfert des installations de biogaz vers des installations de biométhane. Environ un cinquième de la consommation totale de gaz nationale est actuellement couverte par le biométhane au Danemark.

RU

Le nombre actuel d'installations de biométhane a été encouragé par plusieurs facteurs, notamment la rétribution de l'injection et un système de quotas pour la circulation. Concernant le dernier élément, les prestataires qui se lancent dans ces projets doivent prouver qu'un certain pourcentage des carburants qu'ils livrent est renouvelable. De manière générale, le soutien politique apporté au biométhane reste important.

Autriche

L'absence de subvention pour l'injection de gaz renouvelable et d'incitations nationales pour la production de biométhane (au 1<sup>er</sup> trimestre 2020) sont les raisons au faible nombre d'installations d'injection. C'est aussi la raison pour laquelle le biométhane est exporté en Allemagne. Il s'agit également d'une perspective future possible pour les installations de biogaz qui produisent actuellement de l'électricité lorsqu'elles arrivent en fin de période de subvention.

Les pays examinés ici ont mis en place divers mécanismes de promotion, la rétribution à l'injection étant la plus courante. Les méthodes avec des quotas ou le soutien aux investissements sont moins répandues, mais elles ont contribué à la montée de l'injection de biométhane. Actuellement, le biométhane représente toutefois une part mineure de la consommation totale de gaz dans la plupart des pays.



# État des lieux H<sub>2</sub> du Conseil fédéral du 15 novembre 2023

L'état des lieux «Hydrogène. État des lieux et options pour la Suisse» est une réponse au postulat 20.4709 du Conseiller national Martin Candinas (le Centre). Sur 32 pages, ce document esquisse un chemin de développement afin d'établir une économie suisse de l'hydrogène sur les trois niveaux de création du statu quo jusqu'à 2035. L'état des lieux s'appuie sur les perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN, les analyses de sensibilité inclusives 2023, un sondage dans l'industrie et le futur énergétique 2050 de l'AES.

## Directives et attentes aux niveaux de création de valeur

### Downstream (demande/besoin)

- Utilisation surtout dans les raffineries, aciérie, circulation maritime et aérienne long cours internationale, trafic lourd, comme stockage saisonnière et pour la production de chaleur industrielle haute température.
- Des exceptions sont prévues pour chauffer les clusters industriels et les «vieilles villes densément construites».
- L'hydrogène sous forme de dérivés (PtX) fait partie de la réflexion en fonction de l'utilisation (surtout comme stockage ou carburant).
- La reconversion en électricité n'est pas prévue.
- Les quantités exactes ne sont pas encore définies, pour 2050 15 à 33 TWh à des prix entre 9 et 29 ct/kWh.

### Midstream (transport/stockage)

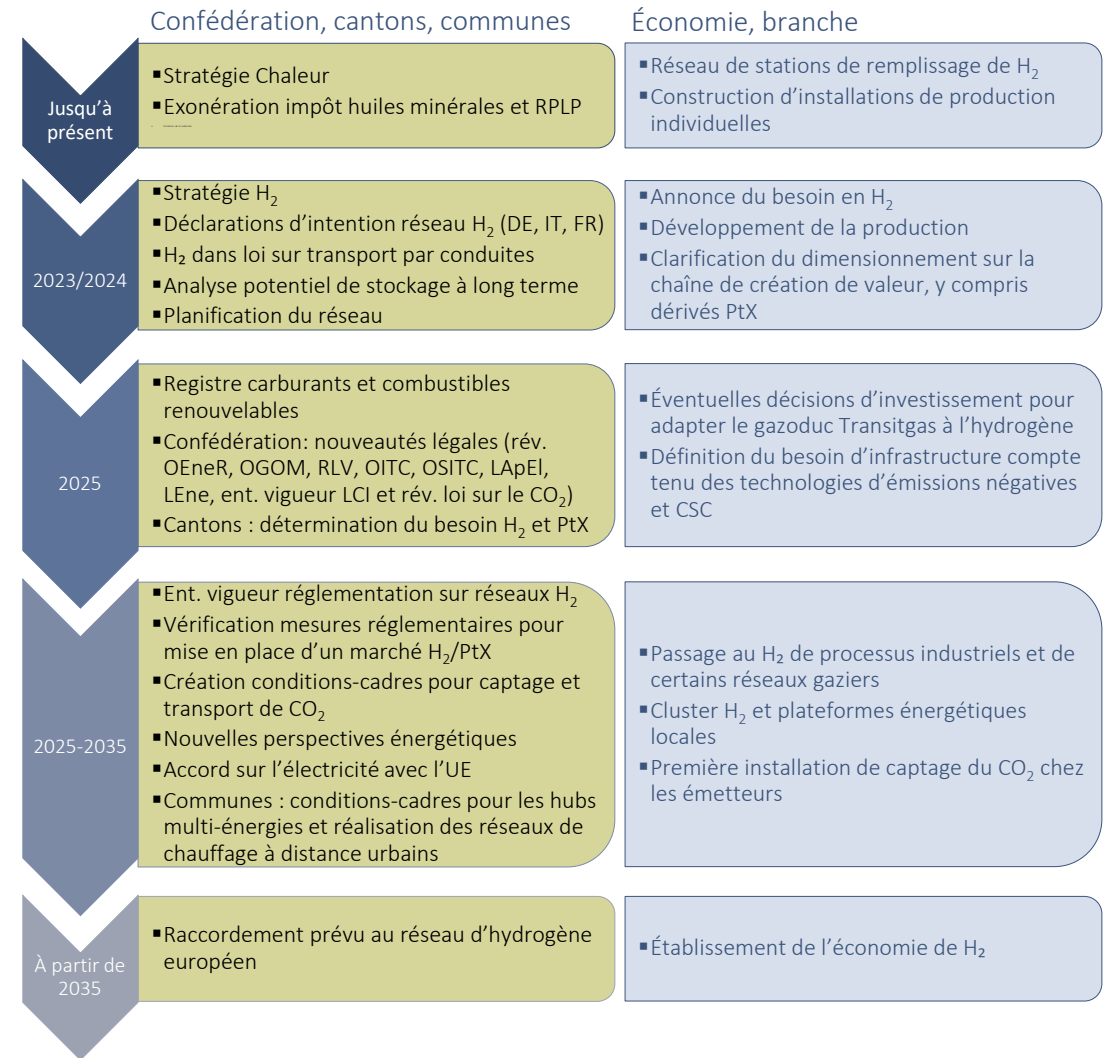
- Toujours transports sur remorque.
- La mise en place d'un gazoduc Transigas pour le transport de H<sub>2</sub>, ainsi que l'intégration dans le réseau européen de H<sub>2</sub> sont en cours de contrôle.
- La réglementation des futurs réseaux de H<sub>2</sub> sera traitée par la stratégie Hydrogène.
- Contrôle des réservoirs de gaz en Suisse, systèmes de stockage saisonnier plutôt par la conversion en synfuels, car moins encombrant.

### Upstream (import/production)

- Développement de la production nationale d'hydrogène, en particulier sur place dans des centrales au fil de l'eau (sans RUR) ou des clusters (avec RUR).
- Production de dérivés du H<sub>2</sub> en fonction de l'offre CO<sub>2</sub>.
- À partir de 2035, plus d'importations pour aussi couvrir la hausse de la consommation.
- Promotion prévue du moins au début (p. ex. exonération de l'impôt sur les huiles minérales, remboursement des RUR).

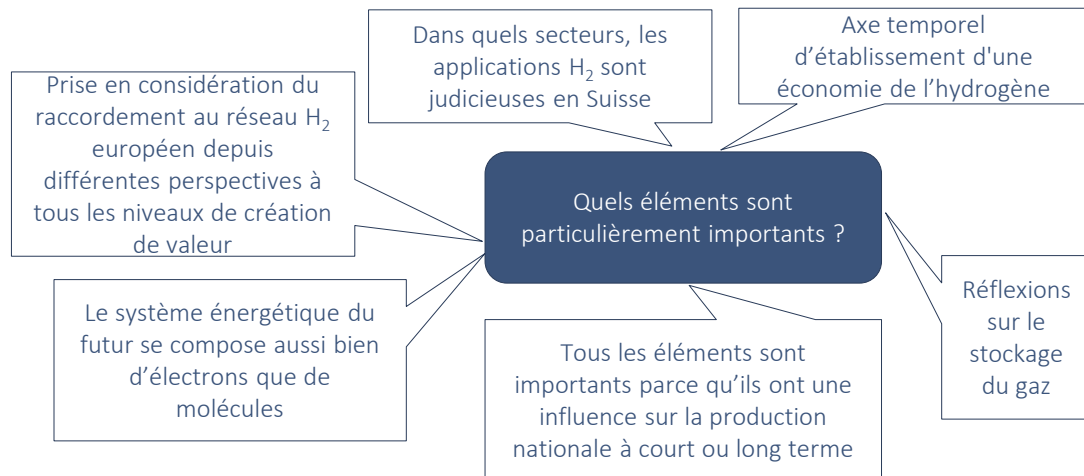
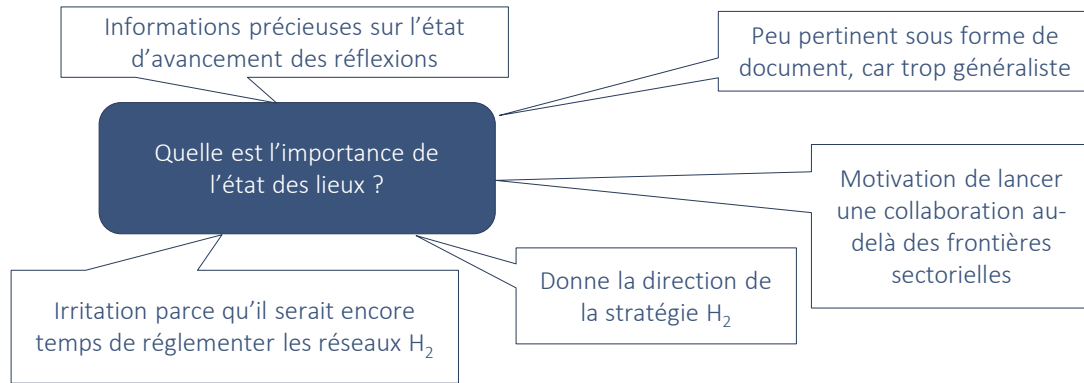
Selon l'état des lieux du Conseil fédéral, le H<sub>2</sub> et ses dérivés seront surtout utilisés là «où l'électricité ne peut pas être utilisée directement (ou avec autant d'efficacité du moins)». Les principaux défis résident dans les pertes dues à la conversion et dans la disponibilité d'infrastructures de stockage.

## Axe temporel pour l'établissement d'une économie de l'hydrogène selon l'état des lieux (sélection)



# Estimations concernant l'état des lieux H<sub>2</sub> et attentes posées par la branche à la stratégie H<sub>2</sub>

Nous avons demandé leur analyse sur l'état des lieux H<sub>2</sub> du Conseil fédéral à des acteurs à tous les niveaux de création de valeur et à quelles questions il faudrait répondre dans le cadre de la Stratégie H<sub>2</sub> à venir. Ci-après quelques éléments de réponse.



Stratégie H<sub>2</sub> réaliste avec des objectifs concrets, principalement la spécification des éléments suivants :

- Garantie de la sécurité d'investissement
- Garantie de l'importation de H<sub>2</sub> (décision d'investissement Transitgaz nécessaire bien avant 2030)
- Accélération et simplification des procédures d'autorisation
- Rôle de l'économie H<sub>2</sub> dans l'atteinte de l'objectif zéro émission, approvisionnement de la Suisse en énergie et intégration de la production renouvelable dans le réseau d'électricité.

Aussi bien les producteurs de H<sub>2</sub> que les entreprises downstream, comme Hydros spider, espèrent également plus de clarté sur les secteurs dans lesquels le H<sub>2</sub> vert doit pouvoir être judicieusement utilisé à l'avenir, sans exclure d'applications futures. Les producteurs attirent l'attention sur le fait qu'il faut aussi être ouvert sur les technologies côté stockage et transport de la production de H<sub>2</sub> (p. ex. réservoir à hydrures métalliques, pyrolyse).

**À quelles questions la Stratégie H<sub>2</sub> à venir de la Confédération doit-elle répondre ?**

- Ébauche des mesures et mécanismes afin d'atteindre les objectifs. En font partie :
- Conditions-cadres réglementaires, qui restent suffisamment flexibles
  - Stratégie d'importation qui tient compte des phases de pénurie d'énergie
  - Stratégie de stockage (technique et géologique, en Suisse et à l'étranger)
  - Positionnement de la Suisse sur le marché H<sub>2</sub> européen avec intégration réseau par le biais d'accords intergouvernementaux
  - Concept de (pré-)financement de l'infrastructure du réseau H<sub>2</sub>

Par principe, la branche accueille positivement avec l'état des lieux sur le H<sub>2</sub>. Les acteurs espèrent toutefois des concrétisations dans le cadre de la Stratégie Hydrogène. Les attentes posées à la Confédération sont grandes. Mais personne ne sait si elles seront satisfaites par la publication prévue de la Stratégie à l'automne de cette année.

# Glossaire

## Électrolyse

L'électrolyse est une réaction chimique au cours de laquelle l'électricité (flux d'électrons) scinde un composé chimique, par exemple l'eau en hydrogène et en oxygène. L'électricité est amenée dans un liquide conducteur (électrolyte) par le biais de deux électrodes (anode et cathode). Les produits de la réaction dépendent des substances contenues dans l'électrolyte et se forment sur les électrodes.

## Biogaz

Le biogaz est une source d'énergie renouvelable produite par la décomposition anaérobie de matières organiques, telles que des déchets agricoles, des eaux usées ou des gaz de décharge. Il est principalement composé de méthane et de dioxyde de carbone et peut servir d'alternative durable pour la production d'électricité, le chauffage et comme carburant pour les véhicules.

## Biométhane

Le biométhane est fabriqué à partir du biogaz qui est épuré afin d'éliminer les impuretés et ainsi accroître la teneur spécifique en méthane, de sorte à obtenir un carburant de qualité. Sur le plan chimique, il est identique au gaz naturel fossile, tout en offrant des avantages environnementaux grâce au carbone biogène.

## Méthane de synthèse

Le méthane de synthèse ( $\text{CH}_4$ ) est fabriqué avec un procédé appelé méthanisation, au cours duquel du  $\text{H}_2$  est combiné à du dioxyde de carbone. Cette méthode durable utilise des sources d'énergie renouvelables pour fabriquer du méthane et offre une solution possible pour le stockage et la distribution d'énergie neutre en carbone.

## Captage direct du $\text{CO}_2$ dans l'air (direct air capture, DAC)

Le captage direct dans l'air est une technologie qui consiste à capter le dioxyde de carbone directement dans l'atmosphère. Il utilise des procédés chimiques ou des matériaux spéciaux pour capter les molécules de  $\text{CO}_2$ . Il s'agit d'une solution possible, mais qui consomme beaucoup d'énergie afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et à fournir du  $\text{CO}_2$  pour la méthanisation.

## Power-to-X

Dans le cas du Power-to-X (P2X), l'électricité est utilisée pour transformer l'énergie en une forme plus utile pour certaines applications, comme par exemple pour produire des gaz (Power-to-Gas), de la chaleur (Power-to-Heat) ou des agents énergétiques liquides (Power-to-Liquid).

## Vaporéformage

Le vaporéformage est un procédé industriel de production d'hydrogène dans lequel un combustible contenant du carbone, généralement du gaz naturel, réagit avec la vapeur d'eau. Actuellement, encore près de 96 % de l'hydrogène produit dans le monde l'est de cette manière.

## $\text{H}_2$ gris

Hydrogène produit à partir de combustibles fossiles (principalement le gaz naturel). Généralement, on chauffe du gaz naturel pour le transformer en hydrogène et  $\text{CO}_2$  (vaporéformage).

## $\text{H}_2$ bleu

L'hydrogène bleu est de l'hydrogène gris pour lequel la plus grande partie du  $\text{CO}_2$  produit est extrait et stocké (Carbon Capture and Storage, CCS en anglais).

## $\text{H}_2$ vert

L'hydrogène vert est fabriqué par électrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable. Indépendamment de la technologie d'électrolyse choisie, la production de l'hydrogène émet peu de  $\text{CO}_2$  étant donné que l'électricité utilisée provient à 100 % d'énergies renouvelables. Le procédé est aussi appelé «power to gas» et est l'une des technologies P2X.

## Pouvoir calorifique inférieur

Le pouvoir calorifique inférieur  $H_i$  (autrefois  $H_u$ ) correspond à l'énergie thermique maximale utilisable lors d'une combustion sans générer de condensation de la vapeur d'eau contenue dans les gaz d'échappement, par rapport à la quantité de combustible utilisé. Le pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène est de l'ordre de 33,3 kWh/kg, soit 120 MJ/kg.



# 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)



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



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