



L'hydrogène, clé de notre avenir climatique

gaz 
energie

Notre approvisionnement énergétique a besoin de l'hydrogène.

L'hydrogène a un potentiel considérable pour l'approvisionnement énergétique du futur. Il peut être produit par électrolyse à partir d'électricité renouvelable, ou par reformage du gaz naturel et séquestration du carbone. Il peut être méthanisé par ajout de CO₂ et injecté dans le réseau gazier – ou dans un réseau dédié – pour être fourni aux consommateurs. D'après les études les plus récentes, le réseau gazier peut transporter sans problème jusqu'à 10 % d'hydrogène. L'industrie gazière suisse envisage d'augmenter ce pourcentage à long terme, vu les possibilités techniques.

L'hydrogène est indispensable pour atteindre les objectifs climatiques que la Suisse s'est fixés. Le présent dossier fait le point sur l'hydrogène, ses différents aspects et l'état des connaissances à ce sujet, dans un langage facile à appréhender pour les milieux intéressés.

Pour en savoir davantage, rendez-vous sur [gazenergie.ch](https://www.gazenergie.ch)

L'hydrogène: le grand retour d'une énergie qu'on croyait révolue

Notre approvisionnement énergétique doit devenir climatiquement neutre d'ici 2050. Il faut donc un large mix d'énergies renouvelables et d'infrastructures adéquates. Cela implique de substituer le gaz fossile par des gaz renouvelables ou climatiquement neutres. Ce siècle marquera le grand retour d'une énergie qu'on croyait révolue: l'hydrogène. Quels sont les ressorts et les freins de cette évolution?

Le Conseil fédéral s'est fixé pour objectif de rendre l'approvisionnement énergétique climatiquement neutre à l'horizon 2050. Les autorités fédérales favorisent la décarbonisation avant tout à travers le développement de l'électricité renouvelable, en particulier le photovoltaïque. Quoiqu'en constante augmentation, la part de l'électricité ne représente que 25% de la consommation d'énergie nationale. Substituer les énergies fossiles par l'électricité renouvelable paraît donc illusoire.

On ne sait pas encore quelles technologies s'imposeront, en particulier dans les secteurs chaleur, industrie et transports: les solutions sans émissions sont encore peu nombreuses. Mais étant donné les coûts de restructuration et les scénarios sur l'évolution des prix, de l'efficacité et de la sécurité d'approvisionnement, les études actuelles prédisent le retour en force d'une énergie qu'on croyait révolue: l'hydrogène.

Mentionnons par exemple l'étude de l'Agence allemande de l'énergie Dena sur la transition énergétique intégrée, qui analyse les interdépendances des secteurs électricité, bâtiment, transports et industrie dans le but de parvenir à une stratégie globale pour tous ces secteurs. Les équipes de chercheurs de l'Empa et de l'Institut Paul Scherrer ont suivi la même piste dans le contexte helvétique. Il faut également mentionner les études mandatées par Eurogas, l'Association européenne de l'Industrie gazière: A Pathway to a carbon neutral 2050 (Eurogas) et Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050 (Navigant resp. Gas for climate).

Les gouvernements mettent en place des stratégies hydrogène

Toutes ces études parviennent à la conclusion que les énergies sous forme gazeuse ou liquide feront partie intégrante du système énergétique, tout comme l'électricité, aussi bien en Europe qu'en Suisse. L'hydrogène est clairement retenu comme option, soit comme agent énergétique doté de propriétés spécifiques, soit comme agent énergétique de stockage, soit comme maillon important dans le couplage des secteurs énergétiques. Aujourd'hui déjà, l'hydrogène est indispensable à bon nombre de processus chimiques et industriels, et certaines sources industrielles de CO₂, par exemple les émissions des cimenteries, ne peuvent être décarbonisées sur le long terme qu'avec l'hydrogène.

Plusieurs gouvernements, dont la Suisse, travaillent à leur stratégie hydrogène. Les Pays-Bas, l'Allemagne et l'UE ont déjà publié leurs considérations à ce sujet.

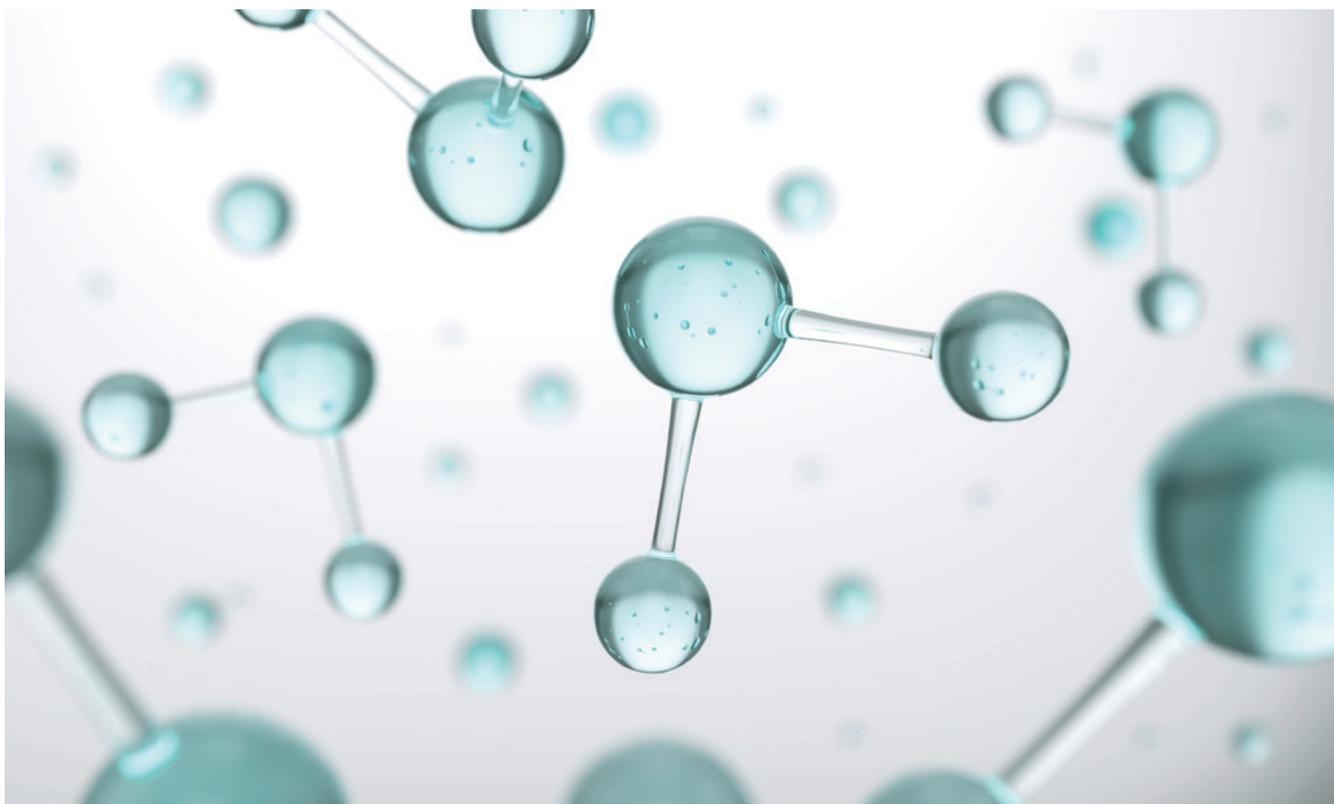
Plusieurs questions demeurent néanmoins ouvertes. Pour que l'hydrogène puisse devenir un élément central du système énergétique, la chaîne de création de valeur – technologies, production, stockage, infrastructures et consommation, logistique et aspects associés – doit être analysée de bout en bout pour déterminer les mesures nécessaires. Les conditions cadres jouent à cet égard un rôle crucial dans la capacité de l'hydrogène à s'imposer comme option. Aujourd'hui, il apparaît clairement que cela ne fonctionnera pas sans encouragement de l'Etat, attendu qu'il y a des différences considérables entre les prix des différents agents énergétiques.

Selon l'étude «Path to hydrogen competitiveness» du Hydrogen Council, réalisée par McKinsey, les prix de l'hydrogène baisseront de manière significative sur le fil de la durée, pour autant que des mesures d'encouragement soient mises en œuvre au départ. Selon cette étude, la croissance prévisible en termes de production, de distribution, d'équipement et de fabrication générera une baisse des coûts allant jusqu'à 50 % à l'horizon 2030 pour de nombreuses applications. L'hydrogène deviendrait ainsi concurrentiel par rapport à d'autres options pauvres en carbone, voire même par rapport aux options classiques. Mais cette vision nécessite des investissements considérables, estimés à quelque 70 milliards de dollars.

Différents types de production

Il existe aujourd'hui plusieurs procédés de production pour l'hydrogène. Le discours politique les distingue par leurs couleurs. L'accent portera d'abord sur l'hydrogène produit à partir d'énergies renouvelables – l'«hydrogène vert». A moyen terme, il faudra aussi faire appel à l'hydrogène obtenu par reformage du gaz naturel avec stockage ou recyclage du CO₂ résultant – l'«hydrogène bleu».

Comme pour l'électricité ou les énergies fossiles, la Suisse ne pourra pas couvrir complètement la demande indigène en hydrogène, parce que ses capacités de production sont limitées – notamment au regard des excédents d'électricité solaire. Or, les questions d'importation ne sont de loin pas résolues, comme on peut le constater au vu des expériences faites avec les importations de gaz renouvelables. Il faut de toute urgence résoudre le problème de la certification d'origine.



L'hydrogène: le grand retour d'une énergie qu'on croyait révolue.
(Photo: Anusorn Nakdee/Shutterstock.com)

L'hydrogène et son arc-en-ciel

Gris, bleu, turquoise ou vert, l'hydrogène se décline en plusieurs couleurs selon son origine, c'est-à-dire selon la méthode de production et les émissions de CO₂ qui en résultent. L'hydrogène connaît aujourd'hui des applications très variées.

L'hydrogène gris est obtenu à partir de combustibles fossiles. Il s'agit en général de gaz naturel transformé en hydrogène et en CO₂ sous l'effet d'une source de chaleur (vaporeformage). Le CO₂ est ensuite évacué dans l'atmosphère sans être utilisé et contribue à l'effet de serre global: la production d'une tonne d'hydrogène génère 10 tonnes de CO₂.

L'hydrogène bleu est obtenu par reformage du gaz naturel comme l'hydrogène gris, mais avec capture du CO₂ durant la production. Ce CO₂ est ensuite stocké dans des réservoirs souterrains (méthode CCS, pour Carbon Capture and Storage). Le CO₂ capturé peut aussi être utilisé sous forme de carbone (méthode CCU, pour Carbon-Capture and Use). La capture du CO₂ rend certes le bilan de la production d'hydrogène neutre en CO₂, mais ces technologies nécessitent beaucoup d'énergie et se justifient uniquement pendant la phase de transition énergétique.

L'hydrogène turquoise est produit par dissociation thermique du méthane (pyrolyse du méthane). Ce procédé produit du carbone solide au lieu de CO₂. La neutralité en CO₂ du procédé dépend de deux facteurs: il faut que le réacteur à haute température soit alimenté par des sources d'énergie renouvelables et que la séquestration du carbone soit permanente.

L'hydrogène vert est produit par électrolyse de l'eau, exclusivement à partir d'électricité renouvelable. Cette production d'hydrogène ne dégage aucun CO₂, car l'électricité utilisée provient à 100% de sources d'énergie renouvelables.

Gris	Electrolyse de l'eau à partir d'énergies fossiles
	Reformage du gaz naturel
Bleu	Reformage du gaz naturel avec CCS
Turquoise	Pyrolyse du méthane
Vert	Reformage du biogaz
	Gazéification et fermentation de la biomasse
	Electrolyse de l'eau à partir d'énergies renouvelables

Source: emcel.com

L'hydrogène: une énergie idéale

L'hydrogène apparaît de plus en plus comme le joker d'un avenir énergétique renouvelable et durable. Cet espoir est légitime, vu les propriétés et les multiples applications de l'hydrogène.

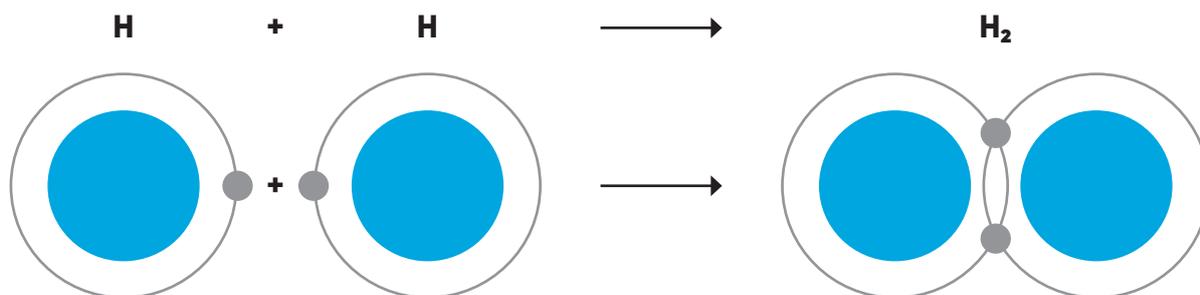
L'hydrogène, tout comme l'électricité sont des énergies dites secondaires: n'existant pas à l'état naturel, elles s'obtiennent par transformation de différentes sources d'énergie primaires moyennant différentes technologies. Ces deux agents énergétiques ont en commun de servir à de nombreuses utilisations. En revanche, ils sont de nature chimique totalement différente: l'hydrogène est une molécule, tandis qu'un courant électrique est un flux d'électrons. Cette différence confère un avantage décisif à l'hydrogène: l'énergie chimique est stable et peut être stockée à long terme. De plus, les molécules H_2 sont combustibles et génèrent des températures élevées, ce qui les prédestine aux applications les plus diverses.

L'hydrogène facilite l'intégration des énergies renouvelables

Un approvisionnement énergétique décarbonisé basé sur le tout-électrique serait un système énergétique extrêmement vulnérable. En effet, production et consommation doivent être équilibrées en temps réel, souvent sur de longues distances. C'est tout le contraire pour un système énergétique basé sur un mix d'agents énergétiques: il est beaucoup plus résistant, plus fiable et plus économique. L'hydrogène sera à n'en pas douter un facteur clé dans notre futur système énergétique climatiquement neutre. C'est non seulement un intégrateur d'énergies renouvelables, mais aussi un décarbonisateur pour des secteurs tels que les transports, le bâtiment ou l'industrie.

L'hydrogène

- est composé d'un proton et d'un électron.
- est l'élément chimique le plus abondant de l'univers.
- est un composant de l'eau (H_2O) et de pratiquement tous les composés organiques.
- est présent sous forme gazeuse dans l'atmosphère (traces de dihydrogène H_2).
- a la plus grande densité massique d'énergie de tous les agents énergétiques.
- est le plus léger des gaz et est environ 14 fois plus léger que l'air.
- est incolore et inodore.
- n'explose pas, sauf s'il est mélangé à l'oxygène ou à d'autres gaz oxydants (température d'auto-inflammation: $560\text{ }^\circ\text{C}$).
- n'a pas d'effet oxydant.
- ne dégage pas de CO_2 à la combustion.
- brûle sans laisser de résidus.
- n'a aucun effet nocif, ni pour la santé, ni pour l'environnement.



L'hydrogène: stockage à grande échelle

Le défi de notre futur approvisionnement énergétique passe par l'équilibrage entre production et consommation. L'hydrogène permet le déphasage saisonnier de la production par rapport à la consommation par le truchement du stockage à grande échelle.

L'hydrogène peut être stocké sous forme gazeuse ou liquéfiée, mais aussi sous forme chimique, par exemple sous forme d'hydrures métalliques. A l'état normal,

l'hydrogène est gazeux et sa densité d'énergie volumique est très faible. Le tableau suivant récapitule les principales technologies de stockage.

Technologie	Principe	Champ d'application	Pertinence
Réservoirs sous pression	Actuellement, l'hydrogène est stocké en général dans des réservoirs sous pression (de 350 à 700 bar). Le stockage de l'hydrogène sous forme liquéfiée nécessite un refroidissement à -253 °C.	Les réservoirs sous pression (bonbonnes, bouteilles, etc.) sont courants dans le secteur industriel. Dans le secteur mobilité, l'hydrogène est utilisé sous forme pure ou liquéfiée.	Le stockage de l'hydrogène dans des réservoirs sous pression est un standard bien établi. Dans les bâtiments, la pression élevée des réservoirs est considérée comme critique. En revanche, le chargement et le déchargement ne posent pas de problème.
Stockage solide à hydrures métalliques	L'hydrogène est hébergé dans des molécules de métal ou d'alliage. Les hydrures métalliques qui en résultent stockent l'hydrogène à des densités plus élevées que sous forme gazeuse ou liquéfiée.	Ce procédé est commercialisé surtout dans le secteur des sous-marins et se développe de plus en plus pour les bâtiments.	Ce procédé offre de précieux avantages au niveau manipulation et sécurité. La pression de stockage est très basse (de 8 à 30 bar).
Stockage par liquide organique porteur d'hydrogène LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier)	L'hydrogène est hébergé dans des molécules organiques et peut être récupéré au moment de son utilisation.	Le procédé LOHC convient surtout au stockage et au transport de grandes quantités d'hydrogène.	Ce procédé LOHC se distingue par son faible coût au niveau manipulation de l'hydrogène.
Stockage par adsorption	L'hydrogène est hébergé à la surface de corps solides (adsorption).	Ce procédé convient seulement pour des quantités assez limitées.	L'adsorption est un procédé rapide (mais ce facteur n'est pas pertinent en pratique).

Source: ASUE/Enverion GmbH

Les chaudières à gaz se mettent à l'hydrogène

Les fabricants de chaudières travaillent d'arrache-pied au développement de chaudières à gaz 100 % hydrogène. Aujourd'hui déjà, le marché propose des chaudières qui acceptent jusqu'à 20 % d'hydrogène.

L'hydrogène (H_2) ainsi que le gaz naturel ou le biogaz (CH_4) sont des agents énergétiques gazeux dont voici les principales différences:

- L'hydrogène a un pouvoir calorifique trois fois moins élevé que celui du gaz naturel.
- La plage d'inflammabilité (qualifiant la plage de concentration dans laquelle le mélange gaz-air est inflammable) de l'hydrogène (4 - 77%-vol.) est beaucoup plus élevée que celle du gaz naturel et du biogaz (5 - 14%-vol.).
- La vitesse de flamme (qualifiant la vitesse de réaction à la combustion) de l'hydrogène (346 cm/s) est beaucoup plus élevée que celle du gaz naturel (43 cm/s).
- La température de combustion de l'hydrogène (2130 °C) est beaucoup plus élevée que celle du gaz naturel (1970 °C).

Ces différences de propriétés entre les deux gaz (CH_4 et H_2) ont une importance essentielle pour le développement de chaudières compatibles hydrogène. Il en va de même pour le développement des centrales de cogénération et des turbines à gaz.

Combustion stable et résistance des matériaux

Etant donné la vitesse de flamme élevée de l'hydrogène, il est plus difficile de stabiliser la flamme sur un point précis. Le matériau du brûleur doit résister à la température de combustion plus élevée de l'hydrogène. Il en va de même pour les centrales de cogénération (centrales CCF) et les turbines à gaz.

Inflammation et flamme

L'hydrogène a une plage d'inflammabilité plus large, ce qui augmente le risque d'auto-ignition. La combustion d'hydrogène pur donne une flamme invisible, raison pour laquelle celle-ci doit être surveillée en permanence.

Mélange de gaz combustibles

Les brûleurs des chaudières à gaz doivent pouvoir s'adapter en temps réel et automatiquement aux différents mélanges (gaz naturel, hydrogène et air). Il en va de même pour les centrales de cogénération et les turbines à gaz.

Compatibilité hydrogène des chaudières à gaz: situation actuelle et perspectives

Chaudières existantes: 10 % H_2

- Jusqu'à 10 % H_2 , le mélange n'a presque pas d'influence sur les chaudières.
- Hypothèse: les chaudières existantes supportent jusqu'à 10 % H_2 .
- L'augmentation jusqu'à 20 % H_2 est à l'étude.

Nouvelles chaudières à gaz: 30 % H_2

- Les nouvelles chaudières supportent jusqu'à 30 % H_2 .
- Sécurité et résistance totales.
- H_2 contribue à la réduction des émissions (CO/NO_x).
- Brûleurs autoadaptatifs: compensation indice d'air/puissance désormais également possible pour H_2 .

Chaudières 100 % H_2

- Les chaudières à gaz actuelles ne sont pas compatibles 100 % H_2 .
- Il faut développer la compatibilité 100 % H_2 .
- Développement de chaudières à hydrogène.

De 1990 à aujourd'hui

D'aujourd'hui à 2025

Dès 2025

(Source: Viessmann Suisse SA)

La maison autonome est possible

Il est possible aujourd'hui de créer une maison énergétiquement autonome grâce à la technologie de l'hydrogène: celle-ci permet d'atteindre un niveau d'autonomie très élevé à partir de l'électricité produite par l'installation photovoltaïque de la maison.

L'autonomie énergétique d'une maison est conditionnée par la surface photovoltaïque du toit et si possible des façades. La production photovoltaïque d'électricité est en général décalée par rapport à la consommation d'électricité. Il faut donc pouvoir stocker l'énergie entre sa production et sa consommation pour atteindre une autonomie énergétique élevée: seul le truchement de l'hydrogène permet un tel déphasage.

L'hydrogène est soutiré du réservoir H₂ en fonction de la demande énergétique, et est transformé en électricité et en chaleur par la pile à combustible. Associée à une pompe à chaleur, cette pile à combustible assure le chauffage des locaux et la production d'eau chaude sanitaire. Le système devient ainsi largement indépendant du réseau d'électricité public.

A l'avenir, les maisons autonomes seront majoritairement raccordées au réseau de gaz, étant donné que l'autarcie complète est beaucoup trop coûteuse en termes d'installations. Le réseau de gaz est une condition importante pour l'approvisionnement énergétique climatiquement neutre des habitations.

Les principaux composants du système énergétique HES (Home Energy System):

- commande/régulation
- électrolyseur PEM (Proton Exchange Membrane) avec traitement de l'eau et contrôleur
- pile à combustible PEM
- stockage solide d'hydrogène sous forme d'hydrures métalliques
- stockage en batteries

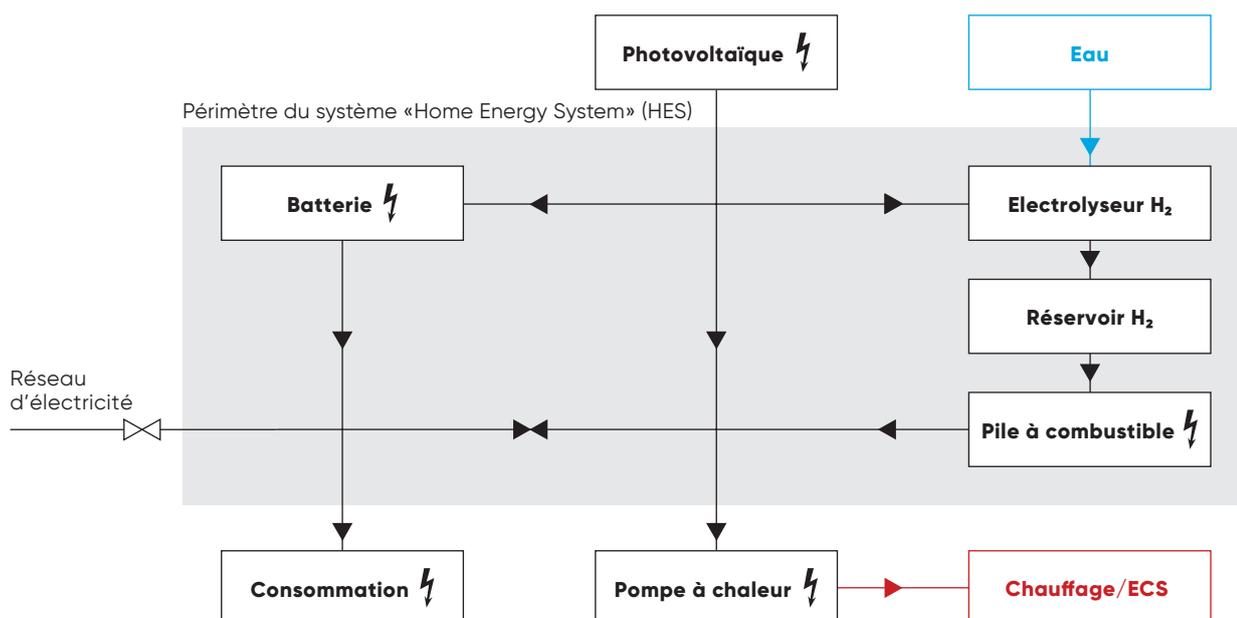


Schéma de l'approvisionnement énergétique d'une maison.

Source: Envention GmbH

Rouler à l'hydrogène, c'est rouler propre

L'hydrogène se lance dans la course à la mobilité propre. Les grands motoristes, orientés jusqu'ici avant tout vers l'électromobilité, découvrent peu à peu les avantages technologiques de l'hydrogène. Dans ce secteur, la pile à combustible représente la solution la plus propre.

Si le secteur des voitures de tourisme passera probablement à la motorisation électrique sur batterie, celui des utilitaires privilégiera plutôt la pile à combustible. En effet, par rapport aux véhicules à batterie électrique, la motorisation à hydrogène marque des points en termes d'autonomie si on la compare aux moteurs à combustion équivalents. En outre, faire le plein ne prend guère plus de temps que sur un véhicule à motorisation classique. La pile à combustible est promise à un bel avenir dans des secteurs tels que poids lourds, autobus ou locomotives. Tout comme les camions électriques, les camions à pile à combustible sont exonérés de la RPLP et de la taxe sur les huiles minérales en Suisse. En Allemagne, comme au Japon d'ailleurs, les autobus sont déjà en train de passer à l'hydrogène. Dans la région Rhin-Main, non seulement les autobus roulent à l'hydrogène, mais c'est là qu'on trouve aussi le premier train régional roulant à l'hydrogène.

Bosch, l'un des équipementiers les plus expérimentés dans ce domaine, développe actuellement une propulsion à hydrogène pour camions promettant une autonomie de 1900 kilomètres. Des constructeurs asiatiques comme Toyota et Hyundai développent déjà des véhicules à pile à combustible, par exemple des véhicules commerciaux tels que camions et autobus, ainsi que des voitures de tourisme.

L'union fait la force: association de soutien

La cause de l'hydrogène est soutenue par l'association Mobilité H₂ Suisse, fondée en 2018 par Coop, Migros, Fenaco, plusieurs chaînes de stations-service, ainsi que des entreprises de transport et de logistique. Cette association a pour but de promouvoir et d'accélérer le développement de la mobilité hydrogène en Suisse. Sa conviction fondamentale est que la mobilité hydrogène offre toutes les conditions nécessaires pour réduire durablement les émissions de CO₂ et appuyer les objectifs de la transition énergétique. L'étape suivante consiste à diffuser à l'échelle nationale cette technologie qui concilie tous les avantages des véhicules électriques à émission zéro et le confort de la mobilité routière actuelle. Dans un premier temps, il s'agira de mettre en place un réseau de stations-service à hydrogène couvrant l'ensemble du territoire national. Coop exploite déjà une première station-service à hydrogène à Hunzenschwil (AG). D'ici 2025, Hyundai commercialisera en Suisse 1600 camions à hydrogène, ce qui donnera une impulsion décisive au projet pionnier de l'association Mobilité H₂ Suisse.

Le développement des stations à hydrogène suit une évolution similaire dans d'autres pays. Ainsi, l'UE a édicté une directive prévoyant le déploiement d'une filière hydrogène à l'horizon 2025.

En Suisse, l'Empa s'est emparée de la question de la mobilité et de la filière hydrogène. En 2015, l'institut de Dübendorf a inauguré une station modèle sous l'enseigne «move» pour illustrer les nouvelles solutions de mobilité propre basées sur les énergies renouvelables. Cette installation montre de manière exemplaire la filière nécessaire pour valoriser les excédents d'électricité renouvelable au profit de la mobilité – sous forme d'hydrogène, plus tard sous forme de méthane de synthèse et de stockage en batteries. L'hydrogène est considéré ici aussi bien sous l'angle de son utilisation directe sous forme de carburant, qu'indirecte, mélangé au gaz naturel ou au biogaz.

Des perspectives séduisantes aussi pour les moteurs à combustion

La pile à combustible n'est pas la seule motorisation à hydrogène possible. Des perspectives séduisantes s'ouvrent également pour le moteur à combustion classique, dès lors qu'il est alimenté à l'hydrogène renouvelable. La combustion n'émet pas de CO₂, ce qui est un avantage décisif par rapport à tous les autres carburants. Le moteur à combustion pourrait continuer à jouer un rôle important pour la mobilité dans les secteurs difficiles à électrifier, par exemple les transports aériens ou maritimes. De nouveaux carburants synthétiques (kérosène, diesel, etc.) produits à partir d'électricité pourraient également contribuer au maintien du moteur à combustion.



La première station-service à hydrogène publique de Suisse est opérationnelle depuis 2016 à Hunzenschwil (AG).

Le réseau gazier devient climatiquement neutre

En 2050, le réseau gazier suisse sera alimenté exclusivement en gaz climatiquement neutres. Outre le biogaz, les succédanés seront l'hydrogène vert et le méthane synthétique qui en est dérivé. L'Allemagne, locomotive de cette évolution, importera des quantités énormes d'hydrogène vert. La Suisse profitera de l'élan ainsi donné à l'industrie de l'hydrogène.

Le gaz alourdit le bilan des gaz à effet de serre à raison d'environ 220 g CO₂/kWh. C'est certes 25% de moins que le pétrole, mais toujours beaucoup trop pour atteindre l'objectif zéro émission d'ici 2050. Nombreux sont ceux qui réclament par conséquent la substitution du gaz par les énergies renouvelables et la mise à l'arrêt du réseau gazier. Cette exigence est toutefois contreproductive dans la mesure où le réseau gazier fournira d'importantes contributions à l'avènement d'un approvisionnement énergétique climatiquement neutre.

Le gaz connaît aujourd'hui une multitude d'applications. Simple et fiable, le chauffage à gaz n'est qu'une application parmi tant d'autres. Les chaudières à gaz sont de plus en plus combinées avec des sources d'énergie renouvelables, exploitant le rayonnement solaire ou la chaleur environnementale. De nombreux chauffages urbains utilisent le gaz comme énergie d'appoint pour absorber les crêtes de consommation. Les chauffages à cogénération (couplage chaleur-force CCF) produisent de l'électricité très utile pour réduire le déficit énergétique toujours plus aigu en hiver. Dans le secteur industriel, il n'y a guère d'autres combustibles susceptibles de remplacer le gaz, son pouvoir calorifique et sa fiabilité. Il en va de même dans les cités historiques, où il est pratiquement impossible de modifier le bâti existant. La désaffectation des réseaux gaziers et l'abandon des technologies gaz supprimerait de précieuses solutions, ce qui n'est pas judicieux. Les éventuelles alternatives sont très onéreuses et ont un impact environnemental beaucoup plus lourd. La solution est simple: il faut décarboniser le gaz pour qu'il devienne climatiquement neutre.

Le biogaz: des décennies d'expérience

Les gaz climatiquement neutres existent depuis longtemps. La Suisse a mis en service sa première installation de biogaz avec injection dans le réseau gazier en 1997 déjà. Depuis lors, le nombre d'installations n'a cessé d'augmenter. En 2019, la Suisse comptait 36 installations injectant au total plus de 400 GWh de biogaz dans le réseau. Les émissions de CO₂ imputables au biogaz pendant son cycle de vie sont de l'ordre de 68 g CO₂/kWh de chaleur produite. Les autres sources de chaleur renouvelables ne peuvent concurrencer cette valeur. En Suisse, le potentiel de production de biogaz injectable totalise environ 4 TWh, à quoi s'ajoute encore l'hydrogène vert à hauteur de 5 TWh. Cet hydrogène peut être directement injecté dans le réseau ou transformé en gaz synthétique moyennant utilisation de CO₂. L'hydrogène vert provient toujours de sources renouvelables. L'hydrogène bleu est obtenu par reformage du gaz naturel. Ce procédé consiste à dissocier le carbone, qui est stocké dans des réservoirs souterrains (Carbon-Capture and Storage) ou utilisé sous forme de carbone pur (Carbon-Capture and Use). Ces technologies consomment toutefois beaucoup d'énergie et sont judicieuses uniquement pendant la phase transitoire de conversion du système énergétique.

Comme c'est déjà le cas aujourd'hui, la Suisse devra compléter ses ressources en important des gaz renouvelables. Au fil des ans, elle importera d'abord du biogaz, ensuite de l'hydrogène bleu, puis de l'hydrogène vert depuis les régions ayant une production abondante en électricité solaire ou éolienne.

Prix de revient à la baisse

Le plus grand défi de l'hydrogène réside actuellement dans les coûts de production, dont le niveau est encore assez élevé. Mais les initiatives de soutien lancées dans de nombreux pays permettront de développer à grande échelle les capacités de production des électrolyseurs et de réduire ainsi les prix de revient. Des gains d'efficacité supplémentaires sont également escomptés au niveau de la production. Selon les pronostics de Greenpeace, le coût spécifique de l'hydrogène vert devrait se situer entre 9 et 12 cents/kWh en 2030 et entre 6 et 9 cents/kWh en 2050. Les données de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) confirment cette évolution.

Pour atteindre un approvisionnement énergétique totalement renouvelable, l'Allemagne aura besoin de quantités énormes d'hydrogène vert, comme le confirme la Stratégie hydrogène publiée récemment par le gouvernement allemand. Il est question de plus de 1000

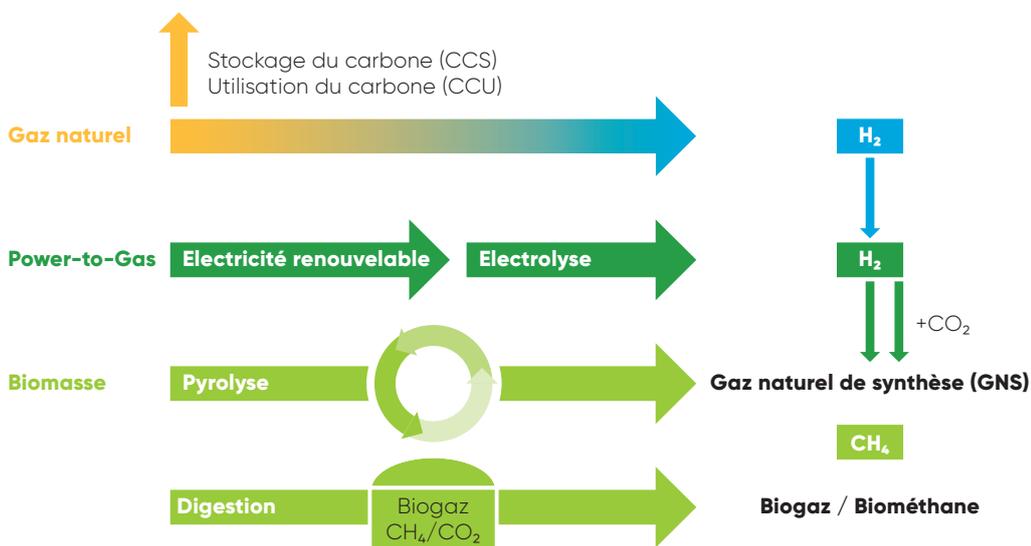
TWh par an selon les estimations de Greenpeace, qui se fonde sur les données de l'Institut Wuppertal et de energy brainpool. L'Allemagne ne sera pas en mesure de produire elle-même de telles quantités. Selon les prévisions, ses capacités de production plafonneront à 240 TWh. Elle devra donc importer le solde. Cette forte demande s'ajoutera à celle des autres pays, de sorte qu'on assistera à l'émergence rapide d'une industrie de l'hydrogène internationalement ramifiée. Cette évolution permettra à la Suisse de convertir totalement son réseau gazier aux gaz renouvelables à l'horizon 2050.

Bibliographie:

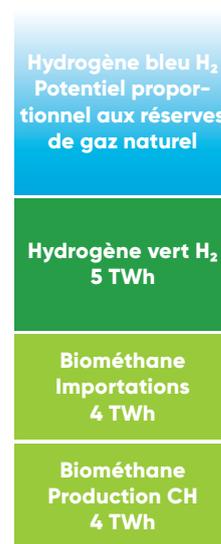
- Gas for Climate (2020): Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050
- Greenpeace Allemagne (2020): Blauer Wasserstoff; Lösung oder Problem der Energiewende
- IEA (2019): The Future of Hydrogene
- Carbotech (2020): Écobilans des systèmes de chauffage

Les gaz renouvelables et leur potentiel climatiquement neutre

Filières de production des gaz renouvelables



Potentiels pour l'approvisionnement en Suisse*



* Etudes:

- Hanser Consulting AG (2018): Erneuerbare Gasstrategie für die Schweiz
- Rapport WSL n° 57 (2017): Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung
- EMPA/PSI (2019): Potenzialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz

Source: YSG

Le couplage des secteurs: avenir du système énergétique

L'objectif zéro émission de CO₂ à l'horizon 2050 est réalisable moyennant l'harmonisation de toutes les énergies. L'électrification se heurtera à ses propres limites parce qu'elle alourdit massivement le décalage entre surproduction estivale et déficit hivernal d'électricité.

Les objectifs climatiques sont réalisables pour autant qu'au moins une partie de l'électricité excédentaire produite en été soit convertie en hydrogène, stockée dans le réseau gazier et utilisée ensuite en différé pour alimenter des centrales de cogénération (CCF). Il incombe à la politique énergétique d'axer ses efforts sur le couplage du réseau gazier et du réseau électrique. La Suisse s'est fixé pour objectif de décarboniser son approvisionnement énergétique. La politique actuelle mise sur l'électrification généralisée de secteurs très dépendants des énergies fossiles, à savoir le chauffage et les transports. Les pompes à chaleur et les véhicules électriques sont ainsi censés sauver le climat, tandis que le gaz se retrouve confiné dans des secteurs sans substitution possible.

Or, tout le problème est là: l'électrification totale n'est guère possible. En développant la production d'électricité renouvelable, on accentue gravement le déséquilibre entre surproduction estivale et déficit hivernal. Les quantités d'électricité qu'il faudrait alors importer durant la saison froide ne seront plus disponibles parce que nos voisins en auront eux-mêmes besoin. Le seul remède consiste à augmenter massivement les capacités de stockage saisonnier sur le long terme.

Le couplage des secteurs, une nécessité

Le stockage saisonnier de l'électricité est obligatoirement associé à un vecteur chimique. C'est là qu'intervient l'hydrogène. Les excédents d'électricité produits en été peuvent être convertis en hydrogène au moyen d'électrolyseurs, puis injectés dans le réseau sous forme d'hydrogène vert ou de méthane synthétique. Ce dernier est produit par combinaison d'hydrogène et de CO₂ capturé dans certains procédés industriels ou directement dans l'atmosphère. En hiver, l'hydrogène peut être réutilisé sous forme d'électricité, de chaleur ou de carburant. Une telle conversion présuppose le couplage intelligent des secteurs chaleur, électricité et transport. L'hydrogène renouvelable issu des excédents d'électricité peut aussi être stocké et transporté par un réseau indépendant du réseau gazier, par exemple des conduites de gaz désaffectées.

Économies substantielles

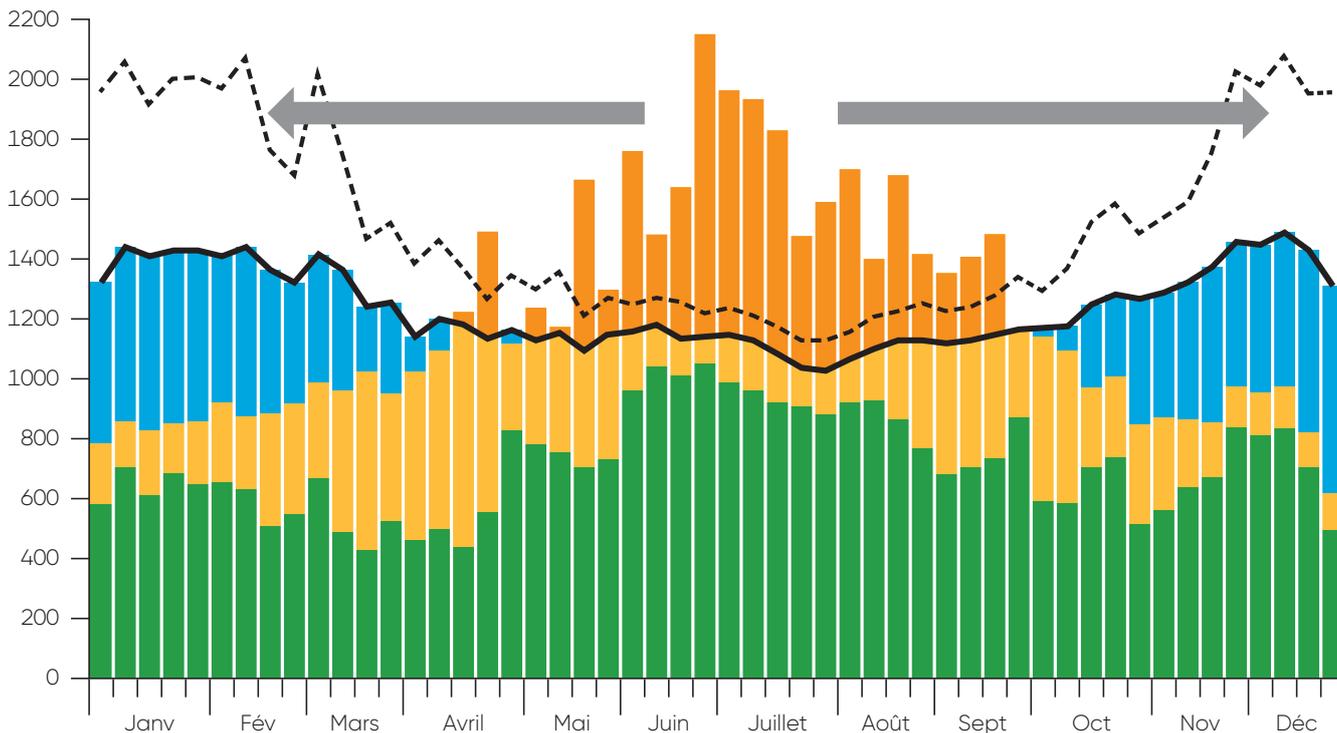
Diverses études montrent que les stratégies axées sur le couplage des secteurs ne sont pas seulement fiables et résistantes, mais aussi économiquement efficaces. A l'inverse de l'électrification unilatérale, les stratégies de couplage intégrant l'infrastructure gazière ont l'avantage de ne pas dépendre d'un seul et unique agent énergétique. Elles évitent également le surdéveloppement des autres infrastructures énergétiques. Dans une étude datant de 2019, Frontier Economics a calculé les incidences économiques d'une stratégie multiénergies intégrant toutes les infrastructures gazières en Suisse. D'après cette étude, le potentiel d'économie annuelle serait de l'ordre de 1,3 à 1,9 milliard de francs: il serait en effet possible de renoncer à de coûteuses installations de chauffage ainsi qu'à l'agrandissement des infrastructures électriques. Le recours à des gaz renouvelables meilleur marché permettrait également d'alléger la lourde facture prévisible pour le développement infrastructurel de la production d'électricité renouvelable ainsi que des filières d'importation pour l'électricité.

Bibliographie:

- Frontier Economics (2019): The value of gas infrastructure in a climate neutral Europe. A study based on 8 European countries
- S. L. Teske, M. Rüdüsüli, Ch. Bach, T. J. Schildhauer: «Potenzialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz», Bericht, Empa (Dübendorf) & Paul Scherrer Institut PSI (Villigen), 2019. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.2649817>

La production d'électricité en 2050

Electricité (GWh)



- Production indigène (sans énergie nucléaire)
- Production photovoltaïque (50% des toits bien exposés)
- Importations
- Surproduction d'électricité renouvelable
- Consommation d'électricité actuelle
- - - Consommation d'électricité future y compris les PAC (+75%) et la mobilité électrique (+20%)
- ➔ Grâce à la technologie power-to-gas, l'électricité renouvelable excédentaire des mois d'été peut être transformée en gaz, stockée et réutilisée pendant les mois d'hiver.

Source: Empa

Le réseau gazier du futur répondra à de multiples besoins

A l'horizon 2050, le réseau gazier du futur ne sera plus hiérarchisé par niveaux de pression, mais structuré d'après les mélanges gazeux et les fonctions. Il formera l'épine dorsale d'un approvisionnement énergétique climatiquement neutre en transportant de l'hydrogène ou des mélanges méthane-hydrogène.

Le réseau gazier tel que nous le connaissons aujourd'hui n'existera plus en 2050. Non pas parce que son inutilité aurait conduit à sa désaffectation, bien au contraire: il formera toujours l'épine dorsale de l'approvisionnement énergétique du pays, mais sur un autre mode. Sa future structure dépendra de deux avancées sur le terrain des gaz renouvelables.

Premièrement, la production de biométhane ou de gaz synthétique à partir d'électricité renouvelable est en pleine croissance, tant en Suisse qu'à l'étranger, ce qui augmentera par voie de conséquence les injections de gaz renouvelables dans les réseaux de transport et de distribution. Cette croissance est dynamisée par le développement des installations de biogaz classiques, qui fonctionnent soit sur le principe de la digestion anaérobie de la biomasse à l'état liquide, soit sur le principe de la pyrolyse de la biomasse à l'état solide. Elle est aussi entraînée par le développement des installations P2G (power-to-gas) qui produisent de l'hydrogène, lequel peut être ensuite méthanisé par combinaison avec du CO₂.

Deuxièmement, l'hydrogène bleu et l'hydrogène vert – dont la production évolue également à la hausse – sont aujourd'hui déjà acheminés jusqu'aux consommateurs, en partie via le réseau gazier. L'hydrogène bleu est produit à partir de gaz naturel, moyennant capture du carbone, qui est ensuite stocké dans des réservoirs souterrains ou converti en matériaux nobles. L'hydrogène vert est produit à partir d'électricité renouvelable.

Réseaux hydrogène

A quelques exceptions près, les applications gaz actuellement en service dans les secteurs industrie et chauffage peuvent continuer de fonctionner sans problème en présence d'hydrogène, pour autant que les mélanges gazeux soient stables et que l'adjonction d'hydrogène ne dépasse pas 30%. Une adjonction plus élevée ou très variable peut engendrer des problèmes techniques parce que le pouvoir calorifique du mélange gazeux devient fluctuant. L'exploitation d'un réseau dédié ne se justifie que si l'hydrogène est disponible en grandes quantités ou qu'une fourniture 100% hydrogène est requise.

A court terme, le réseau gazier transportera toujours plus d'hydrogène et de gaz renouvelables. La concentration maximale d'hydrogène qui fait référence en Suisse passera bientôt de 2 à 10%. L'objectif à moyen terme est de porter cette limite à 30%. La Suisse emboîte ainsi le pas de l'évolution internationale. Sur le long terme, on assistera à l'émergence d'un deuxième réseau de transport dédié à l'hydrogène non mélangé. Le cas échéant, la Suisse sera raccordée à deux réseaux: le réseau gazier classique qui transportera une part croissante de gaz renouvelables ou décarbonisés, et le réseau hydrogène qui transportera et distribuera 100% d'hydrogène.

Le réseau gazier européen: épine dorsale du système hydrogène

En juillet 2020, 11 distributeurs européens ont présenté le European Hydrogen Backbone, un modèle visionnaire qui se fonde sur l'analyse de 10 pays européens, dont la Suisse. Cette analyse parvient à la conclusion que les infrastructures gazières européennes sont parfaitement convertibles au transport d'hydrogène. Dans un premier temps, le réseau hydrogène devrait atteindre environ 6800 km de conduites. Il se compose essentiellement de conduites de gaz, déjà existantes pour la plupart, auxquelles viendront s'ajouter de nouvelles conduites dédiées à l'hydrogène. Ce réseau a des ramifications avec les Hydrogen Valleys – entendez les pôles industriels, les ports, les villes et les régions qui exploitent des applications commerciales ou qui sont en train de développer des projets pilotes promis à un développement à grande échelle. A l'horizon 2040, la longueur présumée du réseau hydrogène sera de 23'000 km déjà. Il servira au transport d'hydrogène vert (produit à partir d'électricité solaire ou éolienne) à travers l'Europe et aux importations depuis les pays producteurs d'électricité excédentaire. Il existera toujours un réseau méthane en parallèle. Les coûts de transport seront limités dans la mesure où les infrastructures existent déjà. La demande en électricité spécifique par 1000 km de transport équivaut à 2% du pouvoir calorifique de l'hydrogène distribué.

Le réseau gazier du futur sera polyvalent

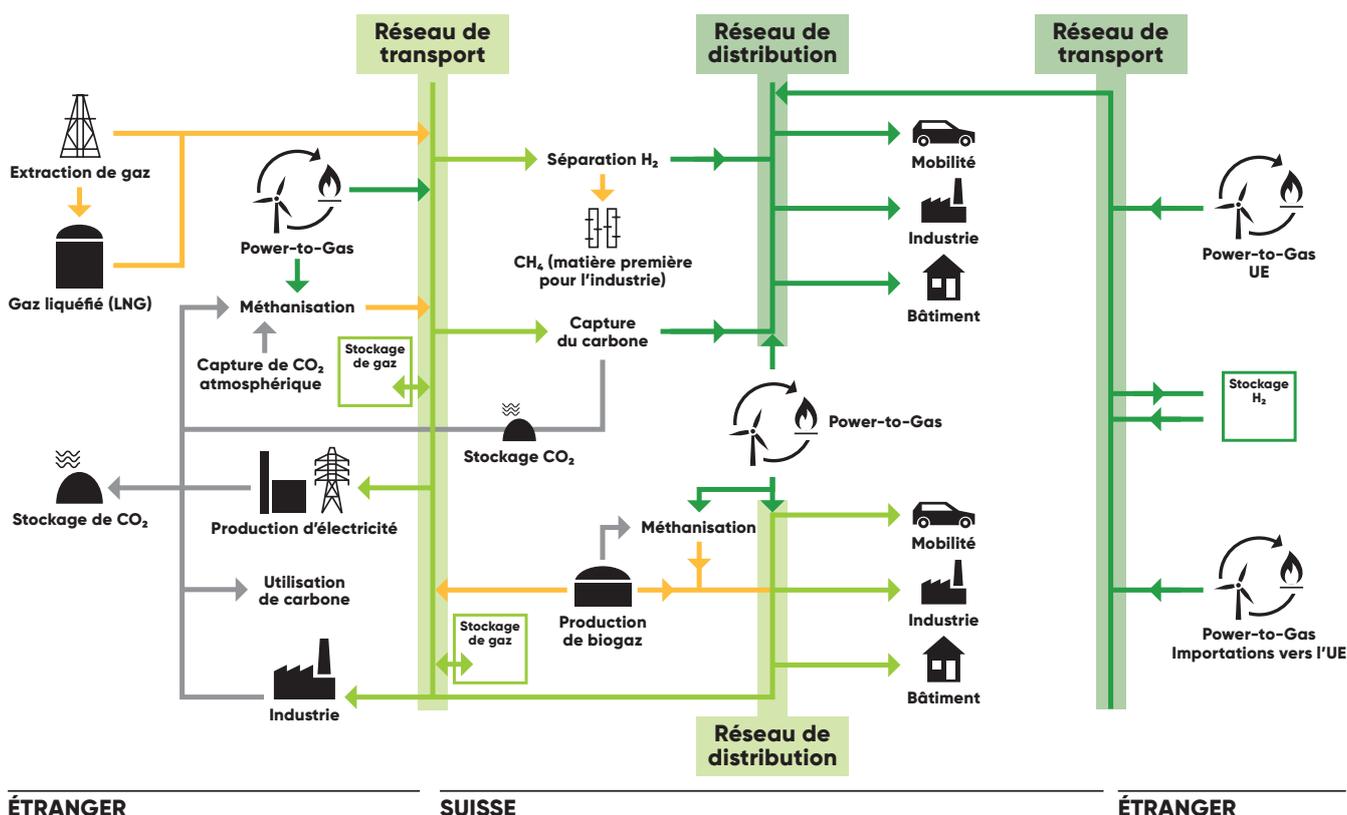
A l'échelon suisse, la mosaïque locale de l'offre et de la demande conduira à une spécialisation des filières. Les réseaux méthane transporteront des mélanges gazeux caractérisés par différentes teneurs en hydrogène. En parallèle, il existera des réseaux hydrogène et divers îlots gaziers spécialisés hydrogène ou méthane. Les gaz produits à partir d'électricité excédentaire en été seront stockés dans des réservoirs souterrains, ce qui permettra une fourniture déphasée pendant les périodes de forte consommation. Les conduites de gaz désaffectées pourront être converties par exemple pour le transport, le stockage et la fourniture du CO₂ capturé par les différentes technologies de conversion.

Le réseau gazier du futur se développera de manière à répondre efficacement aux multiples besoins locaux et régionaux (chaleur renouvelable, carburants, électricité ou énergie industrielle). Il servira également au transport des gaz renouvelables issus de la production locale en pleine croissance.

Bibliographie:

- EntsoG (2019): ENTSO G 2050 Roadmap for gas grids
- SSI GE (2020): L'hydrogène à la SSI GE
- Réseau européen des gestionnaires de réseau (2020): European Hydrogen Backbone. How a dedicated hydrogen infrastructure can be created.

Les réseaux spécialisés d'après les mélanges gazeux et les fonctions formeront l'épine dorsale de notre futur approvisionnement énergétique climatiquement neutre.



Source: ENTSO G / ASIG

Injecter plus d'hydrogène dans le réseau gazier actuel

Les organismes de normalisation européenne et la Société suisse de l'industrie du gaz et des eaux (SSIGE) soutiennent la mise en œuvre d'une infrastructure gazière décarbonisée à tous les échelons (transport, distribution, installations et autres applications).

Dans un premier temps, la SSIGE prévoit d'adapter les directives G13 et G18 en intégrant les mélanges gazeux jusqu'à concurrence de 10 %vol H₂. Selon les études, une injection jusqu'à 10 %vol H₂ dans le réseau gazier est possible sans adaptations majeures ni coûts importants. La mobilité CNG fait exception, la teneur en hydrogène étant encore limitée à 2% dans ce secteur. Mais des solutions techniques existent déjà pour protéger les stations de ravitaillement.

Dans un second temps, cette valeur limite sera portée à 20 %vol H₂. Diverses expériences en laboratoire ainsi

que des analyses théoriques ont montré que de nombreuses installations et appareils à gaz peuvent fonctionner jusqu'à 20 %vol H₂ en toute fiabilité.

En Suisse, la SSIGE révisera la directive G18 «Qualité du gaz» pour y intégrer l'hydrogène H₂ et les nouveaux acquis de la réglementation européenne sur l'hydrogène. Les directives SSIGE continuent ainsi d'harmoniser les normes européennes (EN) et les normes suisses (SN) avec les spécificités suisses dans le but d'assurer la fiabilité d'exploitation des infrastructures gazières tant actuelles que futures.

Directive	Titre	Sujet	Révision/mise à jour	Part de H ₂	Année	
G18	Qualité du gaz	Qualité du gaz en Suisse	Adaptations pour le biogaz, pouvoirs calorifiques de référence	10 %	2021	à court terme
G13	Injection des gaz renouvelables	Étude, construction et exploitation installations d'injection	Étude, construction et exploitation des installations d'injection pour l'hydrogène	10 % / 20 % 100 %	2021 env. 2023	
Gxxx	Guide pour l'adaptation des infrastructures gazières au H ₂	Aide pour la conversion et l'adaptation des infrastructures gazières	Nouvelle directive	10 % / 20 % 100 %	2021	
GW2	Manuel de la sécurité	Sécurité au travail	Modes opératoires, équipement, prévention des explosions	10 % / 100 %	2022	
G18	Qualité du gaz	Qualité du gaz en Suisse	Pouvoirs calorifiques de référence	20 % / 100 %	2025	à moyen terme
G1	Installations de gaz naturel dans les immeubles (Directives Gaz)	Étude, construction et exploitation d'installations	Matériel, exploitation, protection incendie, prévention des explosions et contrôle	10 % / 20 % 100 %	2025 au plus tard	
G2	Conduites	Étude, construction et exploitation des conduites	Matériel, exploitation, prévention des explosions et contrôles	10 % / 20 % 100 %	2025 au plus tard	
G7	Installations de détente de gaz	Conception, exploitation et maintenance des installations de détente de gaz	Matériel, exploitation, protection incendie, prévention des explosions et contrôles	10 % / 20 % 100 %	2025 au plus tard	
G11	Odorisation du gaz	Définition de l'odeur caractéristique du gaz	Odorisation du gaz naturel, H ₂ et mélanges CH ₄ /H ₂	10 % / 20 % 100 %	2025 au plus tard	
G23	Metering Code Gaz	Exigences de facturation et de comptage de puissance, mise à disposition et échange des données de mesure selon règles de marché	Comptage des mélanges gazeux combustibles, surveillance des pouvoirs calorifiques de référence dans le réseau	10 % / 20 % 100 %	2025 au plus tard	
GW2	Manuel de la sécurité	Sécurité au travail	Modes opératoires, équipement, prévention des explosions	20 % / 100 %	2025	

Source: SSIGE

Directives SSIGE concernées par l'hydrogène.

L'hydrogène: analyse économique

De nombreux Etats développent aujourd'hui une stratégie hydrogène parce qu'ils voient dans les agents énergétiques gazeux une solution pour atteindre les objectifs climatiques. Mais la vraie question est là: l'hydrogène est-il capable de s'imposer sur le marché?

L'hydrogène n'est actuellement pas en mesure de concurrencer les autres agents énergétiques. L'évolution des coûts pour la production et la distribution d'hydrogène fait l'objet de pronostics très différents selon les hypothèses retenues dans l'analyse évolutive des coûts de l'électricité, surtout en ce qui concerne l'électricité renouvelable ainsi que la demande en hydrogène et ses effets d'échelle au niveau de la production.

Dans son étude de 2019, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que les coûts de la production d'hydrogène vert à partir d'électricité renouvelable pourraient baisser de 30 % à l'horizon 2030 sous l'effet de la baisse des prix de l'électricité renouvelable et des effets d'échelle au niveau production¹. Une étude du

Hydrogen Council, réalisée avec le soutien de McKinsey, table sur une réduction des coûts allant jusqu'à 60%². Outre les facteurs déjà évoqués par l'AIE, les auteurs de cette étude identifient aussi un potentiel de réduction des coûts au niveau du stockage de CO₂ et de carbone, mais conditionnent certains investissements à la bonne marche du marché de l'hydrogène.

C'est précisément l'objectif des différentes stratégies hydrogène mises en œuvre au niveau national et international – par exemple la stratégie lancée par l'UE dans le cadre des «European Green Deals». Toutes ces initiatives visent à développer de nouveaux marchés propices aux investissements.

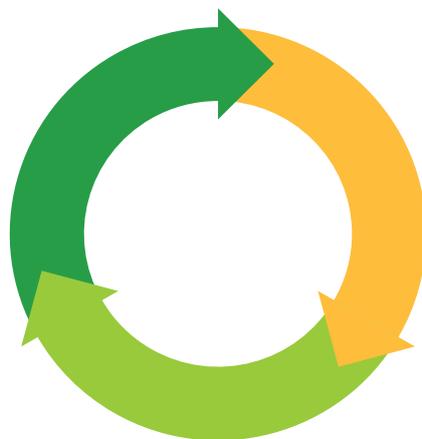
¹ IEA, The Future of Hydrogen, Technology report, June 2019.

² Hydrogen Council, Path to hydrogen competitiveness, A cost perspective, January 2020.

Il faut trois piliers pour mettre en place une économie de l'hydrogène neutre en CO₂

Pilier «Technologie»

- Économies d'échelle
- Standardisation des composants
- Industrialisation de la fabrication / installation



Pilier «Marchés et demande»

- Suppression des entraves commerciales
- Dispositifs favorisant le développement de la demande
- Incitatifs commerciaux durables, technologiquement neutres

Pilier «Investissements»

- Dispositifs favorisant les investissements PtX dans les pays producteurs
- Attestations d'origine / monitoring

Certains facteurs peuvent imprimer un essor rapide au marché, le corollaire étant des économies d'échelle proportionnelles. Mais ces facteurs peuvent devenir critiques pour l'essor du marché s'ils ne se réalisent pas:

- Les objectifs climatiques conditionnent l'émergence de nouveaux marchés dans les secteurs industrie, transports, bâtiment. Le recours à l'hydrogène renouvelable et décarbonisé pour les procédés industriels et la mobilité pourrait donc marquer une étape importante dans la commercialisation de nouvelles applications. Par ailleurs, le marché de la chaleur offre lui aussi des conditions propices au développement de l'utilisation des gaz verts.
- La mise en place d'une filière hydrogène présuppose le développement méthodique des sources d'électricité renouvelable – surtout le photovoltaïque en Suisse – dans de nombreux pays.
- La tarification CO₂ des énergies répond à des objectifs climatiques et renforce les possibilités de produire de l'hydrogène vert, non seulement dans les secteurs immobilier et industriel, mais surtout dans les transports. Cette tarification doit impérativement englober tous les secteurs.
- L'importance et le développement des infrastructures gazières existantes (réseaux de transport, réseaux de distribution et stockage) constituent également un excellent tremplin pour lancer l'hydrogène dans des conditions concurrentielles. Il est possible de recourir aux infrastructures existantes. Mais ici, l'enjeu est la maîtrise technique et réglementaire des parts croissantes d'hydrogène renouvelable et décarbonisé à tous les échelons infrastructurels (réseaux, stockages), y compris les applications. Les investissements et les dépenses nécessaires à la conversion des réseaux gaziers existants devraient être reconnus dans le cadre de la législation s'appliquant aux réseaux gaziers.
- Les engagements et les initiatives de l'industrie des huiles minérales et du gaz visant à remplacer le pétrole/essence et le gaz par de l'hydrogène et des gaz renouvelables contribuent à accélérer l'essor du marché.
- Les pays producteurs de gaz naturel commencent à se réorienter et investissent massivement dans les procédés de capture du CO₂, de stockage et de pyrolyse. Les coûts de ces procédés et du stockage sont ainsi comprimés.
- Les pays producteurs de gaz naturel situés dans des régions ensoleillées ou venteuses investissent massivement dans la production Power-to-X. La législation internationale sur les attestations d'origine reconnaît l'hydrogène importé comme étant renouvelable.
- La concurrence entre pôles d'innovation européens et asiatiques pousse les gouvernements de ces différentes régions à investir dans la recherche et à instaurer des conditions-cadres favorables à l'émergence d'une filière hydrogène.

Le cadre politique n'est pas encore idéal

Notre approvisionnement énergétique est en profonde mutation: l'essor des énergies renouvelables, la décentralisation et la forte variabilité de la production d'énergie ainsi que le couplage des réseaux en forment le nouveau référentiel. Mais la politique n'a pas encore intégré cette évolution.

L'approvisionnement énergétique du futur sera fiable, économique et écoclimatique. Cet objectif implique d'importants choix dans les années à venir. Ainsi, pour devenir économique, la production d'hydrogène à partir d'électricité renouvelable se heurte à un obstacle crucial, à savoir la législation sur la répartition des coûts de réseau. En effet, la Suisse pratique le principe du soutirage: les rémunérations pour l'utilisation du réseau sont prélevées uniquement auprès des consommateurs finaux. Mais la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) stipule que l'électricité utilisée pour entraîner les pompes des centrales de pompage-turbinage n'est pas considérée comme consommation finale.

Cette logique se comprend dans la mesure où l'électricité en question ne sert pas à la consommation, mais au stockage d'énergie. Toutefois, elle devrait aussi s'appliquer à l'électricité utilisée pour produire de l'hydrogène, car ce processus sert à stocker chimiquement de l'énergie pour en différer la mise à disposition. L'inégalité de traitement entre ces deux procédés de stockage devrait ainsi être corrigée. Ce n'est cependant pas la seule modification à apporter au régime légal de tarifica-

tion de l'utilisation du réseau. Il existe aujourd'hui déjà une certaine différenciation entre le tarif heures pleines et le tarif heures creuses, mais la marge de manœuvre est très limitée et la loi ne permet pas d'aligner les tarifs sur la charge effective du réseau: une telle mesure inciterait globalement à optimiser l'utilisation du réseau. La production d'hydrogène pourrait grandement profiter de telles opportunités.

Les obstacles au développement de l'hydrogène renouvelable sont d'ordre non seulement national, mais aussi local et international. Au niveau local, l'utilisation des gaz renouvelables devrait être davantage prise en compte. C'est par exemple le cas pour le remodelage de la législation sur l'utilisation des énergies renouvelables dans le bâtiment, pour le chauffage et la réfrigération: les planifications énergétiques considèrent encore trop souvent le réseau gazier comme un système à énergie purement fossile, à la différence par exemple du chauffage urbain alimenté par l'incinération des déchets. Cette distinction se justifie de moins en moins, compte tenu du développement de l'hydrogène vert et des autres gaz renouvelables.

Au niveau des échanges commerciaux entre la Suisse et l'UE ainsi qu'entre les Etats membres de l'UE, il n'existe actuellement aucun système normatif réglant les modalités transfrontières de la reconnaissance de l'hydrogène vert et de son traitement dans le pays consommateur, par exemple son traitement fiscal privilégié par rapport aux énergies fossiles. Des réflexions sont toutefois en cours au niveau européen pour élaborer les bases d'un tel système.

Sources:

- Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl), RS 734.7
- ERGaR (2019): The concept of ERGaR for cross-border transfer and mass balancing



La classe politique est invitée à remodeler la législation pour que l'hydrogène puisse s'imposer sur le marché des énergies. (Photo: Services du Parlement, 3003 Berne)

Panorama européen de l'hydrogène

Plusieurs pays européens, Norvège et Royaume-Uni en tête, ont déjà reconnu depuis longtemps l'importance de l'hydrogène pour l'approvisionnement énergétique du futur. D'autres pays ont récemment adhéré à cette vision. La Commission européenne a mis en chantier un vaste plan européen visant la neutralité climatique à l'horizon 2050: baptisé Green Deal, ce plan intègre aussi une stratégie hydrogène.

La stratégie hydrogène de l'UE vise à montrer les avantages de l'hydrogène pour une mise en œuvre économiquement viable des objectifs climatiques. La Commission européenne entend intervenir sur de nombreux plans. Son dispositif comprend par exemple une «Clean Hydrogen Alliance», initiative qui a pour mission de développer massivement la production et l'utilisation d'hydrogène renouvelable à l'échelle européenne, non seulement dans les secteurs chaleur et mobilité, mais aussi dans le domaine des procédés industriels, par exemple la production d'acier. Des programmes d'encouragement sont prévus dans les applications qui ne sont pas encore économiquement viables. Il s'agit également d'adapter le régime de marché pour supprimer tous les obstacles au négoce transfrontière de l'hydrogène renouvelable en tenant compte de ses propriétés écoclimatiques.

En Grande-Bretagne, on citera notamment le projet «H21», dont le but est de convertir la distribution de gaz naturel de Leeds, troisième plus grande ville du pays, intégralement à l'hydrogène. Le gouvernement britannique soutient par ailleurs de nombreux projets visant à développer la production d'hydrogène. Le programme d'encouragement le plus récent est doté d'une enveloppe avoisinant les 500 millions de francs.

Le gouvernement norvégien a lancé en 2005 déjà la première stratégie hydrogène à l'échelon national, appuyée par un comité consultatif qui a élaboré des plans d'action en 2006 et en 2012. Dans l'intervalle, la Norvège s'est dotée d'une nouvelle plateforme de recherche et de développement. Baptisée «Hydrogen 2020», elle est reliée à divers projets internationaux. La Norvège met l'accent sur le développement de l'hydrogène pour la mobilité, en particulier les transports maritimes et routiers.

Le gouvernement allemand a lancé en juin 2020 sa stratégie hydrogène nationale, considérant que l'hydrogène est appelé à jouer un rôle central dans la mise en œuvre de la transition énergétique, et considérant aussi que les agents énergétiques gazeux seront encore nécessaires lorsque tous les potentiels d'électrification et d'efficacité énergétique auront été épuisés dans les secteurs chaleur industrielle et bâtiment. Le plan d'action du gouvernement comporte 38 mesures et prévoit deux phases: une première, qui va jusqu'en 2023, année du lancement commercial, et une deuxième, qui consiste à renforcer le marché au niveau national et international.

En France, les principaux acteurs du secteur énergétique ont créé ensemble l'«Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible» (AFHYPAC), considérant que l'hydrogène peut remplacer jusqu'à 20 % de la consommation d'énergie finale à l'horizon 2050 et contribuer ainsi à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de 55 millions de tonnes de CO₂.

L'hydrogène a récemment marqué des points dans d'autres pays européens, en Autriche par exemple, où la plus grande installation pilote au monde de production d'hydrogène avec zéro émission de CO₂ a été mise en service en novembre 2019 par le groupe technologique Voestalpine à Linz. Cette installation fait partie d'un projet de recherche visant la production d'hydrogène vert à l'échelle industrielle. Baptisé «H2FUTURE», ce projet est soutenu par l'UE, avec la participation de Voestalpine, de Siemens, du Stromunternehmen Verbund ainsi que d'autres partenaires.

Sources:

- Commission européenne (2020): Roadmap European Hydrogen Strategy
- Norwegian Hydrogen Forum (2020): Norwegian Hydrogen Guide
- Gouvernement allemand (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie
- AFHYPAC (2018): Developing Hydrogen for the French Economy



L'UE et plusieurs pays européens ont reconnu le potentiel de l'hydrogène pour un approvisionnement énergétique climatiquement neutre et travaillent à la mise en œuvre de stratégies ad hoc. (Photo: petrmalinak/Shutterstock.com)

Déchets et eaux usées: sources de gaz renouvelables

La première grande installation Power-to-Gas de Suisse est prévue à Dietikon (ZH). C'est ici que l'électricité produite grâce à la valorisation des déchets sera convertie en hydrogène et mélangée au gaz de digestion produit à la station d'épuration des eaux usées. Le mélange résultant est du gaz renouvelable injectable dans le réseau.

Plusieurs communes de la vallée de la Limmat ont donné le feu vert à la construction d'une installation pionnière pour le syndicat intercommunal Limeco à Dietikon. Ce sera la première installation Power-to-Gas de taille industrielle en Suisse. Sa réalisation est assurée avec la participation de Swisspower et de différents distributeurs d'énergie. Limeco a lancé ce projet pour suivre la réorientation de la politique énergétique et climatique de la Suisse, qui préconise la sortie du nucléaire, la réduction des gaz à effet de serre et l'extension des énergies renouvelables telles que le solaire et l'éolien. Pour Limeco, la technologie Power-to-Gas est la clé d'un concept énergétique régional et écologique: il s'agit de coupler sur le même site l'électricité produite par valorisation des déchets et le gaz de digestion issu de la STEP. Le site de Dietikon offre des conditions idéales pour la première centrale hybride de Suisse fonctionnant avec la technologie Power-to-Gas.

Le projet de Limeco illustre le couplage des secteurs électricité, chaleur et mobilité pour former un système énergétique global. La technologie Power-to-Gas est une technologie relais qui permet de stocker l'énergie renouvelable. La centrale hybride fonctionne sur le principe suivant: l'électricité produite par valorisation des déchets est convertie en hydrogène et mélangée au gaz de digestion produit par la station d'épuration des eaux usées – le méthane résultant est renouvelable et peut être injecté dans le réseau de gaz existant pour remplacer les énergies fossiles. Déchets et eaux usées donnent ainsi naissance à une énergie propre, disponible en temps et lieu voulu. La combustion de gaz renouvelable produit chaque année 4000 à 5000 tonnes de CO₂ en moins, ce qui équivaut à la consommation d'environ 2000 ménages.

Les expériences engrangées à travers ce projet phare doivent profiter aux autres distributeurs d'énergie, tant publics que privés. En Suisse, les 100 plus grandes STEP offrent des conditions idéales pour une centrale Power-to-Gas, ce qui permettrait de couvrir à l'avenir la consommation d'énergie de plus de 250'000 personnes.



Le site de Limeco à Dietikon abrite la première centrale Power-to-Gas de taille industrielle en Suisse. (Photo: Limeco)

L'habitat neutre en CO₂: déjà une réalité

A Männedorf (ZH), les habitants d'un nouveau complexe résidentiel ont de la chance: non seulement ils ne paient pas d'électricité ni de chauffage, mais en plus ils bénéficient d'un habitat neutre en CO₂. Ce projet novateur a été réalisé par la fondation Umwelt Arena, en collaboration avec l'Empa, la Haute école technique de Rapperswil, la Fondation Suisse pour le Climat et d'autres partenaires encore.

Un nouveau complexe résidentiel pour 16 familles a vu le jour à Männedorf. Il fonctionne comme une centrale solaire habitée, raccordée aussi bien au réseau électrique qu'au réseau de gaz. Ce lotissement est un exemple pratique illustrant bien le principe du couplage sectoriel. Il se démarque surtout par sa façade photovoltaïque, qui sert à la fois de protection contre les intempéries et de valorisation énergétique.

Les panneaux photovoltaïques en façade et en toiture ainsi que deux petites éoliennes produisent localement de l'électricité renouvelable, ce qui permet de couvrir les besoins en énergie de chauffage et de refroidissement ainsi que la production d'eau chaude pour tous les habitants. Le complexe résidentiel combine une variété de solutions innovantes déjà disponibles sur le marché et qui rendent possible l'exploitation neutre en CO₂:

- Photovoltaïque en façade et en toiture
- Accumulateurs de glace
- Batteries de stockage à court terme
- Gaz synthétique, neutre en CO₂
- Centrale énergétique intelligente et innovante («box hybride»)
- Station de remplissage de biogaz et borne de recharge électrique dans le parking souterrain
- Système intelligent de gestion de l'énergie pour les habitants
- Ascenseur éconergétique alimenté par énergie éolienne, à faible consommation en veille
- Douche à récupération de chaleur, permettant des économies d'énergie pour la préparation d'eau chaude (-30%)

En été, ce lotissement attrayant avec vue sur le lac de Zurich produit davantage d'électricité que le bâtiment et ses habitants n'en consomment. En hiver toutefois, l'électricité auto-produite fait défaut. Une partie de l'électricité solaire excédentaire du lotissement est donc envoyée à l'installation pilote Power-to-Methan de la Haute école technique de Rapperswil. C'est ici que l'électricité renouvelable est transformée en méthane synthétique. Neutre en CO₂, ce gaz est stocké provisoirement dans le réseau de gaz.

En hiver, le méthane de synthèse est repris par le lotissement de Männedorf. C'est ici qu'intervient un maillon essentiel: la box hybride est un service énergétique intelligent qui produit à volonté de l'électricité ou de la chaleur à partir du gaz synthétique neutre en CO₂. Les habitants disposent d'un budget énergétique prédéfini qui leur permet de consommer de l'électricité et du chauffage à tarif zéro.



Les deux maisons plurifamiliales de Männedorf peuvent accueillir jusqu'à 16 familles. Elles sont dotées d'une production d'électricité locale grâce aux panneaux photovoltaïques en façade et en toiture ainsi qu'à deux éoliennes. (Photo: Umwelt Arena)

Leeds projette une conversion totale à l'hydrogène

Forte de 500'000 habitants, Leeds compte parmi les plus grandes villes d'Angleterre. Elle entend jouer un rôle précurseur en matière de protection du climat et souhaite rendre l'approvisionnement en chaleur largement neutre en CO₂ à l'avenir. Feu vert pour l'hydrogène!

Située au Nord de l'Angleterre, Leeds s'est fixé comme objectif de décarboniser le secteur de la chaleur. À cet effet, l'entier du réseau de gaz basculera progressivement du gaz naturel à l'hydrogène à partir de 2028. L'exploitant régional en charge du projet travaille de concert avec la société norvégienne Equinor, qui produit l'hydrogène à partir de gaz naturel. Le CO₂ capturé lors de ce processus pourra ensuite être stocké en toute sécurité dans des réservoirs sous-marins.

Mais les plans vont encore plus loin: il est prévu de décarboniser l'approvisionnement en chaleur de 10 villes du Nord de l'Angleterre d'ici à 2035 et d'économiser ainsi plus de 12 millions de tonnes de CO₂. Il s'agira d'approvisionner en hydrogène 3,7 millions de ménages et 40'000 entreprises. Baptisé «H21 North of England», ce projet ambitieux pourrait faire des émules dans d'autres pays.

La société Equinor, un des plus grands groupes énergétiques au monde, voit un énorme potentiel de

décarbonisation à travers de tels projets. Son objectif est de développer des technologies rentables pour le transport et la distribution d'électricité et de chaleur ainsi que pour le secteur des transports. Equinox collabore à cet effet avec différents instituts de recherche, universités et fournisseurs.

Stocker et transporter l'hydrogène dans les infrastructures gazières existantes permet d'économiser beaucoup d'argent, car il n'est pas nécessaire de construire de nouvelles infrastructures de distribution. De plus, l'hydrogène présente de très nombreuses possibilités d'application, par exemple pour la production de chaleur, le secteur électrique, les transports (carburant) ou l'industrie (combustible). L'hydrogène sollicite l'esprit d'innovation: associé aux énergies renouvelables, il appelle des technologies novatrices. A l'instar de Leeds, il faut s'attendre à ce que des projets similaires voient le jour dans d'autres villes du Nord de l'Angleterre.



Leeds innove en décarbonisant l'approvisionnement en chaleur. (Photo: Pixabay)

Hydrogène vert: décarbonisation de la production d'acier

La plus grande centrale pilote de production d'hydrogène sans rejets de CO₂ se trouve à Linz (Autriche), chez Voestalpine, aciériste mondial. La production d'hydrogène vert à l'échelle industrielle remplacera les énergies fossiles dans la production d'acier.

Mise en service à fin 2019, l'installation a fait date au niveau international dans le développement des solutions pour décarboniser l'approvisionnement énergétique. Soutenu par l'UE, le projet «H2FUTURE» est une plateforme de recherche sur la production d'hydrogène vert à l'échelle industrielle. Il est mené par Voestalpine avec la collaboration de divers partenaires issus des secteurs industrie et distribution d'énergie. Le zéro rejet de CO₂ pose d'énormes défis aux entreprises du secteur industrie et distribution d'énergie et nécessite de nouvelles solutions techniques. Sous cet angle, l'hydrogène vert s'avère très prometteur par rapport aux objectifs climatiques 2050.

La technologie Power-to-Gas joue un rôle primordial à Linz. L'électrolyseur mis en service sur le site de Voestalpine est le cœur de l'installation de production d'hydrogène vert. Dimensionnée pour une puissance de

raccordement de 6 mégawatts, la centrale de Linz est actuellement la plus puissante et la plus moderne de ce genre. Elle permet de tester la technologie mise en œuvre pour produire de l'hydrogène vert à l'échelle industrielle. De plus, ce projet soutenu par l'UE à hauteur de 18 millions d'euros explore les possibilités de mise à disposition des prestations de réseau et d'équilibrage du réseau électrique.

L'électrolyseur de Linz a été fabriqué par Siemens. Il utilise l'électricité renouvelable pour craquer l'eau en dissociant ses éléments de base, hydrogène et oxygène. Siemens voit dans ce projet les prémices pour de multiples applications, non seulement pour l'acier, mais aussi pour les raffineries, l'industrie des engrais ainsi que d'autres secteurs industriels à forte consommation d'hydrogène. Pour Siemens, ce projet représente «un grand pas en direction de la décarbonisation planétaire».



La plus grande centrale pilote de production d'hydrogène sans rejets de CO₂ au monde est implantée à Linz. (Photo: Voestalpine)

Suivez les actualités de l'Industrie gazière suisse:
gazenergie.ch



imprimé en
suisse