

# Gaz fossile – Biogaz – Power-to-Gas

## Potentiels, limites, besoins de démantèlement



### L'essentiel en bref

D'ici 2038 au plus tard, la Suisse ne doit plus brûler de pétrole ni de gaz<sup>1</sup>; dans le cas contraire, l'objectif défini dans l'Accord de Paris sur le climat, à savoir d'éviter des atteintes catastrophiques au climat, sera pratiquement impossible à réaliser. Pour le réseau gazier suisse, cela signifie qu'il devra en majeure partie être démantelé d'ici deux décennies. Les gaz renouvelables – le biogaz et les gaz synthétiques à base d'énergies renouvelables – ne seront en effet pas disponibles en quantité suffisante pour remplacer le gaz fossile consommé actuellement pour le chauffage des bâtiments et de l'eau.

Le biogaz *indigène* peut au maximum remplacer un quart de la quantité actuellement consommée. En tant que solution durable, le biogaz importé n'entre en ligne de compte que dans une mesure limitée, puisque les pays européens vont devoir utiliser eux-mêmes leur potentiel dans ce domaine

pour décarboniser leur secteur énergétique et leur industrie. Le rendement de la production de gaz synthétiques au moyen d'électricité (Power-to-Gas, abrégé PtG) étant plus faible, elle est nettement plus chère que l'électricité utilisée directement (pompes à chaleur, mobilité électrique). De plus, elle créerait des besoins en électricité de sources renouvelables supplémentaires bien plus importants.

Dans le secteur du bâtiment, la baisse des besoins énergétiques, l'utilisation directe d'énergies renouvelables (énergie solaire thermique, géothermie en profondeur, bois) ainsi que les pompes à chaleur alimentées par du courant renouvelable doivent être privilégiées. Le gaz synthétique devrait avant tout être utilisé là où il n'est *pas* possible d'utiliser l'électricité directement (p. ex. dans le trafic aérien). On ignore encore si le PtG sera nécessaire pour le stockage saisonnier de l'électricité. Même si cela devait être le cas, le réseau de distribution de gaz ne serait *plus* utilisé sous sa forme actuelle.

<sup>1</sup> Ce papier met l'accent sur les agents énergétiques gazeux; en effet, le débat au sein de la société sur ce sujet ne fait que commencer. Pour le WWF Suisse, l'utilisation de pétrole (et de charbon) doit également être réduite sans délai compte tenu du budget de la Suisse en matière de CO<sub>2</sub>. Ce document n'esquisse pas la stratégie climatique complète englobant tous les agents énergétiques et secteurs nécessaires pour obtenir une vision globale.

La vente d'agents énergétiques gazeux va diminuer de façon massive en Suisse ces 10 à 15 prochaines années. Cette évolution aura des conséquences pour les propriétaires et les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz, c'est-à-dire pour les fournisseurs de gaz, les villes et les communes: ces acteurs doivent d'urgence modifier la durée d'amortissement, la constitution des prix et la planification de l'entretien de leurs réseaux, et surtout en planifier le démantèlement. S'ils omettent de le faire, ils risquent de ne plus pouvoir amortir leurs investissements.

Les communes et les villes portent une grande responsabilité à cet égard: des planifications énergétiques respectueuses du climat et des stratégies de propriétaires pour leurs distributeurs de gaz leur donnent le pouvoir d'orienter le secteur gazier dans la bonne direction. Des villes comme Winterthour, Zurich et Bâle le font déjà. Si les autres communes ne les suivent pas, elles risquent la faillite de leurs distributeurs de gaz. Dans le même temps, il deviendra plus difficile, pour la Suisse, d'atteindre son objectif de zéro émission nette.

## Comment utilisons-nous le gaz fossile aujourd'hui et à quelles fins?

Un peu plus de 15% de la consommation d'énergie en Suisse est couverte par du gaz fossile. Cet agent énergétique occupe ainsi la troisième place du classement, derrière le pétrole et l'électricité. Depuis 2019, le gaz fossile a même dépassé le pétrole au titre de combustible le plus important<sup>2</sup>. Tandis que la consommation de gaz fossile est restée pratiquement constante en chiffres absolus (environ 37 700 GWh en 2021), sa part dans la consommation globale (en baisse) augmente sans cesse. Près des deux tiers du gaz fossile servent à chauffer des bâtiments et de l'eau, tandis qu'un tiers est utilisé dans l'industrie. Les agents énergétiques gazeux ne jouent qu'un rôle minimal dans le trafic et la production d'électricité en Suisse. L'ensemble du gaz naturel consommé en Suisse est importé, pour l'essentiel de l'UE, de Russie et de Norvège.

Le réseau de conduites en Suisse, sans les raccordements aux ménages, s'étend sur près de 20 000 km – la majeure partie (environ 17 500 km) faisant partie des réseaux de distribution régionaux. En comparaison internationale, le réseau suisse est petit, ce qui ne l'a pas empêché de s'étendre entre 2008 et 2017, période au cours de laquelle il a connu une forte croissance de 2% par année. Depuis, il stagne. Le réseau indigène n'est pas conçu pour stocker d'importantes

quantités de gaz fossile: le réseau de conduites ne peut stocker que 28 GWh en raison des variations de pression; s'y ajoutent des stockages journaliers d'une capacité totale de 49 GWh, ce qui permet de couvrir la consommation de gaz fossile en Suisse pendant 18 heures. Il n'existe par ailleurs pas d'installation de stockage de grande ampleur en Suisse.

### Approvisionnement en gaz en temps de crise

Pour prévenir les problèmes d'approvisionnement, la Suisse s'est assurée par traité un accès aux cavernes de stockage d'Étrez, en France. La capacité de stockage disponible pour le gaz fossile se monte ainsi à 1510 GWh<sup>3</sup> en tout et couvre la consommation suisse pour 15 jours. Après l'attaque de l'Ukraine par la Russie, Gaznat et Gasverbund Mittelland AG (GVM), les entreprises gazières suisses qui détiennent des parts dans les installations de stockage d'Étrez, ont augmenté la capacité de stockage pour l'hiver 2022/2023 à 3000 GWh, moyennant des versements supplémentaires. Les distributeurs de gaz ont dépensé 500 à 800 millions de francs en plus pour des contrats à options, afin de s'assurer des livraisons en cas d'urgence; des coûts à la charge de la clientèle qui leur achète du gaz<sup>4</sup>. La situation de l'approvisionnement est malgré tout restée incertaine durant l'hiver 2022/23. Elle s'est quelque peu détendue grâce aux efforts d'économie de tous les pays européens, ce qui leur a permis de bien remplir leurs réservoirs de gaz en été 2022, grâce à l'achat précipité de gaz de sources de remplacement et grâce à un hiver doux, qui a réduit la consommation de gaz. La construction, à long terme, de réservoirs de gaz dans des cavernes en Suisse, est à l'étude<sup>5</sup>.

## Quelle est la pertinence du gaz fossile pour la protection du climat?

La combustion de gaz naturel dégage du CO<sub>2</sub>, un gaz à effet de serre. L'effet du gaz fossile sur le climat est encore plus important lorsqu'il n'est *pas* brûlé et qu'il est libéré directement dans l'atmosphère, le potentiel du méthane en matière d'effet de serre étant nettement plus élevé que celui du CO<sub>2</sub>. Pour des raisons de protection du climat, le gaz fossile devrait rester si possible sous la surface de la Terre<sup>6</sup>.

Le gaz fossile brûlé provoque des émissions de l'ordre de 230 g CO<sub>2eq</sub> par kWh de teneur en énergie utile (extraction et transport en Suisse compris). Les émissions spécifiques sont ainsi un quart inférieures à celles du mazout, mais

<sup>2</sup> Données et données comparables de l'OFEN. Statistique globale suisse de l'énergie 2021 et statistique annuelle de l'Association Suisse de l'Industrie Gazière. 2022. Comparaison des combustibles: OFS. Consommation d'énergie finale par agents énergétiques. 2022. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/energie/consommation.assetdetail.23104756.html>, consulté le 27.2.2023

<sup>3</sup> HSR. Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz. 2017

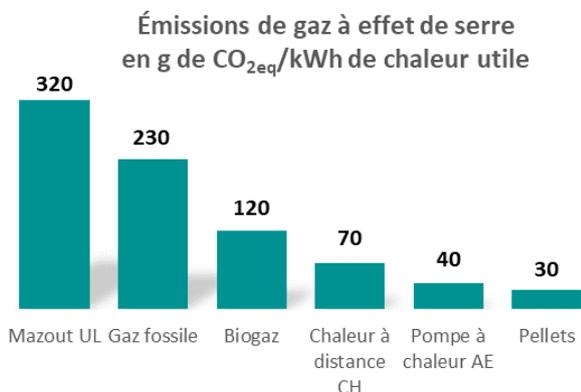
<sup>4</sup> Watson. So will der Bundesrat die Gas- und Strom-Versorgung sichern. <https://www.watson.ch/schweiz/wirtschaft/219703050-energie-schweiz-sichert-sich-zusaetzliche-gas-speicher>, consulté le 20.2.2023

<sup>5</sup> OFEN. Développement des capacités de stockage de gaz en Suisse et options de remplacement pour un approvisionnement en gaz indigène. 2022.

<sup>6</sup> D'autres bonnes raisons plaident pour l'abandon du gaz fossile, comme le montre la situation actuelle de manière saisissante: l'indépendance face aux importations, la sécurité de l'approvisionnement, la géopolitique ou la création de valeur en Suisse. Le présent document ne met pas l'accent sur ces bonnes raisons.

<sup>7</sup> Des études ont montré que les fuites de méthane lors de l'extraction et du transport sont toutefois nettement sous-estimées, ce qui signifie que les émissions réelles sont bien élevées qu'indiqué, voir p. ex.: Jungbluth et al. Updated LCI for the supply of oil and gas considering all methane releases. 2022.

nettement plus élevées que celles du biogaz (120 g CO<sub>2eq</sub> par kWh) et plus de sept fois plus importantes que celles des pellets en bois<sup>8</sup>.



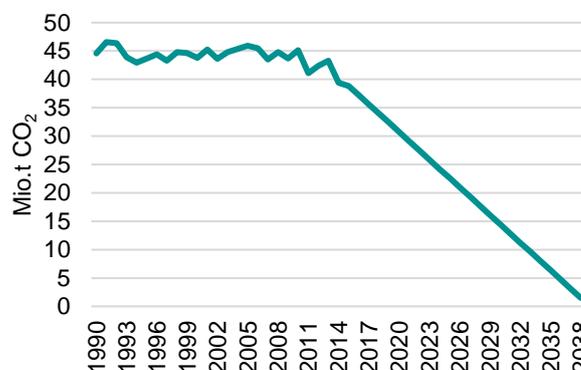
A la suite de l'attaque russe contre l'Ukraine, les pays européens, et avec eux aussi la Suisse, importent nettement davantage de gaz liquéfié (GNL, pour gaz naturel liquéfié). Suivant sa provenance, les émissions dues à son extraction et à son transport peuvent être jusqu'à deux fois plus élevées que celles du gaz des pipelines russes qu'il remplace<sup>9</sup>. Les émissions de CO<sub>2</sub> du gaz fossile ont donc tendance à augmenter en Suisse. La consommation de gaz fossile utilisé comme combustible provoque actuellement près de 7 millions de tonnes de CO<sub>2eq</sub>, soit environ un sixième des émissions de CO<sub>2</sub> de la Suisse<sup>10</sup>.

Si la Suisse prend au sérieux l'accord de Paris sur le climat qu'elle a ratifié sur le plan international, son budget d'émissions nationales nettes à compter de l'année d'entrée en vigueur de l'accord (2016) est limité à 450 millions de tonnes de CO<sub>2eq</sub> maximum. En cas de diminution linéaire, la Suisse devra réduire ses émissions nettes à zéro sur son territoire au plus tard jusqu'en 2038<sup>11</sup>. Même en considérant des hypothèses moins sévères qui permettraient à la Suisse de réduire moins rapidement ses émissions fossiles, la combustion de pétrole et de gaz fossile doit cesser au plus tard d'ici 2050 pour lui permettre d'atteindre son objectif de zéro émission nette officiel.

Le futur proche est placé sous le signe du «100 % renouvelable» et du «0 % gaspillage». «Zéro net» ne tolère que les émissions impossibles à éliminer totalement avec les connaissances actuelles, par exemple celles du secteur agricole, et qui doivent donc être compensées par des émissions

négatives. Les usages prévus du gaz fossile dans notre pays – chaleur dans les habitations, eau chaude, processus industriels – peuvent et doivent pouvoir fonctionner sans énergies fossiles à l'avenir. Dans le secteur du bâtiment en particulier, les besoins énergétiques actuels peuvent être fortement réduits et le reste couvert par les énergies renouvelables<sup>12</sup>: en améliorant l'isolation des bâtiments neufs et anciens et en utilisant des pompes à chaleur, qui ont besoin de 30% ou moins d'énergie qu'une chaudière à gaz, pour chauffer une maison. L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) indique, dans sa feuille de route actuelle pour atteindre l'objectif zéro émission nette d'ici 2050, que l'installation de nouveaux chauffages fossiles devrait être interdite à partir de 2025<sup>13</sup>.

Trajectoire de protection du climat de la Suisse compatible avec l'Accord de Paris



**En résumé: porté par mondialement et par l'ensemble de la société, l'objectif qui consiste à éviter des perturbations catastrophiques du climat exige que nous cessions de brûler du gaz fossile en Suisse en moins de deux décennies<sup>14</sup>.**

## Comment évoluent les ventes de gaz?

La consommation de gaz en Suisse stagne plus ou moins depuis dix ans et la tendance à la baisse est prévisible. Dans certaines régions (p. ex. dans les villes de Winterthur et de Zurich), la consommation recule depuis des années déjà. Dans l'UE, le pic de la consommation de gaz est atteint depuis longtemps: la consommation de gaz diminue depuis 2005 environ; elle est désormais inférieure de plus de 23% à la valeur maximale<sup>15</sup>.

<sup>8</sup> KBOB. Données des écobilans dans la construction 2009/1:2022 2022.

<sup>9</sup> Office fédéral allemand de l'environnement UBA. Wie klimafreundlich ist LNG? 2019.

<sup>10</sup> OFEV. Statistique sur le CO<sub>2</sub>: émissions des combustibles et des carburants 2021 (lien vers le tableau). <https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/climat/etat/donnees/statistique-sur-le-co2.html>, consulté le 20.2.2023.

<sup>11</sup> EBP. Budget CO<sub>2</sub> de la Suisse. Rapport succinct. 2017.

Le rapport spécial du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) parvient à des conclusions très similaires. Le taux de réduction annuel des émissions de CO<sub>2</sub> qui en résulte est de près de quatre points de pourcentage. **Il est ainsi évident qu'il ne suffit plus, aujourd'hui, de remplacer un chauffage à mazout par un chauffage à gaz.** En effet, cela ne représenterait qu'un taux de réduction annuel de 1,25% (25% divisés par une durée de vie de 20 ans).

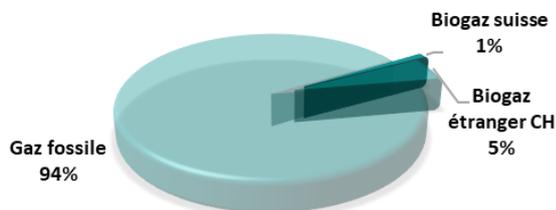
<sup>12</sup> Agora tournant énergétique. Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus? 2017 : «La réduction de la consommation d'énergie primaire des bâtiments a une importance décisive dans la réalisation des objectifs climatiques.»

<sup>13</sup> AIE. Net zero by 2050 – a roadmap for the global energy sector. 2021.

<sup>14</sup> Des études réalisées pour la Grande-Bretagne (McGlade et al. The future role of natural gas in the UK: A bridge to nowhere? 2018) et pour l'UE (Tyndall. Natural Gas and Climate Change. 2017) parviennent à la même conclusion.

<sup>15</sup> Statista. 2023. <https://www.statista.com/statistics/265406/natural-gas-consumption-in-the-eu-in-cubic-meters/#:~:text=The%20consumption%20of%20natural%20gas,around%20397%20billion%20cubic%20meters>, consulté le 21.2.23.

### AGENTS ÉNERGÉTIQUES DANS LE RÉSEAU GAZIER SUISSE EN 2021



L'ampleur de la diminution possible de la consommation de gaz, en Suisse également, a déjà été annoncée en 2011 dans une étude commandée par l'OFEN et la branche gazière. **Selon cette analyse, la demande de gaz en Suisse va baisser, entre 2008 et 2050, de 45 à 86% suivant le domaine d'approvisionnement et le scénario<sup>16</sup>.**

Depuis, l'Accord de Paris sur le climat a été signé, le modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC, 2014) est entré en vigueur et le Conseil fédéral a décidé de suivre l'objectif «zéro émission nette». Toutes ces étapes ont pour effet de réduire la consommation de gaz. Le MoPEC prescrit que dans les nouvelles constructions et qu'en cas de remplacement de chauffage, l'énergie de chauffage doit en partie être issue de sources renouvelables. Les cantons de Glaris, de Zurich et de Bâle-Ville ont même décidé une interdiction de facto des chauffages fossiles (sauf exception). Compte tenu de ces évolutions, la part de marché des chauffages renouvelables dans les ventes annuelles a augmenté de 40% en 2013 à 68% en 2021<sup>17</sup>. Un guide destiné aux décideurs et aux décideuses dans les communes de la région métropolitaine de Zurich dresse un bilan de cet effet: «Dans les bâtiments existants, la demande va baisser en raison des assainissements énergétiques (encouragés) et de l'augmentation des températures. La politique énergétique et climatique est actuellement renforcée et entraîne une baisse des ventes: les nouvelles prescriptions relatives aux bâtiments conduisent, en matière de chauffage, à l'abandon accéléré des agents énergétiques fossiles, au profit surtout des pompes à chaleur. En contrepartie, les ventes de gaz diminuent»<sup>18</sup>.

Les Perspectives énergétiques 2050+ de la Confédération quantifient cette évolution future: deux de leurs scénarios partent du principe que les chauffages à gaz ne joueront très bientôt plus qu'un rôle marginal. Dans un scénario, leur part actuelle d'environ 28% de tout le parc de chauffages doit être divisée par deux environ jusqu'en 2040 pour n'atteindre plus que quelques pour cent dix ans plus tard. Il est indiqué,

dans le rapport, que: «L'électricité devient un agent énergétique essentiel pour la chaleur (bâtiment) [...]. Les pompes à chaleur sont, à un coût avantageux, des alternatives efficaces aux [...] chauffages conventionnels. Les pompes à chaleur sont complétées par les réseaux de chaleur à distance et de proximité que peuvent alimenter une multitude de sources de chaleur<sup>19</sup>.

Ces prévisions sont déjà visibles dans la réalité: la puissance installée des réseaux de chaleur en Suisse a presque doublé entre 2010 et 2021 (passant à 4,25 GW)<sup>20</sup>, et leur développement se poursuit. Les villes de Zurich et de Winterthur ainsi que le canton de Bâle-Ville ont déjà imposé à leurs distributeurs d'énergie des plans pour l'abandon du gaz, assortis de délais: démantèlement complet du réseau gazier à Bâle d'ici 2037 et d'ici 2040 à Winterthur et à Zurich. En échange, les réseaux de chaleur font l'objet d'un développement important. Genève, Lucerne et d'autres villes font de même.

## Quel rôle joue le biogaz?

D'après la statistique globale suisse de l'énergie de l'OFS, près de **894 GWh** d'énergie brute ont été produits sous forme de biogaz en 2021<sup>21</sup>. Sur cette quantité, deux cinquièmes (369 GWh) se sont retrouvés dans le réseau, le reste ayant servi à produire de l'électricité ou de la chaleur sur le lieu de sa production. En raison de la complexité technique, le traitement et l'injection du gaz dans le réseau ne sont actuellement judicieux que pour les installations de production de très grande taille situées à proximité des réseaux de gaz existants (au nombre de seulement 41 en Suisse en 2022). En 2021, 2135 GWh de biogaz importé (avant tout du Danemark et de Grande-Bretagne) sont venus s'ajouter au biogaz suisse injecté. Si les importations de biogaz ont augmenté au cours des 10 dernières années, le biogaz n'a représenté en 2022 qu'environ 7,7% des ventes totales de gaz<sup>22</sup>.

**Dans ces conditions, la marque «gaz naturel/biogaz» (ou même dans l'ordre inverse «biogaz/gaz naturel) utilisée par la branche dans sa communication frise la tromperie à l'égard des consommateurs et des consommatrices. Pour correspondre aux proportions réelles, le logo «Biogaz» devrait être 13 fois plus petit que le logo «Gaz naturel»<sup>23</sup>.**



<sup>16</sup> OFEN. Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme (en allemand). 2011.

<sup>17</sup> EnDK. Politique du bâtiment 2050+. Document stratégique. 2022.

<sup>18</sup> EBP. Das Gasnetz in der Energieversorgung Zukunft – ein Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger. 2020.

<sup>19</sup> OFEN. Perspectives énergétiques 2050+ Rapport technique. 2021.

<sup>20</sup> SuisseEnergie. Liste «Réseaux thermiques» du rapport d'évaluation 2021.

<sup>21</sup> OFEN. Statistique globale suisse de l'énergie 2021. 2022.

<sup>22</sup> ASIG. Statistique 2021.

<sup>23</sup> Gaz Energie. Communiqué de presse: gaz renouvelables: la progression se confirme. 2023.

## Le biogaz suisse, une denrée rare

Tandis que les distributeurs de gaz suisses ont importé un peu plus de biogaz, la quantité de biogaz de production indigène stagne depuis cinq ans. En 2022, elle ne représentait que 18% du gaz renouvelable injecté dans le réseau. Compte tenu de la contribution toujours moindre du biogaz indigène à la solution du problème, il est **indispensable que tous les potentiels de production de biogaz suisse respectueux de la nature soient pleinement exploités** et – si nécessaire – de créer les conditions générales nécessaires pour y parvenir.

Mais quelle quantité de biogaz *supplémentaire* peut-on produire de façon durable en Suisse? Les données varient suivant les études, en fonction des hypothèses de départ<sup>23</sup>. Seul point d'entente: le substrat présentant les meilleures perspectives est l'engrais de ferme. La publication la plus récente chiffre le potentiel technique et durable, exploitable et non encore épuisé, à un maximum de 6800 GWh de rendement en biométhane par année. S'y ajoutent jusqu'à 4500 GWh par année d'autres sources (entre autres des sous-produits de la culture végétale, des parts organiques des déchets des ménages, des déchets végétaux des ménages et de l'agriculture, des déchets organiques de l'industrie et des entreprises, ainsi que les boues des installations centrales d'épuration des eaux<sup>24</sup>. Combinés, ces éléments représentent un rendement en biométhane *supplémentaire* de substrats indigènes de 11 300 GWh par année. Par rapport à la production actuelle d'environ 400 GWh par an, il s'agit d'un potentiel 28 fois plus important. Reste encore à savoir dans quelle mesure il peut être exploité. Dans les conditions actuelles, les petites installations de production de biogaz basées uniquement sur l'engrais de ferme ne sont pas rentables. De plus, le marché des cosubstrats nécessaires comme les déchets organiques de la gastronomie ou de l'industrie ou les déchets biodégradables est soumis à une concurrence de plus en plus féroce<sup>25</sup>. **Même si tout le potentiel du biogaz en Suisse, ou presque, était disponible, cet agent énergétique ne remplacerait pas plus qu'un quart des ventes actuelles de gaz fossile (soit 37 700 GWh/an).**

Une étude de l'Office fédéral de l'énergie résume la situation ainsi: «Même en utilisant la totalité de la biomasse disponible pour la production de biogaz, en privilégiant l'injection de gaz renouvelable par rapport à la transformation en électricité et en raccordant au réseau gazier, malgré les coûts élevés, les exploitations agricoles éloignées du réseau, la Suisse

ne serait pas en mesure de couvrir entièrement sa consommation actuelle de gaz naturel par du biogaz»<sup>26</sup>.

### Le biogaz suisse est-il durable?

La Suisse ne prévoit pas de critères durables légaux pour l'injection, dans le réseau gazier, du biogaz en tant que *combustible* (contrairement au biogaz utilisé comme *carburant*). En raison du cadre légal, il serait donc possible qu'un fabricant indigène de biogaz se mette à produire du gaz à base de matières premières renouvelables cultivées spécialement à cet effet et à l'injecter dans le réseau, sans pour autant s'acquitter de l'impôt sur les huiles minérales ni de la taxe sur le CO<sub>2</sub>, et sans respecter d'exigences minimales.

Le secteur gazier s'engage cependant en faveur du biogaz de production durable: celui-ci ne doit pas être issu de matières renouvelables produites spécialement dans ce but; par ailleurs, les matières premières servant à la production de biogaz ne doivent pas concurrencer directement la production de denrées alimentaires ou de fourrage<sup>27</sup>. La production de biogaz à base de matières premières renouvelables en Suisse ne serait de toute manière pas rentable sans subventions spécifiques, du moins à l'heure actuelle.

En ce qui concerne le bilan écologique du biogaz *issu d'engrais agricole*, le principe valable est le suivant: **il vaut mieux laisser fermenter le lisier et le fumier pour obtenir du biogaz que de ne pas utiliser ces matières**. En effet, l'épandage d'engrais agricoles non traités libère dans l'atmosphère du méthane et du peroxyde d'azote, des gaz à effet de serre très puissants<sup>28</sup>. Si le biogaz était exclusivement produit à partir d'engrais de ferme, son facteur d'émissions serait très faible, voire même négatif. Tous substrats confondus, le facteur d'émissions moyen déjà évoqué est de 142 g CO<sub>2eq</sub>/kWh.

**Le biogaz n'est donc en aucun cas neutre pour le climat. Pour qu'il devienne durable du point de vue de la protection du climat, son bilan climatique doit être amélioré de manière significative.** Pour cela, il convient en particulier d'éviter les émissions de méthane lors du stockage du digestat, dans l'installation de fermentation et dans le dépôt de restes de digestat. Il existe par ailleurs des potentiels d'optimisation en matière de besoins énergétiques et d'émissions de CO<sub>2</sub> lors du transport, du stockage, de la fermentation et de la fermentation ultérieure des substrats, de même que lors du traitement du biogaz<sup>29</sup>.

<sup>23</sup> Steubing et al. Bioenergy in Switzerland: Assessing the domestic sustainable biomass potential. 2010. econcept. Gekoppelte Wärme- und Stromproduktion aus Biomasse für die Schweiz: Vision – Strategie - Massnahmen. 2011. WSL. Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. 2017.

Burg et. al. Biogas aus Hofdünger in der Schweiz. 2021.

<sup>24</sup> WSL. Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. 2017.

Burg et. al. Biogas aus Hofdünger in der Schweiz. 2021.

<sup>25</sup> USP Praktischer Leitfaden Biogas. 2013.

La lutte contre le gaspillage alimentaire, nécessaire en politique climatique, pourrait même contribuer à abaisser significativement les quantités de substrat correspondantes.

<sup>26</sup> OFEN. Rôle futur du gaz et de l'infrastructure gazière dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse. 2019.

<sup>27</sup> ASIG. Les principes directeurs de l'industrie gazière suisse en matière de biogaz.

<sup>28</sup> Le digestat est par ailleurs un engrais précieux qui remplace les engrais minéraux, dont la production est très énergivore.

<sup>29</sup> Effenberger et al. Klassifizierung der Treibhausgas- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen. 2014.

Bundestag allemand. Services scientifiques. Treibhausgasemissionen von Biogasanlagen. 2014.

Vogel. Methanverluste vermeiden. 2013.

## Biogaz importé

Étant donné qu'à l'avenir, le biogaz indigène ne sera de loin pas en mesure de se substituer au gaz fossile consommé, le secteur mise fortement sur l'importation de biogaz, comme en attestent les chiffres déjà cités: aujourd'hui, les importations de biogaz sont quatre fois supérieures aux quantités produites en Suisse. Puisque la production indigène ne progresse que lentement depuis des années, mais que la part de biogaz dans le réseau suisse a augmenté, ce facteur a continuellement augmenté et il est passé de presque un en 2016 à sa valeur actuelle de plus de quatre. En conséquence, les questions suivantes se posent:

- Quel est le potentiel du biogaz durable dans les autres pays d'Europe?
- Quelle part de ce biogaz sera vraisemblablement utilisée à l'étranger et quelle part sera disponible pour les exportations à destination de la Suisse?
- Dans quelle mesure le biogaz importé remplace-t-il réellement le gaz fossile et son utilité certifiée en matière de réduction de CO<sub>2</sub> et d'énergie renouvelable peut-elle effectivement être transférée en Suisse? (Voir également l'encadré à ce sujet)

Les déclarations relatives au potentiel du biogaz dans l'UE sont entachées de grandes incertitudes et très controversées. Une étude pertinente constate un potentiel européen annuel de 1072 TWh de biogaz et de 263 TWh de gaz synthétique – pour un total de 1335 TWh par année<sup>30</sup>. Ces chiffres reposent sur des hypothèses en partie audacieuses et questionnables sur le plan de la politique climatique et sur celle de la protection de la nature<sup>31</sup>. Selon une autre analyse, le potentiel du gaz renouvelable dans l'UE doit être réduit de deux tiers<sup>32</sup>. En résumé, le gaz renouvelable couvrirait entre 10 et près de 40% des besoins actuels en gaz (4500 TWh par année<sup>33</sup>) si tous les potentiels de l'UE étaient exploités<sup>34</sup>.

**Pour la décarbonisation complète du secteur énergétique, l'UE devrait donc réduire la consommation de gaz actuelle de 60 à 90%. Ce n'est qu'alors qu'il resterait quelque chose du potentiel renouvelable du gaz de l'UE pour la Suisse.** Il est difficile de connaître la quantité de gaz qui serait effectivement disponible pour l'exportation en Suisse, et à quel moment<sup>35</sup>. Les Perspectives énergétiques 2050+ de la Confédération pour 2050 tablent

sur un potentiel d'importation maximal de 16 000 GWh – selon les auteurs de l'étude, toutefois, le biogaz sera à l'avenir en grande partie nécessaire à l'industrie, de nombreux processus nécessitant des températures élevées ne pouvant pas être neutres pour le climat de façon différente. Un autre domaine d'utilisation possible est la couverture des charges de pointe dans les réseaux de chaleur.

### Le biogaz importé est-il réellement du biogaz?

Si le biogaz est injecté dans un réseau de gaz local à l'étranger, ses molécules ne parviennent qu'exceptionnellement jusqu'à la frontière suisse. D'un point de vue physique, c'est donc du gaz naturel fossile qui est importé<sup>36</sup>. En revanche, le biogaz peut être importé «virtuellement»: l'importateur reçoit un certificat qui garantit que la quantité de biogaz correspondante a été injectée dans un réseau de gaz étranger. Si le biogaz provient d'Allemagne, la quantité correspondante est décomptée du registre allemand du biogaz lors de son exportation en Suisse pour exclure qu'elle soit utilisée à double pour un autre client<sup>37</sup>. Selon le Conseil fédéral, aucune garantie ne permet de s'assurer que c'est aussi le cas dans d'autres pays exportateurs<sup>38</sup>.

Les importations suisses n'entraînent pas une augmentation de même ampleur de la production de biogaz à l'étranger. Bruxelles impose des règles précises aux pays exportateurs et impute à ces objectifs la part du gaz qu'ils exportent vers la Suisse<sup>39</sup>. Le biogaz produit en Suisse devrait en principe se substituer au gaz fossile. C'est justement ce qui n'est pas possible, car le pays exportateur de biogaz remplace les quantités de biogaz livrées à la Suisse par du gaz fossile importé afin de couvrir ses propres besoins. C'est pourquoi le biogaz importé par gazoduc est aujourd'hui soumis, à juste titre, à la taxe sur le CO<sub>2</sub> pour le gaz fossile. Cela signifie que **la clientèle suisse paie sur le biogaz importé la taxe CO<sub>2</sub> de la Confédération. Une chose que beaucoup ignorent.**

La clientèle ignore souvent aussi que tous les pays exportateurs subventionnent la production de biogaz, en partie à prix de revient. **Les suppléments que paie la clientèle suisse pour ce biogaz ne sont donc souvent pas justifiés.** Pour que la situation change, les pays exportateurs

<sup>30</sup> Ecofys. Gas for Climate. 2018.

<sup>31</sup> Ainsi, 40% (!) des substrats sont des matières premières renouvelables. Dans ce but, des procédés de culture séquentiels (culture tout au long de l'année), utilisés à ce jour presque uniquement dans la production de biogaz en Italie, doivent être étendus à presque tout le territoire européen (donc aussi dans des zones climatiques plus froides) dans un délai de seulement trois décennies.

A l'inverse, diverses études calculent un recul de la production de biogaz et en particulier de son injection au réseau, du moins pour l'Allemagne. Pour une vue générale, consulter: Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

<sup>32</sup> ICTT. The potential for low-carbon renewable methane in heating, power, and transport in the European Union.

<sup>33</sup> [http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg\\_103a](http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg_103a), consulté le 6.4.18.

<sup>34</sup> Guidehouse. Biomethane production potentials in the EU. 2022.

E3G fait une estimation similaire. Renewable and Decarbonised Gas. Options for a Zero-Emissions Society. 2018.

<sup>35</sup> Naturellement, la petite Suisse n'aurait besoin que de quelques pour cent du potentiel européen en matière de biogaz. Mais est-il durable d'acheter des ressources là où elles sont de toute manière déjà une denrée rare, p. ex. au Danemark, l'un des principaux exportateurs de gaz pour la Suisse. Klimaraadet. The Role of Biomass in the Green Transition. 2018.

<sup>36</sup> Il doit en conséquence aussi être déclaré comme gaz naturel à la douane helvétique et grevé des impôts et taxes correspondants.

<sup>37</sup> Renseignement donné par écrit par le registre allemand du biogaz le 15 mars 2018, voir aussi [www.biogasregister.de](http://www.biogasregister.de).

<sup>38</sup> Lors des importations de gaz «les doubles comptabilisations ne peuvent pas être exclues et les exigences écologiques minimales ne peuvent pas être garanties». Conseil fédéral. Message relatif à la révision totale de la loi sur le CO<sub>2</sub> pour la période postérieure à 2020. 2017.

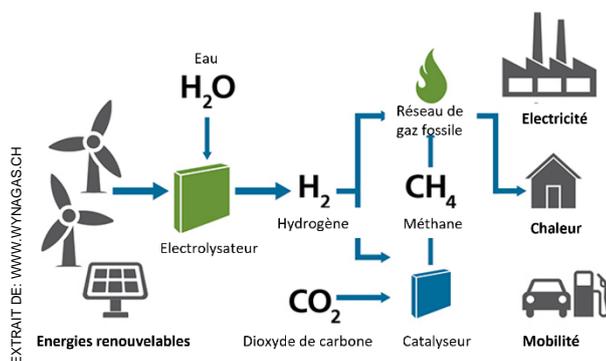
<sup>39</sup> Renseignement donné par écrit par le Ministère fédéral de l'environnement allemand le 4.5.2018 et par l'OFEV. Marché international du biogaz dans le secteur des combustibles. 2015. Les objectifs de développement des énergies renouvelables en Allemagne ne tiennent en revanche pas compte du biogaz exporté virtuellement par attestation d'origine. Renseignement donné par écrit par le Ministère fédéral de l'environnement allemand le 8.5.2018.

Il faudrait encore confirmer que ceci est également le cas dans tous les autres pays exportateurs de biogaz pertinents pour la Suisse.

devraient céder les droits d'émission correspondants à la Suisse. Reste à savoir s'ils sont disposés à le faire.

## Gaz synthétiques et hydrogène (H<sub>2</sub>)

Sont qualifiés ici de «gaz synthétiques» tous les combustibles de forme gazeuse produits à l'aide d'électricité renouvelable. Avec ces processus chimiques, souvent aussi appelés «Power-to-Gas» (PtG), de l'hydrogène est produit avec de l'eau et de l'électricité (par électrolyse). Pour des raisons techniques toutefois, l'hydrogène ne peut être injecté directement au réseau gazier que de manière limitée. Il est donc souvent transformé en méthane avec le CO<sub>2</sub> au cours d'une



étape ultérieure<sup>40</sup>. Ce processus PtG peut aussi être combiné à la production de biogaz: lors de la méthanisation dite directe, le CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz réagit avec l'hydrogène et se transforme en méthane, ce qui permet de l'injecter dans le réseau de gaz avec le méthane contenu dans le gaz brut<sup>41</sup>.

### Le gaz synthétique est-il écologique?

**Le gaz synthétique n'est écologique que lorsqu'il remplit au moins deux conditions<sup>42</sup>:**

- Le courant nécessaire à l'électrolyse doit provenir exclusivement de sources renouvelables.
- L'électricité doit par ailleurs être purement excédentaire (c'est-à-dire que si elle n'était pas utilisée de cette manière, les éoliennes devraient être arrêtées) ou être produite *en plus*. Dans le cas contraire, il s'agit d'un pur déplacement

d'énergie renouvelable d'un secteur à l'autre: «l'excédent» versé dans le secteur de la production de chaleur ou des transports s'accompagnerait d'un déficit d'énergie renouvelable dans celui de l'électricité<sup>43</sup>.

Le PtG n'est pas non plus entièrement neutre sur le plan climatique, en raison de la dépense énergétique nécessaire à la mise en place de l'infrastructure et en particulier en raison des émissions de méthane, qui ne peuvent entièrement être évitées, lors de la production et du transport du gaz.

### Le gaz synthétique peut-il se maintenir sur le marché?

Le PtG est une technologie récente dont les perspectives de développement sont impossibles à pronostiquer avec certitude à l'heure actuelle. Les défis pour le décollage du marché sont toutefois évidents: les installations PtG demandent beaucoup de capital et leurs coûts fixes sont élevés. Chaque heure d'exploitation réalisée en plus est en conséquence essentielle pour les coûts des combustibles synthétiques, puisque plus l'utilisation des installations est importante, plus les coûts de l'électrolyse sont bas<sup>44</sup>. Des études montrent que les installations PtG ont actuellement besoin d'au moins 3000 à 4000 heures à pleine charge par année et d'électricité très bon marché pour pouvoir être rentables. Ceci est d'autant plus valable pour les électrolyseurs à haute température, plus efficaces, qui doivent fonctionner en permanence<sup>45</sup>.

Sur le long terme, même l'Allemagne – dont la part de production électrique éolienne et solaire fluctuante est nettement plus élevée qu'en Suisse – ne produira pas d'électricité excédentaire dans cette ampleur<sup>46</sup>. Les parts limitées de courant excédentaire disponible à l'échelle locale devraient être complétées par d'importantes quantités d'électricité renouvelable bon marché<sup>47</sup>. Comme montré ci-dessus, ce courant doit être produit *en plus*, afin que le PtG contribue à la protection du climat. En conséquence, les installations PtG ne peuvent pas seulement prendre en compte, dans leur calcul, les «déchets de la production électrique» gratuits, mais doivent assumer les coûts entiers de la production du courant à base d'énergies renouvelables nécessaire en plus. La question de savoir si les frais d'utilisation du réseau pour le courant utilisé seront prélevés ou non est également

<sup>40</sup> En Suisse, la teneur en hydrogène est limitée à 2% de volume, une limite qui est fixée à 5% en Allemagne. Elle pourrait être augmentée à 30% à l'avenir.

<sup>41</sup> <https://www.energie360.ch/fr/energie360/references/power-to-gas/>, consulté le 13.4.2018

<sup>42</sup> Agora tournant énergétique. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

<sup>43</sup> Agora tournant énergétique. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

<sup>44</sup> Institut Öko. «Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien.» 2014

<sup>45</sup> Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

<sup>46</sup> Agora tournant énergétique. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018 et ZHAW. Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz. 2018 (bon aperçu des facteurs de coûts)

Energy Brainpool contredit cette hypothèse. Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. 2018. Selon sa thèse, les coûts fixes vont nettement baisser à l'avenir et, dans leur sillage, la pertinence des heures à pleine charge.

<sup>47</sup> Agora tournant énergétique. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

Ce n'est qu'à partir d'environ 90% (!) d'énergie éolienne et solaire fluctuante que l'Allemagne produirait un excédent d'électricité issue de sources renouvelables pendant près de 4000 heures par année.

<sup>48</sup> Agora tournant énergétique. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018. A cela s'ajoute le fait qu'en matière d'utilisation du courant excédentaire gratuit, les installations PtG/PTL entreraient en concurrence au niveau local avec d'autres charges raccordables, souvent nettement meilleur marché, telles que les systèmes Power-to-Heat, les batteries et les applications industrielles.

pertinente<sup>48</sup>. On peut l'éviter si les installations d'électrolyse sont construites directement à côté d'une centrale ou si de telles installations sont exonérées des frais d'utilisation du réseau (le Parlement prépare une telle réglementation).

Lorsque la production ne se limite pas au seul hydrogène, les coûts non négligeables du processus de méthanisation s'ajoutent. Ceci en particulier lorsque le CO<sub>2</sub> nécessaire provient de la technologie Direct Air Capture onéreuse (capture du CO<sub>2</sub> directement dans l'air) au lieu de sources ponctuelles concentrées (combustion et fermentation de biomasse). Dès que des quantités importantes de gaz synthétique doivent être produites, la technique de Direct Air Capture devrait, selon les connaissances actuelles, être de plus en plus utilisée, le potentiel quantitatif du CO<sub>2</sub> de sources biogènes durables étant limité<sup>49</sup>.

**Aujourd'hui, les coûts de production des combustibles et carburants synthétiques sont comparativement élevés; une estimation récente indique que les coûts sont de l'ordre de 170 à 250 francs par MWh de méthane synthétique, soit près de deux à trois fois plus que le gaz fossile avant la crise ukrainienne<sup>50</sup>. Reste à savoir s'il faut s'attendre à des baisses notables des coûts.**

## Sur quelle quantité de gaz synthétique suisse peut-on compter?

Les quantités potentielles de gaz synthétique sont en théorie très importantes. En effet, sa production ne nécessite «que» du courant excédentaire, de l'eau et du CO<sub>2</sub>. Si l'on met provisoirement de côté les obstacles économiques susmentionnés à la compétitivité du gaz synthétique sur le marché, la question la plus intéressante est alors celle de savoir combien de courant excédentaire serait nécessaire: si la consommation de gaz en Suisse reste au niveau actuel (soit env. 37 700 GWh) et si le potentiel du biogaz indigène est exploité au maximum (env. 11 700 GWh), une production d'électricité supplémentaire d'env. 46 700 GWh serait nécessaire pour couvrir les besoins restants avec le PtG indigène<sup>51</sup>. Cela correspond à environ trois quarts de la production d'électricité actuelle en Suisse (qui n'est de loin pas complètement renouvelable). A ce développement massif viendrait encore s'ajouter *en plus* une capacité de plus de 20 000 GWh nécessaire pour remplacer les centrales nucléaires vieillissantes; il faudrait en outre aussi une production *supplémentaire* destinée à soutenir l'électromobilité croissante et le développement des pompes à chaleur (qui seraient nécessaires pour le remplacement des chauffages à mazout, aussi dans un scénario avec une consommation de gaz constante). **L'ampleur de la tâche montre**

**clairement qu'un maintien complet de l'infrastructure gazière en Suisse dans l'espoir de pouvoir utiliser du biogaz et des gaz synthétiques est irréaliste.**

Deux scénarios énergétiques 2050+ de la Confédération tablent sur le fait qu'en 2050, près de 15 000 GWh de produits PtG et PtL (Power-to-liquid: carburants synthétiques) seront utilisés, mais entièrement dans le secteur des transports, et que l'essentiel, soit 13 500 GWh, sera importé. Dans deux scénarios, le double de produits PtG/PtL est utilisé, mais une partie sert aussi à la production de chaleur. Les conséquences seraient une forte augmentation du taux d'importations supplémentaires<sup>20</sup>. Deux études consacrées aux produits PtG/PtL suisses parviennent à un potentiel similaire et estiment la production indigène de méthane synthétique entre 1100 et 1200 GWh/a en 2050<sup>52</sup>.

De nombreuses études estiment qu'il existe en Afrique, en Amérique du Nord et en Australie un potentiel considérable en matière de production et d'exportation de produits PtG/PtL. On ignore toutefois s'il pourra être mis à disposition à temps et à des prix abordables pour couvrir les besoins en Suisse. La crise de l'approvisionnement énergétique actuelle montre en outre qu'une trop grande dépendance vis-à-vis des importations peut être problématique.

## Comment les gaz synthétiques et l'hydrogène devraient-ils être utilisés?

Les gaz synthétiques et l'hydrogène ne sont pas seulement plus chers, leur production consomme aussi beaucoup d'énergie: sur la quantité d'énergie de l'électricité utilisée, seuls 40 à 60% se retrouvent dans le gaz synthétique. Si ce gaz est utilisé pour chauffer un bâtiment, le rendement moyen est faible: en fin de compte, seuls environ 35% de l'énergie d'origine sont transformés en chaleur. Une pompe à chaleur produit en revanche 3 à 6 fois plus d'énergie thermique avec l'énergie électrique qu'elle utilise, car elle utilise l'énergie environnante (air ou sous-sol). **Tout compte fait, une pompe à chaleur est 6 à 14 fois plus efficace pour chauffer une maison qu'une chaudière à gaz alimentée avec du méthane synthétique<sup>53</sup>.**

Le rendement de l'électrolyse et de la méthanisation va probablement encore s'améliorer dans le sillage du progrès technique, des investissements dans la recherche et le

<sup>48</sup> Energy Brainpool. Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. 2018.

<sup>49</sup> Aujourd'hui, il serait encore possible d'utiliser, pour la méthanisation, des sources ponctuelles de CO<sub>2</sub> fossile comme les centrales à charbon ou les usines de ciment. Dans quelques décennies, elles ne seront toutefois plus disponibles comme sources de CO<sub>2</sub>, car les grandes installations de combustion fossiles sans stockage complet du CO<sub>2</sub> hors de l'atmosphère ne seront plus compatibles avec une économie mondiale décarbonisée.

<sup>50</sup> Kober et al. Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland. 2019.

<sup>51</sup> 26'000 GWh PtG produits à base d'électricité avec un rendement moyen de 0,56.

<sup>52</sup> IET. Potential für überschüssige erneuerbare Energie in der Schweiz. 2014 et présentation du Dr Carrea (SSIGE) «Das Erdgasnetz der Zukunft» au congrès Pusch pour les communes du 25.8.2017.

<sup>53</sup> Ueckerdt et al. Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. 2022.

développement et d'une pénétration accrue sur le marché<sup>54</sup>. Cependant, de telles améliorations devraient aussi se produire dans le domaine des pompes à chaleur.

Tant qu'il n'est pas clairement attesté que ce désavantage indéniable des gaz synthétiques, qui repose sur des principes physiques et chimiques, ne peut pas être surcompensé par d'autres avantages<sup>55</sup> – par exemple en matière de coûts d'infrastructures –, il semble évident de suivre en premier lieu toutes les solutions techniques possibles offrant de faibles pertes de transformation – c'est-à-dire l'utilisation *directe* de l'énergie électrique.

C'est pourquoi de nombreux spécialistes soulignent que les produits PtG précieux doivent être utilisés de manière réfléchie. C'est ce que font les auteurs d'une thèse de l'Office fédéral de l'énergie: «Pour la décarbonisation de la production de chaleur décentralisée, il faut privilégier l'utilisation directe d'électricité d'origine renouvelable en combinaison avec une pompe à chaleur. **L'hydrogène ne devrait être envisagé qu'à titre exceptionnel, lorsque les autres solutions basées sur les énergies renouvelables sont difficilement réalisables en raison de circonstances extérieures ou entraînent d'importants surcoûts si on considère l'ensemble du cycle de vie**<sup>56</sup>.» Ce point de vue est appuyé par une étude actuelle de l'Institut Fraunhofer pour la recherche sur les systèmes et les innovations, qui a estimé, à l'aide de modélisations, quels secteurs miseraient sur l'hydrogène et à quels prix. Résultat: l'hydrogène reste aussi cher jusqu'en 2050 et la production limitée de sorte que son utilisation n'est rentable que pour les secteurs de l'industrie qui n'ont pas d'alternative que de l'utiliser. Ce type d'utilisation sera même trop cher pour le trafic aérien<sup>57</sup>.

Deux scénarios de la Stratégie énergétique 2050+ prennent aussi pour hypothèse que l'utilisation de gaz synthétiques et d'hydrogènes pour le chauffage sera marginale. Outre les pompes à chaleur, l'énergie solaire thermique et, dans une mesure limitée, le bois sont les solutions les plus efficaces et les plus durables pour chauffer les bâtiments et pour exploiter les réseaux de chaleur, qui peuvent être alimentés par une large palette d'agents énergétiques, p. ex. chaleur résiduelle, chaleur des cours d'eau, géothermie profonde, énergie solaire thermique, bois et biogaz. Même les représentants de l'économie gazière voient de plus en plus les choses ainsi. Dans l'enquête réalisée pour le baromètre H<sub>2</sub> de l'Association Suisse de l'Industrie Gazière ASIG en automne 2022, près de 70% des personnes interrogées ont indiqué qu'elles ne pensaient pas que l'hydrogène jouerait, à l'avenir, un rôle important pour le chauffage des bâtiments<sup>58</sup>.

**Les gaz synthétiques, les produits Power-to-Liquid et l'hydrogène devraient être réservés aux applications pour lesquelles il n'existe pas de solution de remplacement:** les processus industriels nécessitant des températures élevées comme la production d'acier, le trafic aérien et maritime, éventuellement le transport de charges lourdes sur de longues distances, les produits chimiques organiques de base et éventuellement le stockage saisonnier d'électricité. Même si l'utilisation est limitée à ce point, il n'est pas possible de dire si le besoin de ces secteurs pourra être couvert à l'avenir, car les produits PtG/PtL demandent énormément d'énergie.

### Le gaz synthétique est-il nécessaire pour le stockage saisonnier de l'électricité?

L'argument le plus souvent avancé pour conserver le réseau gazier et développer une infrastructure PtG est le transfert, en hiver, des excédents d'électricité, qui se produiront avant tout en été en raison de l'important développement de la production photovoltaïque. La Suisse produit déjà moins d'électricité en hiver qu'elle n'en utilise, ce qui la contraint à importer la quantité manquante. Le méthane et l'hydrogène synthétiques pourraient permettre de stocker les excédents estivaux et d'accroître la sécurité de l'approvisionnement en hiver en faisant tourner, en cas de besoin, les turbines à gaz ou les centrales à gaz et vapeur, qui produiraient ainsi de l'électricité. L'avantage du méthane et de l'hydrogène synthétiques par rapport aux batteries est leur densité énergétique nettement plus élevée. Ils permettent en effet de stocker des quantités d'énergie nettement plus importantes dans des volumes plus petits. Du côté des inconvénients, on trouve les pertes de transformation importantes.

Les phases prolongées au cours desquelles le vent et l'ensoleillement sont faibles dans de grandes parties de l'Europe centrale, ce qui a plutôt tendance à se produire en hiver, ne doivent pas présenter de danger pour la couverture de la demande d'électricité. Ceci d'autant plus que la charge électrique en hiver augmentera probablement en raison du développement massif des pompes à chaleur et de l'électromobilité, même si les potentiels d'économies d'énergie encore existants sont exploités à l'avenir. Un document réalisé par différentes hautes écoles souligne aussi que les gaz et l'hydrogène synthétiques pourraient rendre le système énergétique suisse plus flexible à l'avenir.

Les Perspectives énergétiques 2050+ tablent sur le fait que les centrales à accumulation et à pompage-turbinage indigènes ainsi que les importations d'électricité (avant tout des centrales éoliennes) suffiront pour assurer

<sup>54</sup> Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

<sup>55</sup> voir FNB Gas. Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. 2017.

Les hypothèses sur lesquelles repose la justification de l'avantage pour l'économie globale d'un scénario PtG dans cette étude paraissent toutefois discutables. Ainsi, plus de 80% des économies avancées sont le fait des coûts d'investissement plus élevés des voitures électriques par rapport aux voitures équipées de moteurs à combustion ainsi que des pompes à chaleur vis-à-vis des chauffages à gaz. Les coûts d'exploitations plus faibles des utilisations directes de l'électricité ne sont toutefois pas pris en compte.

<sup>56</sup> OFEN. Thèses sur l'importance future de l'hydrogène dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse. 2022.

<sup>57</sup> Fraunhofer ISI. Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse. 2023.

<sup>58</sup> ASIG. BAROMÈTRE H<sub>2</sub>, 2<sup>e</sup> édition, 2022.

l'approvisionnement en électricité aussi en hiver<sup>59</sup>. La modélisation actuelle de la capacité du système électrique suisse appuie cette hypothèse, et même le cas extrême d'une période d'obscurité de deux semaines pourrait être surmonté<sup>60</sup>. Une brève étude argumente dans le même sens et prétend que le futur développement massif du photovoltaïque et une gestion intelligente des lacs d'accumulation peuvent contribuer, dans une mesure importante, à la sécurité de l'approvisionnement en hiver<sup>61</sup> – et que la capacité nécessaire en matière de gaz synthétique pour le stockage saisonnier de l'électricité sera nettement réduite. Le Parlement modifie actuellement les lois pour accroître fortement le développement des installations photovoltaïques dans les Alpes, qui permettent de produire davantage d'électricité en hiver (acte modificateur unique et mesures urgentes pour augmenter la production d'électricité en hiver).

Si ces études devaient sous-estimer la problématique des pénuries d'électricité en hiver (p. ex. en raison de difficultés d'intégration de la Suisse au réseau électrique européen), la contribution possible du stockage saisonnier de l'énergie au moyen du PtG et de l'hydrogène serait toutefois limitée. Couvrir les besoins en courant hivernal avec du gaz synthétique à hauteur de 700 GWh par année (hypothèse utilisée dans une étude) nécessiterait de produire 18 000 GWh d'électricité renouvelable excédentaire (!) par année en raison des pertes importantes lors de la transformation. Il faudrait pour cela construire des centrales solaires produisant exclusivement 18 GW d'électricité pour le PtG<sup>62</sup>.

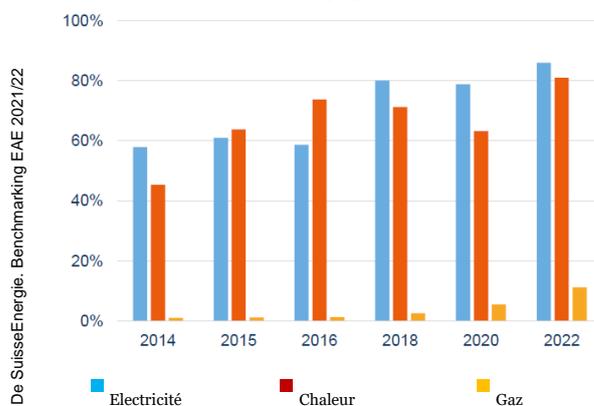
**Au final, il n'apparaît pas clairement quand et dans quelle mesure la Suisse aura besoin de solutions saisonnières pour le stockage de l'électricité supplémentaire.** En revanche, les conditions que doit remplir l'infrastructure si le PtG devient une partie du mélange de technologies sont claires: **le réseau de distribution de gaz n'est pas nécessaire, puisque son potentiel de stockage est de toute manière faible et parce que le processus PtG comme la réinjection s'avèrent plus rentables dans les unités centrales, de plus grandes dimensions.** Des réservoirs de gaz de taille suffisante (dont la Suisse ne dispose actuellement que de manière limitée, voir plus haut) ainsi que quelques conduites de gaz restantes du réseau de transport et turbines à gaz raccordées à celles-ci et/ou des centrales à cycle combiné seraient nécessaires<sup>63</sup>. Toute l'infrastructure devrait pouvoir se refinancer avec un nombre limité d'heures à pleine charge, sa capacité totale n'étant exploitée que dans l'éventualité assez improbable d'une baisse de la production européenne.

## Peut-on se passer d'une stratégie pour le gaz et se contenter d'une stratégie pour l'électricité?

Comme indiqué, le gaz renouvelable est prioritaire pour les applications où une utilisation directe d'énergies renouvelables ou d'électricité n'est actuellement pas réaliste pour des questions d'ordre technique ou économique. Si les potentiels des gaz renouvelables en matière de durabilité devaient en outre être disponibles, rien ne s'oppose à leur utilisation intelligente. **En effet, l'électrification croissante engendre aussi de nombreux défis<sup>64</sup>:**

- L'électricité n'est pas entièrement exempte de CO<sub>2</sub>, qu'il s'agisse du mix moyen actuellement dans le réseau ou de l'électricité 100% renouvelable.
- La part renouvelable dans le réseau électrique est toutefois bien plus élevée aujourd'hui, et le sera encore à l'avenir, que dans le réseau de gaz (voir illustration, où la chaleur fait référence à la chaleur à distance)<sup>65</sup>. Par ailleurs, dans le mix de courant hivernal actuel, un système de pompe à chaleur moyen présente déjà un facteur d'émission plus faible qu'un chauffage à gaz typique<sup>66</sup>.

### Part d'énergies renouvelables dans le mix de livraison [%]



- Le besoin de développement des énergies indigènes renouvelables et respectueuses de la nature, engendré de toute manière par l'abandon des centrales nucléaires est particulièrement renforcé en hiver par le passage aux pompes à chaleur et à la mobilité électrique. Une stratégie PtG est toutefois nécessaire et ne doit pas se limiter à calculer les «excédents de production» des énergies renouvelables, qui vont de toute manière se produire, ni des capacités de production d'électricité nettement plus élevées (voir plus haut).

<sup>59</sup> OFEN. Perspectives énergétiques 2050+: digression électricité hivernale. 2021.

<sup>60</sup> OFEN. Étude portant sur l'adéquation du système «Modellierung der Erzeugung- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2022»

<sup>61</sup> Nordmann und Hofstetter. Dreamteam Wasserkraft und Solarstrom für die Energiewende. 2022.

<sup>62</sup> ZHAW. Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz. 2018.

<sup>63</sup> Les installations CFF jouent aussi un rôle plutôt secondaire dans ce contexte. En effet, outre de l'électricité, elles produisent surtout de la chaleur basse température pour laquelle d'autres solutions s'avèrent plus judicieuses (voir plus haut), aussi parce que la chaleur dans ce scénario d'utilisation ne serait disponible que pendant quelques heures par année.

<sup>64</sup> Il serait trop long de tous les aborder ici en détail.

<sup>65</sup> Entso-E & EntsoG. TYNDP 2018 Scenario Report. 2018; Agora tournant énergétique. The European Power Sector in 2018. Eurostat. Energy Statistics. (Datensätze nrg\_cb\_gas; nrg\_cb\_rw). 2019.

<sup>66</sup> KBOB. Données des écobilans dans la construction 2009/1:2016 2017.

- Les besoins accrus en électricité peuvent rendre nécessaire un développement supplémentaire des réseaux électriques dont l'ampleur est toutefois controversée<sup>67</sup>.

## Que fait l'économie gazière?

Il y a quelques années, le secteur gazier s'était fixé pour objectif intermédiaire d'accroître à 30% la part de biogaz et de gaz synthétique d'ici 2030<sup>68</sup>. Elle a entretemps réduit son objectif à 15%, sans le crier sur les toits<sup>69</sup>, bien qu'il apparaisse toujours plus urgent de prendre des mesures de protection du climat. Le report de l'objectif – la distribution de gaz doit désormais devenir renouvelable à 50% d'ici 2040 et à 100% d'ici 2050 – reflète les difficultés déjà évoquées de disposer du biogaz nécessaire. Un lien s'observe aussi avec le fait que la plupart des distributeurs de gaz n'abordent pas cette tâche de manière adéquate, comme le montre une étude comparative de SuisseEnergie: sur 51 distributeurs de gaz participants, 28 ne produisent pas leur propre biogaz et 17 ne projettent pas de le faire à l'avenir. En outre, 28 distributeurs de gaz disent vouloir certes développer leur production de biogaz d'ici 2027, mais dans une mesure très modeste, à une exception près. «Dans le domaine du gaz, les énergies renouvelables restent dans l'ombre», en concluent les auteurs de l'étude. Les raisons sont des «objectifs stratégiques faibles» et un manque d'incitations à les «orienter sur les sources renouvelables»<sup>70</sup>.

Rony Kaufmann, CEO de Swisspower, l'alliance des services industriels suisse, a dit un jour: «Depuis 50 ans, la branche du gaz ne fait rien d'autre que de gérer des réseaux de gaz et d'acheter du gaz. **Si l'économie gazière entend aborder sérieusement la biogénération de l'approvisionnement en gaz, elle doit se lancer à grande échelle dans la production de biogaz. Je ne vois aucun distributeur de gaz important prendre de telles mesures.**»<sup>71</sup> Entre 2016 et 2021, le nombre d'installations injectant du biogaz dans le réseau n'est passé que de 28 à 38<sup>23</sup>. Ce sont les consommateurs et les consommatrices souhaitant acheter 100% de biogaz régional qui en subissent les conséquences: de nombreux distributeurs de gaz ne leur offrent pas même cette possibilité, tandis que d'autres n'en ont pas suffisamment pour répondre à la demande<sup>72</sup>.

En lieu et place, de nombreux distributeurs font toujours, avec plus ou moins de subtilité, l'éloge du gaz purement fossile sur leurs sites Internet. Dans un test en ligne «Quel gaz me convient?» d'un fournisseur de Suisse orientale, l'une des options proposées est la suivante: «Il est important, à mes yeux, que mon gaz soit le plus avantageux possible, car

le gaz naturel est déjà le combustible fossile le plus respectueux du climat». Le gaz produit environ 20 à 25% d'émissions que le mazout. Un autre fournisseur de Suisse orientale pose la question suivante dans une brochure: «Vous souhaitez chauffer votre maison avec du biogaz?» Le «produit standard» ne contient toutefois que 20% de biogaz; par ailleurs, la clientèle peut simplement passer à 100% de gaz fossile, meilleur marché. **Jusqu'à récemment, certains distributeurs promettaient même des primes de 500 à 1500 francs, voire plus, si les propriétaires choisissaient de remplacer leur ancien chauffage par un chauffage à gaz.** Dans le cas d'au moins un distributeur, qui a versé de telles primes encore récemment, la longueur du réseau gazier a augmenté ces dernières années<sup>74</sup>. Ce n'est pas un cas isolé, comme le résume un rapport technique pour l'aire métropolitaine de Zurich: dans certaines zones de distribution, «un développement modéré, mais ininterrompu de l'ensemble du réseau de distribution» est observé<sup>73</sup>.

## Conclusions: quel avenir pour l'infrastructure gazière?



ASIG

**Dans l'état des connaissances actuelles et en regard des développements prévisibles, la vente d'agents énergétiques gazeux en Suisse va devoir massivement reculer en l'espace de quelques décennies.**

Ce n'est qu'ainsi que l'approvisionnement en gaz pourra contribuer comme il se doit à l'objectif global, porté par la communauté internationale, pour éviter une crise climatique dangereuse. Le recul de la consommation de gaz devrait, selon les prévisions, être de l'ordre d'au moins 80% si l'on tient

<sup>67</sup> Agora tournant énergétique. Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. 2018.

<sup>68</sup> ASIG. Notre avenir énergétique. Prise de position. 2016.

<sup>69</sup> <https://gazenergie.ch/fr/avenir-energetique/theses-2022/axes-strategiques/>, consulté le 22.2.2023.

<sup>70</sup> SuisseEnergie. Benchmarking EAE – résultats 2021/22. 2023.

<sup>71</sup> Podium sur l'énergie thermique le 24.10.2018.

<sup>72</sup> Test sur les sites Internet des distributeurs entre août 2022 et février 2023. Certaines offres et brochures décrites ne sont plus disponibles en ligne.

<sup>73</sup> EBP. Die Zukunft der Gas-Infrastruktur im Metropolitanraum Zürich. 2019.

compte des potentiels limités du biogaz indigène et importé ainsi que des perspectives incertaines du PtG.

**Les conséquences pour l'infrastructure gazière sont radicales. Les réseaux de distribution régionaux pour l'approvisionnement des bâtiments ne seront pratiquement plus nécessaires** – à l'exception éventuelle des centres urbains historiques denses, dont l'approvisionnement au moyen de pompes à chaleur ou d'un réseau de chaleur à distance s'avère difficile et où du biogaz pourrait être utilisé très localement et en quantités limitées<sup>74</sup>. D'autres réseaux de distribution approvisionneraient des groupes d'entreprises industrielles en biogaz, hydrogène ou gaz synthétiques, dont ils dépendent obligatoirement. Ces réseaux seront très bien adaptés aux besoins de cette clientèle, qui diffèrent nettement de ceux du chauffage des bâtiments.

Le rapport sur le réseau de gaz dans l'approvisionnement énergétique du futur a été cofinancé par les cantons de St-Gall et de Zurich. Ses conclusions sont claires: **«Une Suisse avec des émissions zéro net n'est pas compatible avec l'extension actuelle des réseaux de distribution.» C'est pourquoi, «dans les communes et les villes, il est urgent d'agir pour transformer l'approvisionnement en chaleur».** Les villes de Winterthour, de Zurich et le canton de Bâle-Ville le font déjà: leurs gouvernements ont imposé à leurs distributeurs d'énergie des plans pour l'abandon du gaz (démantèlement complet du réseau de gaz à Bâle d'ici 2037 et d'ici 2040 à Winterthour et à Zurich). Dans le guide destiné aux communes et aux distributeurs de gaz, il est bien indiqué que cette planification sur le long terme est nécessaire et qu'il est indispensable d'agir dès aujourd'hui. «Si le distributeur de gaz renonce à renouveler une conduite, car elle n'est plus rentable, il devrait dans l'idéal renoncer à effectuer de nouveaux raccordements 20 ans avant et en informer la clientèle existante 10 à 20 ans avant. Pour éviter de mauvais investissements («stranded investments»), il ne doit donc pas attendre le renouvellement d'une conduite pour examiner si elle est rentable.»

Cela signifie que **la durée d'amortissement, la fixation des prix et la planification de la maintenance doivent déjà être modifiées et qu'il faut planifier le démantèlement. Si ces mesures ne sont pas prises, les exploitants et propriétaires de réseaux – c'est-à-dire les fournisseurs de gaz, mais aussi les villes et les communes – risquent de subir des pertes considérables.** Dans un rapport adressé au Grand Conseil bâlois, les services industriels de Bâle constatent que même si un démantèlement complet du réseau de gaz sur un horizon de 15 ans est planifié dès aujourd'hui, il faut s'attendre à des amortissements<sup>75</sup>.

La plupart des distributeurs de gaz en Suisse sont la propriété des communes et des villes, qui profitent financièrement de la situation. C'est l'une des raisons pour laquelle peu

de collectivités ont à ce jour suivi les exemples de Zurich, Winterthour et Bâle, des villes qui ont prescrit à leurs distributeurs de gaz un plan concret pour abandonner le gaz. Cette vision à court terme pourrait devenir problématique, comme le rappelle le guide pour les communes et les distributeurs de gaz: «Même si vous n'accordez pas une priorité élevée aux objectifs climatiques à titre personnel, il reste nécessaire d'agir sans attendre. Les objectifs et les mesures d'autres acteurs comme la Confédération et les cantons renforcent l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables. C'est à vous qu'il revient d'examiner les conséquences à long terme de cette évolution sur l'infrastructure gazière et sur sa valeur.»

En basant plutôt la planification et l'exploitation de son réseau de gaz sur l'espoir de voir le PtG révolutionner le secteur, le distributeur n'aura probablement pas d'autre option que de se constituer une sorte de fonds d'assurance. Cette réserve permettrait de financer des mesures de protection du climat si la quantité de PtG à disposition sur le marché devait s'avérer insuffisante et qu'ainsi, les émissions fossiles étaient cimentées par le maintien de réseaux gaziers trop grands (effet de lock in). Pour pouvoir compenser entièrement cette situation au moyen d'émissions négatives, une contribution d'assurance suffisante devrait être prélevée sur le prix du gaz (actuellement, il faut compter 500 francs ou nettement plus pour extraire fiablement et durablement une tonne de CO<sub>2</sub> de l'atmosphère).

Par ailleurs, la question d'une adaptation de l'infrastructure du réseau gazier respectueuse du climat va devenir une question de *conformité légale* dès que toutes les conséquences juridiques de l'accord de Paris auront été évaluées à l'échelle nationale. Pour les cités de l'énergie ou les autres communes souhaitant œuvrer de manière exemplaire sur le plan climatique, la question ne se pose plus: la planification des infrastructures gazières communales ne peut plus ignorer les exigences de la protection climatique.

**Le WWF Suisse ne demande pas le démantèlement complet du réseau de gaz. Nous attirons toutefois l'attention sur le fait que l'économie gazière n'a, à ce jour, pas présenté de scénario suffisamment étayé ni de stratégie convaincante sur la manière dont l'approvisionnement en gaz, au niveau de consommation actuel ou légèrement réduit, pourrait être décarbonisé dans un délai de deux décennies.** Le réseau gazier devient ainsi une bombe climatique à retardement. Ce risque a jusqu'à présent été négligé par la plupart des directions et conseils d'administration des fournisseurs de gaz, que ce soit par ignorance ou par peur des conséquences. Ils disposent encore d'une certaine marge de manœuvre, mais le temps à disposition est de plus en plus limité.

<sup>74</sup> EBP. Das Gasnetz in der Energieversorgung der Zukunft – ein Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger. 2020.

<sup>75</sup> Conseil du gouvernement bâlois 21.1696.01. 2021.



**Notre objectif**

Mobilisons-nous tous pour protéger l'environnement et concevoir un avenir harmonieux pour les générations futures.

**WWF Suisse**

Avenue Dickens 6  
1006 Lausanne

Tél.: 021 966 73 73  
[wwf.ch/contact](http://wwf.ch/contact)

[wwf.ch/don](http://wwf.ch/don)