

Gaz fossile – Biogaz – Power-to-Gas

Potentiels, limites, besoins en infrastructures



Résumé

L'objectif ancré dans l'Accord de Paris sur le climat, visant à éviter les bouleversements climatiques catastrophiques, exige que la combustion de gaz fossile et de pétrole cesse presque totalement en Suisse, au plus tard au cours des deux décennies à venir. Cette échéance soulève la question de savoir dans quelle mesure le gaz fossile¹ peut être remplacé par des gaz renouvelables, dans ce délai. Ce document traitera notamment du biogaz ou du gaz synthétique en leur qualité d'énergies renouvelables. Pour qu'à moyen terme, le biogaz reste respectueux du climat, son bilan en matière d'émissions de gaz à effet de serre doit être amélioré de manière significative. D'une

¹Cette publication se concentre sur les gaz sources d'énergie étant donné que le débat sociétal est ici le point de départ. Pour le WWF Suisse, il est évident qu'il faut immédiatement et largement réduire l'utilisation de pétrole (et de charbon)

conformément au budget CO₂ de la Suisse. La publication ne définit pas de stratégie climatique complète applicable à toutes les sources d'énergie et tous les secteurs, bien que celle-ci soit nécessaire.

manière ou d'une autre, le biogaz indigène n'est pas en mesure de se substituer à plus d'un neuvième des ventes actuelles de gaz fossile, même en exploitant son plein potentiel. Le biogaz importé n'entre pas en ligne de compte à titre de solution envisageable véritablement durable, par le simple fait que son potentiel durable en Europe est bien trop faible pour la décarbonisation du secteur énergétique. Par ailleurs, le client suisse achetant actuellement du biogaz importé ne profite pas de l'entière plus-value écologique de son biogaz – mais reçoit du gaz fossile certifié. Les gaz synthétiques ne ménagent le climat que s'ils sont produits, entre autres, avec 100% de courant renouvelable produit en plus. Les pertes de rendement élevées des procédés Power-to-Gas (PtG) ont pour effet de rendre les coûts du gaz synthétique nettement plus élevés que ceux de l'utilisation directe de l'électricité (pompes à chaleur, mobilité électrique), et d'accroître fortement le besoin de production de courant supplémentaire, avant tout d'origine éolienne et solaire. Dans le secteur du bâtiment, la baisse des besoins énergétiques, l'utilisation directe d'énergies renouvelables (géothermie en profondeur, énergie solaire thermique, bois) ainsi que les pompes à chaleur alimentées par du courant renouvelable doivent être privilégiées. Il reste au gaz synthétique avant tout les champs d'application où une utilisation efficace et directe de l'électricité n'est pas possible. On ignore encore si le PtG sera nécessaire pour le stockage saisonnier de l'électricité. Même si le PtG était utilisé dans ce but, le réseau de distribution de gaz serait superflu.

Il faut s'attendre à voir reculer massivement les ventes d'agents énergétiques gazeux en Suisse en l'espace de quelques décennies. Cette évolution aura des conséquences pour les propriétaires et les exploitants de réseaux de distribution de gaz, c'est-à-dire pour les fournisseurs ainsi que les villes et communes: des adaptations de la durée d'amortissement, de la tarification et de la planification de l'entretien sont donc urgentes, comme la mise en œuvre d'une planification intelligente, régionale et différenciée du démantèlement des réseaux de distribution de gaz. Si ces mesures ne sont pas prises, l'exposition au risque des exploitants et propriétaires de réseaux va fortement augmenter et les objectifs de l'Accord de Paris sur le climat vont devenir difficilement accessibles.

² Ces données ainsi que toutes les autres informations similaires proviennent de l'OFEN. Statistique globale suisse de l'énergie 2017 ainsi que de la Statistique annuelle 2018 de l'ASIG. En accord avec la statistique globale de l'énergie, c'est la valeur calorifique la plus basse qui est prise en compte

³ Seul le Portugal présente un taux de croissance supérieur. Au Royaume-Uni, le réseau a même décliné au cours des

Comment et pourquoi utilisons-nous du gaz fossile aujourd'hui?

La part du gaz fossile dans la consommation finale d'énergie en Suisse est de tout juste 14%, plaçant cet agent énergétique en troisième position derrière le pétrole et l'énergie hydraulique². Tandis que la consommation de gaz fossile est restée plutôt constante en chiffres absolus (environ 35 000 GWh de consommation énergétique brute en 2017), sa part dans la consommation globale (en baisse) augmente sans cesse. Près des deux tiers du gaz fossile servent à des applications à basse température (chauffage de locaux et d'eau) dans les foyers et les entreprises de services, tandis qu'un tiers revient à l'industrie (chaleur utilisée dans les processus). Les agents énergétiques gazeux n'ont joué à ce jour qu'un rôle minimal dans le trafic et la production d'électricité en Suisse. L'ensemble du gaz fossile consommé en Suisse est importé, pour l'essentiel de l'UE, de Russie et de Norvège.

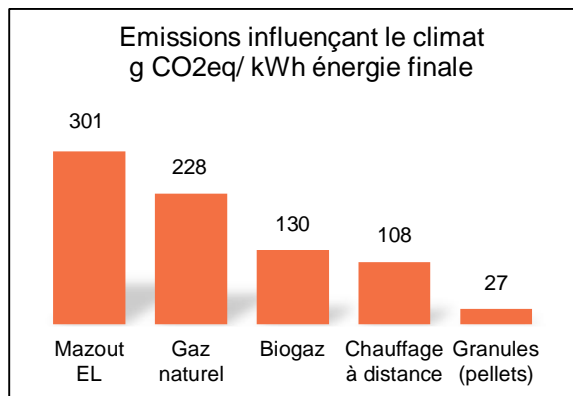
Le réseau de conduites en Suisse, sans les raccordements aux ménages, s'étend sur près de 20 000 km – la majeure partie (environ 17 500 km) faisant partie des réseaux de distribution régionaux. En comparaison internationale, le réseau suisse est certes plutôt petit, mais il s'est largement développé au cours de ces dernières années avec environ 2% par an, ce qui constitue sans doute un record.³ Il n'est pas conçu pour stocker d'importantes quantités de gaz fossile: sa limite est de 28 GWh (en raison des variations de pression). S'y ajoutent de petites installations de stockage journalier, d'une capacité totale de 49 GWh, permettant 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. Pour compenser les petites variations et assurer l'approvisionnement, notre pays s'est assuré, par un accord bilatéral, un droit d'accès au réservoir naturel d'Étrez, en France. La capacité de stockage totale assurément disponible en Suisse pour le gaz

dernières années et aux Pays-Bas, une partie du réseau des conduites des gaz est démonté dans la région de Groningue (statistique annuelle. 2008-2018 de l'ASIG ; CEER. Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply. Data update 2015/2016. 2018; <https://www.government.nl/latest/news/2018/03/29/dutch-cabinet-termination-of-natural-gas-extraction-in-groningen>)

fossile se monte ainsi à 1510 GWh⁴ en tout et couvre la consommation suisse pour 15 jours.

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

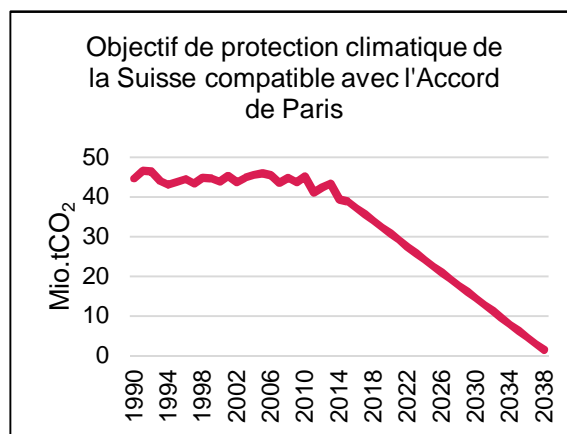
La combustion de gaz fossile dégage du CO₂, un gaz à effet de serre. L'effet du gaz fossile sur le climat est encore plus important lorsqu'il n'est pas brûlé et qu'il est libéré directement dans l'atmosphère, le potentiel du méthane en matière d'effet de serre étant nettement plus élevé que celui du CO₂. Pour des raisons de protection du climat, le gaz fossile devrait rester si possible sous la surface de la Terre⁵.



Le facteur d'émission du gaz fossile utilisé pour les chaudières est de 228 g CO₂eq par kWh de teneur en énergie utile en prenant en compte la production et le transport en Suisse⁶. Les émissions spécifiques sont ainsi d'un quart inférieure à celles du mazout, soit nettement plus élevées que celles du biogaz (142 g CO₂eq par kWh) et environ six fois plus importantes que celles des pellets en bois⁷. L'utilisation du gaz fossile comme combustible occasionne en Suisse près de 7 millions de tonnes de

CO₂eq, par année, soit près d'un cinquième des émissions de CO₂ liées à l'énergie en Suisse.⁸

Si la Suisse prend au sérieux l'Accord de Paris sur le climat qu'elle a ratifié au niveau 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 CO₂eq maximum. En cas de diminution linéaire, la Suisse devra réduire ses émissions nettes à zéro sur son territoire au plus tard jusqu'en 2038.⁹ Et même si l'on se base sur des hypothèses moins strictes et que l'on accorde à la Suisse quelques années d'émissions fossiles supplémentaires, la conclusion reste la même: la



combustion de toutes les matières premières fossiles, et donc aussi celle du gaz fossile, doit être terminée au plus tard dans deux à trois décennies¹⁰. Le futur proche est placé sous le signe du 100% renouvelable et du 0% gaspillage. En effet, l'objectif «zéro net» tolère encore au mieux les émissions que les connaissances actuelles ne permettent pas totalement d'éliminer, comme celles de l'agriculture, 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 en revanche pouvoir fonctionner

⁴ HSR. «Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz.» 2017

⁵ L'indépendance de l'importation, la géopolitique, la création de valeur au niveau domestique sont autant d'autres raisons en faveur du renoncement de l'utilisation du gaz fossile. Ces raisons n'ont pas été mise au premier plan dans la présente publication.

⁶ Selon certaines études, les fuites de méthane durant l'extraction et le transport sont nettement sous-estimées. En tout cas, le gaz issu du fracking présenterait un facteur d'émission nettement plus élevé. <https://jermyleggett.net/2016/05/09/an-open-letter-to-solar-companies-beware-alliance-with-the-gas-and-oil-industry/> consulté le 23.5.2018 et <https://arstechnica.com/science/2018/06/study-us-oil-and-gas-methane-emissions-have-been-dramatically-underestimated/> consulté le 26.6.18

⁷ KBOB. «Données des écobilans dans la construction 2009/1:2016» 2017

⁸ OFEV. «Emissions des gaz à effet de serre d'après la loi sur le CO₂ et d'après le Protocole de Kyoto, seconde période d'engagement (2013-2020).» 2017

⁹ EBP. «Budget CO₂ de la Suisse. Rapport succinct.» 2017 Cette valeur correspond parfaitement aux conclusions du rapport exceptionnel de l'IPCC au sujet du 1,5 degré. Par ailleurs, l'industrie gazière ne vise clairement qu'à garantir la décarbonisation que 100 ans plus tard: <https://www.erdgas.ch/wissen/detail/knowledge-topic/2-erneuerbare-gase/>

¹⁰ Ces éléments ont permis de calculer chaque année un taux de réduction des émissions de CO₂ d'environ quatre points de pourcentage. **Il est ainsi évident qu'il ne suffit plus aujourd'hui de remplacer les chauffages au pétrole par des chauffages au gaz.** En effet, cela correspondrait simplement à une réduction annuelle de 1,25% (25% répartis sur 20 ans de vie)

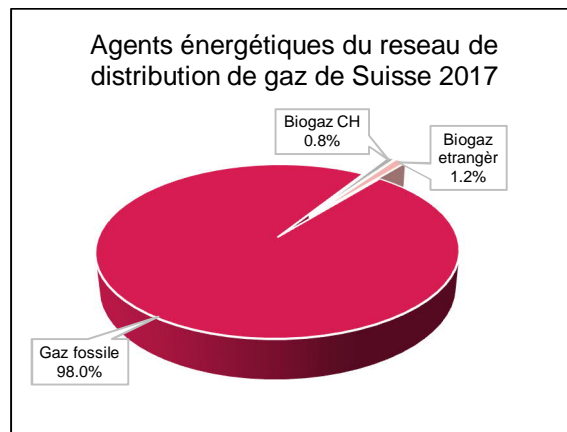
sans énergies fossiles. Dans le secteur du bâtiment en particulier, les besoins énergétiques actuels peuvent être fortement réduits et le reste couvert par les énergies renouvelables¹¹.

En bref: l'objectif global porté par l'ensemble de la société visant à éviter les bouleversements climatiques catastrophiques exige, entre autres, que la combustion de gaz fossile en Suisse cesse presque totalement au cours des deux décennies à venir au plus tard¹².

Si le gaz fossile n'a plus sa place dans le système d'approvisionnement énergétique du futur proche, la question se pose de savoir quel rôle peuvent jouer les agents énergétiques plus respectueux du climat comme le biogaz ou le gaz synthétique et quelles sont les infrastructures nécessaires dans ce but.

Comment se développent les ventes de gaz?

Il n'est pas pertinent de se demander si la Suisse a déjà dépassé le pic gazier, ou si cela reste à venir. En effet, la baisse est prévisible. En 2013 a été enregistrée la plus haute consommation d'énergie brute jamais connue pour les sources d'énergie gazeuse. Il est clair que dans certaines régions (telles que les villes de Winterthour et de Zurich), la consommation de gaz diminue depuis des années déjà. Dans l'UE, le pic gazier a été atteint depuis longtemps: la consommation finale de gaz ne cesse de chuter depuis 2005 et a déjà été réduite de 12%.¹³



L'ampleur de la réduction de la consommation de gaz en Suisse à l'avenir a déjà été estimée en 2011 dans le cadre d'une étude mandatée par l'OFEN et le secteur gazier. Par ailleurs, d'après les estimations, la demande de gaz en Suisse va diminuer de 45 à 86% entre 2008 et 2050 selon la zone de desserte et le scénario. Et ces chiffres ne tiennent même pas compte des conditions-cadres actuelles telles que l'Accord de Paris sur le climat, les nouvelles conclusions de l'IPCC pour le climat, la MuKen 2014 et la révision en cours de la loi sur le CO₂. Même les estimations dans le cadre des activités habituelles s'attendent à une baisse des ventes de gaz de moitié environ d'ici 2050¹⁴. Les facteurs ici ne sont bien évidemment pas uniquement liés aux conditions-cadre des politiques climatiques, mais aussi au recul des besoins de chauffage et aux avantages financiers présentés par les technologies de production de chaleur alternatives, ce qui signifie que les ventes de gaz diminueront largement dans tous les cas – selon des estimations actualisées, elles reculeraient même bien davantage que ce qui avait été prédit en 2011. De plus, les besoins restants en gaz doivent être totalement décarbonisés dans le même délai, et cela est également valable pour l'UE¹⁵.

¹¹ Agora Energiewende. «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.»

¹² Les études réalisées pour la Grande-Bretagne sont parvenues aux mêmes conclusions (McGlade et al. «The future role of natural gas in the UK: A bridge to nowhere?» 2018) tout comme celles pour l'UE (Tyndall. «Natural Gas and Climate Change.» 2017)

¹³ Eurostat. 2018. <https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=ten00095>

¹⁴ OFEN. L'avenir des systèmes d'alimentation en énergie pour les conduites en 2011.

¹⁵ Une analyse de Prognos a montré qu'il existe pour presque tous les principaux pays gaziers en Europe des scénarii selon lesquels l'utilisation du gaz fossile sera réduit à seulement une fraction du niveau actuel (env. 10%) voire disparaîtra totalement lorsque les objectifs énergétiques et climatiques pour 2050 auront été atteints voire surpassés. Prognos. „Klimaschutz und Gasinfrastruktur.“ 2018. et E3G. „Renewable and Decarbonised Gas. Options for a Zero-Emissions Society.“ 2018.

Quel est le rôle joué par le biogaz?

D'après la statistique globale suisse de l'énergie de l'OFS, près de 1410 GWh d'énergie brute ont été produits sous forme de biogaz en 2017¹⁶. Sur cette quantité, un cinquième (296 GWh) s'est retrouvé dans le réseau, le reste ayant servi à produire de l'électricité et/ou de la chaleur sur le lieu de sa production. En effet, 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 proche des réseaux de gaz existants (au nombre de seulement 27 en Suisse en 2017). Au biogaz suisse injecté s'est ajouté en 2017 433 GWh de biogaz importé de l'étranger (surtout d'Allemagne et du Danemark). Récemment, tant l'injection de biogaz que l'importation de biogaz ont fortement augmenté. Cependant, le biogaz représente à ce jour environ 2% des ventes totales de gaz.¹⁷ 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. Pour correspondre aux proportions réelles, le logo «Biogaz» devrait être 50 fois plus petit que le logo «Gaz naturel».



Biogaz suisse

En raison des contributions infimes offertes par les biogaz localement produits, il est indispensable que les potentiels suisses naturels et renouvelables en biogaz soient rapidement et totalement exploités d'une façon qui produise peu de CO₂, et, le cas échéant, que les conditions-cadres qui y sont nécessaires soient mises en place. Toutefois,

quelle quantité de biogaz supplémentaire peut être produite de façon durable en Suisse? Les données varient suivant les études, en fonction des hypothèses de départ¹⁸. Seul point d'entente: le substrat présentant les meilleures perspectives est l'engrais de ferme. Si l'on se base sur la publication la plus récente, on parvient à un potentiel exploitable techniquement et durablement, non encore totalement utilisé à l'heure actuelle, avec un maximum de 2500 GWh/an de rendement en biométhane. S'y ajoutent encore jusqu'à 1000 GWh/an de diverses sources (notamment des sous-produits de la culture agricole, la part organique des ordures ménagères, les déchets verts domestiques et provenant de l'aménagement paysager, les déchets organiques de l'industrie et du commerce et les boues des stations centrales d'épuration)¹⁹. Au total, ces éléments correspondent à un rendement du biométhane supplémentaire à base de substrats indigènes de bien 3500 GWh/an²⁰. Comparé à la production actuelle d'env. 300 GWh/an, cela revient à un potentiel multiplié par 12. Celui-ci ne pourra toutefois être pleinement exploité que dans des conditions optimales et une disposition maximale à en payer le prix²¹. En effet, 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 co-substrats 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 féroce²². Même si tout le potentiel du biogaz en Suisse, ou presque, était disponible, cet agent énergétique ne remplacerait qu'un neuvième des ventes actuelles de gaz fossile (soit 36 000 GWh/an).

Le biogaz suisse est-il durable?

La Suisse ne prévoit pas de critères durables légaux pour l'alimentation du biogaz en tant que combustible pour le réseau du gaz fossile (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

¹⁶ OFEN. «Statistique globale suisse de l'énergie 2016.» 2017

¹⁷ Statistique annuelle de l'ASIG 2017.

¹⁸ 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.

¹⁹ WSL. «Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung.» 2017.

²⁰ L'EnFK parvient à des résultats similaires. «Potentiel d'alimentation en gaz renouvelable pour le réseau suisse d'ici 2030.» 2018

²¹ Dans le scénario le plus favorable, les perspectives énergétiques 2050 du Conseil fédéral estiment qu'en 2030, le potentiel supplémentaire exploitable du biogaz sera de 1100 GWh/an. Les ventes de biogaz en 2050 (indigène/importé) sont chiffrées à 2860 GWh/an.

Prognos. «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050.» 2012.

²² 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.

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 CO₂, et sans respecter d'exigences minimales, quelles qu'elles soient. 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 fourrage²³. 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 puissants²⁴. Si le biogaz était uniquement produit à partir du fumier, il présenterait un facteur d'émission très bas voire nul. Tout substrat confondu, on obtient le facteur d'émission moyen énoncé ci-avant. Le biogaz n'est donc nullement neutre pour le climat (voir ci-dessus). Pour que le biogaz devienne donc réellement durable du point de vue de la protection du climat, son bilan climatique doit être amélioré de manière significative. Pour cela, les émissions de méthane diffuses générées lors du stockage préalable du substrat, dans l'installation de fermentation et dans l'entrepôt des restes de fermentation doivent être évitées de manière conséquente. Il existe par ailleurs des potentiels d'optimisation en matière de besoins énergétiques et d'émissions de CO₂ lors du transport, du stockage, de la fermentation et de la fermentation ultérieure du substrat, de même que lors du traitement du biogaz²⁵.

Biogaz importé

Etant donné qu'à l'avenir, le biogaz indigène ne sera de loin pas en mesure de se substituer au gaz fossile vendu, le secteur mise fortement sur l'importation de biogaz. Aujourd'hui déjà, les importations représentent près de la moitié du biogaz écoulé en Suisse via le réseau de distribution. Ici, les questions suivantes se posent obligatoirement:

- Quel est le potentiel du biogaz durable en Europe?
- Quelle part de ce biogaz sera vraisemblablement utilisée à l'étranger même et quelle part sera disponible pour les exportations à destination de la Suisse?
- Comment peut-on garantir que le bénéfice pour l'environnement du biogaz importé profite entièrement au consommateur en Suisse?

Les déclarations au sujet du potentiel du biogaz dans l'UE sont encore très incertaines et sont donc contestées. Une étude sur le sujet a identifié un potentiel pour l'ensemble de l'Europe (rendement du méthane et non énergie primaire) de 1072 TWh/an de biogaz et de 263 TWh/an de gaz synthétique – soit en tout 1335 TWh/an²⁶. Ces chiffres reposent sur des hypothèses en partie audacieuses et questionnables, tant sur le plan de la politique climatique que de la protection de la nature²⁷. Par conséquent, les chiffres du potentiel du gaz renouvelable dans l'UE devraient être fixés à un niveau réduit d'au moins deux tiers selon une autre analyse.²⁸ Au total, le gaz renouvelable exploité dans l'UE au maximum de son potentiel couvrirait²⁹ entre 10 et 30% des besoins actuels en la matière (4500 TWh/an)³⁰. Avec le potentiel du gaz synthétique, ce serait ainsi un sixième à un cinquième de la consommation de gaz actuelle de l'UE qui pourrait être couverte.

Pour la décarbonisation complète du secteur énergétique, l'UE devrait donc réduire la consommation actuelle de gaz de 70 à 90%. Ce n'est qu'alors qu'il resterait quelque chose du

²³ ASIG. «Les principes directeurs de l'industrie gazière suisse en matière de biogaz.»

²⁴ Par ailleurs, le digestat est un excellent engrais et il remplace les engrais minéraux dont la production consomme beaucoup d'énergie

²⁵ Effenberger et al. „Klassifizierung der Treibhausgas- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen.» 2014. Deutscher Bundestag. Wissenschaftliche Dienste. «Treibhausgasemissionen von Biogasanlagen.» 2014. Vogel. «Methanverluste vermeiden.» 2013.

²⁶ Ecofys. «Gas for Climate.» 2018

²⁷ Ainsi, 40% (!) des substrats sont des matières premières renouvelables. Des procédés de culture séquentiels (culture tout au long de l'année), utilisés à ce jour uniquement dans la production de biogaz en Italie, doivent en plus 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 même un recul de la production de biogaz et en particulier de son injection dans le réseau, du moins pour l'Allemagne. Pour une vue générale, consulter:

Agentur für Erneuerbare Energien. «Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende.» 2018.

²⁸ ICCT. «The potential for low-carbon renewable methane in heating, power, and transport in the European Union»

²⁹ http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg_103a – consulté le 6.4.2018

³⁰ Correspond également à l'estimation dans E3G. «Renewable and De-carbonised Gas. Options for a Zero-Emissions Society.» 2018.

potentiel renouvelable du gaz de l'UE pour la Suisse. Il n'est absolument pas possible d'évaluer la quantité de gaz renouvelable qui serait réellement disponible pour les exportations à destination de la Suisse ni à quel moment³¹. Il apparaît donc logique que la Suisse doive réduire ses besoins en gaz par des mesures d'efficacité et le remplacement des agents énergétiques, au moins dans la même mesure que l'UE.

Le biogaz importé est-il réellement du biogaz?

Si le biogaz est injecté à 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 fossile qui est importé³². Par le biais du réseau, il est par ailleurs possible d'importer du biogaz «virtuel» en Suisse. En d'autres termes, cela signifie qu'à la frontière, du gaz fossile est physiquement importé, tandis que l'importateur reçoit un certificat garantissant entre autres que la quantité de biogaz correspondante a été injectée dans un réseau de gaz fossile étranger.³³ 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 client³⁴. Selon le Conseil fédéral, aucune garantie ne permet encore de s'assurer actuellement que c'est aussi le cas dans d'autres pays exportateurs³⁵.

Tout comme dans le cadre de l'importation d'électricité renouvelable, l'importation du biogaz ne permet pas d'importer les valeurs ajoutées «renouvelable» ni «meilleur bilan des gaz à effet de serre», qui restent souvent voire toujours à l'étranger, et ce même lorsqu'il est impossible que l'unité concernée de biogaz ou d'énergie verte soit revendue. Les importations de gaz par la Suisse n'entraînent pas une augmentation proportionnelle de la production de biogaz et d'énergie verte à l'étranger. Les pays exportateurs reçoivent notamment des directives

claires de la part de Bruxelles et s'en servent pour calculer la part qui sera attribuée à la Suisse³⁶. C'est uniquement selon ces objectifs concernant les parts d'énergies renouvelables que les pays exportateurs commencent à adapter leur comptabilité vers le haut. En ce qui concerne la protection du climat, la valeur ajoutée restera toutefois dans le pays exportateur si aucun accord international n'est passé à partir de 2021 entre les pays concernés au sujet du transfert des droits d'émissions.

Dans le cas du biogaz, ces circonstances revêtent une plus grande pertinence que dans le cas de l'énergie verte. En effet, l'énergie verte importée vient compléter la production nationale déjà faible en CO₂ de la Suisse. Il s'agit donc d'un jeu à somme nulle pour le climat. Le biogaz importé doit quant à lui remplacer le gaz fossile, ce qui n'est cependant pas possible. C'est pourquoi le biogaz importé via pipeline est actuellement à juste titre associé à la taxe CO₂ pour le gaz fossile. D'un point de vue physique, du gaz fossile est exporté d'Allemagne en Suisse et la même quantité de gaz fossile est importée en plus de l'étranger vers l'Allemagne. Le client suisse achetant du biogaz importé ne profite donc actuellement pas de l'entière plus-value écologique de son biogaz – mais obtient du gaz fossile certifié.

Un transfert des droits d'émission à la Suisse est nécessaire afin qu'une stratégie d'importation du biogaz soit pertinente. Il est difficile de savoir si les pays exportateurs sont prêts à vendre leurs droits d'émission et, le cas échéant, à quel prix. Cette clarification est également importante étant donné que les clients actuels achetant du biogaz de l'étranger n'ont souvent pas conscience de cette situation. Le client doit également savoir que tous les pays exportateurs subventionnent déjà la production de biogaz, parfois même intégralement. Les majorations pour le biogaz ne sont souvent ni justifiées par la valeur ajoutée produite ni par les dépenses effectives.

³¹ Bien entendu, la petite Suisse aurait besoin d'un faible pourcentage du potentiel européen de biogaz, seulement est-il durable d'y acheter des ressources alors qu'elles ne sont déjà disponibles qu'en faibles quantités voire sont surexploitées - notamment au Danemark, l'un des principaux exportateurs de biogaz vers la Suisse? Klimaraadet. «The Role of Biomass in the Green Transition.» 2018.

³² Il doit en conséquence aussi être déclaré comme gaz fossile à la douane helvétique et grevé des impôts et taxes correspondants.

³³ Une telle attestation d'origine devrait à l'avenir aussi être utilisée pour le gaz fossile d'origine fossile, afin de permettre sa traçabilité et, par exemple, d'exclure l'importation de gaz de schistes (issu du fracking), qui nuit particulièrement à l'environnement.

³⁴ Renseignement donné par écrit par le registre allemand du biogaz le 15 mars 2018, voir aussi www.biogasregister.de

³⁵ 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 CO₂ pour la période postérieure à 2020.» 2017

³⁶ Renseignement donné par écrit par le Ministère de l'environnement fédéral allemand le 4.5.18 et par l'OFEN Marché international du biogaz dans le secteur des combustibles. 2015

Il en va autrement pour les objectifs de développement en Allemagne en ce qui concerne les énergies renouvelables: le biogaz virtuellement exporté par GO n'est pas pris en compte. Renseignement donné par écrit par le Ministère de l'environnement fédéral allemand le 8.5.18

Il resterait à déterminer si cela est également le cas pour tous les autres pays exportant du gaz vers la Suisse.

Quel rôle joue le gaz synthétique?

Sont qualifiés ici de «gaz synthétiques» tous les combustibles de forme gazeuse produits à l'aide d'électricité renouvelable (ci-après aussi «combustibles synthétiques»). Ce processus chimique, souvent appelé aussi «power-to-gas» (PtG), vise à produire de l'hydrogène par électrolyse, à l'aide de courant renouvelable. Pour des raisons techniques toutefois, l'hydrogène ne peut être injecté directement dans le réseau gazier que de manière très limitée. Il est donc généralement transformé en méthane avec le CO₂ au cours d'une étape ultérieure³⁷. Le processus PtG peut aussi être combiné à la production de biogaz: lors de la méthanisation dite directe, le CO₂ 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 brut³⁸.

L'éventualité que le gaz synthétique ou les combustibles liquides («Power-to-Liquid», PtL) soient nécessaires pour la décarbonisation de l'économie complète tient au fait qu'il n'y a pas suffisamment de biomasses issues de production durable pour remplacer les combustibles utilisés que sont le charbon, le pétrole ou le gaz par du bois, du biogaz ou des combustibles liquides biogènes partout où les processus de combustion joueront un rôle à l'avenir³⁹. La question est de savoir dans quels buts d'utilisation et dans quelles quantités le gaz synthétique pourra ou devra jouer un rôle technique et économique⁴⁰.

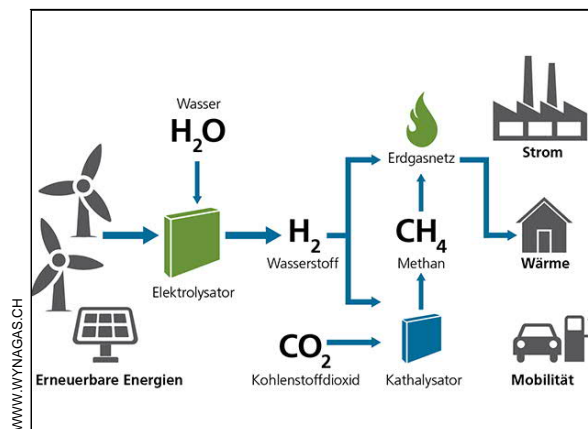
Le gaz synthétique est-il écologique?

Le gaz synthétique n'est écologique que lorsqu'il remplit au moins deux conditions⁴¹:

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.⁴²



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 gaz⁴³.

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

Il est évident que le PtG constitue une technologie récente, ses perspectives d'évolution ne peuvent encore être estimées de façon fiable pour le moment. Il est toutefois nécessaire d'identifier les défis auxquels sa progression sur le marché peut faire face: les installations PtG/PtL exigent d'importants capitaux et engendrent des coûts fixes 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, meilleur marché sont

³⁷ 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 10 ou 15%.

Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

³⁸ <https://www.energie360.ch/de/energie-360/projekte/power-to-gas-aus-erneuerbarem-strom-wird-gas/> – consulté le 13.4.2018

³⁹ Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

⁴⁰ voir p. ex. Panos & Kanan. «Challenges and Opportunities for the Swiss Energy System in Meeting Stringent Climate Mitigation Targets.» 2018. Les auteurs partent p. ex. du principe qu'en 2050, 1600 GWh H₂ seront produits à partir de courant d'origine renouvelable, mais que sur cette quantité,

seulement 230 GWh de CH₄ ou de H₂ pourront être injectés dans le réseau gazier.

⁴¹ Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

⁴² Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

Öko-Institut. «Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien.» 2014

⁴³ Actuellement, le facteur d'émissions de PtG est estimé entre 25 et 178 g CO_{2eq}/kWh. Dans le cadre d'une économie décarbonisée, cette valeur devrait baisser. 3G «Renewable and Decarbonised Gas. Options for a Zero-Emissions Society.» 2018. et Sustainable Gas Institute. «A greener gas grid – What are the options?» 2017.

les coûts de l'électrolyse⁴⁴. Les études réalisées montrent que les installations PtG/PtL ont 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 permanence⁴⁵. 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 ce cadre temporel⁴⁶. Les parts modestes de courant excédentaire disponible à l'échelle locale devraient être complétées par d'importantes quantités d'électricité renouvelable bon marché⁴⁷. Comme montré ci-dessus, ce courant doit être produit en plus, afin que le PtG/PtL contribue à la protection du climat. En conséquence, les installations PtG/PtL 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 nécessaires en plus. La question de savoir si les frais d'utilisation du réseau pour le courant utilisé seront prélevés ou non est également pertinente.⁴⁸

S'ajoutent à cela les coûts non négligeables du processus de méthanisation lorsque la production ne se limite pas au seul hydrogène. C'est particulièrement le cas quand le CO₂ nécessaire doit avant tout provenir de la technologie onéreuse de «Direct Air Capture» et moins 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 CO₂ de sources biogènes durables étant limité⁴⁹.

Même dans l'hypothèse, improbable, où l'électricité serait disponible gratuitement en quantité nécessaire (heures à pleine charge), il faut s'attendre à ce que les coûts de production du méthane synthétique soient importants⁵⁰. A l'heure actuelle, les coûts de production des combustibles et des carburants sont relativement élevés. Il n'existe par ailleurs pas encore de signe convaincant montrant qu'il est possible de s'attendre à ce que les réductions de coûts nécessaires aient lieu.

A quelle quantité de gaz synthétique suisse est-on en droit de s'attendre?

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 CO₂. 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. 36 000 GWh) et si le potentiel du biogaz indigène est exploité au maximum (env. 4000 GWh), une production d'électricité supplémentaire d'env. 57 000 GWh_{el} serait nécessaire pour couvrir les besoins restants avec le PtG national⁵¹! Cela correspond assez exactement à la production d'électricité actuelle en Suisse (qui n'est de loin pas complètement renouvelable). En d'autres termes, en plus du remplacement des centrales nucléaires vieillissantes, en plus de la fourniture d'électricité nécessaire à l'électromobilité croissante et en plus de la consommation électrique des nouvelles pompes à chaleur (qui seraient nécessaires dans un scénario où la consommation de gaz serait constante, au moins pour le remplacement des chauffages à mazout), la production d'électricité en Suisse

⁴⁴ Agentur für Erneuerbare Energien. «Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende.» 2018.

⁴⁵ Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018 et ZHAW. Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz. 2018 (bon résumé 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.

⁴⁶ Agora Energiewende. «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.

⁴⁷ Agora Energiewende. «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.

⁴⁸ Energy Brainpool. «Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs.» 2018.

⁴⁹ Il est actuellement encore possible d'utiliser des sources ponctuelles de CO₂ fossile (notamment les centrales au charbon ou les cimenteries) pour la méthanation. Dans quelques décennies, ces sources de CO₂ ne seront cependant plus disponibles étant donné que les grandes installations de combustion d'énergies fossiles sans stockage complet du CO₂ en-dehors de l'atmosphère ne sont pas compatibles avec une économie décarbonisée.

⁵⁰ Un tour d'horizon de la littérature a déterminé des valeurs entre 10 et 110 Rp/kWh PtG. ZHAW. «Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz.» 2018.

⁵¹ 32'000 GWh PtG produits à base d'électricité avec un rendement moyen de 0,56.

devrait être doublée – et ceci dans un délai de deux à trois décennies⁵². 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 n'est pas justifié.

Les quelques études existantes au sujet du potentiel du PtG en Suisse estiment la production de méthane synthétique à 1100-1200 GWh/a pour 2050⁵³. Il serait ainsi possible de couvrir un septième des ventes de gaz actuelles, même selon le potentiel de biogaz domestique maximal.

Bien entendu, ni le gaz synthétique ni le biogaz ne doivent obligatoirement être toujours produits dans le pays. Les importations de PtG pourraient permettre à la Suisse de réduire en partie ses besoins supplémentaires en production d'électricité renouvelable. Toutefois, à l'étranger, les mêmes restrictions et défis s'appliquent en principe à la production de PtG commercialisable et la mise en place des infrastructures (de transport) nécessaires.

Quels sont les objectifs de l'économie gazière? Comment seront-ils accomplis?

L'économie gazière s'est fixé pour objectif intermédiaire d'augmenter à 30% la part de biogaz et de gaz synthétique d'ici 2030⁵⁴. Dans le cadre de ces objectifs, il est souvent éludé qu'ils ne se fondent pas du tout sur la consommation totale de gaz, mais seulement sur le secteur du chauffage (voire uniquement sur la consommation de gaz des ménages)⁵⁵. Selon la valeur de référence, les estimations du secteur gazier prévoient ainsi qu'en 2030, 80 à 90% de sources d'énergie fossiles dans le réseau de gaz! Dans la mesure où l'on ne s'attend pas à une remarquable réduction de la consommation de gaz, l'objectif renouvelable de l'économie gazière est largement insuffisant par rapport aux exigences de la protection du climat (cf. ci-avant). Même si l'objectif intermédiaire était atteint bien plus tôt, le secteur gazier manque jusqu'à aujourd'hui encore de stratégies pour le remplacement des 80 à 90% de gaz fossile restants avant 2040.

⁵² Ces calculs sont naturellement très simplifiés et ne tiennent par exemple pas compte des importations. Mais comme pour le biogaz et le PtG, la Suisse ne doit pas, en matière d'électricité renouvelable, compter sur une capacité d'importation illimitée de l'étranger.

⁵³ IET. „Potential für überschüssige erneuerbare Energie in der Schweiz.“ 2014 et présentation du Dr. Carrea (SVGW) «Das Erdgasnetz der Zukunft» lors du congrès des communes Pusch du 25.08.2017.

Il est cependant encore plus inquiétant que les belles paroles pour le secteur n'aient toujours pas véritablement été concrétisées par des actes. Selon les mots de Rony Kaufmann, PDG de l'alliance du service public Swisspower: «Le secteur gazier ne fait depuis 50 ans rien d'autre que gérer des réseaux gaziers et produire du gaz. Si le secteur souhaite sérieusement passer à une production durable pour le gaz, elle doit s'intéresser de près au biogaz. Je ne connais aucun fournisseur de gaz concerné qui ait entrepris cette démarche.»⁵⁶

Où les gaz renouvelables sont-ils (absolument) nécessaires? Où doivent-ils être utilisés?

Une stratégie gazière durable fait toujours partie intégrante d'une stratégie complète pour l'énergie et le climat dans le respect de l'Accord de Paris sur le climat. Bien qu'une telle stratégie n'existe pas encore pour la Suisse, il est évident que les quantités, même limitées, de gaz renouvelable doivent être utilisées en priorité dans tous les secteurs pour lesquels aucune autre solution compatible avec l'Accord de Paris, notamment l'efficacité énergétique ou la transition vers des sources d'énergie n'émettant pas de CO₂, n'existe pas encore. L'un des critères d'application déterminants pour le gaz renouvelable réside dans «l'absence d'alternative» liée à la protection du climat dans le cadre d'une précise soumission à des critères d'efficacité et de coûts.⁵⁷ En effet, peu importe nos besoins en combustibles propres pour l'avenir, il est clair que ces derniers ne seront pas disponibles en quantités illimitées.

Le gaz synthétique est-il nécessaire dans le secteur du bâtiment?

Les avantages du gaz synthétique (ou aussi ceux du combustible et du carburant liquide) par rapport à l'utilisation directe de l'électricité résident dans sa densité énergétique élevée, la capacité à le stocker et l'infrastructure en partie déjà en place – des caractéristiques que les combustibles synthétiques partagent avec les combustibles fossiles⁵⁸. Les

⁵⁴ ASIG. „Energieversorgung der Zukunft.“ Document de synthèse. 2016

⁵⁵ Exposé de H.C. Angele du 18.05.2018

⁵⁶ lors du congrès sur le chauffage 2018 du 24.10.2018.

⁵⁷ cf. Referat d'A. Kirchner lors du congrès sur le chauffage 2018 du 24.10.2018 et E3G. «Renewable and Decarbonised Gas. Options for a Zero-Emissions Society» 2018

⁵⁸ Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

combustibles fossiles ont toutefois un gros désavantage: comparée à l'utilisation directe de l'électricité, leur production entraîne d'importantes pertes énergétiques lors de la transformation. Deux conséquences immédiates en résultent: d'une part, les coûts du PtG (et du PtL) sont en principe nettement plus élevés que ceux de l'utilisation directe de l'électricité. D'autre part, il en résulte un besoin sensiblement plus important de production d'électricité d'origine éolienne et solaire⁵⁹. Ainsi, le PtG ne permet aujourd'hui de ne produire en moyenne que 0,56 kWh de combustible à partir de 1 kWh de courant de production renouvelable⁶⁰.

Les pertes de rendement au cours de la chaîne de production sont à l'origine d'un à de nombreuses autres technologies, celle-ci occasionne un effet de levier particulier: elle permet en effet d'exploiter la chaleur de l'environnement (présente dans l'air, le sol ou l'eau), dont la quantité est supérieure à celle de l'électricité nécessaire pour faire fonctionner la pompe, de sorte que des valeurs rendement total d'une pompe à chaleur électrique est ainsi quatre à six fois supérieur à celui des solutions alternatives alimentées par des gaz synthétiques. Bien entendu, le rendement de l'électrolyse et de la méthanisation va encore s'améliorer dans le sillage du progrès technique, des investissements dans la recherche et le développement, et d'une pénétration accrue sur le marché⁶¹. Cependant, de telles améliorations devraient aussi se produire dans le domaine des pompes à chaleur dans une moindre mesure.

Tant qu'il n'est pas clairement attesté que ce désavantage indéniable des gaz synthétiques, qui repose sur des principes physiques, ne peut pas être surcompensé par d'autres avantages⁶² – 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.

Dans le secteur du chauffage des bâtiments, cela signifie que la baisse importante des besoins énergétiques⁶³, l'utilisation directe des énergies renouvelables (soit avant tout l'utilisation de chauffage issu de la géothermie profonde, de la thermie solaire et, dans une mesure limitée du bois), ainsi que les pompes à chaleur alimentées par de l'énergie renouvelable constituent la voie à suivre. Ce n'est que lorsque les alternatives présentées ci-avant ne sont pas possibles pour des raisons techniques ou économiques, notamment dans les centres classés et protégés ou présentant des exigences géologiques spécifiques ou une grande densité, que les combustibles synthétiques peuvent représenter une alternative; soit comme agent énergétique unique – avec des piles à combustible CCF ou des chaudières à condensation – ou en lien avec des pompes à chaleur en guise de chauffages hybrides⁶⁴. Il serait toutefois contreproductif que la perspective de l'utilisation des combustibles synthétiques basée sur l'électricité dans des chaudières à gaz ou à pétrole mène à une réduction du nombre de bâtiments rénovés pour en optimiser l'efficacité énergétique. Ce point relève notamment de la longue durée de vie des bâtiments: en effet, seule une rénovation énergétique permet de conserver toutes les options pour des décisions ultérieures en matière de technologie de chauffage – que ce soit en faveur d'une pompe à chaleur ou du gaz synthétique – et d'offrir la flexibilité nécessaire pour le cas où des attentes particulières à l'égard de l'évolution future des coûts des agents énergétiques devaient ne pas se concrétiser⁶⁵.

Il reste au gaz synthétique avant tout les champs d'application où une utilisation efficace et directe d'énergies renouvelables ou de l'électricité n'est pas possible⁶⁶. En font partie, le cas échéant, le transport routier sur de longues distances, le secteur des transports aériens et

⁵⁹ Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

⁶⁰ Institut Öko. «Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien.» 2014

⁶¹ Agentur für Erneuerbare Energien. «Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende.» 2018.

⁶² 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. Ou

sont les coûts d'exploitation bas de l'électricité utilisée directement?

⁶³ Agora Energiewende. «Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus?» 2018

⁶⁴ Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

Chauffer un parc immobilier mal isolé, sans isolation supplémentaire, à 100% avec des combustibles synthétiques devrait toutefois s'avérer très peu rentable à long terme – en particulier si la demande des secteurs disposant d'un fort pouvoir d'achat fait grimper le prix des combustibles.

⁶⁵ Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

⁶⁶ ZHAW. «Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz.» 2018

maritimes, les processus à très hautes températures dans l'industrie, les substances organiques chimiques et éventuellement le stockage saisonnier de l'électricité (voir plus bas). Ce constat confirme les résultats des nombreux scénarios de protection du climat établis à ce jour pour le système énergétique global (surtout en Allemagne) jusqu'en 2050⁶⁷. Sur le plan de l'infrastructure, il en résulte d'autres exigences que celles valant à ce jour – l'une des conséquences étant que le réseau de distribution de gaz existant perd sa raison d'être essentielle, c'est-à-dire l'approvisionnement de différents biens immobiliers pour des applications à faible température.

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

L'argument le plus souvent avancé pour la préservation du réseau de distribution de gaz et le développement éventuel d'une infrastructure PtG est l'utilisation des excédents d'électricité en été et l'assurance de la sécurité de l'approvisionnement électrique en hiver. 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 est d'autant plus valable que la charge électrique en hiver devrait encore augmenter en raison d'un développement massif des pompes à chaleur et de la mobilité électrique, et ce malgré l'exploitation des potentiels d'efficacité existants⁶⁸. L'excédent de production électrique d'origine solaire et éolienne pourrait être stocké sous forme de gaz synthétique à un rythme saisonnier, pour être réinjecté dans les turbines à gaz ou les centrales à cycle combiné en hiver.

La littérature est partagée sur la question de savoir dans quelle mesure le cas, extrême, d'une baisse de production de deux semaines en Europe centrale représenterait un danger pour la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse⁶⁹. L'étude la plus récente commandée par l'OFEN arrive à la conclusion qu'en 2035, le besoin de stockage supplémentaire



ASIG

pour la couverture de la charge résiduelle – c'est-à-dire de la demande non couverte par la production d'électricité disponible – pendant deux semaines complètes, sera de 500 GWh_{el} au maximum, même avec les hypothèses les plus conservatrices⁷⁰. À titre de comparaison: la contenance énergétique des centrales hydrauliques à accumulation en Suisse est actuellement de près de 9000 GWh_{el}⁷¹. À moyen terme, le développement nécessaire par rapport au potentiel de stockage actuel est donc modéré. Si les estimations de l'OFEN étaient fausses et que la baisse de la production devait durer plus longtemps, ou que des difficultés sur les lignes électriques devaient gêner les importations, la situation ne s'améliorerait pas pour autant pour PtG. Le fait de couvrir l'approvisionnement électrique de l'hiver à l'aide de gaz synthétique de 7000 GWh/a (d'après les estimations d'une étude) nécessiterait une production d'électricité propre excédentaire (!) de 18 000 GWh/a. Il faudrait pour cela construire des centrales solaires 18 GW qui produiraient toute l'année de l'électricité exclusivement pour Power-to-Gas.⁷² Il est difficile d'imaginer qu'il serait possible de trouver suffisamment de propriétaires immobiliers pour mettre la surface de leurs bâtiments à disposition pour produire de l'électricité qu'ils ne pourraient même pas utiliser.

⁶⁷ Agentur für Erneuerbare Energien. «Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende.» 2018. «Alors que toutes les études défendant des objectifs de protection du climat ambitieux s'entendent pour dire que le PtG est indispensable comme option de flexibilité dans le secteur électrique, le potentiel le plus important pour le PtG se dessine, tous comptes faits, dans le secteur des transports et de l'industrie.»

⁶⁸ SATW. «Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende.» 2016

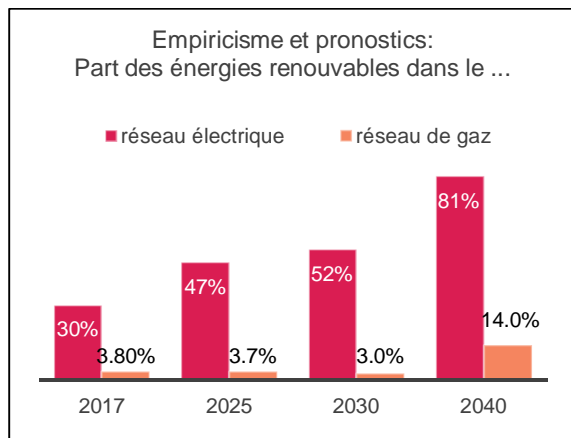
Ce serait pourtant indispensable si l'utilisation du gaz dans le secteur des bâtiments et des transports était faible et s'accompagnait du démantèlement correspondant du réseau de distribution du gaz.

⁶⁹ Pour une vue d'ensemble des différentes études, voir la «Fiche d'information sécurité de l'environnement» de l'Alliance-Environnement

⁷⁰ OFEN. «Modélisation de l'adéquation du système électrique en Suisse.» 2017

⁷¹ SATW. «Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende.» 2016

⁷² ZHAW. «Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz.» 2018



Pour finir, il n'apparaît pas clairement quand, ni dans quelle mesure la Suisse aura besoin de solutions saisonnières supplémentaires pour le stockage de l'électricité. Les conditions à l'égard de l'infrastructure sont en revanche limpides si l'on désire miser sur le PtG. Et cet aspect est souvent oublié: le réseau de distribution de gaz n'est pas nécessaire, puisque son potentiel de stockage est de toute manière faible (voir plus haut) et parce que le processus PtG comme la réinjection s'avèrent plus rentables dans les unités centrales, de plus grandes dimensions. En revanche, 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 nécessaires⁷³. Toute l'infrastructure devrait pouvoir se refinancer avec un nombre extrêmement 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.

Faut-il se passer totalement du gaz pour le remplacer par une stratégie purement fondée sur l'électricité?

Tel que mentionné ci-dessus, le gaz renouvelable garde la priorité pour certaines utilisations (notamment l'aéronautique ou les procédés industriels à haute température) lorsqu'une utilisation directe d'énergies renouvelables ou d'électricité verte semble actuellement compliquée pour des raisons techniques ou économiques. Par

⁷³ Les centrales CCF jouent ici aussi un rôle plutôt secondaire, puisqu'en plus du courant, elles produisent avant tout de la chaleur à basse température, pour laquelle d'autres solutions plus judicieuses peuvent être exploitées (voir plus haut). – aussi parce que la chaleur ne serait disponible que quelques heures par année.

⁷⁴ les aborder tous dépasserait cependant le cadre de la présente publication.

ailleurs, si des potentiels durables de gaz renouvelables venaient à se présenter, il est tout à fait possible d'en planifier une utilisation intelligente. En effet, il convient de ne pas perdre de vue qu'une électrification sous-entend, elle aussi, des défis⁷⁴:

- l'électricité n'est bien entendu pas totalement neutre en CO₂ ni le mix moyen actuel dans le réseau, qui n'est pas non plus à 100% composé d'électricité propre. De plus, la part actuellement renouvelable dans le réseau électrique est actuellement bien plus élevée que pour le réseau de gaz et elle va le rester à l'avenir (cf. figure)⁷⁵. Par ailleurs, un système de pompe à chaleur moyen présente déjà un facteur d'émission plus bas qu'un chauffage au gaz standard dans le cadre du mix hivernal actuel.⁷⁶
- Le besoin d'adaptation persistant (dans le cadre du remplacement des centrales nucléaires) pour les énergies renouvelables propres et domestiques se renforce (surtout en hiver) au travers de la transition vers l'utilisation de pompes à chaleur électriques et de l'électromobilité. Par ailleurs, une stratégie PtG tenant compte d'autres facteurs que les simples «excédents de production» renouvelables nécessite des capacités de production d'électricité bien supérieures (cf. ci-avant)
- des besoins en électricité supérieurs peuvent nécessiter une nouvelle extension du réseau électrique. Par ailleurs, l'étendue effective de cette extension du réseau fait l'objet de débats.⁷⁷

Conclusions: quel avenir pour l'infrastructure gazière?

Dans l'état des connaissances actuelles et en regard des développements attendus à l'avenir, 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 compte des potentiels limités

⁷⁵ Entso-E & EntsoG. TYNDP 2018 Scenario Report. 2018; Agora Energiewende. "The European Power Sector in 2018. Eurostat. Energy Statistics." (nrg_cb_gas; nrg_cb_rw). 2019.

⁷⁶ KBOB. Ökobilanzdaten im Baubereich 2009/1:2016. 2017

⁷⁷ Agora Energiewende. „Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030.“ 2018.

du biogaz indigène et importé, ainsi que des perspectives incertaines du PtG.

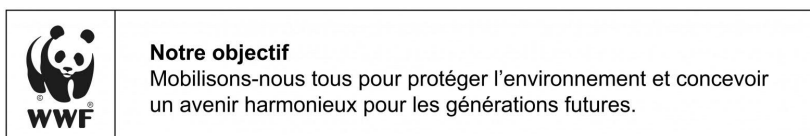
Les conséquences pour l'infrastructure nécessaire sont significatives. Elles sont d'une part de nature quantitative, étant donné que son utilisation va diminuer de manière drastique. D'autre part, elles sont qualitatives, différents éléments (p. ex. les réseaux de distribution régionaux) étant probablement (encore) moins utilisés que d'autres (p. ex. conduites de transport à distance ou stockage). Indépendamment du lieu et de la rapidité à laquelle les ventes reculeront, une adaptation de la durée d'amortissement, de la tarification et de la planification de l'entretien s'avère nécessaire, de même qu'une planification du démantèlement intelligente et différenciée à l'échelle régionale. Si ces mesures ne sont pas prises, l'exposition au risque des exploitants et propriétaires de réseaux – c'est-à-dire les fournisseurs de gaz, mais aussi les villes et les communes – va fortement augmenter.

Si l'on souhaite gérer la planification et l'exploitation d'un réseau de gaz avec l'espoir d'une révolution PtG, il vaut mieux miser sur un fonds d'assurance. Celui-ci pourrait servir à financer les mesures de protection du climat pour le cas où le PtG commercialisable disponible ne suffirait pas et que les émissions fossiles seraient ainsi renforcées dans le cadre d'un réseau de gaz toujours trop conséquent (Lock-in-Effect). Afin de compenser totalement ces émissions par des émissions négatives, il conviendrait d'ajouter au prix du gaz des cotisations d'assurance suffisantes (par exemple à hauteur de 200 SFR/t CO₂), en plus des taxes sur le CO₂ déjà en vigueur.

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 de l'infrastructure gazière communale ne doit plus ignorer les exigences de la protection climatique.

Bien que cela ait été présenté différemment à plusieurs reprises: le WWF Suisse n'attend ni n'exige le démantèlement total du réseau gazier. Nous souhaitons simplement indiquer qu'il n'existe actuellement pas de scénario suffisamment complet et documenté ni de stratégie convaincante concernant la façon pour l'économie gazière de décarboniser totalement en deux ans l'approvisionnement en gaz en partant du niveau de ventes actuel, voire avec un niveau de ventes légèrement réduit. Le réseau gazier constitue ainsi une bombe à retardement climatique.

Ce risque a jusqu'à présent été négligé, activement ou non, par la plupart des directions et conseils d'administration des fournisseurs de gaz, que ce soit par ignorance ou par peur des conséquences. Pourtant, des solutions existent encore: il s'agit de s'engager sans réserve à contribuer à la protection du climat, de réunir les connaissances nécessaires, mais aussi de reconnaître et de tirer les conséquences qui s'imposent pour l'entreprise en toute impartialité.



WWF Suisse

Avenue Dickens 6
1006 Lausanne

Tél.: +41 21 966 73 73
Fax: +41 21 966 73 74
E-mail: service-info@wwf.ch
wwf.ch/contact
Dons: CP 12-5008-4