

Erdgas – Biogas – Power-to-Gas

Potenziale, Grenzen, Infrastrukturbedarf



© GLOBAL WARMING IMAGES / WWF

Executive Summary

Das im Pariser Klimavertrag verankerte Ziel, katastrophale Klimastörungen zu vermeiden, erfordert es, die Verbrennung von fossilem Erdöl und Erdgas in der Schweiz innerhalb von maximal zwei Jahrzehnten nahezu vollständig zu beenden. Das führt zu der Frage, in welchem Ausmass sich Erdgas¹ in dieser Frist durch erneuerbare Gase (darunter werden in diesem Papier Biogas sowie synthetisches Gas auf Basis erneuerbarer Energien verstanden) ersetzen lässt. Damit Biogas mittelfristig überhaupt klimaverträglich bleibt, muss dessen Treibhausgasbilanz signifikant verbessert werden. So oder so kann einheimisches Biogas auch unter Ausnützung des gesamten Potenzials nicht mehr als ein Neuntel des heutigen Absatzes von fossilem Erdgas substituieren. Importiertes Biogas kommt als

¹ Im Fokus dieses Papiers stehen gasförmige Energieträger, weil hier die gesellschaftliche Debatte erst am Anfang steht. Für den WWF Schweiz ist es selbstverständlich, dass die Nutzung von Erdöl (und Kohle) ebenfalls entsprechend des

Schweizer CO₂-Budgets umgehend und vollständig zu reduzieren ist. Dieses Papier skizziert *nicht* die umfassende Klimastrategie über alle Energieträger und Sektoren, die es selbstverständlich braucht.

wirklich nachhaltige Lösungsoption nur begrenzt in Frage, allein weil dessen nachhaltiges Potenzial in Europa viel zu niedrig ist für die dortige Dekarbonisierung des Energiesektors. Zudem erhält der Schweizer Kunde von Import-Biogas derzeit nicht den vollen ökologischen Mehrwert seines Biogases geliefert – sondern fossiles Erdgas mit Zertifikat. Synthetische Gase sind nur dann klimaverträglich, wenn sie u. a. mithilfe von 100% zusätzlich erzeugtem, erneuerbaren Strom produziert werden. Die hohen Wirkungsgradverluste im Power-to-Gas-Verfahren (PtG) führen dazu, dass die Kosten von synthetischem Gas prinzipiell deutlich höher sind als die der direkten Stromnutzung (Wärmepumpen, E-Mobilität), und dass ein sehr hoher Zusatzbedarf an Stromproduktion v. a. aus Wind und Sonne entsteht. Im Gebäudesektor sind daher die Senkung des Energiebedarfs, der direkte Einsatz erneuerbarer Energien (Tiefengeothermie, Solarthermie, Holz) sowie die Wärmepumpe mit erneuerbarem Strom die Mittel der Wahl. Für synthetisches Gas verbleiben vor allem diejenigen Anwendungsfelder, wo eine effiziente, direkte Nutzung von Strom nicht möglich ist. Ob PtG für die saisonale Stromspeicherung erforderlich sein wird, ist noch unklar. Selbst wenn PtG zu diesem Zweck zum Einsatz käme, würde das Gasverteilnetz dafür nicht gebraucht.

Es ist davon auszugehen, dass der Absatz gasförmiger Energieträger in der Schweiz innerhalb weniger Jahrzehnte massiv zurückgehen muss und wird. Dies hat Konsequenzen für die Eigner und Betreiber von Gasnetzen – also Gasversorger sowie Städte und Gemeinden: Dringend erforderlich sind Anpassungen bei Abschreibungsdauer, Pricing, Unterhaltsplanung – und der Einstieg in eine intelligente, regional differenzierte Rückbauplanung der Gasnetze. Unterbleibt dies, steigt die Risikoexposition für die Betreiber und Eigner von Gasnetzen stark und die Pariser Klimaziele rücken in weite Ferne.

Wie und wozu nutzen wir Erdgas heute?

Knapp 14% des Endenergieverbrauchs der Schweiz werden durch Erdgas bereitgestellt – der Energieträger steht damit an dritter Stelle hinter Erdöl und Wasserkraft². Während der Erdgasverbrauch in absoluten

² Diese und alle vergleichbaren Daten aus BfE. Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2017 sowie VSG. Jahresstatistik. 2018. In Anlehnung an die Gesamtenergiestatistik wird der untere Heizwert ausgewiesen.

³ Einzig Portugal weist eine höhere Wachstumsrate auf. In UK ist das Netz in den vergangenen Jahren sogar geschrumpft und in den Niederlanden wird ein Teil des Gasnetzes in der Region Groningen zurück gebaut. VSG.

Zahlen zuletzt ziemlich konstant blieb (2017 rund 35'000 GWh Bruttoenergieverbrauch), stieg sein Anteil am (sinkenden) Gesamtverbrauch stetig an. Fast zwei Drittel des Erdgases wird für Niedertemperaturanwendungen (Raumwärme und Warmwasser) in Haushalten und Dienstleistungsbetrieben verbraucht, gut ein Drittel in der Industrie (Prozesswärme). Im Verkehr und der Schweizer Stromerzeugung spielen gasförmige Energieträger bislang eine untergeordnete Rolle. Sämtliches Erdgas in der Schweiz wird importiert – zum grössten Teil aus der EU, Russland und Norwegen.

Das Rohrleitungsnetz der Schweiz umfasst ohne Hausanschlussleitungen knapp 20'000 km – der grösste Teil davon (rund 17'500 km) in regionalen Verteilnetzen. Im internationalen Vergleich ist es zwar eher klein, in den letzten zehn Jahren aber mit knapp 2% p.a. rekordverdächtig stark gewachsen³. Das schweizerische Erdgasnetz ist nicht auf die Speicherung von grossen Erdgasmengen ausgelegt: Das Gasnetz selbst kann (aufgrund von Druckschwankungen) gerade mal 28 GWh speichern. Hinzu kommen kleinere Tagesspeicher mit zusammen 49 GWh Speicherkapazität. Damit kann der Schweizer Erdgasverbrauch für ganze 18 Stunden gedeckt werden. Darüber hinaus verfügt die Schweiz über keine eigenen grossen Erdgasspeicher. Zum Ausgleich von kleinen Schwankungen sowie zur Absicherung gegen Versorgungsstörungen hat sie staatsvertraglich abgesicherte Zugangsrechte zum Kavernenspeicher in Etrez Frankreich. Die für die Schweiz insgesamt rechtssicher verfügbare Speicherkapazität für Erdgas beläuft sich auf insgesamt 1'510 GWh⁴ und deckt den Schweizer Verbrauch somit für 15 Tage.

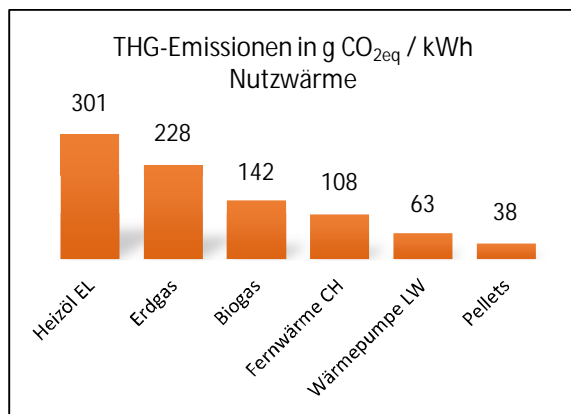
Wie relevant ist Erdgas für Klimaschutz?

Bei der Verbrennung von Erdgas entsteht das Treibhausgas CO₂. Eine noch stärkere Klimawirkung hat Erdgas, wenn es nicht verbrannt wird, sondern direkt in die Atmosphäre gelangt, da Methan ein deutlich höheres Treibhausgaspotenzial hat als CO₂. Aus Klimaschutzgründen sollte Erdgas in jedem Fall möglichst unter der Erdoberfläche bleiben⁵.

Jahresstatistik. 2008-2018; 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>

⁴ HSR. Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz. 2017
⁵ Es sprechen auch weitere Gründe wie Importunabhängigkeit, Geopolitik, Wertschöpfung im Inland für eine Abkehr

Erdgas hat im Heizkessel einen Emissionsfaktor von 228g CO_{2eq} pro kWh Nutzenergiegehalt unter Berücksichtigung der Förderung und des Transportes in die Schweiz⁶. Die spezifischen Emissionen sind damit ein Viertel niedriger als die von Heizöl, deutlich grösser als bei Biogas (142g CO_{2eq} pro kWh) und rund sechsmal höher als die von Holzpellets⁷. Die Nutzung von Erdgas als Brennstoff verursacht in der Schweiz pro Jahr rund 7 Mio. t CO_{2eq}, gut ein Fünftel der energiebedingten CO₂-Emissionen der Schweiz.⁸



Wenn die Schweiz das von ihr ratifizierte internationale Klimaabkommen von Paris ernst nimmt, dann verfügt sie ab dem Jahr des Inkrafttretens (2016) noch über ein Budget für die inländischen Netto-Emissionen von max. 450 Mio. t CO_{2eq}. Bei linearer Reduktion muss die Schweiz ihre Netto-Emissionen im Inland somit spätestens bis zum Jahr 2038 auf null absenken.⁹ Und selbst, wenn man weniger stringente Annahmen heranzieht, um der Schweiz ein paar weitere Jahre fossile Emissionen zuzugestehen, kommt man nicht darum herum: mit der Verbrennung aller fossilen Rohstoffe und damit auch von Erdgas muss bereits in zwei bis drei Jahrzehnten Schluss sein¹⁰. Die nahe Zukunft lautet 100% erneuerbar und 0% Verschwendung. Denn „Netto-Null“ erlaubt allenfalls noch jene Emissionen – beispielsweise aus der Landwirtschaft – die sich nach heutigem Kenntnisstand nicht ganz

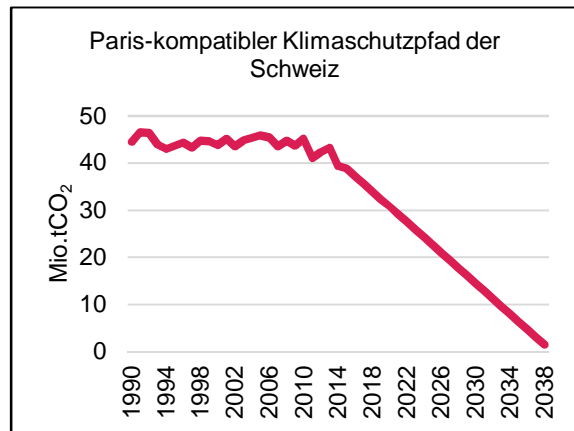
von fossilem Erdgas. Diese stehen im vorliegenden Papier nicht im Vordergrund.

⁶ Manchen Studien zufolge wird dabei die Methan-Leckage bei Förderung und Transport deutlich unterschätzt. In jedem Fall hätte Fracking-Gas einen deutlich höheren Emissionsfaktor. <https://jeremyleggett.net/2016/05/09/an-open-letter-to-solar-companies-beware-alliance-with-the-gas-and-oil-industry/> abgerufen am 23.05.18 und <https://arstechnica.com/science/2018/06/study-us-oil-and-gas-methane-emissions-have-been-dramatically-underestimated/> abgerufen am 26.06.18

⁷ KBOB. Ökobilanzdaten im Baubereich 2009/1:2016. 2017

⁸ BAFU. Emissionen von Treibhausgasen nach revidiertem CO₂-Gesetz und Kyoto-Protokoll, 2. Verpflichtungsperiode (2013–2020). 2017

⁹ EBP. CO₂-Budget der Schweiz. Kurzbericht. 2017
Dieser Wert entspricht recht gut den Erkenntnissen des IPCC-Sonderberichts zu 1.5 Grad. Die Gaswirtschaft strebt



eliminieren lassen und deshalb durch negative Emissionen kompensiert werden müssen. Die hierzulande von Erdgas bedienten Verwendungszwecke – Raumwärme, Warmwasser, Industrieprozesse – können und müssen sich dagegen auch ohne fossile Energien bereitstellen lassen. Insbesondere im Gebäudesektor lässt sich der heutige Energiebedarf stark reduzieren und der Rest durch erneuerbare Energien decken¹¹.

Kurz: Das gesamtgesellschaftlich und global getragene Ziel, katastrophale Klimastörungen zu vermeiden, erfordert es unter anderem, die Verbrennung von fossilem Erdgas in der Schweiz innerhalb von maximal zwei Jahrzehnten nahezu vollständig zu beenden.¹²

Wenn für fossiles Erdgas kein Platz mehr ist im Energieversorgungssystem der nahen Zukunft, dann stellt sich die Frage, welche Rolle klimaverträglichere Energieträger wie Biogas oder synthetisches Gas spielen können, und welche Infrastruktur es dafür braucht.

Wie entwickelt sich der Gasabsatz?

Ob die Schweiz bereits «Peak Gas» überschritten hat oder dies in sehr naher Zukunft geschieht, ist

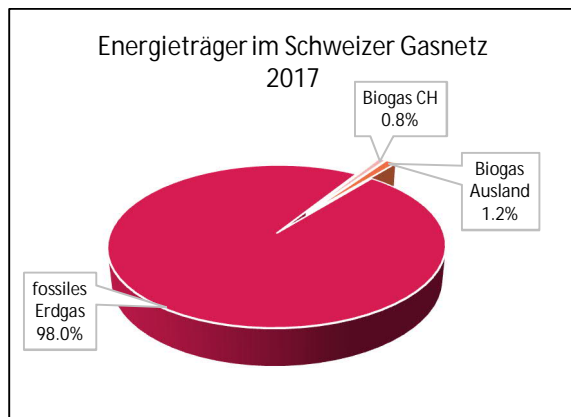
dagegen die Dekarbonisierung offenbar erst rund 100 Jahre später an: <https://www.erdgas.ch/wissen/detail/knowledge-topic/2-erneuerbare-gase/>

¹⁰ Daraus errechnet sich eine jährliche Absenkrate der CO₂-Emissionen von fast vier Prozentpunkten. **Damit ist offenkundig, dass es heute eben nicht mehr ausreicht, eine Öl- durch eine Gasheizung zu ersetzen.** Denn dies entspräche bloss einer jährlichen Reduktionsrate von 1.25% (25% geteilt durch 20 Jahre Lebensdauer).

¹¹ Agora Energiewende. Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus? 2017: „Dabei kommt der Minderung des Primärenergieverbrauchs von Gebäuden eine entscheidende Bedeutung zu, um die Klimaschutzziele zu erfüllen.“

¹² Zum selben Schluss gelangen Studien für Grossbritannien (McGlade et al. The future role of natural gas in the UK: A bridge to nowhere? 2018) und für die EU (Tyndall. Natural Gas and Climate Change. 2017)

irrelevant. Denn der Abwärtstrend ist absehbar. Der bislang höchste Bruttoenergieverbrauch gasförmiger Energieträger wurde im Jahr 2013 verzeichnet. Klar ist, dass in einzelnen Regionen (wie z. B. in den Städten Winterthur und Zürich) der Gasverbrauch bereits seit Jahren zurück geht. Und in der EU ist Peak Gas längst erreicht: schon seit 2005 sinkt der Gasendverbrauch um mittlerweile mehr als 12%.¹³



Wie stark der Gasverbrauch künftig auch in der Schweiz zurückgehen könnte, zeigte bereits 2011 eine von BfE und Gasbranche in Auftrag gegebene Studie. Danach wird die Gasnachfrage in der Schweiz je nach Versorgungsgebiet und Szenario von 2008 bis 2050 um 45% bis 86% zurückgehen! In diesen Zahlen sind aktuelle Rahmenbedingungen wie das Pariser Klimaabkommen, die neuen klimawissenschaftlichen Erkenntnisse des IPCC, die MuKEN 2014 und die laufende CO₂-Gesetz-Revision noch nicht mal berücksichtigt. Und selbst in der «Business-as-usual»-Betrachtung sinkt der Gasabsatz bis 2050 um rund die Hälfte.¹⁴ Treiber hierfür sind offenbar nicht allein klimapolitische Rahmenbedingungen, sondern auch der Rückgang des Raumwärmebedarfs und die Kostenvorteile alternativer Wärmeerzeugungstechnologien. D. h. der Gasabsatz wird in jedem Fall stark zurückgehen – unter aktualisierten Annahmen womöglich noch weit stärker als 2011 prognostiziert. Und der verbleibende Gasbedarf muss in der gleichen Frist komplett dekarbonisiert werden. Das gilt auch in der EU¹⁵.

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

¹⁴ BfE. Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme. 2011.

¹⁵ Eine Analyse von Prognos zeigt, dass für fast alle wichtigen europäischen Gasländer Szenarien vorliegen, in denen der Einsatz von Erdgas auf einen Bruchteil des derzeitigen Niveaus (ca. 10 %) reduziert oder sogar vollständig auslaufen wird, wenn Energie- und Klimaziele bis 2050 erreicht oder übertroffen werden. Prognos. Klimaschutz und

Welche Rolle spielt Biogas?

Gemäss der Gesamtenergiestatistik des BfE wurden 2017 rund 1'410 GWh Bruttoenergie in Form von Biogas produziert¹⁶. Ein Fünftel davon (296 GWh) wurden ins Gasnetz eingespeist, der Rest am Standort der Biogasanlage zu Strom und/oder Wärme verbrannt. Denn wegen des hohen technischen Aufwands lohnt sich die Aufbereitung und Einspeisung derzeit nur für überdurchschnittlich grosse Biogasanlagen in der Nähe des bestehenden Gasnetzes (schweizweit im Jahr 2017 lediglich 27). Zu dem eingespeisten Schweizer Biogas kamen 2017 weitere 433 GWh importiertes Biogas aus dem Ausland (v. a. aus Deutschland und Dänemark). Zwar sind sowohl Biogas-Einspeisung als auch Biogas-Import in der jüngsten Vergangenheit angestiegen. Zusammengenommen macht Biogas trotzdem bislang bloss rund 2% des gesamten Gasabsatzes aus.¹⁷ Vor diesem Hintergrund grenzt die Wortmarke «Erdgas Biogas» (oder gar in der umgekehrten Reihenfolge «Biogas Erdgas»), mit der sich die Branche nach aussen darstellt, an Verbrauchertäuschung. Damit es den Mengenverhältnissen entspricht, müsste der Schriftzug «Biogas» 50mal kleiner gesetzt werden als «Erdgas».



Biogas aus der Schweiz

Gerade angesichts des bisher verschwindend kleinen Lösungsbeitrags durch einheimisches Biogas ist es unerlässlich, dass die naturverträglichen Schweizer Biogaspotenziale CO₂-arm, zügig und umfassend ausgeschöpft werden und – sofern notwendig – dafür förderliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Aber wieviel mehr Biogas lässt sich in der Schweiz nachhaltig produzieren? –Die Angaben dazu variieren je nach Studie in Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen¹⁸. Einig ist man sich beim Substrat mit den grössten Perspektiven:

Gasinfrastruktur. 2018. Ebenso E3G. Renewable and Decarbonised Gas. Options for a Zero-Emissions Society. 2018.

¹⁶ BfE. Gesamtenergiestatistik 2017. 2018

¹⁷ VSG. Jahresstatistik 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.

Hofdünger. Orientiert man sich an der neuesten Publikation, so kommt man hierfür auf ein technisch-nachhaltig nutzbares, heute noch nicht ausgeschöpftes Potenzial von maximal 2'500 GWh/a Biomethanertrag. Hinzu kommen noch bis zu 1'000 GWh/a aus weiteren Quellen (u. a. Nebenprodukte aus dem Pflanzenbau, organische Anteile im Hauskehricht, Grüngut aus Haushalten und Landschaft, organische Abfälle aus Industrie und Gewerbe, Klärschlamm aus zentralen Abwasserreinigungsanlagen)¹⁹. Zusammen entspricht dies einem zusätzlichen Biomethanertrag aus einheimischen Substraten von gut 3'500 GWh/a²⁰. Das ist ein – im Vergleich zur heutigen Erzeugung von rund 300 GWh/a – um den Faktor 12 grösseres Potenzial. Es wird aber nur unter optimalen Bedingungen und maximaler Zahlungsbereitschaft ausgeschöpft werden können²¹. Denn unter den aktuellen Rahmenbedingungen sind kleine, allein auf Hofdünger basierende Biogasanlagen nicht wirtschaftlich zu betreiben. Und der Markt für die erforderlichen Co-Substrate wie organische Gastro- und Industrieabfälle oder Grüngut wird zunehmend umkämpft²². Selbst wenn nahezu das gesamte Schweizer Biogas-Potenzial zur Verfügung stünde, würde es bloss ein Neuntel des heutigen Absatzes von fossilem Erdgas (36'000 GWh/a) ersetzen.

Ist Schweizer Biogas nachhaltig?

Für die Einspeisung von Biogas als Brennstoff ins Erdgasnetz gelten in der Schweiz keine gesetzlichen Nachhaltigkeitskriterien (anders als für Biogas als Treibstoff). Aufgrund der rechtlichen Vorgaben wäre es also möglich, dass ein inländischer Hersteller Biogas ohne Zahlung von Mineralölsteuer und CO₂-Abgabe aus speziell dazu angebauten nachwachsenden Rohstoffen und ohne Einhaltung von jeglichen Mindestanforderungen herstellt und ins Erdgasnetz einspeist. Die Gasbranche bekennt sich jedoch zu nachhaltig erzeugtem Biogas: So soll dieses nicht aus speziell zu diesem Zweck produzierten nachwachsenden Rohstoffen stammen und die Ausgangsstoffe für die Herstellung von Biogas nicht direkt in Konkurrenz zu Nahrungs- bzw. Futtermitteln stehen²³. Ausserdem wäre die Biogasproduktion aus nachwachsenden

Rohstoffen im Inland ohne spezifische Förderung dafür zumindest derzeit nicht wirtschaftlich.

Bzgl. der Ökobilanz von Biogas aus Hofdünger gilt: Gülle und Mist zu Biogas zu vergären ist besser, als sie nicht zu vergären. Denn wenn Hofdünger unbehandelt ausgebracht wird, gelangen die hochwirksamen Treibhausgase Methan und Lachgas in die Atmosphäre²⁴. Würde Biogas allein aus Hofdünger produziert, hätte es einen sehr niedrigen oder gar negativen Emissionsfaktor. Über alle Substrate gemittelt ergibt sich der o. g. durchschnittliche Emissionsfaktor. Biogas ist also mitnichten klimaneutral. Damit Biogas aus Klimaschutzsicht tatsächlich nachhaltig wird, muss dessen Klimabilanz signifikant verbessert werden. Dazu sind v. a. die diffusen Methanemissionen bei der Substratvorlage, im Fermenter und im Gärrestelager konsequent zu vermeiden. Darüber hinaus bestehen Optimierungspotenziale bzgl. Energiebedarf und CO₂-Emissionen bei Transport, Einlagerung, Fermentation und Nachgärung der Substrate sowie Aufbereitung des Biogases²⁵.

Importiertes Biogas

Weil einheimisches Biogas offensichtlich den Absatz an fossilem Erdgas auch künftig bei weitem nicht ersetzen kann, setzt die Branche stark auf den Import von Biogas. Schon heute macht dies rund die Hälfte des in der Schweiz via Gasnetz abgesetzten Biogas aus. Hier stellen sich zwingend u. a. folgende Fragen:

- Welches Potenzial für nachhaltiges Biogas gibt es im europäischen Ausland?
- Wie viel davon wird aller Voraussicht nach im Ausland selbst gebraucht und wie viel steht für den Export in die Schweiz zur Verfügung?
- Wie kann gewährleistet werden, dass der Umweltnutzen von importiertem Biogas vollständig dem Verbraucher in der Schweiz zugutekommt?

Aussagen zum Biogas-Potenzial in der EU sind mit grossen Unsicherheiten behaftet und daher recht umstritten. So weist eine relevante Studie ein gesamteuropäisches Potenzial (Methanertrag, nicht Primärenergie) von 1'072 TWh/a Biogas und 263 TWh/a

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

²⁰ Zu ähnlichen Ergebnissen kommt EnFK. Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030. 2018

²¹ So schätzen die Energieperspektiven 2050 des Bundesrats das im Jahr 2030 zusätzlich nutzbare Biogas-Potenzial im günstigsten Szenario auf 1'100 GWh/a. Den Biogas-Absatz in 2050 (einheimisch/importiert) beziffern sie mit 2'860 GWh/a. Prognos. Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. 2012.

²² SBV. Praktischer Leitfaden Biogas. 2013

Der klimapolitisch erforderliche Kampf gegen Foodwaste könnte sogar dazu beitragen, die entsprechenden Substratmengen signifikant zu *senken*.

²³ VSG. Biogas-Grundsätze der Schweizer Gasindustrie.

²⁴ Zudem ist Gärgut ein wertvoller Dünger und ersetzt energieaufwendig zu produzierenden Mineraldünger.

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

synthetisches Gas – zusammen also 1'335 TWh/a aus²⁶. Diese Zahlen beruhen auf Annahmen, die teilweise gewagt, sowie klimapolitisch und naturschutzfachlich fraglich sind²⁷. Dementsprechend sei das Potenzial für erneuerbares Gas in der EU um zwei Drittel niedriger anzusetzen, so eine andere aktuelle Analyse²⁸. Zusammengefasst würde erneuerbares Gas bei voller Nutzung aller Potenziale in der EU zwischen 10% und 30% des heutigen Gasbedarfs (4'500 TWh/a)²⁹ decken³⁰.

Für die vollständige Dekarbonisierung des Energiesektors müsste die EU also 70 bis 90 Prozent des heutigen Gasverbrauchs reduzieren. Erst dann bliebe etwas vom erneuerbaren Gaspotenzial der EU für die Schweiz übrig. Wie viel erneuerbares Gas zu welchem Zeitpunkt dann wirklich für den Export in die Schweiz verfügbar wäre, ist völlig unklar³¹. Naheliegender erscheint, dass die Schweiz ihren Gasbedarf mittels Effizienz und Energieträgerwechsel mindestens im gleichen Ausmass wie die EU vermindern sollte.

Ist importiertes Biogas tatsächlich Biogas?

Wird Biogas im Ausland in ein lokales Gasnetz eingespeist, so gelangen dessen Moleküle nur in Ausnahmefällen bis an die schweizerische Grenze. Physisch wird also fossiles Erdgas importiert³². Über das Gasnetz kann Biogas hingegen «virtuell» in die Schweiz importiert werden. D. h. dass an der Grenze zwar physisch Erdgas importiert wird, dem Importeur aber gleichzeitig ein Zertifikat übermittelt wird, welches unter anderem garantiert, dass die entsprechende Menge Biogas in ein ausländisches Erdgasnetz eingespeist wurde.³³ Stammt das Biogas aus Deutschland, wird beim Export in die Schweiz im Normalfall die

entsprechende Menge im deutschen Biogasregister ausgebucht und eine doppelte Nutzung als Biogas bei einem anderen Kunden ausgeschlossen³⁴. Dass dies auch in anderen Export-Ländern der Fall ist, ist laut Bundesrat jedoch heute noch nicht garantiert³⁵. Analog zum Import von erneuerbarem Strom bleibt auch beim Import von Biogas der Mehrwert «erneuerbar» oft und der Mehrwert «bessere Treibhausgasbilanz» immer im Ausland. Dies selbst wenn ausgeschlossen wird, dass die betreffende Einheit Biogas oder Ökostrom zweimal verkauft wird. Aufgrund des Imports durch die Schweiz wird im Ausland nicht im gleichen Umfang mehr Biogas oder Ökostrom produziert. Die Exportländer haben nämlich klare Vorgaben aus Brüssel und rechnen an diese Ziele auch den Teil an, der in die Schweiz geht³⁶. Einzig bei den Zielen zum Anteil erneuerbarer Energien beginnen die Exportländer zunehmend ihre Buchhaltung anzupassen. Beim Klimaschutz bleibt der Mehrwert jedoch im Exportland, falls ab 2021 keine Staatsverträge zwischen den betroffenen Ländern abgeschlossen werden, wo die Übertragung der Emissionsrechte geregelt ist.

Beim Biogas ist dieser Umstand ungleich relevanter als bei Strom. Denn importierter Ökostrom ergänzt die CO₂-arme Inlandproduktion in der Schweiz. Aus Klimasicht also ein Nullsummenspiel. Importiertes Biogas müsste dagegen fossiles Erdgas substituieren. Genau dies kann es jedoch nicht. Deshalb ist via Pipeline importiertes Biogas heute richtigerweise der CO₂-Abgabe für fossile Gas unterstellt. Physisch betrachtet wird Erdgas von Deutschland in die Schweiz exportiert und die gleiche Menge Erdgas zusätzlich aus dem Ausland in Deutschland importiert. Der Schweizer Kunde von Import-Biogas erhält heute also nicht den vollen ökologischen

²⁶ Ecofys. Gas for Climate. 2018

²⁷ So sind 40% (!) der Substrate nachwachsende Rohstoffe. Dazu sollen sequentielle Anbauverfahren (Anbau über das ganze Jahr), die bislang fast nur in der italienischen Biogasproduktion angewendet werden, innerhalb von bloss drei Jahrzehnten auf fast ganz Europa (also auch in kühleren Klimazonen) ausgedehnt werden.

Demgegenüber gibt es verschiedene Studien, die – zumindest für Deutschland – sogar einen Rückgang der Biogasproduktion und insbesondere der -einspeisung einkalkulieren. Für einen Überblick siehe:

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 - abgerufen am 6.4.18

³⁰ Passt auch zur Schätzung in E3G. Renewable and Decarbonised Gas. Options for a Zero-Emissions Society. 2018.

³¹ Natürlich bräuchte die kleine Schweiz bloss wenige Prozent des europäischen Biogas-Potenzials. Aber ist es nachhaltig, dort Ressourcen aufzukaufen, wo sie ohnehin schon knapp oder gar übernutzt sind – wie z. B. in Dänemark, einem der Haupt-Biogasexporteure für die Schweiz? Klimaraadet. The Role of Biomass in the Green Transition. 2018.

³² Dementsprechend ist es auch als Erdgas beim Schweizer Zoll anzumelden und mit entsprechenden Steuern und Abgaben belegt.

³³ Ein solcher Herkunftsnachweis sollte künftig auch für fossiles Erdgas eingesetzt werden, um dessen Herkunft rückverfolgen und damit beispielsweise den Import von besonders umweltschädlichem Schiefergas (aus Fracking) ausschliessen zu können.

³⁴ schriftliche Auskunft vom deutschen Biogasregister vom 15.03.18; vgl. auch www.biogasregister.de

³⁵ Bei importiertem Biogas «können weder Doppelzählungen verhindert noch die ökologischen Mindestanforderungen sichergestellt werden.» Bundesrat. Botschaft zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020. 2017

³⁶ schriftliche Auskunft vom deutschen Umweltbundesamt vom 04.05.18 sowie BfE. Internationaler Biogasmarkt im Brennstoffbereich. 2015

Anders sieht es bei den deutschen Ausbauzielen für erneuerbare Energien aus: Dort wird virtuell per HKN exportiertes Biogas nicht berücksichtigt. Schriftliche Auskunft vom deutschen Umweltbundesamt vom 8.5.18

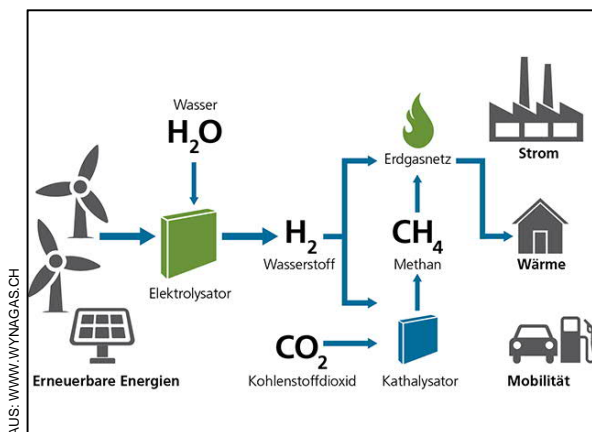
Ob dies jedoch auch in allen anderen für die Schweiz relevanten Biogas-Exportländern der Fall ist, wäre zu belegen.

Mehrwert seines Biogases geliefert – sondern fossiles Erdgas mit Zertifikat.

Eine Übertragung der Emissionsrechte an die Schweiz ist nötig, damit eine Importstrategie beim Biogas Sinn macht. Ob die Exportländer bereit sind, diese Emissionsrechte zu verkaufen und zu welchem Preis, ist aktuell unsicher. Diese Klärung ist auch wichtig, weil heutige Kunden von ausländischem Biogas sich dieser Situation kaum bewusst sind. Ebenfalls müsste der Kunde wissen, dass alle Exportländer die Biogasproduktion bereits subventionieren, z.T. gar kostendeckend. Die Aufschläge für solches Biogas sind also oftmals weder aufgrund des gelieferten Mehrwerts noch des tatsächlichen Aufwandes gerechtfertigt.

Welche Rolle spielt synthetisches Gas?

Als «synthetisches Gas» werden in diesem Papier alle gasförmigen Brennstoffe verstanden, die mithilfe von erneuerbarem Strom erzeugt werden (im Folgenden auch «synthetische Brennstoffe» genannt). Bei diesem oft auch als „Power-to-Gas“ bezeichneten chemischen Prozess wird unter Einsatz von erneuerbarem Strom mittels Wasserelektrolyse Wasserstoff hergestellt. Da Wasserstoff aus technischen Gründen nur sehr begrenzt direkt ins Erdgasnetz eingespeist



werden darf, wird dieser in einem Folgeschritt meist zusammen mit CO₂ in Methan umgewandelt³⁷. Der PtG-Prozess lässt sich auch mit der Biogaserzeugung kombinieren: Bei der sogenannten Direktmethanisierung wird das im Biogas enthaltene CO₂ durch Reaktion mit Wasserstoff in Methan umgewandelt und kann so mit dem im Rohgas enthaltenen Methan ins Gasnetz eingespeist werden³⁸.

Dass es für die vollständige Dekarbonisierung der Wirtschaft überhaupt möglicherweise synthetisches Gas oder flüssige synthetische Brennstoffe («Power-to-Liquid», PtL) braucht, liegt darin begründet, dass nicht genügend nachhaltig erzeugte Biomasse verfügbar ist, um überall da, wo auch künftig Verbrennungsprozesse eine Rolle spielen, die eingesetzten Energieträger Kohle, Öl oder Gas durch Holz, Biogas oder flüssige biogene Brennstoffe zu ersetzen³⁹. Die Frage ist, in welchen Verwendungszwecken und in welchen Quantitäten synthetisches Gas technisch und wirtschaftlich eine Rolle spielen kann und sollte⁴⁰.

Ist synthetisches Gas klimafreundlich?

Klimafreundlich ist synthetisches Gas nur dann, wenn mindestens zwei Bedingungen erfüllt sind⁴¹:

- Der Strom für die Elektrolyse muss ausschliesslich aus erneuerbaren Quellen stammen.
- Die Elektrizität muss zudem vollkommen überschüssig sein (also z. B. wenn eine Windanlage andernfalls aus dem Wind gedreht werden müsste) oder zusätzlich erzeugt werden. Andernfalls handelt es sich um eine reine Verschiebung erneuerbar erzeugter Energie von einem Sektor in den anderen: Der in den Wärme- oder Verkehrssektor verschobene „Überschuss“ ginge dann einher mit einem Erneuerbaren-Defizit im Stromsektor⁴².

Vollständig klimaneutral ist PtG auch dann nicht – wegen des Energieaufwands für den Aufbau der Infrastruktur und insbesondere wegen der nicht vollständig vermeidbaren Methanemissionen bei Erzeugung und Transport des Gases⁴³.

³⁷ in der Schweiz ist der Wasserstoffanteil auf 2 Volumenprozent begrenzt, in Deutschland auf 5% - perspektivisch könnte sich dies auf 10 bis 15% erhöhen. Herausforderungen bestehen besonders lokal bei der H₂-Einspeisung.

³⁸ <https://www.energie360.ch/de/energie-360/projekte/power-to-gas-aus-erneuerbarem-strom-wird-gas/> - abgerufen am 13.04.2018

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

⁴⁰ siehe z.B. Panos & Kanan. Challenges and Opportunities for the Swiss Energy System in Meeting Stringent Climate Mitigation Targets. 2018. Sie gehen z.B. davon aus, dass im Jahr 2050 1'600 GWh H₂ aus erneuerbarem Strom erzeugt

werden, davon aber bloss 230 GWh als CH₄ oder H₂ ins Gasnetz eingespeist werden.

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 Aktuell wird der Emissionsfaktor von PtG auf 25 bis 178 g CO_{2eq}/kWh geschätzt. In einer dekarbonisierten Weltwirtschaft dürfte dieser Wert sinken. 3G. Renewable and Decarbonised Gas. Options for a Zero-Emissions Society. 2018. und Sustainable Gas Institute. A greener gas grid – What are the options? 2017.

Kann synthetisches Gas am Markt bestehen?

Es ist evident, dass es sich bei PtG um eine junge Technologie handelt, deren Entwicklungsperspektiven heute noch niemand verlässlich prognostizieren kann. Es sind aber gewisse Herausforderungen für den Markthochlauf zu identifizieren: PtG/PtL-Anlagen sind kapitalintensive Güter mit hohen Fixkosten. Jede zusätzlich erreichbare Betriebsstunde mit Gratisstrom ist folglich für die Kosten der synthetischen Brennstoffe zentral, denn je höher die Auslastung der Anlagen, desto günstiger die Elektrolysekosten⁴⁴. Studien zeigen, dass PtG/PtL-Anlagen Volllaststundenzahlen von mindestens 3'000 bis 4'000 Stunden pro Jahr und sehr günstigen Strom brauchen, um wirtschaftlich betrieben werden zu können – dies gilt umso mehr für die effizienteren Hochtemperatur-elektrolyseure, die einen konstanten Betrieb erfordern⁴⁵. Selbst in Deutschland – mit seinem im Vergleich zur Schweiz viel höheren Anteil fluktuierender Stromerzeugung aus Wind und Sonne – wird auf lange Sicht nicht in diesem zeitlichen Umfang Überschussstrom anfallen⁴⁶. Die kleinen Anteile lokal verfügbaren Überschussstroms müssten ergänzt werden durch grosse Mengen günstiger erneuerbarer Elektrizität⁴⁷. Wie oben gezeigt, muss dieser Strom zusätzlich erzeugt werden, damit PtG/PtL zum Klimaschutz beiträgt. Dementsprechend können PtG/PtL-Anlagen nicht bloss die kostenlosen „Stromabfälle“ einkalkulieren, sondern müssen die Vollkosten der zusätzlich benötigten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tragen. Relevant ist ausserdem, ob Netznutzungsgebühren für den verwendeten Strom anfallen oder nicht⁴⁸.

Hinzu kommen – wenn nicht bloss Wasserstoff produziert wird – erhebliche Kosten für den Prozess der Methanisierung. Dies insbesondere dann, wenn das erforderliche CO₂ vor allem aus der teuren Direct Air Capture Technologie und weniger aus konzentrierten

Punktquellen (Verbrennung und Vergärung von Biomasse) stammen sollte. Sobald grössere Mengen synthetischer Gase erzeugt werden sollen, würde nach heutigem Stand Direct Air Capture zunehmend zum Einsatz kommen müssen, denn CO₂ aus nachhaltigen biogenen Quellen weist ein begrenztes Mengenpotenzial auf⁴⁹.

Selbst unter der unwahrscheinlichen Annahme, dass in der benötigten Volllaststundenzahl Strom kostenlos zur Verfügung stünde, ist noch mit erheblichen Gestehungskosten für synthetisches Methan zu rechnen⁵⁰. Zum heutigen Zeitpunkt sind die Herstellungskosten für synthetische Brennstoffe verhältnismässig hoch. Und noch liegt kein überzeugender Beleg vor, aufgrund welcher Entwicklungen in absehbarer Zeit mit den erforderlichen Kostensenkungen zu rechnen ist.

Mit wieviel synthetischem Gas aus der Schweiz können wir rechnen?

Theoretisch sind die Mengenpotenziale für synthetisches Gas sehr gross. Schliesslich braucht es «bloss» überschüssigen Strom, Wasser und CO₂. Lässt man einmal die o. g. ökonomischen Hürden für die Marktfähigkeit von synthetischem Gas beiseite, ist vor allem die Frage interessant, wie viel überschüssigen Strom es denn bräuchte: Würde der Gasverbrauch der Schweiz auf heutigem Niveau (ca. 36'000 GWh) bleiben und das einheimische Biogaspotenzial maximal ausgeschöpft (ca. 4'000 GWh), bräuchte es ca. 57'000 GWh_{el} zusätzliche Stromerzeugung, um den verbleibenden Bedarf mit einheimischem PtG zu decken⁵¹! Das entspricht ziemlich genau der heutigen Stromerzeugung in der Schweiz (die ja noch längst nicht komplett erneuerbar ist). D. h. zusätzlich zum Ersatz der alternden AKW, zusätzlich zur Versorgung der wachsenden Elektromobilität und zusätzlich zum Stromverbrauch der weiteren Wärmepumpen (die ja auch in

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

⁴⁵ Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018 sowie ZHAW. Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz. 2018 (gute Übersicht über die Kostenfaktoren)

Dem widerspricht Energy Brainpool. Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. 2018. Danach sinken die Fixkosten künftig deutlich und damit auch die Relevanz hoher Volllaststunden.

⁴⁶ Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

Erst bei etwa 90 Prozent (!) fluktuierender Wind- und Solarernergie ergäben sich in Deutschland während knapp 4'000 Stunden pro Jahr Stromüberschüsse aus erneuerbaren Quellen

⁴⁷ Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018. Hinzu kommt, dass PtG/PtL-Anlagen bei der Nutzung des kostenlosen

Überschussstroms lokal mit weiteren, oft erheblich kostengünstigeren zuschaltbaren Lasten konkurrieren werden, wie Power-to-Heat, Batteriespeichern und Industrieanwendungen.

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

⁴⁹ Heute könnten auch noch Punktquellen von *fossilem* CO₂ (wie z. B. Kohlekraftwerke oder Zementwerke) für die Methanisierung genutzt werden. In wenigen Jahrzehnten stehen diese aber nicht mehr als CO₂-Quellen zur Verfügung, denn grosse fossile Verbrennungsanlagen ohne vollständige CO₂-Lagerung ausserhalb der Atmosphäre sind mit einer dekarbonisierten Weltwirtschaft nicht vereinbar.

⁵⁰ Eine Literaturübersicht kommt auf Werte zwischen 10 und 110 Rp/kWh PtG. ZHAW. Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz. 2018.

⁵¹ 32'000 GWh PtG mit einem Wirkungsgrad von 0,56 aus Strom erzeugt

einem Szenario mit konstantem Gasverbrauch zumindest für den Austausch der Ölheizungen gebraucht würden), müsste die Stromerzeugung in der Schweiz verdoppelt werden – und das innerhalb von zwei bis drei Jahrzehnten⁵². Allein an diesen Ausmassen wird deutlich, dass ein kompletter Erhalt der Schweizer Gasinfrastruktur in der Hoffnung auf Biogas und synthetische Gase nicht zu rechtfertigen ist.

Die wenigen existierenden Potenzialstudien für PtG aus der Schweiz schätzen die Produktion von synthetischem Methan auf 1'100-1'200 GWh/a im Jahr 2050⁵³. Damit wäre auch mit dem maximalen einheimischen Biogas-Potenzial bloss ein Siebtel des heutigen Gasabsatzes abgedeckt.

Natürlich gilt für synthetische Gase wie für Biogas, dass sie nicht zwingend ausschliesslich im Inland produziert werden müssen. Durch den Import von PtG könnte die Schweiz den Zusatzbedarf erneuerbarer Stromerzeugung tlw. reduzieren. Aber im Ausland greifen prinzipiell die gleichen Beschränkungen und Herausforderungen für eine marktfähige PtG-Erzeugung und den Aufbau der notwendigen (Transport-)Infrastruktur.

Was will die Gaswirtschaft erreichen? Und was macht sie?

Die Gaswirtschaft hat sich das Zwischenziel gesetzt, den Anteil von Biogas und synthetischem Gas bis zum Jahr 2030 auf 30% zu erhöhen⁵⁴. Was bei dieser Zielsetzung oft unter den Tisch fällt: sie bezieht sich gar nicht auf den gesamten Gasverbrauch, sondern bloss auf den Wärmesektor (oder sogar nur auf den Gasverbrauch der Haushalte⁵⁵). Je nach Bezugsgrösse wären nach den Vorstellungen der Gasbranche demnach im Jahr 2030 noch zwischen 80 und 90 Prozent fossile Energieträger im Gasnetz! Sofern man nicht von einer massiven Senkung des Gasverbrauchs ausgeht, ist das Erneuerbaren-Ziel der Gaswirtschaft demnach gegenüber den Erfordernissen des Klimaschutzes (s.o.) völlig unzureichend. Selbst wenn das Zwischenziel deutlich früher erreicht würde, fehlt jegliche Strategie der Gasbranche, wie sie die verbleibenden 80-90% fossilen

Erdgas in der restlichen Zeit bis maximal 2040 ersetzen will.

Noch beunruhigender ist jedoch, dass den (gar nicht so) hehren Worten der Branche bis heute kaum Taten gefolgt sind. In den Worten von Rony Kaufmann, CEO vom Stadtwerke-Verband Swissspower: «Seit 50 Jahren macht die Gasbranche nichts anderes als Gasnetze zu managen und Gas zu beschaffen. Wenn es die Gaswirtschaft ernst meint mit der Biogenisierung der Gasversorgung, dann muss sie im grossen Stil einsteigen in die Produktion von Biogas. Ich sehe keinen relevanten Gasversorger, der das macht.»⁵⁶

Wo braucht es (zwingend) erneuerbare Gase? Wo sollten wir sie einsetzen?

Eine nachhaltige Gasstrategie ist immer Teil einer umfassenden Energie- und Klimastrategie, die den Vorgaben des Pariser Klimaschutzabkommens gerecht wird. Auch wenn eine solche Strategie für die Schweiz bislang nicht vorliegt, ist evident, dass die begrenzten Mengen erneuerbaren Gases quer über alle Sektoren vorrangig dort zum Einsatz kommen müssen, wo bislang keine andere Paris-verträgliche Lösung – wie Energieeffizienz, Wechsel auf anderen CO₂-freien Energieträger – bekannt ist. Entscheidendes Einsatzkriterium für erneuerbares Gas ist also die klimaschutzbedingte «Alternativlosigkeit» in einer bestimmten Anwendung noch vor Kriterien wie Effizienz oder Kosten⁵⁷. Denn so sehr wir klimaneutrale Brennstoffe in Zukunft brauchen werden, so klar ist, dass auch sie nicht im Überfluss verfügbar sein werden.

Braucht es synthetisches Gas im Gebäudesektor?

Die Vorteile von synthetischem Gas (oder auch flüssigem Brenn- und Treibstoff) gegenüber der direkten Nutzung von Strom bestehen in seiner hohen Energiedichte, der Speicherbarkeit und der zum Teil bereits vorhandenen Infrastruktur – Eigenschaften also, die synthetische Brennstoffe mit fossilen gemeinsam

⁵² Diese Berechnungen sind stark vereinfacht und lassen Importe von erneuerbarem Strom ausser Acht. Aber wie bei Biogas und PtG darf die Schweiz auch bei erneuerbarem Strom nicht auf eine unbegrenzte Importkapazität aus dem Ausland zählen.

⁵³ IET. Potential für überschüssige erneuerbare Energie in der Schweiz. 2014 und Präsentation Dr. Carrea (SVGW) «Das Erdgasnetz der Zukunft» an der Pusch Gemeindetagung vom 25.08.2017.

⁵⁴ VSG. Energieversorgung der Zukunft. Positionspapier. 2016

⁵⁵ Präsentation von H.C. Angele am 18.05.2018

⁵⁶ während Podiumsdiskussion auf der Wärmetagung 2018 am 24.10.2018.

⁵⁷ vgl. Referat von A. Kirchner auf der Wärmetagung 2018 am 24.10.2018 sowie E3G. Renewable and Decarbonised Gas. Options for a Zero-Emissions Society. 2018

haben⁵⁸. Synthetische Brennstoffe haben jedoch einen grossen Nachteil: Verglichen mit der direkten Nutzung von Strom ist ihre Herstellung mit hohen energetischen Umwandlungsverlusten verbunden. Dies hat zwei unmittelbare Folgen: Zum einen sind die Kosten für PtG (und PtL) prinzipiell deutlich höher als die für die direkte Stromnutzung, zum anderen entsteht ein deutlich höherer Bedarf an Stromproduktion aus Wind und Sonne⁵⁹. So werden bei PtG aus 1 kWh erneuerbar erzeugtem Strom heute im Schnitt bloss 0,56 kWh Brennstoff erzeugt⁶⁰.

Die Wirkungsgradverluste über die Prozesskette führen dazu, dass der Gesamtwirkungsgrad der elektrischen Wärmepumpe vier- bis sechsmal höher ist als bei den mit synthetischen Gasen betriebenen Alternativen. Natürlich wird sich der Wirkungsgrad von Elektrolyse und Methanisierung im Zuge des technischen Fortschritts, durch Investitionen in Forschung und Entwicklung sowie eine zunehmende Marktdurchdringung noch verbessern⁶¹, aber davon ist mit Abstrichen auch bei Wärmepumpensystemen auszugehen.

Solange nicht klar belegt ist, dass dieser unstrittige, auf der Physik beruhende Nachteil der synthetischen Brennstoffe durch andere Vorteile – zum Beispiel bei Infrastrukturkosten⁶² – überkompensiert werden kann, ist es naheliegend, zunächst alle technischen Lösungswege mit geringeren Umwandlungsverlusten zu verfolgen – also die direkte Nutzung von elektrischer Energie.

Im Gebäudewärmesektor bedeutet dies, dass die starke Senkung des Energiebedarfs⁶³, der direkte Einsatz erneuerbarer Energien (das heisst vor allem die Nutzung von Wärme aus Tiefengeothermie, Solarthermie und in begrenztem Umfang Holz) sowie die erneuerbar betriebene Wärmepumpe die Mittel der Wahl

sind. Nur wenn die o. g. Alternativen aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht möglich sind – z. B. in denkmalgeschützten oder geologisch anspruchsvollen hoch verdichteten Zentren –, können synthetische Brennstoffe eine Alternative sein; entweder als alleiniger Energieträger – mit Brennstoffzellen-WKK oder Brennwärtekessel – oder im Verbund mit Wärmepumpen als Hybridheizungen⁶⁴. Kontraproduktiv wäre es jedoch, wenn die Aussicht auf eine Nutzung strombasierter synthetischer Brennstoffe in Gas- oder Ölkesseln dazu führen würde, dass weniger Gebäude energetisch saniert würden. Dies liegt nicht zuletzt an der langen Lebensdauer von Gebäuden: Denn nur eine energetische Gebäudesanierung hält alle Optionen für spätere Entscheidungen bei der Heizungstechnologie offen – sei es in Richtung Wärmepumpe oder in Richtung synthetisches Gas – und bietet die notwendige Flexibilität, falls bestimmte Erwartungen an die zukünftige Kostenentwicklung der Energieträger enttäuscht werden sollten⁶⁵.

Für synthetisches Gas verbleiben vor allem diejenigen Anwendungsfelder, wo eine effiziente, direkte Nutzung von erneuerbaren Energien und Strom nicht möglich ist⁶⁶. Dazu gehören allenfalls der Strassengüter-Fernverkehr, die Luft- und Seeschifffahrt, Hochtemperaturprozesse in der Industrie, organische chemische Grundstoffe und allenfalls die saisonale Speicherung von Strom (s. u.). Dies deckt sich mit den Resultaten vieler der bisher vorliegenden Klimaschutzszenarien für das Energiesystem (v. a. in Deutschland) bis zum Jahr 2050⁶⁷. Infrastrukturell ergeben sich daraus andere Anforderungen als heute – u. a. mit der Konsequenz, dass das bestehende Gasverteilnetz seinen wichtigsten Nutzungszweck, die Versorgung einzelner Liegenschaften für Niedertemperaturanwendungen, verliert.

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

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

⁶⁰ Öko-Institut. 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 vgl. FNB Gas. Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. 2017.

Die Annahmen, auf deren Basis in jener Studie der gesamtwirtschaftliche Vorteil eines PtG-Szenarios begründet wird, scheinen jedoch fraglich. So sind über 80% der postulierten Einsparungen auf die höheren Investitionskosten von Elektroautos gegenüber Autos mit Verbrennungsmotor und Wärmepumpen gegenüber Gasheizungen zurückzuführen. Wo bleiben da die niedrigeren Betriebskosten der direktelektrischen Nutzungen?

⁶³ Agora Energiewende. Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung. 2018

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

Ein schlecht isoliertes Bestandsgebäude ohne weitere Dämmung mit 100 Prozent synthetischen Brennstoffen zu beheizen, dürfte allerdings langfristig sehr unwirtschaftlich werden – insbesondere, wenn die Nachfrage aus zahlungskräftigeren Sektoren den Brennstoffpreis ansteigen lässt.

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

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

⁶⁷ Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018. „Während sich alle Studien mit ambitionierten Klimaschutzzielen einig darin sind, dass PtG als Flexibilitätsoption im Stromsektor unverzichtbar ist, wird das grösste Potenzial für PtG in Summe im Verkehr und in der Industrie gesehen.“

Braucht es synthetisches Gas als saisonalen Stromspeicher?

Das am häufigsten vorgebrachte Argument für den Erhalt des Gasnetzes und den allfälligen Ausbau einer PtG-Infrastruktur ist die Nutzung von Stromüberschüssen im Sommer und die Gewährleistung von elektrischer Versorgungssicherheit im Winter. Mehrtägige überregionale «Dunkelflauten» (windschwache und sonnenarme Phasen in grossen Teilen Mitteleuropas, die am ehesten im Winter auftreten) dürfen keine Gefahr für die Deckung der Stromnachfrage



vsg

darstellen. Dies gilt umso mehr, falls die elektrische Last im Winter durch einen massiven Ausbau von Wärmepumpen und E-Mobilität und trotz der Nutzung bestehender Effizienzpotenziale noch steigen sollte⁶⁸. Überschüssiger Strom aus Solar- und Windanlagen könnte als synthetisches Gas saisonal gespeichert und im Winter bei Bedarf in Gasturbinen oder GuD-Kraftwerken rückverstromt werden.

Inwiefern der Extremfall einer zweiwöchigen Dunkelflaute über Mitteleuropa überhaupt eine Gefahr für die Versorgungssicherheit der Schweiz darstellt, ist in der Literatur umstritten⁶⁹. Die neueste, vom BfE in Auftrag gegebene Studie kommt für 2035 zu dem Ergebnis, dass der zusätzliche Speicherbedarf für die Abdeckung der Residuallast – d. h. die nicht durch die verfügbare Stromerzeugung gedeckte Nachfrage – über zwei volle Wochen selbst unter konservativen

Annahmen bei höchstens 500 GWh_{el} liegt⁷⁰. Zum Vergleich: Die Wasserspeicherkraftwerke der Schweiz fassen derzeit einen Energiegehalt von knapp 9'000 GWh_{el}⁷¹. Gegenüber dem heutigen Speicherpotenzial besteht also mittelfristig nur ein kleiner Ausbaubedarf. Sollte das BfE falsch liegen und die «Dunkelflaute» deutlich länger dauern resp. Stromtrassenengpässe den Import begrenzen, verbessert dies aber auch nicht den Case für PtG. Ein mit synthetischem Gas zu deckender Winterstrombedarf von (in einer Studie angenommenen) 7'000 GWh/a würde eine erneuerbare – überschüssige (!) – Stromerzeugung von 18'000 GWh/a erfordern. Dazu müssten 18GW Solar-kraftwerke zugebaut werden, welche das ganze Jahr ausschliesslich Strom für Power-to-Gas produzieren⁷². Es ist schwer vorstellbar, dass so viele Gebäudebesitzer gefunden werden können, die ihre Gebäudeoberflächen zur Verfügung stellen für Strom, den sie selbst nicht nutzen können.

Unter dem Strich ist unklar, wann und in welchem Ausmass die Schweiz zusätzliche saisonale Stromspeicher benötigt. Klar sind dagegen die Voraussetzungen an die Infrastruktur, falls man dabei auf PtG setzt. Und dies geht häufig vergessen: Nicht gebraucht wird dafür das Gasverteilnetz, weil es ohnehin kaum Speicherpotenzial birgt (s. o.) und weil sowohl der PtG-Prozess als auch die Rückverstromung aus Gründen der Wirtschaftlichkeit besser in grösseren, zentralen Einheiten geschieht. Erforderlich wären dagegen ausreichend grosse Gasspeicher (über die die Schweiz derzeit nur beschränkt verfügt, s. o.) sowie wenige verbleibende Gasleitungen des Übertragungsnetzes und einzelne daran angeschlossene Gasturbinen und/oder GuD-Kraftwerke⁷³. Die gesamte Infrastruktur müsste sich mit extrem wenigen Volllaststunden refinanzieren können, da ihre volle Kapazität ja nur für die seltenen Fälle einer europäischen Dunkelflaute gebraucht würde.

Braucht es gar kein Gas, sondern eine reine Strom-Strategie?

Wie oben erwähnt, hat erneuerbares Gas für diejenigen Anwendungen (z. B. Luft- und Seeschifffahrt oder Hochtemperaturprozesse in der Industrie) Priorität, wo eine direkte Nutzung von erneuerbaren Energie

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

Gerade dies wäre aber zwingend mit einer geringen Gasnutzung im Gebäude- und Verkehrssektor und dem entsprechenden Rückbaubedarf beim Gasnetz verbunden...

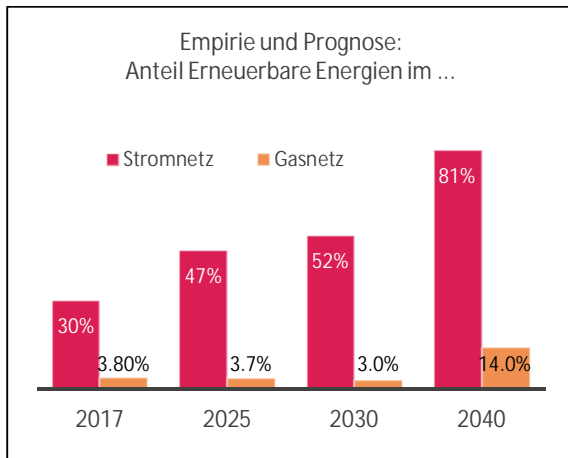
⁶⁹ für einen Überblick über verschiedene Studien siehe Umweltallianz. Faktenblatt Versorgungssicherheit. 2013.

⁷⁰ BfE. Modellierung der System Adequacy in der Schweiz. 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

⁷³ WKK-Anlagen spielen auch hier eher eine nachrangige Rolle, denn neben Strom produzieren sie ja v. a. Niedertemperaturwärme, für die sinnvollerweise andere Lösungen herangezogen werden (s.o.) – auch weil die Wärme in diesem Einsatzszenario ja nur in wenigen Stunden pro Jahr zur Verfügung stünde.



oder Strom derzeit technisch oder wirtschaftlich nicht realistisch erscheint. Sollten darüber hinaus nachhaltige Potenziale erneuerbaren Gases verfügbar sein, spricht selbstverständlich nichts gegen deren intelligenten Einsatz. Denn es darf nicht übersehen werden, dass auch eine zunehmende Elektrifizierung zahlreiche Herausforderungen birgt⁷⁴:

- Selbstverständlich ist auch Strom nicht völlig CO₂-frei, weder der heutige Durchschnittsmix im Netz, noch 100% erneuerbarer Strom. Allerdings ist der erneuerbare Anteil im Stromnetz heute und in Zukunft deutlich höher als im Gasnetz (siehe Abbildung)⁷⁵. Zudem hat ein durchschnittliches Wärmepumpensystem bereits im heutigen Winterstrommix einen niedrigeren Emissionsfaktor als eine typische Gasheizung⁷⁶.
- Der ohnehin (zum Ersatz der AKW) bestehende Ausbaubedarf einheimischer naturverträglicher erneuerbarer Energien verschärft sich (besonders im Winter) durch den Umstieg auf elektrische Wärmepumpen und Elektromobilität weiter. Allerdings braucht eine PtG-Strategie, die mehr als bloss die ohnehin anfallenden erneuerbaren «Produktionsüberschüsse» einkalkuliert noch deutlich höhere Stromerzeugungskapazitäten (s.o.).
- Höhere Strombedarfe können einen weiteren Ausbau der Stromnetze erforderlich machen. Allerdings ist umstritten, wie hoch dieser zusätzliche Netzausbaubedarf tatsächlich ist⁷⁷.

⁷⁴ deren umfassende Abhandlung würde aber den Rahmen dieses Papiers sprengen würde

⁷⁵ Entso-E & EntsoG. TYNDP 2018 Scenario Report. 2018; Agora Energiewende. The European Power Sector in 2018.

Schlussfolgerungen: Wie weiter mit der Gasinfrastruktur?

Nach allen heute verfügbaren Erkenntnissen und für die Zukunft absehbaren Entwicklungen wird der Absatz gasförmiger Energieträger in der Schweiz innerhalb weniger Jahrzehnte massiv zurückgehen müssen. Nur so leistet auch die Gasversorgung ihren erforderlichen Beitrag an die global gemeinsam getragenen Ziele zur Vermeidung einer gefährlichen Klimakrise. Der Rückgang im Gasverbrauch müsste voraussichtlich in der Grössenordnung von mindestens 80% liegen, wenn man die begrenzten Potenziale für einheimisches und importiertes Biogas sowie die unsicheren Perspektiven für PtG berücksichtigt.

Dies hat bedeutsame Konsequenzen für die erforderliche Infrastruktur. Zum einen quantitativ, weil diese nur noch zu einem Bruchteil ausgelastet sein wird. Und zum anderen qualitativ, weil verschiedene Elemente (z. B. regionale Verteilnetze) wahrscheinlich (noch) weniger benötigt werden als andere (z. B. Ferntransport-Leitungen oder Speicher). Unabhängig davon, wo und wie schnell genau der Absatz zurück gehen wird, bedarf es einer Anpassung bei Abschreibungsdauer, Pricing, Unterhaltsplanung – und der Einstieg in eine intelligente, regional differenzierte Rückbauplanung. Unterbleibt dies, steigt die Risikoexposition für die Betreiber und Eigner von Gasnetzen – also Gasversorger sowie Städte und Gemeinden – stark.

Wer Planung und Betrieb seines Gasnetzes lieber auf die Hoffnung einer PtG-Revolution baut, dem bleibt vermutlich nichts Anderes als eine Art Versicherungsfonds zu äufnen. Daraus wären die Klimaschutzmassnahmen zu finanzieren, falls nicht genügend marktfähiges PtG zur Verfügung steht und somit fossile Emissionen durch den Erhalt eines zu grossen Gasnetzes zementiert würden (Lock-in-Effekt). Um diese dann mittels negativer Emissionen vollständig kompensieren zu können, müsste ein ausreichender Versicherungsbeitrag (z. B. in Höhe von 200 SFR/t CO₂) zzgl. zur heute geltenden CO₂-Abgabe auf den Gaspreis aufgeschlagen werden.

Zudem kann die Frage einer klimagerechten Anpassung der Gasnetzinfrastuktur zu einer Frage von legal compliance werden, sobald auf nationaler Ebene alle

Eurostat. Energy Statistics. (Datensätze 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.

rechtlichen Konsequenzen des Klimaschutzvertrags von Paris gezogen sind. Für Energiestädte oder andere Gemeinden, die ökologisch vorbildlich sein wollen, gibt es schon jetzt keine Frage: Die kommunale Gas-Infrastrukturplanung darf nicht mehr die Erfordernisse des Klimaschutzes ignorieren.

Auch wenn dies verschiedentlich anders unterstellt wird: Der WWF Schweiz erwartet oder fordert nicht den vollständigen Rückbau des Gasnetzes. Wir weisen lediglich darauf hin, dass bislang von der Gaswirtschaft kein hinreichend belegtes Szenario und erst recht keine überzeugende Strategie vorliegt, wie die Gasversorgung auf heutigem oder bloss leicht

reduziertem Absatzniveau innert zwei Jahrzehnten nahezu vollständig dekarbonisiert werden könnte. Das Gasnetz wird so zu einer tickenden Klimabombe.

Bei den meisten Gasversorgern wird dieses Risiko bislang von Management und Verwaltungsrat entweder aus Unkenntnis übersehen oder aus Angst vor den Konsequenzen aktiv ausgeblendet. Dabei gäbe es jetzt noch Lösungswege: Es gilt, sich uneingeschränkt zum eigenen Beitrag für den Klimaschutz zu bekennen, die erforderliche Faktenbasis zusammenzustellen und anzuerkennen und unvoreingenommen die unternehmerischen Konsequenzen zu ziehen.



Unser Ziel

Gemeinsam schützen wir die Umwelt und gestalten eine lebenswerte Zukunft für nachkommende Generationen.

WWF Schweiz

Hohlstrasse 110
Postfach
8010 Zürich

Tel.: +41 (0) 44 297 21 21
Fax: +41 (0) 44 297 21 00
www.wwf.ch/kontakt
www.wwf.ch
Spenden: PC 80-470-3