

# 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 Erdgas in der Schweiz innerhalb von maximal zwei Jahrzehnten nahezu vollständig zu beenden. Das führt zu der Frage, in welchem Ausmass sich Erdgas in dieser Frist durch klimaverträgliche Alternativen wie Biogas und synthetisches Gas ersetzen lässt. Damit Biogas mittelfristig überhaupt klimaverträglich wird, muss dessen Treibhausgasbilanz signifikant verbessert werden. So oder so kann einheimisches Biogas auch unter Ausnutzung des gesamten Potenzials nicht mehr als ein Neuntel des heutigen Absatzes von fossilem Erdgas substituieren. Importiertes Biogas kommt als Lösungsoption auf absehbare Zeit nicht 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 von 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 also 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 Wasserkraft<sup>1</sup>. Während der Erdgasverbrauch in absoluten Zahlen zuletzt ziemlich konstant blieb (2016 rund 36'000 GWh), stieg sein Anteil am (sinkenden) Gesamtverbrauch stetig an<sup>2</sup>. 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. Damit ist es im internationalen Vergleich eher klein (das gesamte deutsche Erdgasnetz ist ungefähr 25mal grösser<sup>3</sup>). 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 verfügbare Speicherkapazität für Erdgas beläuft sich auf insgesamt 1'510 GWh<sup>4</sup> und deckt den Schweizer Verbrauch somit für 15 Tage.

## Wie relevant ist Erdgas für Klimaschutz?

Bei der Verbrennung von Erdgas entsteht das Treibhausgas CO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub>. Aus Klimaschutzgründen sollte Erdgas in jedem Fall möglichst unter der Erdoberfläche bleiben.

Erdgas hat einen Emissionsfaktor von 228g CO<sub>2eq</sub> pro kWh Endenergiegehalt unter Berücksichtigung der Förderung und des Transportes in die Schweiz<sup>5</sup>. Die spezifischen Emissionen sind damit ein Viertel niedriger als die von Heizöl, knapp doppelt so hoch wie bei Biogas (130g CO<sub>2eq</sub> pro kWh) und rund neunmal höher als die von Holzpellets<sup>6</sup>. Die Nutzung von Erdgas als Brennstoff verursacht in der Schweiz pro Jahr

<sup>1</sup> BfE. Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2016

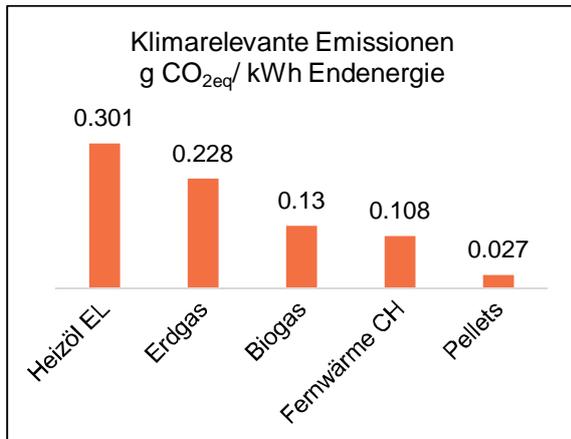
<sup>2</sup> diese und die folgenden Zahlen aus: VSG. Jahresstatistik. 2017

<sup>3</sup> <https://www.fnb-gas.de/de/fernleitungsnetze-zahlen-und-fakten/zahlen-und-fakten.html>

<sup>4</sup> HSR. Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz. 2017

<sup>5</sup> 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

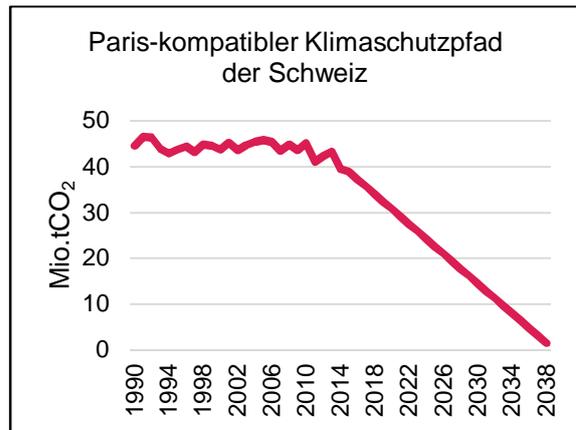
<sup>6</sup> KBOB. Ökobilanzdaten im Baubereich 2009/1:2016. 2017



rund 7 Mio. t CO<sub>2eq</sub>, gut ein Fünftel der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Schweiz.<sup>7</sup>

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<sub>2eq</sub>. Bei linearer Reduktion muss die Schweiz ihre Netto-Emissionen im Inland somit spätestens bis zum Jahr 2038 auf null absenken.<sup>8</sup> 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 sein. 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 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 decken<sup>9</sup>.

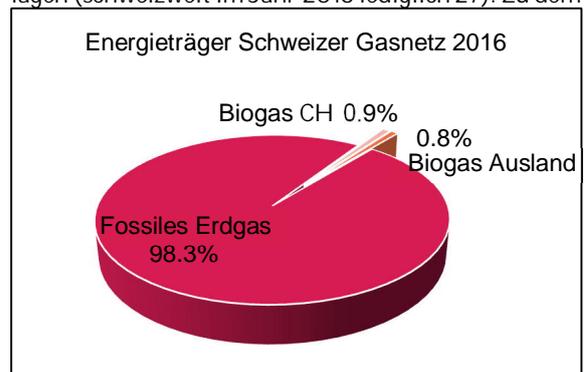
Kurz: Das gesamtgesellschaftlich und global getragene Ziel, katastrophale Klimastörungen zu vermeiden, erfordert es unter anderem, die Verbrennung von fossilem Erdgas in der Schweiz innerhalb von maximal zwei Jahrzehnten nahezu vollständig zu beenden.



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.

## Welche Rolle spielt Biogas?

Gemäss der Gesamtenergiestatistik des BfE wurden 2016 rund 1'360 GWh Bruttoenergie in Form von Biogas produziert<sup>10</sup>. Weniger als ein Viertel davon (317 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 (schweizweit im Jahr 2016 lediglich 27). Zu dem



eingespeisten Schweizer Biogas kamen 2016 fast die gleiche Menge (294 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 stark angestiegen. Zusammengenommen macht Biogas trotzdem bislang weniger als 2% des gesamten Gasabsatzes

<sup>7</sup> BAFU. Emissionen von Treibhausgasen nach revidiertem CO<sub>2</sub>-Gesetz und Kyoto-Protokoll, 2. Verpflichtungsperiode (2013–2020). 2017

<sup>8</sup> EBP. CO<sub>2</sub>-Budget der Schweiz. Kurzbericht. 2017  
Allenfalls sogar noch früher: Eckardt et al. Paris-Abkommen, Menschenrechte und Klimaklagen. 2018

Elmar.GrosseRuse@wvf.ch

<sup>9</sup> 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.“

<sup>10</sup> BfE. Gesamtenergiestatistik 2016. 2017

aus.<sup>11</sup> 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

Wieviel mehr Biogas lässt sich in der Schweiz nachhaltig produzieren? – Nicht verwunderlich variieren die Angaben dazu je nach Studie in Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen<sup>12</sup>. Einig ist man sich beim Substrat mit den grössten Perspektiven: Hofdünger. Orientiert man sich an der neuesten Publikation, so kommt man hierfür auf ein technisch-nachhaltig nutzbares, heute noch nicht ausgeschöpftes Potenzial von maximal 6'750 GWh/a Primärenergieinhalt. Hinzu kommen noch bis zu 1'640 GWh/a Primärenergiegehalt aus weiteren Quellen (u. a. biogene Abfälle aus Lebensmittelindustrie, tierische Nebenprodukte und Fleischverarbeitungsabfälle, Gastronomieabfälle, der biogene Anteil im Kehrriech, biogene Abfälle aus der Grüngutsammlung sowie strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen, Uferböschungen und Naturschutzflächen)<sup>13</sup>. Umgerechnet entspricht dies zusammengenommen einem zusätzlichen Biomethanertrag aus einheimischen Substraten von knapp 4'000 GWh/a<sup>14</sup>. Das ist ein – im Vergleich zur heutigen Erzeugung von 317 GWh/a – um den Faktor 12 grösseres Potenzial. Es wird aber nur unter optimalen Bedingungen und maximaler Zahlungsbereitschaft ausgeschöpft werden können<sup>15</sup>. 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 umkämpft<sup>16</sup>. 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.

Die Gaswirtschaft hat sich das Zwischenziel gesetzt, den Anteil von Biogas und synthetischem Gas bis zum Jahr 2030 auf 30% zu erhöhen<sup>17</sup>. 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 Haushalte<sup>18</sup>). 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. Weil die o.g. technisch-ökologischen Potenziale für einheimisches Biogas als langfristige Obergrenzen zu verstehen sind, fehlt der Branche zudem die Strategie, wie man in der knappen verfügbaren Zeit von gut zwei Jahrzehnten den Anteil fossilen Erdgases auf nahezu null senkt.

#### Ist Schweizer Biogas nachhaltig?

Für die Verwendung von Biogas als Brennstoff 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 CO<sub>2</sub>-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.

<sup>11</sup> VSG. Jahresstatistik 2017.

<sup>12</sup> Steubing et al. Bioenergy in Switzerland: Assessing the domestic sustainable biomass potential. 2010. econcept. Gekoppelte Wärme- und Stromproduktion aus Biomasse für die Schweiz: Vision – Strategie - Massnahmen. 2011.

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

<sup>13</sup> WSL. Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. 2017.

<sup>14</sup> Bei einem durchschnittlichen Wirkungsgrad der Vergärung und Aufbereitung von 45% in Anlehnung an econcept. Gekoppelte Wärme- und Stromproduktion aus Biomasse für die Schweiz: Vision – Strategie - Massnahmen. 2011

<sup>15</sup> 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.

<sup>16</sup> SBV. Praktischer Leitfaden Biogas. 2013

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

<sup>17</sup> VSG. Energieversorgung der Zukunft. Positionspapier. 2016

<sup>18</sup> Präsentation von H.C. Angele am 18.05.2018

Futtermitteln stehen<sup>19</sup>. 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 Atmosphäre. Obwohl dies in der Klimabilanz von Biogas mittels Gutschrift berücksichtigt wird, ist Biogas mitnichten klimaneutral (s.o.). In einer Welt mit netto null Treibhausgasemissionen, hat auch ein Brennstoff mit «nur» 130g CO<sub>2eq</sub> pro kWh keinen Platz. Damit Biogas also aus Klimaschutzsicht tatsächlich nachhaltig wird, muss dessen Klimabilanz signifikant verbessert werden. Dazu sind v. a. die diffusen Methanemissionen bei der Substratvorlagerung, im Fermenter und im Gärrestelager konsequent zu vermeiden. Darüber hinaus bestehen Optimierungspotenziale bzgl. Energiebedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Transport, Einlagerung, Fermentation und Nachgärung der Substrate sowie Aufbereitung des Biogases<sup>20</sup>.

## 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 fast die Hälfte des in der Schweiz via Gasnetz abgesetzten Biogases 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?

Die jüngste Studie zum Biogas-Potenzial in der EU wurde von einigen grossen europäischen Gasversorgern in Auftrag gegeben<sup>21</sup>. Dies ist bei der Interpretation der Resultate zu berücksichtigen. Die Studie weist ein gesamteuropäisches Potenzial (Methanertrag, nicht Primärenergie) von 1'072 TWh/a Biogas und 263 TWh/a synthetisches Gas – zusammen also 1'335 TWh/a aus. Diese Zahlen beruhen auf Annahmen, die teilweise gewagt, sowie klimapolitisch und naturwissenschaftlich fraglich sind<sup>22</sup>. Um auf der sicheren Seite zu bleiben, empfiehlt es sich, den postulierten Biogasertrag um 50% zu reduzieren. Damit würde Biogas in der EU – wie in der Schweiz – maximal ein Neuntel des heutigen Gasbedarfs (4'500 TWh/a)<sup>23</sup> decken. Zusammen mit dem Potenzial für synthetische Gase wäre damit ein Sechstel bis ein Fünftel des aktuellen Gasverbrauchs der EU abgedeckt.

Für die vollständige Dekarbonisierung des Energiesektors müsste die EU also mindestens 80% 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 unklar. 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 importiert<sup>24</sup>. Über das Gasnetz kann Biogas bloss «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.<sup>25</sup> Stammt das Biogas aus Deutschland, wird beim Export in die Schweiz im Normalfall die

<sup>19</sup> VSG. Biogas-Grundsätze der Schweizer Gasindustrie.

<sup>20</sup> Effenberger et al. Klassifizierung der Treibhausgas- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen. 2014. Deutscher Bundestag. Wissenschaftliche Dienste. Treibhausgasemissionen von Biogasanlagen. 2014.

Vogel. Methanverluste vermeiden. 2013.

<sup>21</sup> Ecofys. Gas for Climate. 2018

<sup>22</sup> So sind 40% (!) der Substrate nachwachsende Rohstoffe. Dazu sollen sequentielle Anbauverfahren (Anbau über das ganze Jahr), die bislang 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

Elmar.GrosseRuse@wvf.ch

Biogasproduktion und insbesondere der -einspeisung einkalkulieren. Für einen Überblick siehe:

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

<sup>23</sup> [http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg\\_103a](http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg_103a) - abgerufen am 6.4.18

<sup>24</sup> Dementsprechend ist es auch als Erdgas beim Schweizer Zoll anzumelden und mit entsprechenden Steuern und Abgaben belegt.

<sup>25</sup> 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.

entsprechende Menge im deutschen Biogasregister ausgebucht und eine doppelte Nutzung als Biogas bei einem anderen Kunden ausgeschlossen<sup>26</sup>. Dass dies auch in anderen Export-Ländern der Fall ist, ist laut Bundesrat jedoch nicht garantiert<sup>27</sup>.

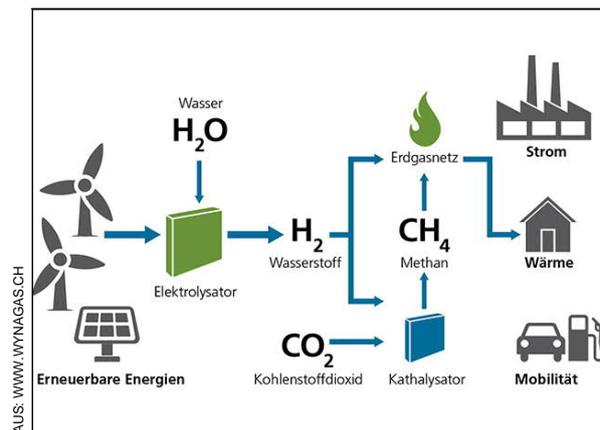
Selbst wenn – wäre in jedem Fall gewährleistet, dass der ökologische Mehrwert vollständig dem Schweizer Biogas-Kunden zugutekommt? – Nein. Wie viel Biogas in Deutschland erzeugt wird, hängt letztlich von den dortigen Rahmenbedingungen ab; und diese wiederum orientieren sich an den deutschen Klimaschutzziele. Denn einmal in Deutschland erzeugtes Biogas wird auf die deutsche CO<sub>2</sub>-Bilanz angerechnet – nicht auf die Schweizer Ziele<sup>28</sup>. D. h. wird das Biogas nach der Erzeugung in die Schweiz exportiert, hat dies keine Rückwirkungen auf die Zielerreichung in Deutschland. Physisch betrachtet wird Erdgas von Deutschland in die Schweiz exportiert und die gleiche Menge Erdgas zusätzlich aus dem Ausland in Deutschland importiert. Der Schweizer Import-Biogas-Kunde erhält also nicht den vollen ökologischen Mehrwert seines Biogases geliefert – sondern fossiles Erdgas mit Zertifikat.

Zudem fehlt das aus Europa importierte Biogas für die dortige Dekarbonisierung (s. u.). Nachhaltig ist die Biogas-Import-Strategie also sicher nicht.

## 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 CO<sub>2</sub> in Methan umgewandelt<sup>29</sup>. Der PtG-Prozess lässt sich auch mit der Biogaserzeugung kombinieren: Bei der sogenannten Direktmethanisierung wird das im Biogas enthaltene CO<sub>2</sub> durch Reaktion mit Wasserstoff in Methan umgewandelt und kann so mit dem im Rohgas enthaltenen Methan ins Gasnetz eingespeist werden<sup>30</sup>.



Dass es für die vollständige Dekarbonisierung 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 Biokraftstoffe zu ersetzen<sup>31</sup>. Die Frage ist, in welchen Verwendungszwecken und in welchen Quantitäten synthetisches Gas technisch und wirtschaftlich eine Rolle spielen kann und sollte<sup>32</sup>.

<sup>26</sup> schriftliche Auskunft vom deutschen Biogasregister vom 15.03.18; vgl. auch [www.biogasregister.de](http://www.biogasregister.de)

<sup>27</sup> Bei importiertem Biogas «können weder Doppelzählungen verhindert noch die ökologischen Mindestanforderungen sichergestellt werden.» Bundesrat. Botschaft zur Totalrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes nach 2020. 2017

<sup>28</sup> 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.

<sup>29</sup> in der Schweiz ist der Wasserstoffanteil auf 2 Volumenprozent begrenzt, in Deutschland auf 5% - perspektivisch könnte sich dies auf 10 bis 15% erhöhen.

Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

<sup>30</sup> <https://www.energie360.ch/de/energie-360/projekte/power-to-gas-aus-erneuerbarem-strom-wird-gas/> - abgerufen am 13.04.2018

<sup>31</sup> Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

<sup>32</sup> 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 H<sub>2</sub> aus erneuerbarem Strom erzeugt werden, davon aber bloss 230 GWh als CH<sub>4</sub> oder H<sub>2</sub> ins Gasnetz eingespeist werden.

## Ist synthetisches Gas klimafreundlich?

Klimafreundlich ist synthetisches Gas nur dann, wenn mindestens drei Bedingungen erfüllt sind<sup>33</sup>:

- 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 Stromsektor.
- Das für die Methanisierung erforderliche CO<sub>2</sub> muss aus der Luft (Direct Air Capture) oder aus nachhaltigen biogenen Quellen gewonnen werden. Fossiles CO<sub>2</sub> kommt mittelfristig nicht mehr in Frage, denn es würde ja bei der Verbrennung des synthetischen Gases schliesslich in die Atmosphäre freigesetzt oder müsste – unter erneut hohem Energieaufwand – abgeschieden und ausserhalb der Atmosphäre sicher gelagert oder einem geschlossenen Kohlenstoff-Kreislauf zugeführt werden. Perspektivisch steht fossiles CO<sub>2</sub> bei einer vollständigen Dekarbonisierung ohnehin nur sehr begrenzt zur Verfügung<sup>34</sup>.

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 Gases.

## Kann synthetisches Gas am Markt bestehen?

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 Elektrolysekosten<sup>35</sup>. 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 erfordern<sup>36</sup>. 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 anfallen<sup>37</sup>. Die kleinen Anteile lokal verfügbaren Überschussstroms müssten ergänzt werden durch grosse Mengen günstiger erneuerbarer Elektrizität<sup>38</sup>. 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 Nutzungsgebühren für den verwendeten Strom anfallen oder nicht.<sup>39</sup>

Hinzu kommen – wenn nicht bloss Wasserstoff produziert wird – erhebliche Kosten für den Prozess der Methanisierung. Dies insbesondere dann, wenn das erforderliche CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> aus nachhaltigen biogenen Quellen weist ein begrenztes Mengenpotenzial auf.

Selbst unter der unwahrscheinlichen Annahme, dass in der benötigten Volllaststundenzahl Strom kostenlos zur Verfügung stünde, ist noch mit erheblichen Gestehungskosten für synthetisches Methan zu rechnen. In jedem Fall sind die Herstellungskosten für synthetische Brenn- und Treibstoffe voraussichtlich dauerhaft höher als die Förderkosten

<sup>33</sup> Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

<sup>34</sup> Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018  
Öko-Institut. Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. 2014

<sup>35</sup> Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

<sup>36</sup> Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

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.

<sup>37</sup> Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

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

<sup>38</sup> 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.

<sup>39</sup> Energy Brainpool. Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. 2018.

ihrer fossilen Alternativen – sofern keine ausreichend hohe CO<sub>2</sub>-Bepreisung greift<sup>40</sup>.

## Mit wieviel synthetischem Gas können wir rechnen?

Theoretisch sind die Mengenpotenziale für synthetisches Gas sehr gross. Schliesslich braucht es «bloss» überschüssigen Strom, Wasser und CO<sub>2</sub>. 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<sub>el</sub> zusätzliche Stromerzeugung, um den verbleibenden Bedarf mit PtG zu decken<sup>41</sup>! 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 diesem Szenario zumindest für den Austausch der Ölheizungen gebraucht würden), müsste die Stromerzeugung in der Schweiz verdoppelt werden – und das innerhalb von zwei bis drei Jahrzehnten<sup>42</sup>. 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.

## 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 haben<sup>43</sup>. 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 Sonne<sup>44</sup>. So werden bei PtG aus 1 kWh erneuerbar erzeugtem Strom heute im Schnitt bloss 0,56 kWh Brennstoff erzeugt<sup>45</sup>.

Die Folgen der Wirkungsgradverluste über die Prozesskette lassen sich am Beispiel unterschiedlicher Heizungssysteme ausgehend von erneuerbar erzeugtem Strom anschaulich machen (siehe Abbildung). Den höchsten Gesamtwirkungsgrad erzielt mit 285 Prozent die elektrische Wärmepumpe, die anders als viele andere Technologien eine besondere Hebelwirkung aufweist: Mit ihr kann Umweltwärme (aus Luft, Boden, Wasser) eingebunden werden, deren Menge grösser ist als der zum Betrieb der Wärmepumpe benötigte Strom, sodass Werte über 100 Prozent erreicht werden. Im hier gewählten Beispiel stellt die Wärmepumpe eine Wärmemenge zur Verfügung, die dreimal so gross ist wie die dazu benötigte Strommenge (JAZ=3.0). Danach folgt der Gasbrennwertkessel mit 50 Prozent Gesamtwirkungsgrad. Am Ende steht die Brennstoffzellenheizung mit 45 Prozent, deren Endprodukte sich zu etwa gleichen Anteilen in die zwei Komponenten Wärme (24 Prozent) und Strom (21 Prozent) aufteilen, ähnlich wie dies auch bei einem WKK-Gasmotor der Fall wäre<sup>46</sup>. Der Gesamtwirkungsgrad der elektrischen Wärmepumpe ist damit fünf- bis sechsmal höher 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 verbessern<sup>47</sup>, aber davon ist tendenziell 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 Infrastrukturkosten<sup>48</sup> – überkompensiert werden

<sup>40</sup> Dem widerspricht auch nicht Energy Brainpool. Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. 2018

<sup>41</sup> 32'000 GWh PtG mit einem Wirkungsgrad von 0,56 aus Strom erzeugt

<sup>42</sup> Natürlich sind diese Berechnungen stark vereinfacht und lassen bspw. Importe ausser Acht. Aber wie bei Biogas und PtG darf die Schweiz auch bei erneuerbarem Strom nicht auf eine unbegrenzte Importkapazität aus dem Ausland zählen.

<sup>43</sup> Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

<sup>44</sup> Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

Elmar.GrosseRuse@wvf.ch

<sup>45</sup> Öko-Institut. Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. 2014

<sup>46</sup> Beim erzeugten Strom könnte man noch annehmen, dass dieser (im Nachbarhaus) in einer Wärmepumpe mit entsprechenden Wirkungsgrad in Wärme umgewandelt würde. Dadurch würde sich der Gesamtwirkungsgrad z. B. der PtG-Brennstoffzelle auf ca. 84% erhöhen – immer noch dreieinhalbmal weniger als bei der Wärmepumpe.

<sup>47</sup> Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

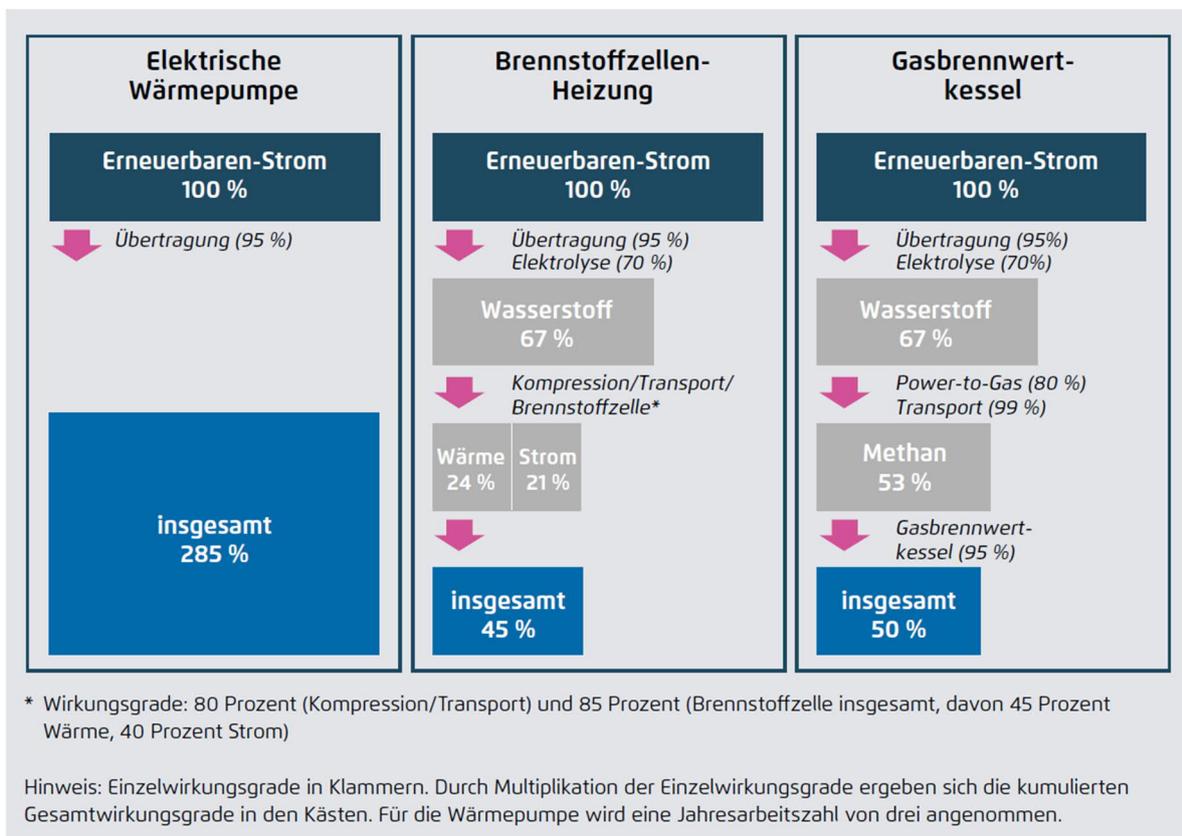
<sup>48</sup> vgl. FNB Gas. Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. 2017.

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 Energiebedarfs<sup>49</sup>, der direkte Einsatz erneuerbarer Energien (das heisst vor allem die Nutzung von Tiefengeothermie, Solarthermie und in begrenztem Umfang Holz) sowie die erneuerbar betriebene Wärmepumpe die Mittel der Wahl sind. Nur wenn die hinreichende Gebäudedämmung aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht möglich ist, können synthetische Brennstoffe eine Alternative sein; entweder als alleiniger Energieträger – mit Brennstoffzellen-WKK oder Brennwärtsessel – oder im Verbund mit Wärmepumpen als Hybridheizungen<sup>50</sup>. 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 sollten<sup>51</sup>.

Für synthetisches Gas verbleiben vor allem diejenigen Anwendungsfelder, wo eine effiziente, direkte Nutzung von Strom nicht möglich ist. Dazu gehören allenfalls der Strassengüterfernverkehr, 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



AUS AGORA ENERGIEWENDE. DIE ZUKÜNFTIGEN KOSTEN STROMBASIERTER SYNTHETISCHER BRENNSTOFFE. 2018

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?

<sup>49</sup> Agora Energiewende. Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus? 2017

<sup>50</sup> 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.

<sup>51</sup> Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

Resultaten vieler der bisher vorliegenden Klimaschutzenszenarien für das Energiegesamtsystem (v. a. in Deutschland) bis zum Jahr 2050<sup>52</sup>. 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.

## 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 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 sollte<sup>53</sup>. 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 umstritten<sup>54</sup>. 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<sub>el</sub> liegt<sup>55</sup>. Zum Vergleich: Die Wasserspeicherkraftwerke der Schweiz fassen derzeit einen Energiegehalt von knapp 9'000 GWh<sub>el</sub><sup>56</sup>. Gegenüber dem heutigen Speicherpotenzial besteht also mittelfristig nur ein kleiner Ausbaubedarf.

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-Kraftwerke<sup>57</sup>. 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.



<sup>52</sup> 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.“

<sup>53</sup> 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...

Elmar.GrosseRuse@wvf.ch

<sup>54</sup> für einen Überblick über verschiedene Studien siehe das „Faktenblatt Versorgungssicherheit“ der Umweltallianz

<sup>55</sup> BfE. Modellierung der System Adequacy in der Schweiz. 2017

<sup>56</sup> SATW. Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende. 2016

<sup>57</sup> 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 ja nur in wenigen Stunden pro Jahr zur Verfügung stünde.

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

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](http://www.wwf.ch/kontakt)  
[www.wwf.ch](http://www.wwf.ch)  
Spenden: PC 80-470-3